



LIÊN DOANH VIETSOVPETRO

TUYỂN TẬP BÁO CÁO
HỘI NGHỊ KHOA HỌC – CÔNG NGHỆ
CHÀO MỪNG SỰ KIỆN
KHAI THÁC TẤN DẦU THỨ 250 TRIỆU

TẬP II



VỮNG TÀU 2024

TUYÊN TẬP BÁO CÁO
HỘI NGHỊ KHOA HỌC - CÔNG NGHỆ

**CHÀO MỪNG SỰ KIỆN
LIÊN DOANH VIETSOVPETRO
KHAI THÁC TẤN DẦU THỨ 250 TRIỆU**

LIÊN DOANH VIETSOVPETRO

TUYỂN TẬP

**HỘI NGHỊ KHOA HỌC – CÔNG NGHỆ
CHÀO MỪNG SỰ KIỆN KHAI THÁC TẤN DẦU THỨ 250 TRIỆU**

TẬP HAI

VŨNG TÀU – 2024

CHỈ ĐẠO THỰC HIỆN:

Ban Tổng giám đốc Liên doanh Vietsovpetro

BIÊN TẬP:

- Viện Nghiên cứu khoa học và thiết kế Dầu khí biển;
- Hội Dầu khí Vũng Tàu

LỜI GIỚI THIỆU

Ngày 15 tháng 05 năm 2024, Liên doanh Vietsovpetro đã cán mốc khai thác tấn dầu thứ 250 triệu sau 38 năm đón dòng dầu đầu tiên từ mỏ Bạch Hổ, Lô 09-1. Đây là một mốc son rất đáng tự hào của tập thể lao động quốc tế Liên doanh Vietsovpetro nói riêng và của toàn ngành dầu khí Việt Nam nói chung.

Chào mừng sự kiện nói trên, được sự đồng ý của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Zarubeznheft, Liên doanh Vietsovpetro tổ chức Hội nghị Khoa học – Công nghệ nhằm mục đích nhìn nhận, đánh giá những thành tựu đã đạt được trong công tác nghiên cứu khoa học, áp dụng và phát triển công nghệ trên nhiều lĩnh vực trong suốt quá trình phát triển của Vietsovpetro. Đồng thời cũng thảo luận, đề xuất những định hướng, giải pháp giúp Vietsovpetro vượt qua các khó khăn, thách thức trước mắt để hướng đến cột mốc mới – khai thác tấn dầu thứ 300 triệu.

Để chuẩn bị Hội nghị, đầu tháng 03 năm 2024 Ban tổ chức đã ra thông báo và gửi thư mời tham gia viết bài đến các đơn vị trong Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, các Viện nghiên cứu và Trường Đại học có chuyên ngành liên quan. Đến đầu tháng 04 năm 2024 Ban biên tập đã nhận được trên 100 bài báo cáo khoa học và tổ chức xem xét lựa chọn 80 bài để biên soạn, hiệu đính và in trong Tuyển tập này. Đây là những công trình tiêu biểu, liên quan đến các lĩnh vực hoạt động của Liên doanh Vietsovpetro, được các nhà khoa học trong và ngoài nước soạn thảo, bao gồm các chuyên ngành:

- Địa chất – Địa vật lý;
- Thiết kế Khai thác mỏ;
- Công nghệ Khai thác;
- Công nghệ Khoan;
- Xây dựng mỏ, Kinh tế mỏ và các lĩnh vực khác.

Các bài viết được lựa chọn trên tiêu chí nghiên cứu khoa học gắn với hoạt động sản xuất kinh doanh của Liên doanh Vietsovpetro nói riêng và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nói chung. Trong quá trình tuyển chọn, mặc dù đã mời nhiều chuyên gia đầu ngành tham gia nhận xét, tuy nhiên do thời gian có hạn, nên không thể tránh khỏi những thiếu sót. Ban biên tập xin chân thành cáo lỗi và rất mong nhận được ý kiến đóng góp của Quý bạn đọc gần xa.

Nhân dịp này, Ban biên tập xin gửi lời cảm ơn chân thành đến các công ty, các nhà khoa học trong và ngoài nước đã nhiệt tình cộng tác và gửi bài viết tham dự Hội nghị.

Ban tổ chức xin trân trọng gửi lời cảm ơn đến Lãnh đạo Liên doanh Vietsovpetro, các đơn vị thành viên đã ủng hộ để có thể xuất bản công trình này.

Ban Biên tập

PHÁT BIỂU KHAI MẠC

“Hội nghị Khoa học - Công nghệ chào mừng sự kiện Liên doanh Vietsovpetro khai thác tấn dầu thứ 250 triệu”

Vũ Mai Khanh
Tổng giám đốc Liên doanh Vietsovpetro

Kính thưa các Vị khách Quý, quý vị đại biểu!

Kính thưa toàn thể Hội nghị!

Trước hết, thay mặt tập thể lao động quốc tế Liên doanh Vietsovpetro, tôi xin nhiệt liệt chào mừng các Vị khách Quý, các Quý vị đại biểu, các nhà khoa học trong và ngoài ngành dầu khí đã đến dự Hội nghị Khoa học - Công nghệ chào mừng sự kiện Liên doanh Vietsovpetro khai thác tấn dầu thứ 250 triệu. Kính chúc quý vị dồi dào sức khỏe, hạnh phúc, thành đạt, chúc Hội nghị thành công tốt đẹp.

Kính thưa toàn thể Hội nghị!

Vào lúc 18 giờ 18 phút ngày 15 tháng 5 năm 2024, Vietsovpetro đã đánh dấu một cột mốc đáng nhớ khi khai thác thành công tấn dầu thứ 250 triệu trong lịch sử hoạt động của mình. Đây là kết quả rất đáng tự hào của tập thể lao động Quốc tế Vietsovpetro, là thành quả của sự lao động cần cù và sáng tạo, dũng cảm vượt qua nhiều khó khăn, thử thách của các thể hệ CBCNV-NLĐ Vietsovpetro và ngành dầu khí, là thành tựu của một hành trình dài 43 năm xây dựng và phát triển. Sự kiện này đã ghi nhận sự nỗ lực to lớn của tập thể lao động Vietsovpetro trong việc đảm bảo khai thác mỏ an toàn và hiệu quả kể từ khi khai thác tấn dầu đầu tiên tại mỏ Bạch Hổ (ngày 26/6/1986).

Cách đây vừa tròn 43 năm, ngày 19/6/1981, Hiệp định liên Chính phủ giữa Việt Nam và Liên Xô về việc thành lập Xí nghiệp Liên doanh Dầu khí Việt - Xô (gọi tắt là Vietsovpetro) được ký kết.

Triển khai Hiệp định, hai Phía đã khẩn trương tiến hành các công tác chuẩn bị để ngày 19/11/1981 Vietsovpetro chính thức đi vào hoạt động. Ngay sau đó, Vietsovpetro đã bắt tay vào công tác nghiên cứu tài liệu địa chất và xây dựng cơ sở vật chất phục vụ cho công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí trên thềm lục địa phía Nam Việt Nam. Cuối năm 1983, giếng thăm dò đầu tiên được triển khai và giữa năm 1984 đã phát hiện dòng dầu công nghiệp ở mỏ Bạch Hổ. 2 năm sau đó, cách đây vừa tròn 38 năm, ngày 26/6/1986 dòng dầu đầu tiên từ thềm lục địa Việt Nam được khai thác, chính thức mở ra ngành công nghiệp mới - công nghiệp dầu khí của Việt Nam.

Trải qua 43 năm hoạt động liên tục và không ngừng phát triển, khắc phục muôn vàn khó khăn trong những ngày đầu thành lập, khi nước ta đang còn bị bao vây cấm vận kinh tế, cơ sở vật chất thiếu thốn, Vietsovpetro đã đạt được những thành tựu vô cùng to lớn, đã khoan hơn 600 giếng khoan thăm dò và khai thác, xây dựng trên 60 công trình biển và lắp đặt trên 800 km đường ống ngầm nội mỏ, liên mỏ.

Hoạt động thăm dò - khai thác dầu khí của Vietsovpetro suốt những năm qua có ý nghĩa kinh tế - xã hội vô cùng to lớn: nguồn thu ngoại tệ của Vietsovpetro đã góp phần quan trọng vào việc kiềm chế lạm phát, ổn định kinh tế vĩ mô và tăng trưởng kinh tế của đất nước. Trên hành trình khai thác 250 triệu tấn dầu, Vietsovpetro đã đạt mức doanh thu từ hoạt động dầu khí trên 89 tỷ đô la Mỹ, nộp vào ngân sách Nhà nước và lợi nhuận phía Việt Nam trên 58 tỷ đô la Mỹ. Mặt khác, sự phát triển hiệu quả của Vietsovpetro đã là nhân tố kích thích, lôi kéo các nhà đầu tư nước ngoài vào công tác thăm dò và khai thác dầu khí ở Việt Nam. Đến nay, ngoài Vietsovpetro còn có hàng chục công ty khác đang thăm dò và khai thác dầu khí trong khuôn khổ

hợp đồng phân chia sản phẩm, mở rộng vùng hoạt của PetroVietnam, đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước và khẳng định chủ quyền quốc gia trên biển. Bên cạnh đó, từ sự phát triển của Vietsovpetro nói riêng và của ngành dầu khí nói chung đã tạo ra động lực thúc đẩy nhiều ngành công nghiệp khác phát triển, như khí-điện-đạm, cơ khí chế tạo-lắp ráp, lọc hóa dầu, công nghiệp tàu biển và các dịch vụ dầu khí khác. Trên địa bàn Bà Rịa - Vũng Tàu sau hơn 40 năm, công nghiệp dầu khí đã có tác động không nhỏ đến việc thay đổi căn bản về cơ sở hạ tầng, về cơ cấu kinh tế của địa phương.

Về hội nhập và hợp tác quốc tế, Vietsovpetro là biểu tượng của tình hữu nghị truyền thống và hợp tác quốc tế trong sáng giữa Việt Nam, Liên Xô trước đây và Liên Bang Nga ngày nay. Vietsovpetro cũng là đối tác tin cậy của nhiều bạn hàng, nhiều công ty dầu khí hàng đầu thế giới. Những thành quả đạt được của Vietsovpetro đã từng bước khẳng định uy tín và thương hiệu, tạo điều kiện thuận lợi để mở rộng phạm vi hoạt động, vươn ra thị trường dầu khí bên ngoài lãnh thổ Việt Nam.

Để đạt được những thành tựu to lớn trong công tác tìm kiếm – thăm dò – khai thác dầu khí, Vietsovpetro đã giải quyết thành công hàng loạt các vấn đề về khoa học công nghệ trong nghiên cứu địa chất, công tác khoan, xây dựng và khai thác mỏ, có những đóng góp to lớn, quan trọng cho khoa học dầu khí Dầu khí Việt Nam và thế giới. Nhiều công trình khoa học – công nghệ đã, đang và sẽ mang lại hiệu quả kinh tế cao, góp phần cho sự thành công hôm nay của Vietsovpetro và trong tương lai. Trong đó có những công trình khoa học công nghệ quan trọng, làm thay đổi căn bản quá trình phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam như công trình “Tìm kiếm, phát hiện và tổ chức khai thác hiệu quả các thân dầu trong đá móng nứt nẻ trước Đệ tam” đã được nhận giải thưởng Hồ Chí Minh vào năm 2011, công trình “Nghiên cứu, phát triển và hoàn thiện thành công hệ thống công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu trong điều kiện đặc thù của các mỏ Liên doanh Vietsovpetro và các mỏ kết nối” đã nhận được giải thưởng Hồ Chí Minh vào năm 2016.

Bước vào giai đoạn phát triển mới, khi sản lượng dầu các mỏ đã qua thời kỳ khai thác đỉnh, suy giảm nhanh; các khu vực triển vọng trong vùng hoạt động còn ít tiềm năng; hoạt động thăm dò và khai thác của Vietsovpetro sẽ gặp nhiều khó khăn, thách thức. Trong bối cảnh đó, Vietsovpetro xác định công tác nghiên cứu khoa học và áp dụng công nghệ mới là một trong những thành tố tạo nên nền tảng để Vietsovpetro vượt qua các khó khăn, thách thức, hoạt động ổn định, phát triển bền vững và luôn là cánh chim đầu đàn của Tập đoàn Dầu khí Việt nam.

Kính thưa toàn thể Hội nghị!

Chào mừng sự kiện khai thác tấn dầu thứ 250 triệu, được sự đồng ý và chỉ đạo của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Zarubezhneft, Liên doanh Vietsovpetro tổ chức Hội nghị Khoa học – Công nghệ nhằm mục đích nhìn nhận, đánh giá những thành tựu đã đạt được trong công tác nghiên cứu khoa học, phát triển và áp dụng công nghệ trong suốt quá trình phát triển của Vietsovpetro. Đây là dịp để các nhà khoa học trong và ngoài Liên doanh Vietsovpetro qua nhiều thế hệ gặp gỡ, trao đổi kinh nghiệm, bàn bạc và đề xuất những giải pháp giúp Vietsovpetro vượt qua các khó khăn, thách thức để đạt được các thành công mới cũng như có những đóng góp phát triển khoa học công nghệ trong lĩnh vực dầu khí cho PetroVietnam.

Để chuẩn bị Hội nghị, Ban tổ chức đã nhận được trên 100 bài viết của các nhà khoa học trong và ngoài Liên doanh Vietsovpetro, đã tiến hành biên tập và lựa chọn 10 báo cáo tiêu biểu để trình bày trong khuôn khổ của Hội nghị hôm nay, các báo cáo còn lại các Quý vị có thể tham khảo trong Tuyển tập Hội nghị. Với nội dung phong phú, từ những kinh nghiệm sản xuất đến các thành tựu khoa học mới nhất, đạt được trong nghiên cứu của các nhà khoa học, tôi tin tưởng rằng chúng ta sẽ có một ngày tọa đàm bổ ích và lý thú về các lĩnh vực từ Địa chất-Địa vật lý, Thiết kế khai thác mỏ, Công nghệ Khoan - Khai thác, Xây dựng mỏ, Kinh tế và các lĩnh vực khác.

Nhân dịp này, thay mặt Liên doanh Vietsovpetro, tôi xin gửi lời cảm ơn chân thành đến các Đ/c Lãnh đạo hai Nhà nước, các Bộ, Ban, Ngành, Tỉnh Bà Rịa – Vũng Tàu, hai Phía tham

gia Petrovietnam và Zarubezhneft, CBCNV-NLĐ Vietsovpetro qua các thời kỳ đã hỗ trợ và đóng góp công sức quý báu của mình trong suốt quá trình hình thành và phát triển Vietsovpetro.

Với tinh thần trên, tôi tuyên bố khai mạc Hội nghị Khoa học - Công nghệ chào mừng sự kiện Liên doanh Vietsovpetro khai thác tấn dầu thứ 250 triệu.

Kính chúc quý vị dồi dào sức khỏe, hạnh phúc, thành đạt, chúc Hội nghị thành công tốt đẹp!

PHẦN THỨ BA (TIẾP THEO)

CÔNG NGHỆ KHAI THÁC

NGHIÊN CỨU VÀ ÁP DỤNG CÁC CÔNG NGHỆ MỚI TRONG CÔNG TÁC KIỂM SOÁT TRẠNG THÁI THIẾT BỊ LÒNG GIẾNG VÀ KHẢO SÁT GIẾNG NHẪM TỐI ƯU HÓA HOẠT ĐỘNG QUỸ GIẾNG GASLIFT CỦA VIETSOVPETRO

Nguyễn Quốc Dũng, Hoàng Văn Minh, Trần Thanh Nam,
Phạm Cao Thành, Vũ Hoàng Tân
Xí nghiệp KTDK – LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

Hiện nay, quỹ giếng gaslift cùng với sản lượng dầu từ các giếng gaslift chiếm tỷ trọng cao trong tổng quỹ giếng và tổng sản lượng khai thác của Vietsovpetro. Nếu như trong năm 2002, lượng dầu khai thác từ quỹ giếng gaslift chỉ chiếm 5% tổng sản lượng khai thác thì đến năm 2022, số lượng giếng gaslift đã lên đến 339 (trên tổng số 362 giếng khai thác), đóng góp 80.2% sản lượng dầu của Vietsovpetro. Do đó, công tác xây dựng mô hình nhằm tối ưu hóa hoạt động của quỹ giếng gaslift đã trở thành một việc làm quan trọng trong việc ngăn chặn đà sụt giảm sản lượng của Vietsovpetro. Để có một mô hình chuẩn, độ chính xác của các thông số đầu vào là rất quan trọng. Các thông tin cơ bản cần có bao gồm: tình trạng kỹ thuật của các thiết bị lòng giếng; động thái khai thác của giếng; các thông số vỉa như áp suất vỉa, hệ số sản phẩm...

Nhằm khắc phục hạn chế của các phương pháp đo truyền thống, cải thiện chất lượng tài liệu đo và tính an toàn của các hoạt động can thiệp giếng, từ đó nâng cao độ chính xác mô hình khai thác của giếng, XNKT đã nghiên cứu và áp dụng thành công nhiều công nghệ mới như Downhole Video Camera, Distributed Fiber Optic Sensing, Shut – In Tool. Trong khuôn khổ bài viết này, nhóm tác giả sẽ trình bày về việc ứng dụng các công nghệ nêu trên vào quá trình khảo sát giếng khoan nhằm tăng cường kiểm soát trạng thái thiết bị lòng giếng và tối ưu hóa hoạt động quỹ giếng gaslift của Vietsovpetro.

GIỚI THIỆU

Hiện tại, hầu hết các đối tượng khai thác tại các mỏ dầu khí chính của Vietsovpetro đều đã bước vào giai đoạn khai thác thứ sinh và tận thu hồi. Tuổi thọ các giếng khai thác cao, sự phức tạp của các tầng sản phẩm mới đưa vào khai thác cùng với tần suất tiến hành các hoạt động can thiệp giếng, đặc biệt là các hoạt động xử lý vùng cận đáy giếng bằng hóa phẩm, axit, vữa vữa thủy lực tăng cao nhằm duy trì sản lượng là những nguyên nhân chính gây ra khuyết tật của các thiết bị lòng giếng. Trong bối cảnh các phương pháp khảo sát truyền thống đang áp dụng tại Vietsovpetro như đo P/T, PLT, MIT... đang dần không đáp ứng được các yêu cầu ngày càng khắt khe của thực tiễn sản xuất, XNKT đã nghiên cứu và thử nghiệm thành công công nghệ Downhole Video Camera (DHVC), Distributed Fiber Optic Sensing (DFOS) giúp đánh giá chính xác tình trạng kỹ thuật của các thiết bị lòng giếng.

Song song với đó, sự suy giảm năng lượng vỉa cũng tác động tiêu cực đến kết quả khảo sát thủy động lực học giếng khoan và việc xác định các thông số vỉa. Để giải quyết vấn đề này, đội ngũ cán bộ kỹ thuật của XNKT đã tìm hiểu, đưa vào áp dụng các thiết bị SIT có tính năng và kích thước phù hợp với điều kiện khai thác và cấu trúc giếng khoan đặc thù của Vietsovpetro. Kết quả bước đầu cho thấy, việc sử dụng các thiết bị SIT trong quá trình khảo sát giếng giúp rút ngắn thời gian đo, thu được các số liệu tốt hơn, giảm thiểu các hiệu ứng tiêu cực ảnh hưởng tới kết quả đo.

1. Công nghệ Downhole Video Camera

Kiểm soát trạng thái thiết bị lòng giếng là một nhiệm vụ cơ bản nhưng cực kỳ quan trọng trong công tác quản lý, vận hành các giếng khai thác. Mức độ toàn vẹn của các thiết bị lòng

giếng không chỉ là một tiêu chuẩn an toàn quan trọng trong ngành công nghiệp dầu khí mà còn là một yếu tố có tầm ảnh hưởng bao trùm lên các khía cạnh khác như kết quả khảo sát giếng, sản lượng khai thác... Để kiểm tra và đánh giá tình trạng kỹ thuật của các thiết bị lòng giếng, Vietsovpetro thực hiện phép đo các đại lượng vật lý dọc theo thân giếng như đường kính, nhiệt độ, áp suất, lưu lượng... Dựa vào việc phân tích mức độ biến thiên của các đại lượng trên để đưa ra kết luận về trạng thái kỹ thuật của các thiết bị lòng giếng. Cách làm này có nhiều điểm hạn chế: độ phân giải thấp (với phương pháp đo đường kính), tiềm tàng rủi ro cao khi chuỗi máy bị thổi gây ra những sự cố phức tạp. Công nghệ Downhole Video Camera chính là giải pháp có thể khắc phục các tồn tại vừa nêu.

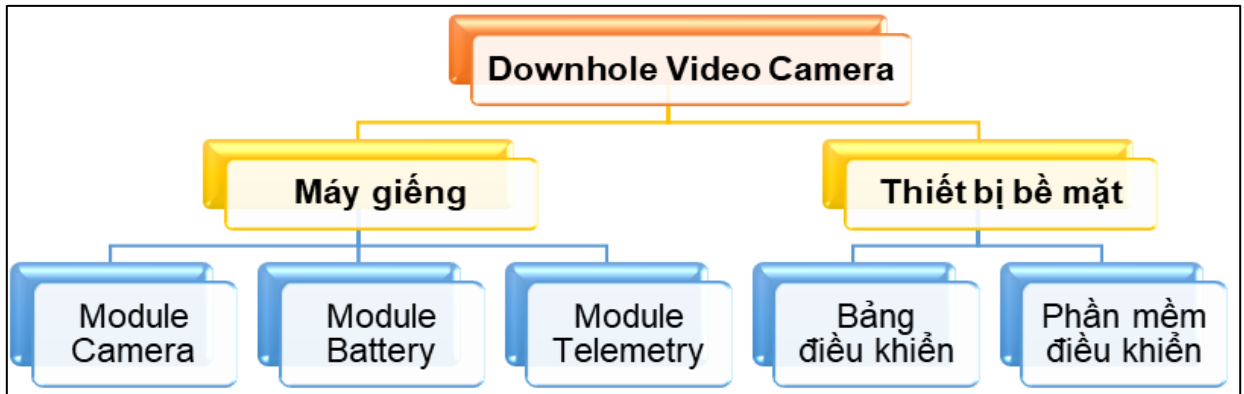


Hình 1. Thiết bị đo Downhole Video Camera

DHVC là một kỹ thuật khảo sát giếng tiên tiến, giúp chúng ta quan sát được hình ảnh trong lòng giếng khoan với chất lượng cao (full HD – 1920 x 1080 pixels), truyền trực tiếp theo thời gian thực, song song với quá trình kéo/thả thiết bị. Thay vì phải đánh giá trạng thái kỹ thuật của các thiết bị lòng giếng và đáy giếng một cách gián tiếp dựa vào các thông số khác, với công nghệ DHVC, chúng ta có thể đưa ra các kết luận chính xác nhờ phân tích trực tiếp các hình ảnh và đoạn phim ghi được.

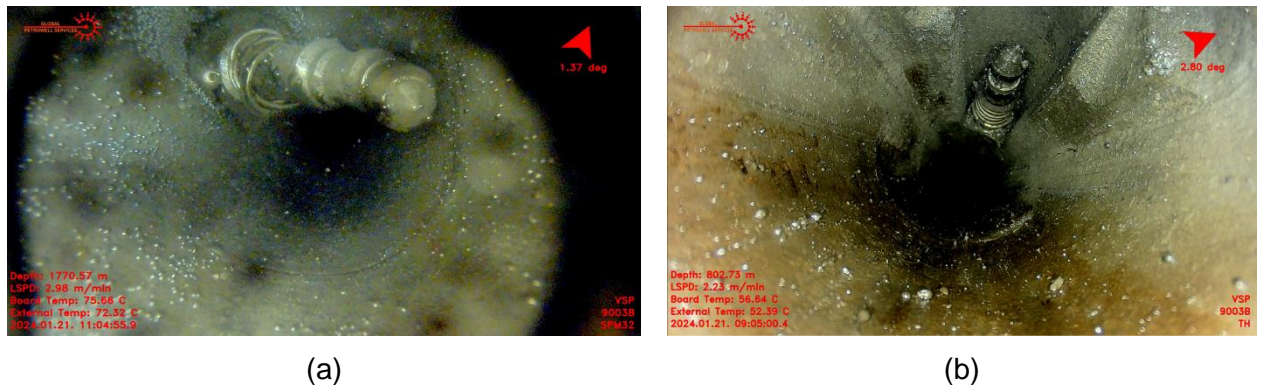
Hệ thống DHVC bao gồm các máy giếng và các thiết bị bề mặt (Hình 2). Các máy giếng có thể được kéo thả trong giếng nhờ kỹ thuật Cáp tời và tương thích với nhiều loại cáp wireline (cáp thép – slickline, cáp điện – eline, cáp quang – oline).

- Module Camera: là module được tích hợp các chức năng chính gồm cụm đèn led để chiếu sáng, camera chuyên dụng với ống kính có tính năng chống bám dính hơi sương để ghi lại các hình ảnh và âm thanh trong quá trình kéo thả, bộ nhớ lên đến 64 GB để lưu trữ những đoạn video chất lượng cao (full HD).
- Module Battery: là hệ thống pin có công suất lớn, cung cấp năng lượng cho Module Camera hoạt động liên tục trong thời gian 6 tiếng.
- Module Telemetry: có chức năng lưu mã hóa, nén và truyền video trực tiếp lên bề mặt thông qua đường truyền E-line/O-line với tốc độ có thể lên đến 3 Gbps (đối với cáp O-line). Phương thức mã hóa và định dạng video lưu trữ/truyền tải là nét đặc trưng của mỗi nhà sản xuất.
- Bảng điều khiển: là thiết bị giao tiếp giữa người vận hành với máy giếng. Thông qua thiết bị này, chúng ta có thể cấp nguồn cho máy giếng, đọc và giải mã tín hiệu đo độ sâu, download dữ liệu từ bộ nhớ của Module Camera.
- Phần mềm điều khiển: là các phần mềm chuyên dụng của nhà sản xuất, được tích hợp nhiều chức năng để người dùng thực hiện các thao tác đo và xử lý các video, hình ảnh ghi được.



Hình 2. Sơ đồ cấu trúc hệ thống Downhole Video Camera

Công nghệ Downhole Video Camera đặc biệt hữu dụng trong các trường hợp cần đánh giá mức độ nghiêm trọng các biến dạng cơ học của bộ cần khai thác và thiết bị lòng giếng khi không thể hoặc chỉ hoàn thành một phần công tác thả thông lòng giếng. Thả thông giếng là một thao tác bắt buộc phải triển khai trước khi tiến hành các công việc xâm nhập giếng. Trong trường hợp không thể thả thông đến vị trí mong muốn, việc đánh giá trạng thái của các thiết bị lòng giếng sẽ gặp rất nhiều khó khăn do chỉ được thả thiết bị đo cách điểm dừng khi thả thông từ 5 – 10m. Với DHVC, chúng ta có thể thu được các hình ảnh rõ nét của bộ cần khai thác và thiết bị lòng giếng cho đến tận vị trí dừng khi thả thông, nhờ đó có thể đánh giá một cách trực quan mức độ nghiêm trọng của các biến dạng cơ học, thậm chí là trong trường hợp đứt ống khai thác.



Hình 3. (a): Vị trí bất thường của van gaslift số 3, giếng 9003E giàn BK-9
(b): Van gaslift số 1 nằm trong ổ van, giếng 9003E giàn BK-9



Hình 4. (a): Đứt cần HKT 3.5"OD ở độ sâu 10.3m, giếng 121 giàn MSP-6
(b): Đứt cần HKT 2.875"OD ở độ sâu 1949.5m, giếng 9003E giàn BK-9

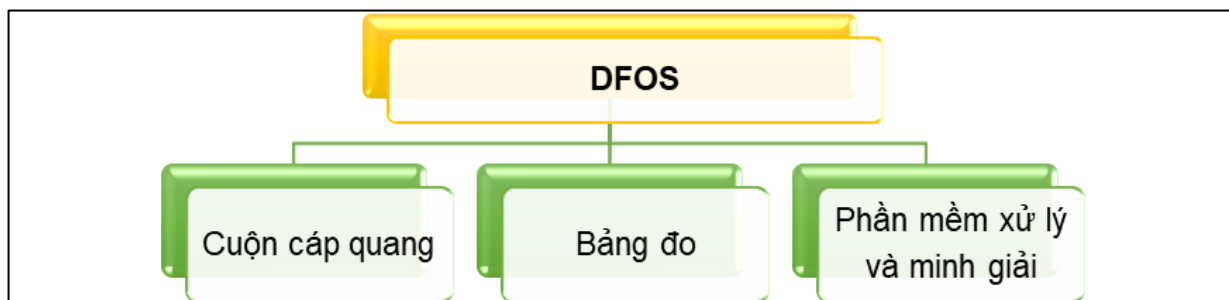
Mặc dù ống kính của thiết bị DHVC dễ bị chất bẩn bám vào làm tầm nhìn bị hạn chế, chất lượng hình ảnh phụ thuộc nhiều vào phương thức triển khai và điều kiện giếng khoan như nhiệt độ, tốc độ kéo thả, đặc tính lưu chất (khí, dầu, nước) nhưng nếu phối hợp triển khai tối đa các biện pháp làm sạch giếng phù hợp trước khi khảo sát bằng máy DHVC như thả thiết bị nạo paraffin (Gauge Cutter), bơm tuần hoàn thuận, bơm nước PPD vào trong cần... chúng ta hoàn toàn có thể thu được các hình ảnh rõ nét bên trong giếng.

2. Công nghệ Distributed Fiber Optic Sensing (DFOS)

Distributed Fiber Optic Sensing (DFOS) là một bước đột phá trong lĩnh vực khảo sát giếng, có hiệu quả vượt trội trong việc xác định các điểm hở và giám sát hoạt động giếng khoan. Khi thực hiện các phương pháp đo truyền thống, các máy đo được tích hợp một hoặc nhiều loại cảm biến sẽ đo ghi dữ liệu trong quá trình kéo thả. Với cách làm này, tại mỗi thời điểm, chúng ta chỉ có thể thu được các thông số của giếng tại một vị trí nhất định. Nhiều thông tin có thể đã bị bỏ sót hoặc không thể ghi lại khi tiến hành khảo sát các giếng khai thác bằng phương pháp gaslift, nhất là các giếng hoạt động đa điểm và các giếng làm việc theo chu kỳ. Vì lý do đó, trong nhiều trường hợp, người minh giải không thể đưa ra các kết luận đúng với bản chất hoạt động của giếng. Nhược điểm này hoàn toàn có thể được khắc phục bằng cách sử dụng hệ thống DFOS.

Hệ thống DFOS sử dụng cảm biến phân tán chính là sợi cáp quang được tích hợp trong lõi của dây cáp được thả vào giếng. Ánh sáng từ nguồn phát lan truyền dọc theo sợi cáp quang và phản xạ ngược trở lại đầu thu theo nguyên lý quang học. Sự biến dạng và suy hao của tín hiệu thu sẽ được hệ thống phân tích, tính toán nhằm đưa ra các giá trị về nhiệt độ và đặc tính sóng âm trên toàn bộ chiều dài giếng theo thời gian thực. Nhờ đó, chúng ta có thể xác định chính xác vị trí của các điểm hở, kể cả các điểm hở nhỏ và rất nhỏ, cũng như động thái làm việc của giếng xuyên suốt quá trình đo. Bên cạnh đó, việc khảo sát giếng bằng hệ thống DFOS được đánh giá an toàn hơn so với cách làm truyền thống. Chuỗi máy giếng và các thiết bị phụ trợ cùng với cáp quang sẽ được thả đến đáy giếng, giúp giảm thiểu tối đa khả năng chuỗi máy bị thổi trong quá trình mở giếng.

Hệ thống DFOS gồm có các thành phần chính như mô tả trong Hình 5.

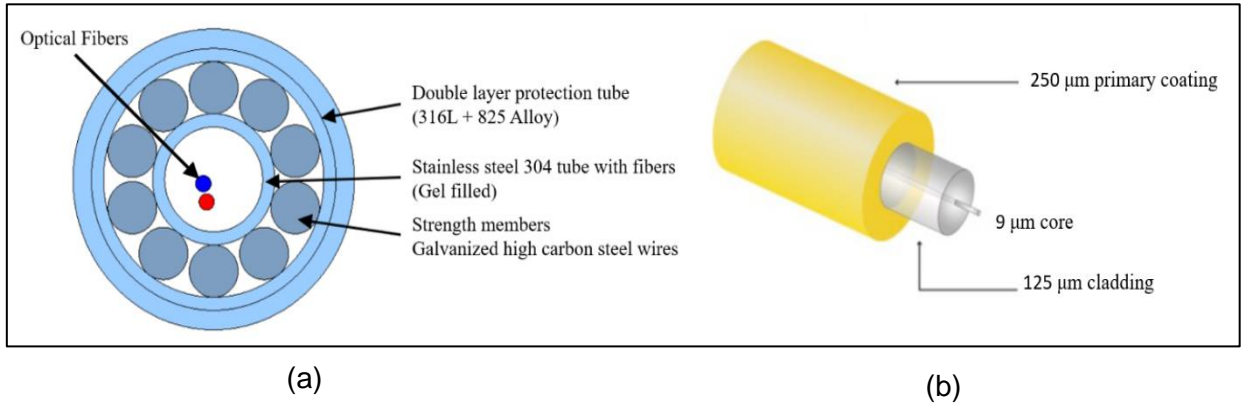


Hình 5. Sơ đồ cấu trúc hệ thống DFOS

2.1. Cuộn cáp quang

Cuộn cáp quang được thiết kế và chế tạo với cấu trúc FIMT (Fiber In Metal Tube) có phần lõi là các sợi cáp quang đảm nhận chức năng truyền xung ánh sáng, đồng thời cũng là cảm biến của hệ thống. Sợi cáp quang được sử dụng trong hệ thống DFOS là loại đơn mode, có phần lõi (core) được làm từ thủy tinh nguyên chất (SiO_2) có pha trộn một lượng tạp chất Germanium Dioxide (GeO_2) hoặc Aluminum Dioxide (Al_2O_3) vừa đủ, tạo hiệu ứng tăng nhẹ chiết suất so với lớp bọc (cladding) vốn cũng được làm từ thủy tinh nguyên chất. Lớp phủ (primary coating) là các loại polyme có tác dụng loại bỏ các tia sáng bị khúc xạ ra khỏi đường truyền. Lớp phủ còn giúp tăng tính bền nhiệt của sợi cáp quang, tăng khả năng chống chịu các tác động cơ học, ngăn ngừa sự xâm nhập của hơi nước và các yếu tố khác. Bọc bên ngoài là các lớp bảo vệ nhằm đảm bảo khả năng chịu lực, chống mài mòn và hạn chế các tác động tiêu cực của môi

trường giếng khoan lên sợi cáp quang. Đường kính danh nghĩa của các loại cáp quang thường dùng cho công việc khảo sát giếng khoan 4 – 4.6mmOD.



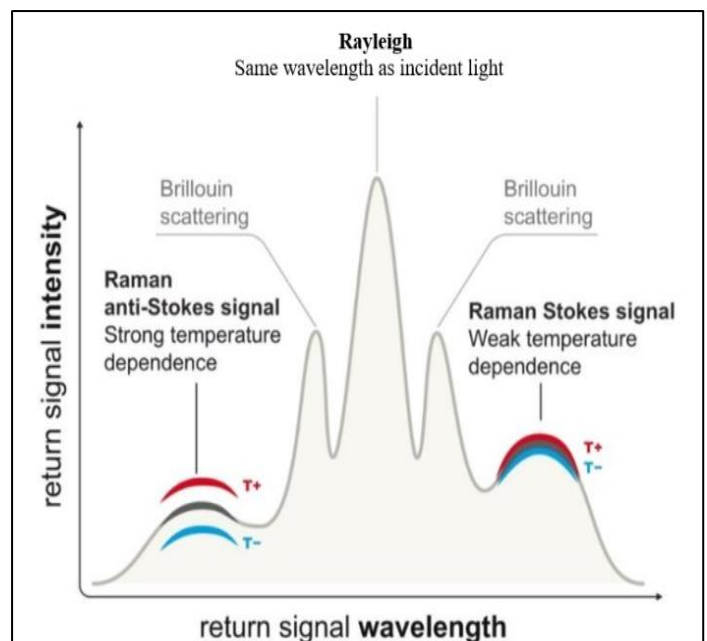
Hình 6. (a): Mặt cắt ngang của cuộn cáp quang
(b) Cấu trúc của sợi cáp quang đơn mode

2.2. Bảng đo

Có hai loại bảng đo được sử dụng trong hệ thống DFOS là Distributed Temperature Sensing Interrogator Unit (DTS IU) và Distributed Acoustic Sensing Interrogator Unit (DAS IU).

DTS Interrogator Unit: Thiết bị hoạt động dựa trên nguyên lý của kỹ thuật đo Phản xạ quang học theo miền thời gian (OTDR – Optical Time Domain Reflectometry) và tán xạ đàn hồi Raman. Khi một xung ánh sáng được truyền vào sợi cáp quang, sự tương tác giữa các hạt photon ánh sáng với các phân tử trong môi trường truyền tạo ra các tia sáng tán xạ Raman có bước sóng dài hơn và ngắn hơn bước sóng của tia ánh sáng tới, được đặt tên tương ứng là Stokes và Phản Stokes (Anti – Stokes). Biên độ của ánh sáng Stokes phụ thuộc rất ít vào nhiệt độ trong khi biên độ của ánh sáng Phản Stokes thay đổi nhiều khi nhiệt độ biến thiên. Bảng đo DTS IU sẽ thu thập, phân tích xác định nhiệt độ tại điểm lấy mẫu dựa trên tỉ lệ biên độ của ánh sáng Phản Stokes và ánh sáng tới. Bên cạnh đó, hệ thống cũng có thể tính toán chính xác vị trí của điểm đo dựa trên các kiến thức cơ bản về tốc độ và thời gian truyền sóng.

DAS Interrogator Unit: Thiết bị hoạt động dựa trên nguyên lý của kỹ thuật đo Phản xạ quang học liên tục theo miền thời gian (COTDR – Coherent Optical Time Domain Reflectometry) và tán xạ không đàn hồi Rayleigh. Khi một xung ánh sáng được truyền vào sợi cáp quang, sự tương tác giữa các hạt photon ánh sáng với các phân tử trong môi trường truyền tạo ra các tia sáng tán xạ Rayleigh có bước sóng không đổi. Tuy nhiên, chiều dài sợi cáp quang lại có những thay đổi rất nhỏ do tác động của các kích thích âm thanh, tạo ra sự lệch pha của các tia sáng tán xạ. Bảng đo DAS IU sẽ thu thập, so sánh độ lệch pha và biên độ của các tia sáng phản xạ so với nguồn phát để xác định độ lớn và vị trí của các tác nhân gây lệch pha chính là kích thích âm thanh nêu trên.



Hình 7. Phổ ánh sáng tán xạ bên trong sợi cáp quang

2.3. Phần mềm xử lý và minh giải

Quá trình đo ghi số liệu về đặc tính sóng âm trên toàn bộ chiều dài giếng theo thời gian thực tạo ra các tập tin có dung lượng rất lớn, có thể lên đến vài TB. Để thuận tiện cho quá trình truyền tải, xử lý và lưu trữ các dữ liệu này, nhà sản xuất đã thiết kế và lập trình hai nhóm phần mềm có chức năng riêng biệt.

- Nhóm các phần mềm xử lý tiền minh giải: thực hiện chức năng mã hóa và nén các tập tin số liệu thô (raw data) bằng các thuật toán đặc biệt. Nhờ đó dung lượng của các tập tin này có thể giảm xuống hàng ngàn lần, từ nhiều TB còn vài trăm MB. Bên cạnh đó, nhóm phần mềm này được trang bị một số bộ lọc nhiễu tín hiệu (filter), có thể sử dụng để xem và đánh giá nhanh các số liệu thô.
- Nhóm các phần mềm minh giải chuyên sâu: được thiết kế và lập trình để xử lý các tập tin dữ liệu đã được nén và mã hóa, nhóm các phần này có thể thực hiện nhiều tác vụ phức tạp như xử lý và hiển thị các thuộc tính của tài liệu DAS như phổ năng lượng (Energy Spectra) ở các dải tần số khác nhau dưới hình thức bảng màu, hiển thị đồng thời số liệu của các kênh đo khác nhau, kể cả việc nhập số liệu từ các tập tin khác... Nhờ đó, người dùng có thể quan sát một cách trực quan, tạo điều kiện thuận lợi trong quá trình đánh giá và phân tích dữ liệu.

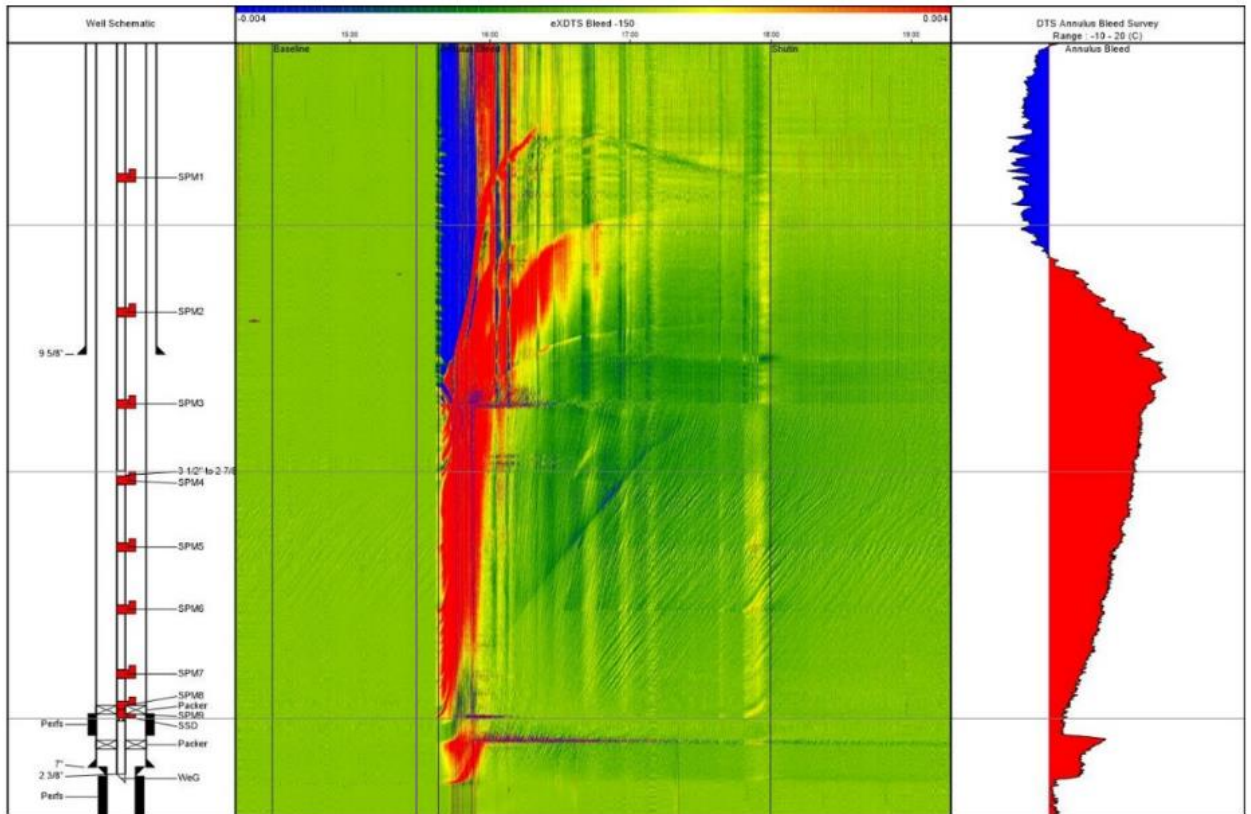
2.4. Ứng dụng hệ thống DFOS trong việc xác định điểm hở

Giếng 467B giàn BK-8 được đưa vào khai thác từ tháng 11 năm 2016. Quá trình vận hành giếng được theo dõi sát sao theo đúng chế độ công nghệ mà phòng Địa chất khai thác mỏ đưa ra. Đến tháng 5 năm 2020, áp suất ngoài cần của giếng có hiện tượng dao động với biên độ lớn, từ 68 đến 92 bar, áp suất miệng giếng cũng dao động tương ứng, từ 17 đến 42 bar. Giải pháp thay van gaslift đã được xem xét và triển khai nhưng không mang lại hiệu quả như mong muốn. Do giếng hoạt động ở chế độ gaslift với lưu lượng khí 45.000 m³/ngày nên việc sử dụng các phương pháp đo truyền thống như P/T, PLT để xác định điểm hở trong bộ cần khai thác có độ rủi ro rất cao. Trước tình hình đó, XNKT đã quyết định sử dụng hệ thống DFOS để kiểm tra trạng thái kỹ thuật của các thiết bị lòng giếng, từ đó đưa ra các biện pháp xử lý phù hợp.

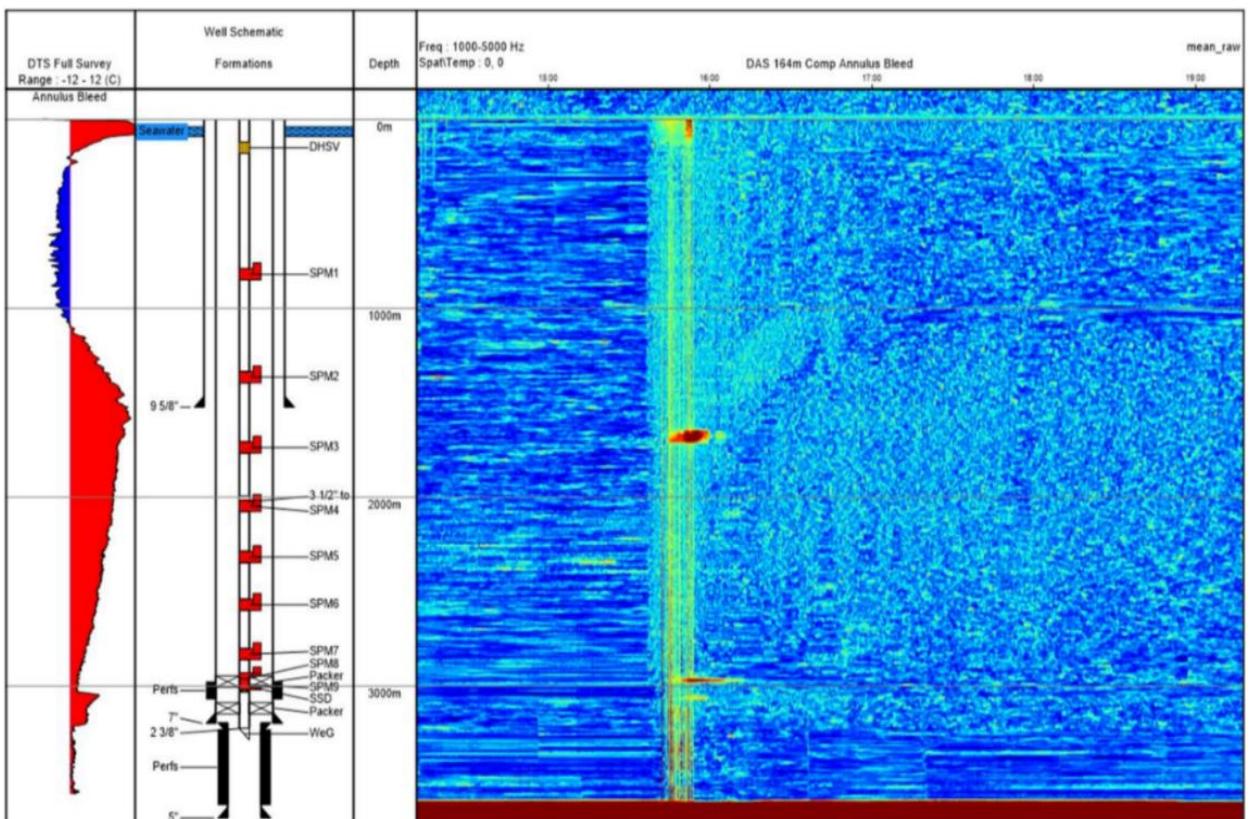
Cuộn cáp quang được thả xuống độ sâu 3605m (đáy giếng) và đo ghi theo trình tự sau: đo ghi sự thay đổi của nhiệt độ và đặc tính sóng âm khi giếng ở trạng thái đóng trong 60 phút để lấy giá trị cơ sở; tiến hành xả áp suất ngoài cần và ghi lại sự biến thiên của các thông số này trong 120 phút; dừng xả áp suất ngoài cần và tiếp tục theo dõi động thái của giếng trong 60 phút.

Dữ liệu về Chênh lệch nhiệt độ tương đối và Chênh lệch nhiệt độ tích lũy so với giá trị cơ sở dọc theo thân giếng được biểu diễn trong Hình 8. Trong khoảng thời gian đo ghi đường cơ sở, do giếng đã ổn định và ở trạng thái đóng nên các giá trị về nhiệt độ không có sự thay đổi, thể hiện bởi dải màu xanh lục ổn định. Khi xả áp suất ngoài cần, mức độ chênh lệch áp suất giữa trong cần và ngoài cần cũng tăng dần. Do có sự chênh áp, cột lưu chất ở trong cần di chuyển ra ngoài cần qua điểm hở ở vị trí SPM #3. Theo thời gian xả áp suất ngoài cần, hiệu ứng Joule Thompson thể hiện rất rõ ràng khi cột khí giãn nở và mất nhiệt thể hiện bởi bảng màu xanh lam trong khi cột chất lỏng lại nóng lên thể hiện bằng dải màu vàng cam và chuyển dần sang đỏ. Càng về cuối quá trình xả, sự thay đổi nhiệt độ càng giảm do mực chất lỏng ngoài cần dâng cao làm giảm độ chênh áp giữa trong cần và ngoài cần tại vị trí hở.

Phân tích dữ liệu về đặc tính sóng âm ở nhiều dải tần số khác nhau đều cho kết quả tương đồng với dữ liệu về nhiệt độ. Hình 9 biểu diễn đồ thị phổ sóng âm ở dải tần số 1000 – 3000 Hz theo thời gian. Dựa trên đồ thị này, ta có thể thấy rõ ba vị trí có biên độ sóng âm cao dị thường bao gồm trên bề mặt (do xả áp suất ngoài cần vào hệ thống công nghệ của giàn), van SPM #3 (lưu chất từ trong cần chảy ra ngoài cần do chênh áp, vị trí SSD (do lưu chất từ vỉa chảy vào trong cần thông qua SSD).



Hình 8. Dữ liệu DTS thể hiện Chênh lệch nhiệt độ tương đối (đồ thị ở giữa) và Chênh lệch nhiệt độ tích lũy (đồ thị bên phải) so với đường cơ sở dọc theo thân giếng

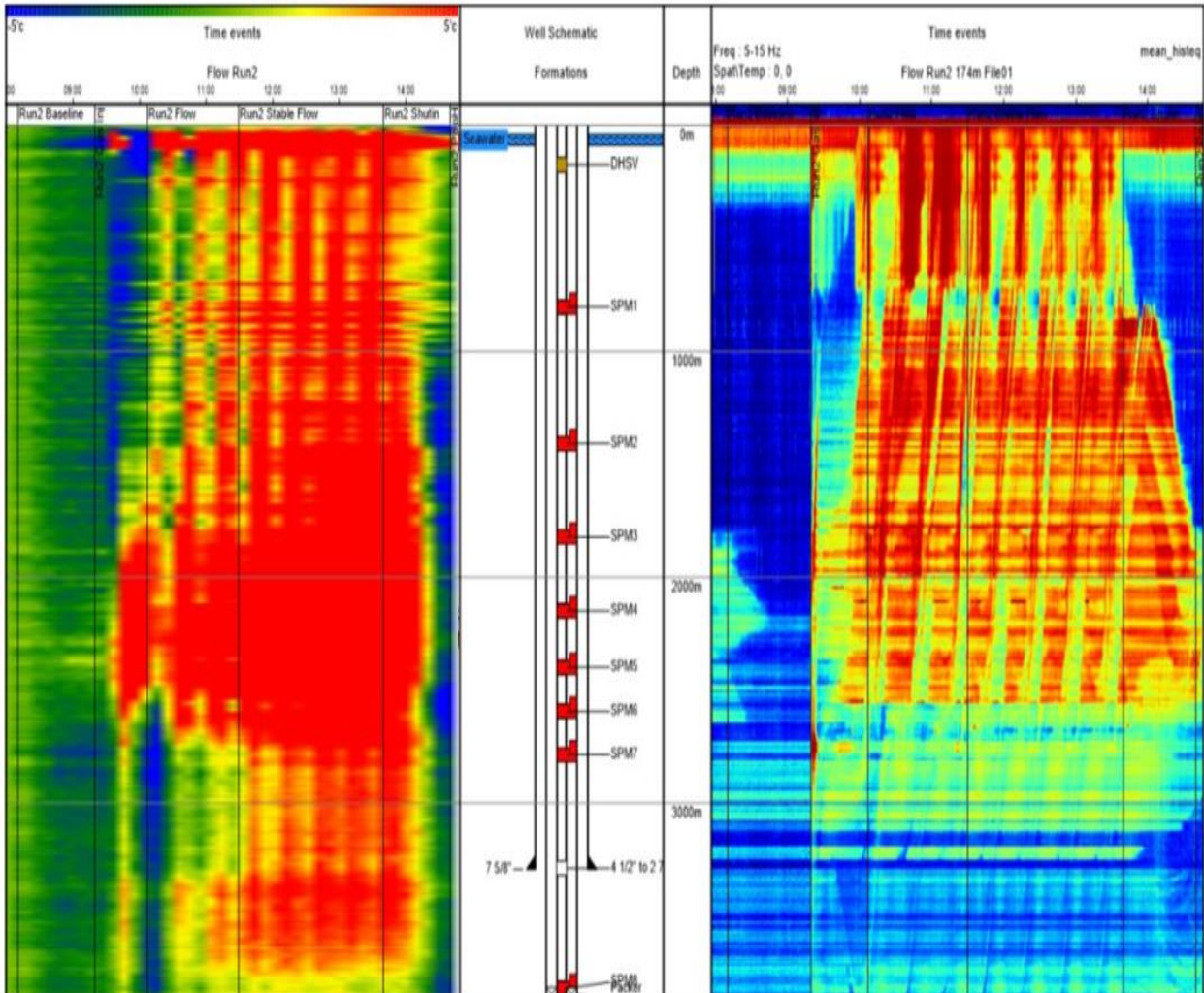


Hình 9. Dữ liệu DAS ở dải tần số 1000 – 3000 Hz dọc theo thân giếng 467B

2.5. Ứng dụng hệ thống DFOS trong việc giám sát động thái làm việc của giếng khoan

XNKT đã sử dụng hệ thống DFOS để xác định điểm bơm khí và giám sát hoạt động của giếng 449, giàn BK 8 sau khi các thông số bề mặt cho thấy có dấu hiệu giếng làm việc đa điểm.

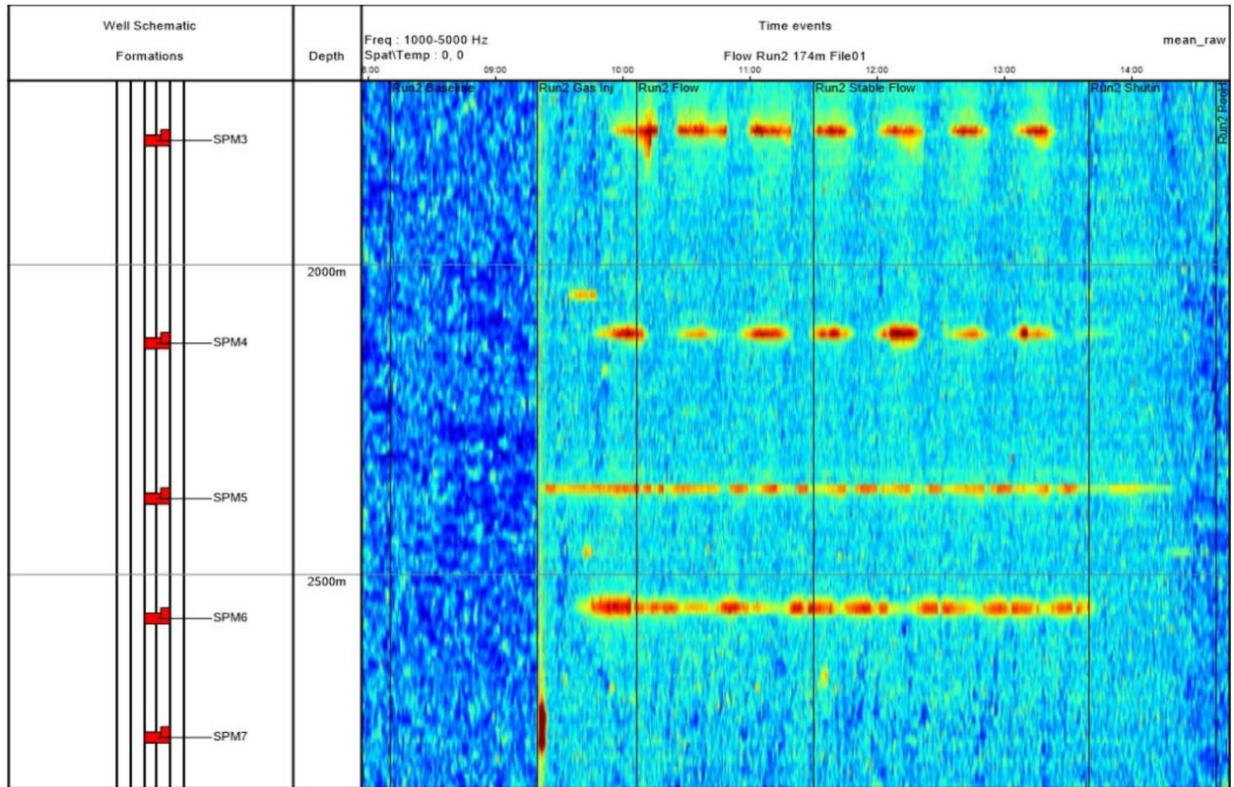
Cuộn cáp quang được thả xuống độ sâu 3960m (đáy giếng) và đo ghi theo trình tự sau: đo ghi sự thay đổi của nhiệt độ và đặc tính sóng âm khi giếng ở trạng thái đóng trong 60 phút để lấy giá trị cơ sở; cho giếng làm việc với lưu lượng bơm khí gaslift 30.000 m³/ngày và ghi lại sự biến thiên của các thông số này trong 210 phút (giếng cho dòng ổn định sau 150 phút); đóng giếng và tiếp tục theo dõi động thái của giếng trong 60 phút.



Hình 10. Dữ liệu DTS và DAS phản ánh động thái làm việc của giếng 449

Dữ liệu về Chênh lệch nhiệt độ tương đối so với giá trị cơ sở và Đặc tính sóng âm dọc theo thân giếng được biểu diễn trong Hình 10. Trong khoảng thời gian đo ghi đường cơ sở, do giếng đã ổn định và ở trạng thái đóng nên các thông số đều không có sự biến động lớn. Sau khi đã cho dòng, giếng hoạt động không ổn định, chất lưu từ vỉa đi lên bề mặt theo từng tập với chu kỳ từ 30 – 40 phút.

Phân tích đặc tính sóng âm trong dải tần số 1000 – 5000 Hz (Hình 11), ta có thể thấy van gaslift số 7 chỉ hoạt động khi bắt đầu bơm khí trong khi đây là van làm việc. Sau đó, trong suốt quá trình làm việc, khí chỉ vào các van gaslift số 3, 4, 5 và 6 vốn được thiết kế là các van khởi động. Tại một vài thời điểm, cả 4 van gaslift đều làm việc.



Hình 11. Dữ liệu DAS ở dải tần số 1000 – 5000 Hz thể hiện trạng thái làm việc của các van gaslift

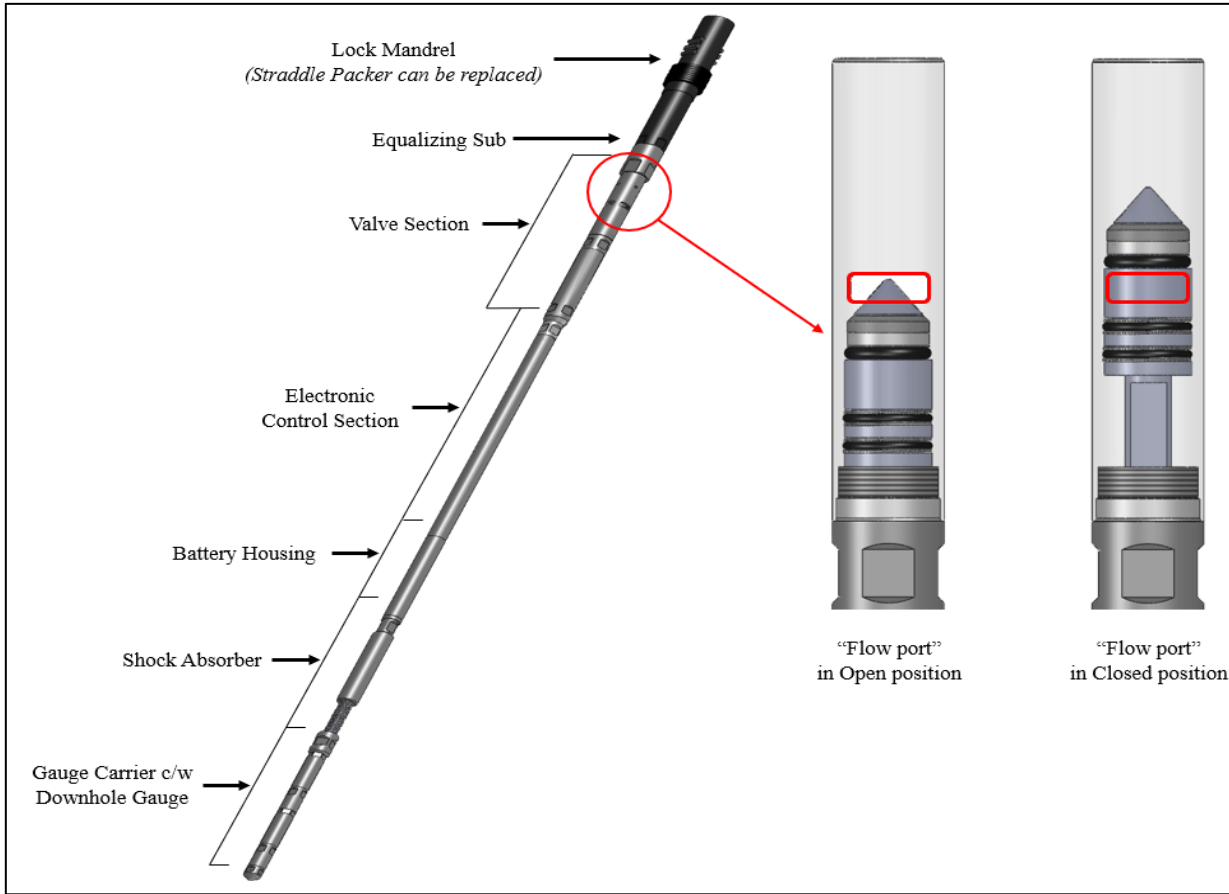
3. Công nghệ Shut – In Tool (SIT)

Đo phục hồi áp suất vỉa là một hoạt động thiết yếu trong công tác khảo sát thủy động lực học giếng khoan, giúp cung cấp nhiều số liệu quan trọng phục vụ cho việc quản lý và tối ưu hoá chế độ khai thác trong suốt quá trình vận hành khai thác mỏ. Hiện nay, do năng lượng vỉa giảm thấp nên việc đo phục hồi áp suất bằng phương pháp truyền thống, dùng giếng trên bề mặt, bị ảnh hưởng tiêu cực bởi các hiệu ứng tích lũy dọc thành giếng khoan (wellbore storage) hiệu ứng tách pha (gas hump)... khiến thời gian đo bị kéo dài, kết quả đo không đạt yêu cầu để tiến hành minh giải định lượng. Để khắc phục triệt để tồn tại này, cần thiết phải áp dụng một thiết bị hoặc tổ hợp các thiết bị cho phép dừng giếng tại đáy giếng hoặc tại vị trí ngay phía trên các khoảng mở vỉa. SIT điện tử chính là lời giải của XNKT cho bài toán trên.

SIT là một thiết bị cơ điện tử, có cấu tạo gồm 4 thành phần chính:

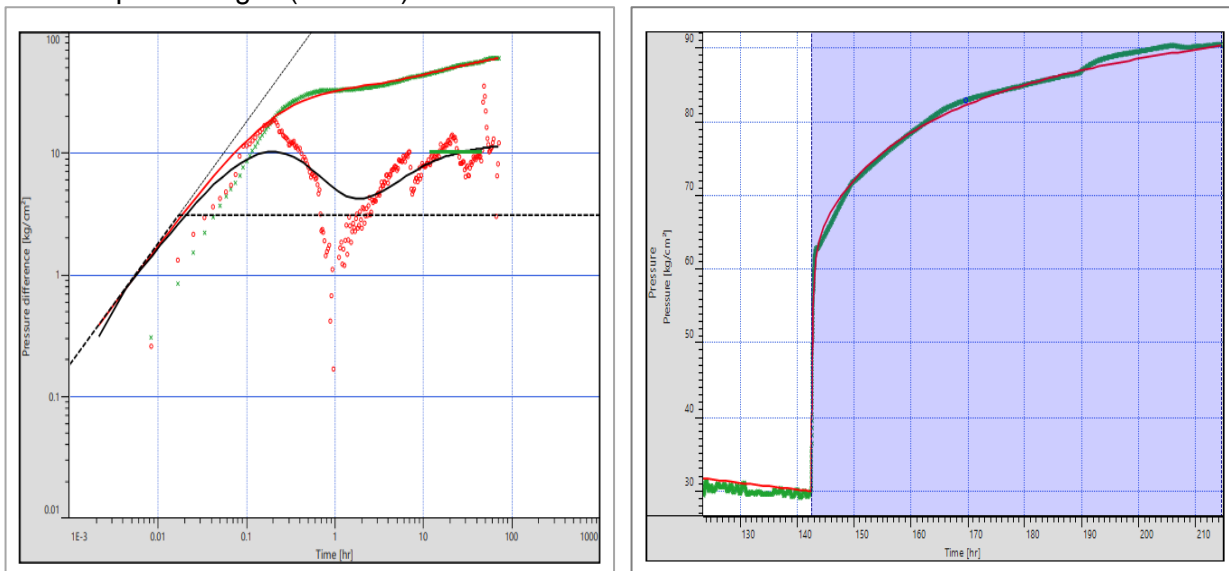
- Battery Section: là bộ phận chứa pin nhằm cung cấp năng lượng cho bộ điều khiển và động cơ hoạt động.
- Electronic Control Section: là bộ điều khiển của thiết bị SIT, có nhiệm vụ kiểm soát và kích hoạt động cơ đóng mở “flow port” theo đúng các bước đã được lập trình bằng phần mềm đi kèm theo yêu cầu cụ thể của người sử dụng.
- Valve Section: là bộ phận chứa động cơ và một piston đóng vai trò như một van đóng mở “flow port”.
- Equalizing Sub: có chức năng làm cân bằng áp suất phía trên và phía dưới của SIT. Đây là cơ cấu an toàn dự phòng, chỉ được kích hoạt trong trường hợp không đảm bảo “flow port” ở vị trí mở hoàn toàn.

SIT thường được gắn phía dưới của các “Lock Mandrel” hoặc “Straddle Packer”. Với tổ hợp thiết bị này, chúng ta có thể đóng giếng tại bất kỳ vị trí nào dọc theo thân giếng bằng cách bịt kín dòng chảy của lưu chất thay vì đóng đường khai thác trên bề mặt. Việc đo ghi các thông số vỉa sẽ do các máy đo được gắn ở đầu còn lại của SIT.



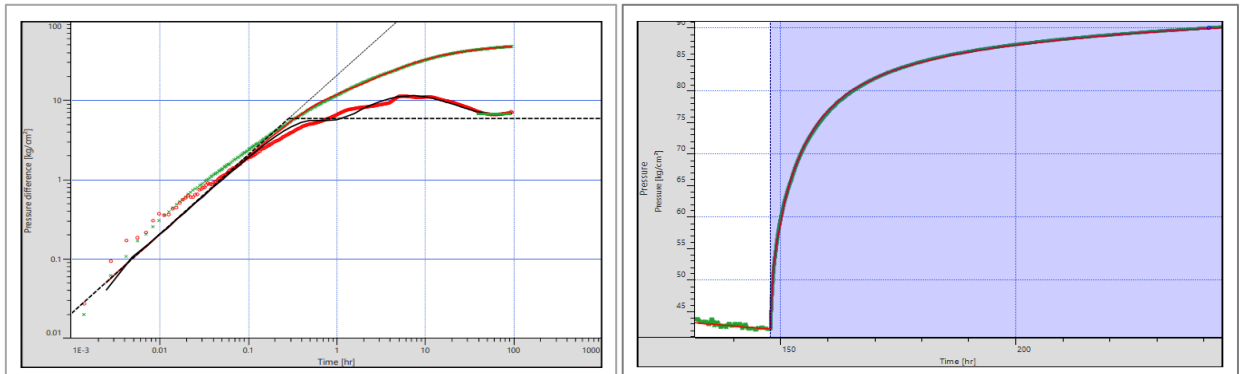
Hình 12. Tổ hợp thiết bị Lock mandrel – SIT – Downhole Gauge và nguyên lý đóng mở “Flow Port” của SIT

Trong năm 2023, XNKT đã thử nghiệm thiết bị SIT trong chiến dịch khảo sát GDI giếng 609 giàn RC-6. Do giếng 609 có độ thấm thấp (12.64mD) và áp suất vỉa thấp hơn áp suất bão hòa ($P_v = 96.85 \text{ atm}$, $P_{bh} = 114 \text{ atm}$) nên trong các lần khảo sát trước đó, dù đã đóng giếng trong thời dài nhưng áp suất vỉa vẫn chưa phục hồi, số liệu đo bị nhiễu ảnh hưởng tới độ tin cậy của kết quả minh giải (Hình 13).



Hình 13. Đồ thị Log - Log và Kết quả đo phục hồi áp suất giếng 609 / RC-6 khi không sử dụng SIT

Khi thiết bị SIT điện tử được sử dụng và lắp đặt ở vị trí Nipple XN (độ sâu 2195m), chất lượng tài liệu đo được cải thiện rõ rệt. Đồ thị Log - Log cho thấy giếng phục hồi tốt, dòng chảy hướng tâm xuất hiện sau 40 giờ dừng giếng, số liệu gần như không bị ảnh hưởng bởi hiệu ứng tích lũy thành giếng, hiệu ứng phân tách pha đã bị triệt tiêu hoàn toàn.



Hình 14. Đồ thị Log - Log và Kết quả đo phục hồi áp suất giếng 609 / RC-6 khi sử dụng SIT

KẾT LUẬN

XNKT đã áp dụng thành công các công nghệ mới DHVC, DFOS, SIT trong điều kiện giếng khoan Vietsovetro. Kết quả bước đầu cho thấy hiệu quả tích cực, mang lại nhiều thông tin hữu ích về trạng thái kỹ thuật lòng giếng và chi tiết quá trình làm việc của giếng mà các phương pháp khảo sát truyền thống không thể làm được. Với những số liệu này, XNKT đã có thêm cơ sở trong việc xây dựng mô hình của giếng, xem xét và triển khai các giải pháp GTM nhằm tối ưu hóa hoạt động của từng giếng nói riêng và quỹ giếng gaslift nói chung. Trong thời gian sắp tới, XNKT sẽ tiếp tục tìm hiểu, nghiên cứu và trang bị thêm các phần mềm, thiết bị phụ trợ cần thiết để có thể hiểu đúng, hiểu sâu và tận dụng tất cả tiềm năng của các công nghệ đã triển khai.

Những thành công trong việc áp dụng công nghệ mới trong giai đoạn vừa qua đã thể hiện sự năng động, sáng tạo và am hiểu chuyên môn của đội ngũ cán bộ kỹ thuật, tầm nhìn sáng suốt và sự quyết đoán của Lãnh đạo XNKT. Những thành tựu này đã trở thành nguồn động lực mạnh mẽ, thúc đẩy các cá nhân và tập thể XNKT mạnh dạn tìm kiếm, đề xuất và đưa vào thử nghiệm nhiều giải pháp khoa học công nghệ khác nhằm giải quyết các vấn đề phát sinh từ thực tiễn sản xuất trong hiện tại và tương lai.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Completion Report: Technology for surveying tubing using a Video Camera descended on a wireline technique for well 918/910 – MSP9 & 121 – MSP6, Global Petro Well Services Ltd.
2. Đánh giá hiệu quả kỹ thuật của thiết bị Downhole Video Camera trong công tác khảo sát giếng tại giếng khoan 9003B giàn BK-9, XNKT.
3. Introduction to Distributed Temperature Sensing, Silixa Ltd.
4. Observing dynamic well behavior during gas lift with slickline deployed distributed fiber optic sensing helps diagnose well performance issues in the White Tiger field Vietnam, SPE-219546-MS, Michael James Webster, Neil James Ferguson, Dung Nguyen Quoc, Minh Hoang Van, Nam Tran Thanh, Thanh Pham Cao, Tan Vu Hoang.
5. Slickline Distributed Fiber Optics Final Report for Vietsovetro, EXPRO Group – TDH Trading & Technical Services JSC.
6. Kết luận Kinh tế - Kỹ thuật về đề tài công nghệ mới “Thử nghiệm thiết bị Shut-In Tool điện tử thực hiện khảo sát thủy động lực học các giếng”, XNKT.

TIỀM NĂNG ÁP DỤNG BƠM ĐIỆN LY TÂM NGẦM ĐỂ VẬN HÀNH KHAI THÁC DẦU TẠI CÁC GIẾNG THUỘC LIÊN DOANH VIETSOVPETRO

Nguyễn Lâm Anh, Đào Nguyên Hưng, Phạm Đại Nhân, Nguyễn Quỳnh Huy, Phạm Đức Toàn
LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

Liên doanh Vietsovpetro (Vietsovpetro) hiện đang khai thác dầu tại các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Nam Rồng-Đồi Mồi, Cá Tầm với tổng quỹ giếng khai thác đang hoạt động lên tới 406 giếng. Phương pháp khai thác cơ học chủ yếu được áp dụng là sử dụng khí nén gaslift. Tuy nhiên, hiện tượng gia tăng của độ ngập nước trong sản phẩm khai thác ở giai đoạn cuối của quá trình khai thác mỏ đã làm suy giảm đáng kể hiệu quả của phương pháp gaslift và làm gia tăng đáng kể của nhu cầu gaslift. Cùng với vấn đề suy giảm sản lượng khai thác khí đồng hành trong thời gian gần đây dẫn tới nhiều khó khăn trong việc đảm bảo hiệu quả vận hành khai thác của Vietsovpetro như: giảm áp suất hệ thống gaslift; rủi ro thiếu khí gaslift; gia tăng chi phí thuê công suất nén, đặc biệt là tại khu vực mỏ Rồng.

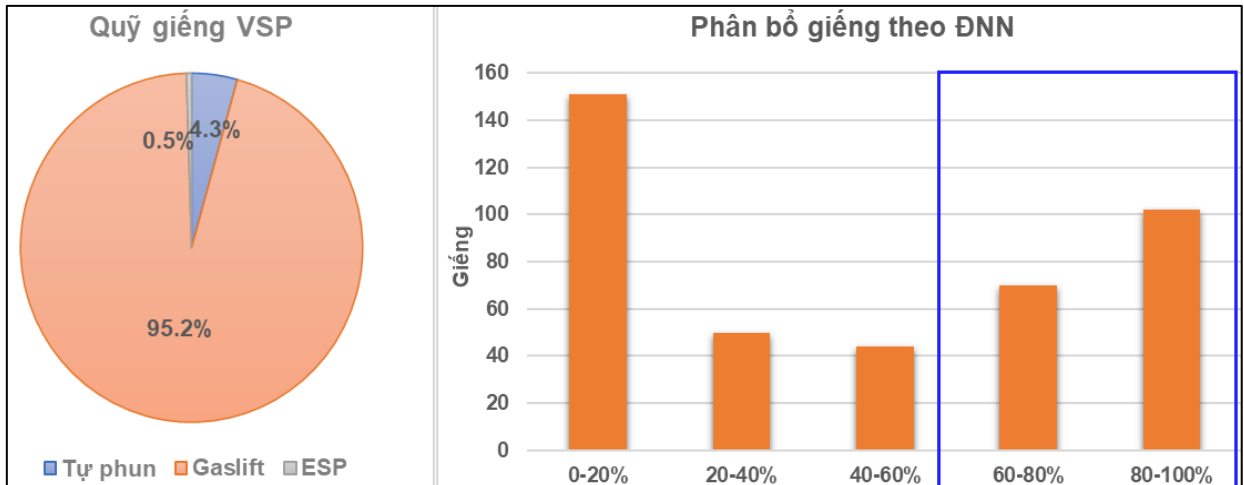
Để giải quyết những vấn đề cấp thiết như trên, từ năm 2018 Vietsovpetro đã bắt đầu đẩy mạnh chương trình nghiên cứu và thử nghiệm trang bị bơm điện ly tâm ngầm (ESP). Kết quả là Vietsovpetro đã thử nghiệm thành công và lựa chọn được đối tượng Móng khu vực Đông Nam mỏ Rồng để áp dụng rộng rãi bơm điện ly tâm ngầm. Dựa trên kết quả thu được và kinh nghiệm học hỏi từ các JOC tại Việt Nam và trên thế giới, Vietsovpetro đã xây dựng quy trình và hoàn thiện bộ tiêu chí lựa chọn giếng tiềm năng trang bị bơm điện ly tâm ngầm cho từng đối tượng khai thác cụ thể (Móng và trầm tích), từ đó tiến hành sàng lọc toàn bộ quỹ giếng, lựa chọn các giếng phù hợp nhất để trang bị bơm điện ly tâm ngầm cho giai đoạn tiếp theo.

Trong khuôn khổ bài báo, nhóm tác giả đã tổng hợp lịch sử của chương trình thử nghiệm, kết quả nghiên cứu, áp dụng công nghệ cũng như đúc kết bài học kinh nghiệm và đưa ra định hướng áp dụng bơm điện ly tâm ngầm trong tương lai gần.

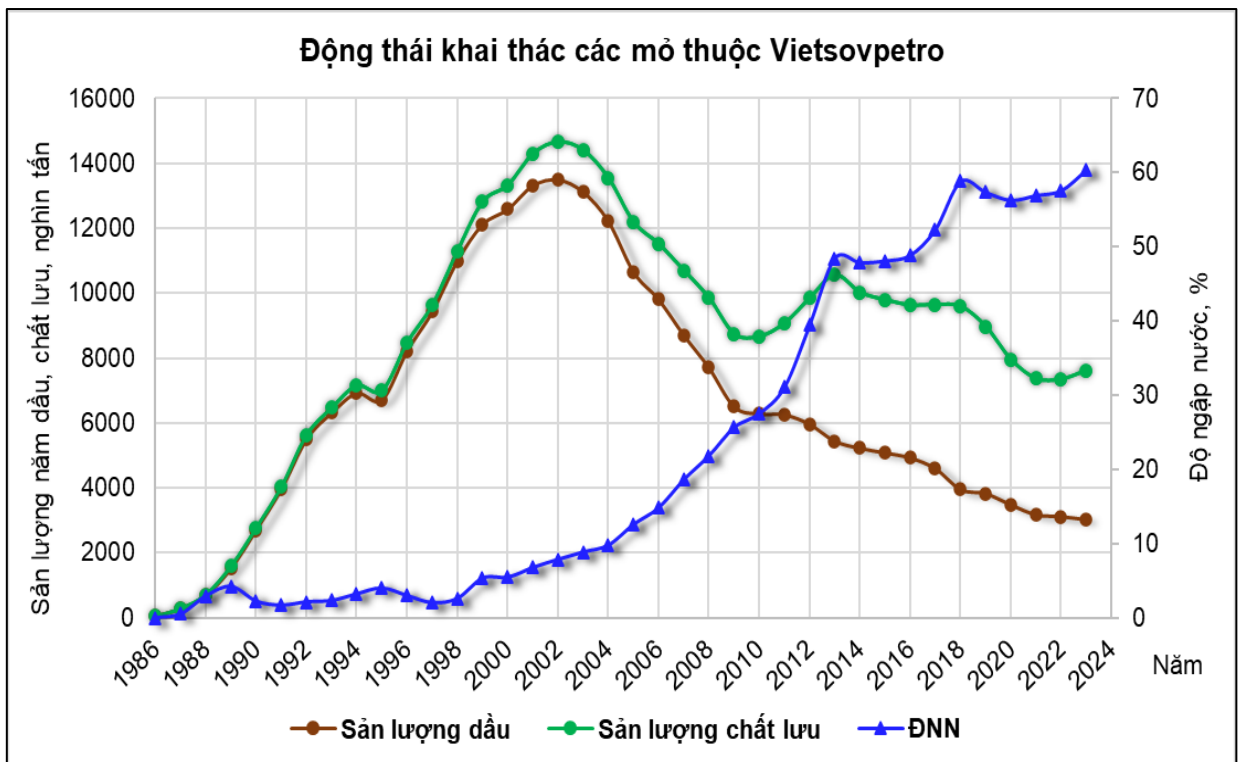
GIỚI THIỆU

Vietsovpetro bắt đầu đưa và khai thác các mỏ dầu khí từ năm 1986. Trong giai đoạn đầu khai thác, khi năng lượng vỉa còn ở mức cao, các giếng dầu được vận hành bằng phương pháp tự phun. Sau một thời gian khai thác, với sự xuất hiện của nước và suy giảm năng lượng vỉa, lưu lượng dầu và chất lưu các giếng suy giảm nhanh. Trong năm 1988, Vietsovpetro đã kết hợp với VNINEFT tiến hành đánh giá và lựa chọn phương pháp khai thác cơ học tối ưu nhất cho điều kiện khai thác dầu trên biển. Kết quả nghiên cứu chỉ ra rằng, đối với điều kiện khai thác của Vietsovpetro phương pháp khai thác bằng gaslift phù hợp để áp dụng ngay sau khi giếng kết thúc giai đoạn tự phun, độ ngập nước còn thấp và tận dụng được năng lượng của khí đồng hành. Khi độ ngập nước trong sản phẩm khai thác tăng lên, phương pháp gaslift trở nên kém hiệu quả, khó duy trì được lưu lượng khai thác tối ưu và làm gia tăng chi phí khai thác. Khi đó, phương pháp khai thác sử dụng bơm điện ly tâm ngầm là một giải pháp thay thế tiềm năng.

Thực tế cho thấy rằng, sau giai đoạn tự phun, việc sử dụng khí nén gaslift trở thành phương pháp khai thác hiệu quả, tiết kiệm và linh động để duy trì lưu lượng giếng cùng chi phí thấp. Tại thời điểm hiện nay, trong tổng số 406 giếng khai thác dầu hiện đang hoạt động ở Vietsovpetro, có tới gần 400 giếng đang khai thác bằng khí nén gaslift, chiếm tới 95%.



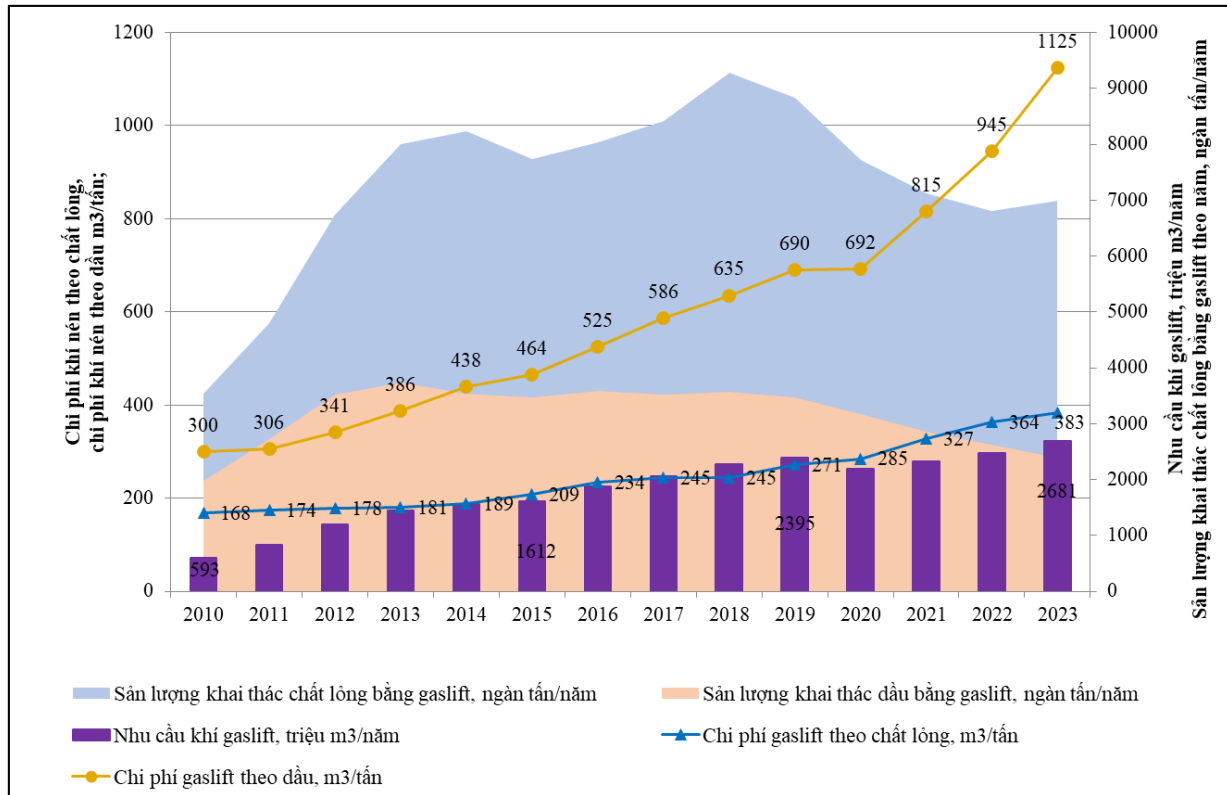
Hình 1. Phân bổ quỹ giếng theo phương pháp khai thác và độ ngập nước



Hình 2. Động thái khai thác các mỏ dầu thuộc Vietsovpetro

Những năm gần đây, khi độ ngập nước trong sản phẩm tăng lên, quỹ giếng ngập nước cao (>60%) cũng gia tăng nhanh chóng. Nhóm giếng có độ ngập nước cao đã chiếm hơn 40% tổng quỹ giếng khai thác.

Ngoài ra, động thái chi phí khí nén và tổng nhu cầu khí gaslift những năm gần đây cũng đang có xu thế tăng cao. Chi phí khí nén để khai thác 1 tấn dầu đã vượt ngưỡng 1100 m³/tấn. Tổng nhu cầu khí gaslift theo số liệu của xí nghiệp khai thác (chưa tính tới hệ số chênh lệch với xí nghiệp khí) xấp xỉ 2,7 tỷ m³/năm. Cùng với sự suy giảm của sản lượng khai thác dầu, sản lượng khí đồng hành cũng suy giảm nhanh chóng theo thời gian. Theo báo cáo đảm bảo nhu cầu sử dụng khí nén gaslift (trình bày tại Hội đồng LVI), dự báo trong giai đoạn 2029-2033 tổng lượng khí đồng hành sẽ không đủ để đảm bảo bù đắp mất mát kỹ thuật theo quy trình khai thác gaslift và khí nhiên liệu Lô 09-1.



Hình 3. Động thái thay đổi các chỉ số khai thác gaslift trong giai đoạn năm 2010-2023

Sự thiếu hụt công suất gaslift và thu gom cục bộ tại mỏ Rồng sẽ dẫn tới việc đốt bỏ khí và tăng cường vận chuyển khí gaslift từ mỏ Bạch Hổ sang. Điều này gây ra rủi ro thiếu khí cân đối, giảm áp suất hệ thống gaslift, gia tăng chi phí thuê công suất nén.

Một trong những giải pháp hiệu quả để giải quyết vấn đề trên là xây dựng và triển khai chương trình nghiên cứu áp dụng bơm điện ly tâm ngầm để khai thác các giếng dầu thay thế cho phương pháp gaslift. Với quỹ giếng gaslift có độ ngập nước cao đang tăng dần, Vietsovpetro có nhiều tiềm năng để chuyển sang khai thác bằng ESP trong tương lai.

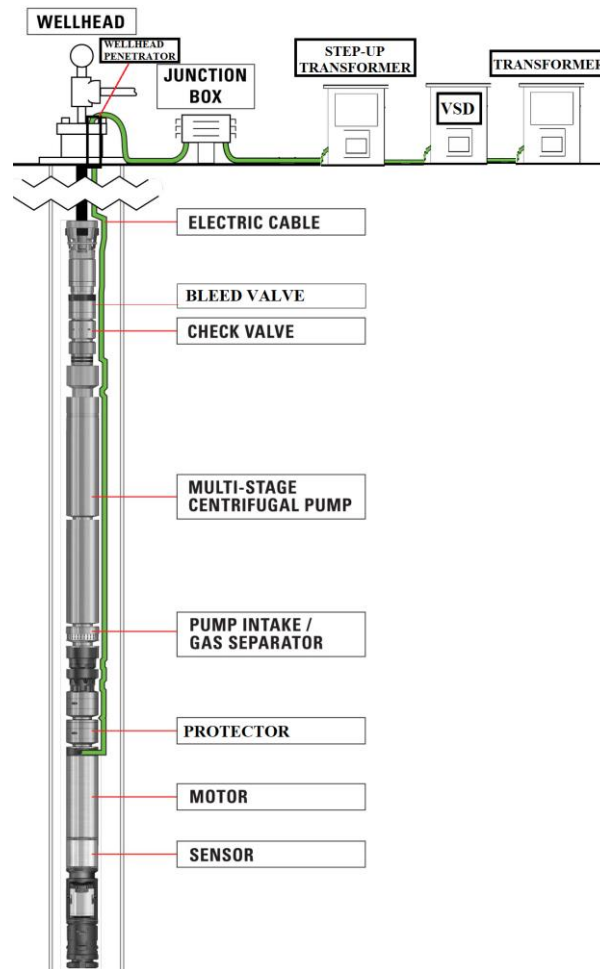
1. Phương pháp khai thác dầu áp dụng bơm điện ly tâm ngầm

Khai thác dầu sử dụng bơm điện ly tâm ngầm (ESP) là một trong những phương pháp khai thác cơ học thường được áp dụng trong công nghiệp dầu khí. Tổ hợp máy bơm được thả xuống giếng thấp hơn mực thủy động, khi đó năng lượng điện được truyền tải xuống giếng qua hệ thống dây cáp ngầm đến motor điện và được chuyển đổi thành năng lượng cơ học làm quay các cánh bơm ly tâm. Nhờ hệ thống các cánh bơm, động năng được chuyển đổi thành áp suất để nâng chất lỏng lên bề mặt (hình 4).

Hệ thống ESP bao gồm 2 bộ phận: Thiết bị bề mặt và thiết bị lòng giếng.

- Thiết bị bề mặt bao gồm các thiết bị điện và điều khiển: Tủ điều khiển (VSD), trạm biến áp phức hợp (transformer), hộp nối (junction box), choke unit...
- Thiết bị lòng giếng bao gồm: thiết bị theo dõi (Sensor), Mô-tơ điện (motor), thiết bị bảo vệ động cơ (protector), miệng vào máy bơm/thiết bị tách khí (pump intake/gas separator), bơm ly tâm (Multistage centrifugal pump), cáp điện ngầm (downhole cable), MLE, van xả (bleed valve), van ngược (check valve)...

Để kiểm soát và tối ưu các chỉ số làm việc của bơm điện ly tâm ngầm, hệ thống giám sát sâu (downhole sensor) được sử dụng rộng rãi để ghi nhận liên tục theo thời gian thực các thông tin như: áp suất đầu vào, đầu ra máy bơm, nhiệt độ, độ rung lắc và dòng rò... và truyền tín hiệu lên bề mặt đến tủ điều khiển.



Hình 4. Sơ đồ cấu trúc của hệ thống bơm điện ly tâm ngầm

Ngoài ra, để đảm bảo giếng làm việc liên tục ngay cả khi ESP ngừng hoạt động, đã lắp đặt hệ thống các van gaslift dự phòng (đồng thời ESP+gaslift). Khi ESP dừng hoạt động, có thể tiến hành chuyển trực tiếp sang làm việc gaslift trong thời gian chờ thay thế hệ thống bơm ngầm bị hư hỏng.

2. Kết quả thử nghiệm trang bị bơm điện ly tâm ngầm trong giai đoạn 2020-2023

Trong giai đoạn năm 2020-2023, Vietsovpetro đã tiến hành thử nghiệm trang bị ESP cho 5 giếng tại 3 đối tượng khác nhau: Mỏ mỏ Nam Rồng – Đồi Mồi; Mỏ khu vực Đông Nam mỏ Rồng; Oligocen dưới mỏ Bạch Hồ. Quá trình thử nghiệm trang bị ESP đã ghi nhận nhiều thông tin quan trọng để tiến hành phân tích, đánh giá tiềm năng ứng dụng và hoàn thiện các vướng mắc còn tồn tại để đạt được kết quả tốt hơn trong tương lai.

Mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi

Tại đối tượng Mỏ mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi đã lắp đặt ESP tại 2 giếng: 2X-RCDM và 422/RC4. Trong đó, giếng 2X/RC-DM có tổng thời gian làm việc 408 ngày, giếng 422/RC-4 có thời gian làm việc là 371 ngày (chưa đạt giá trị thiết kế 500 ngày). Khi thực hiện trang bị ESP tại các giếng mỏ NR-DM đã gặp một số khó khăn nhất định liên quan tới vấn đề công nghệ như:

- Bộ đo lưu lượng giếng hoạt động không chính xác dẫn tới nhiều khó khăn trong quá trình vận hành, kiểm soát chế độ làm việc tối ưu cho giếng;
- Điều kiện vận hành của các thiết bị bề mặt chưa phù hợp;
- Nồng độ tạp chất cơ học cao trong sản phẩm khai thác;
- Thiết bị giám sát sâu bị hư hỏng sớm;

- Dải làm việc của bơm chưa phù hợp với điều kiện làm việc của giếng khi điều kiện áp suất vỉa thay đổi.

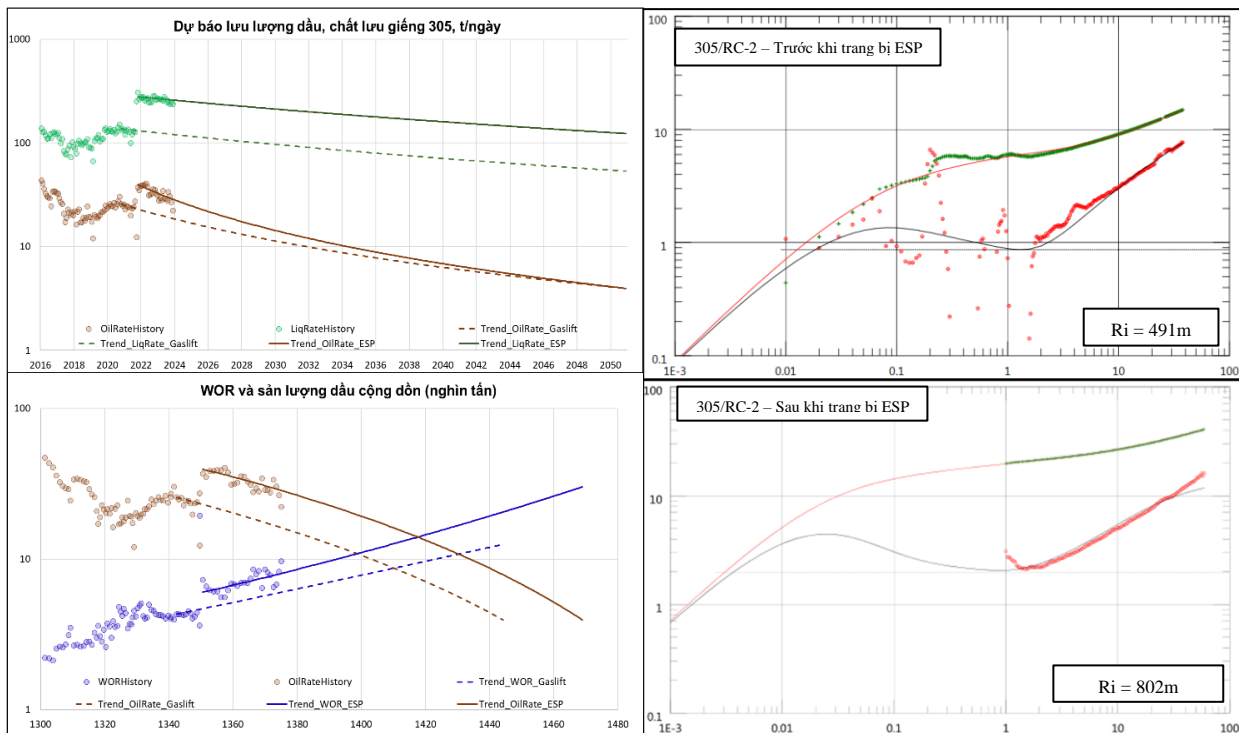
Mỏ Rồng

Tại đối tượng Móng khu vực Đông Nam mỏ Rồng, đã lắp đặt thử nghiệm ESP cho 2 giếng là 305, 320/RC-2. Tại thời điểm báo cáo, cả 2 giếng đều có thời gian làm việc trên 850 ngày vượt giá trị thiết kế (500 ngày). Khu vực này có điều kiện vỉa khá phù hợp để trang bị bơm điện ly tâm ngầm như: Nhiệt độ vỉa và chỉ số khí dầu (GOR) thấp, nồng độ hạt rắn trong sản phẩm khai thác ở mức trung bình.

Sau khi nghiên cứu động thái làm việc và thủy động lực học của các giếng đã trang bị ESP, có thể đưa ra một số nhận định như sau:

- Khai thác bằng ESP cho dòng chất lưu cao và ổn định hơn so với phương pháp gaslift, tuy nhiên cần đảm bảo được lưu lượng lỏng cho máy bơm hoạt động;
- Một số giếng có xu hướng giảm áp suất, cần tối ưu chế độ khai thác (giếng 320) và bơm ép nhằm đảm bảo về công nghệ mỏ;
- Độ ngập nước ổn định, xu hướng chỉ số nước-dầu (WOR) không thay đổi so với khi khai thác bằng gaslift;
- Có xu hướng tăng bán kính huy động (R_i), từ đó gia tăng lượng dầu thu hồi của giếng khoan.

Tính toán chỉ số kinh tế - kỹ thuật cho thấy 3/5 giếng thử nghiệm mạng lại hiệu quả kinh tế cao khi so sánh với phương pháp gaslift. Sản lượng dầu khai thác tăng thêm đạt hơn 20 nghìn tấn, hiệu quả kinh tế (NPV 10,5%) hơn 5 triệu USD.



Hình 5. So sánh động thái lưu lượng, WOR và R_i giếng 305/RC-2 trước và sau khi lắp ESP

Mỏ Bạch Hổ

Tại đối tượng Oligocen dưới mỏ Bạch Hổ đã lắp đặt thử nghiệm ESP tại giếng 1007/MSP-10. Giếng gặp nhiều khó khăn trong quá trình vận hành: mức gia tăng lưu lượng khai thác bị hạn chế, ESP thường xuyên dừng làm việc do không đủ dòng chất lỏng để làm mát động cơ. Hiện tại giếng tạm dừng làm việc do suy giảm cách điện.

3. Hoàn thiện quy trình và tiêu chí lựa chọn giếng trang bị bơm điện ly tâm ngầm

Trên cơ sở kết quả trang bị ESP ở Lô 09-1, tham khảo kinh nghiệm tại các JOC Việt Nam và trên thế giới, Vietsovpetro đã hoàn thiện quy trình lựa chọn giếng trang bị ESP: biện luận lựa chọn đối tượng thử nghiệm, xây dựng bộ tiêu chí địa chất – kỹ thuật, sàng lọc toàn bộ quỹ giếng trên cơ sở bộ tiêu chí cập nhật, đánh giá hiệu quả kinh tế - kỹ thuật cho các giếng đã được lựa chọn để xác định được các giếng tiềm năng trang bị ESP với độ tin cậy cao nhất để xây dựng chương trình trang bị ESP.

Để lựa chọn đối tượng thử nghiệm, nhóm tác giả đã tiến hành nghiên cứu đặc trưng địa chất – kỹ thuật, kết quả thử nghiệm trang bị của từng đối tượng các mỏ thuộc Vietsovpetro. Với những dữ liệu nhận được, nhóm tác giả đã đưa ra những kết luận và đề xuất như sau:

- Cho phép áp dụng đại trà trang bị ESP cho các giếng khai thác đối tượng Móng khu vực Đông Nam mỏ Rồng;
- Đối tượng Móng và Miocen dưới mỏ Bạch Hổ phù hợp để thử nghiệm trang bị ESP;
- Cần tiếp tục thực hiện các nghiên cứu bổ sung về việc hoàn thiện mạng lưới giếng bơm ép nhằm đảm bảo lưu lượng lỏng, ổn định làm việc ESP trước khi lựa chọn giếng trang bị ESP tại đối tượng Oligocen dưới;
- Các đối tượng chưa phù hợp trang bị ESP sẽ tiếp tục xem xét sau khi có kết quả thử nghiệm tại đối tượng Móng và Miocen mỏ Bạch Hổ.

Sau khi lựa chọn được đối tượng thử nghiệm, tiến hành xây dựng bộ tiêu chí lựa chọn giếng tiềm năng cho đối tượng Móng và Miocen dưới như sau:

Bảng 1. Tiêu chí địa chất – kỹ thuật lựa chọn giếng trang bị ESP

Tiêu chí	Ưu tiên	Chấp nhận	Rủi ro
Tiêu chí về mặt công nghệ mỏ			
1. Dầu linh động còn lại	Cao	TB	Thấp
2. Độ dẫn thủy	Cao	TB	Thấp
3. Áp suất vỉa	$>0.7 \cdot P_{th.t}$ $>1.2 \cdot P_{bh}$	$>0.5 \cdot P_{th.t}$ $>1.2 \cdot P_{bh}$	$<0.5 \cdot P_{th.t}$ $<1.2 \cdot P_{bh}$
4. Khả năng duy trì áp suất vỉa từ aquifer và hệ thống bơm ép	Có giếng bơm ép và aquifer	Có giếng bơm ép hoặc khả năng chuyển bơm ép	Không có giếng bơm ép/aquifer
5. Tiềm năng tăng cường khai thác bằng gaslift	Thấp	TB	Cao
6. Hệ số sản phẩm (PI), m ³ /ngày/kg/cm ²	Đối tượng Móng		
	>5	2-5	<2
	Đối tượng Miocen dưới (có tính tới lớp phin lọc cát)		
	$>6,5$	2,6-6,5	$<2,6$
7. Số lượng vỉa sản phẩm	Đối tượng Miocen dưới		
	Nhiều vỉa sản phẩm, khoảng mở vỉa dài	Có vỉa vỉa sản phẩm, khoảng mở vỉa TB	Chỉ có một tập vỉa, khoảng mở vỉa ngắn
8. Rủi ro ngập nước	Thấp	TB	Cao
Tiêu chí về mặt công nghệ khai thác			
1. Rủi ro tạo lắng đọng muối	Thấp	Trung bình	Cao
2. Nồng độ hạt rắn trong sản phẩm khai thác, mg/l	100-500	500-1000	>1000
3. % khí tự do tại Pump intake, %	<5	5-15	$>15-25$
4. Nhiệt độ vỉa, °C	<90	90-160	>160
5. Góc lệch (dog leg)	- Đảm bảo tại các vị trí thả bơm góc lệch không quá 2°/10m		
	- vị trí đặt bơm 0°/10m	- vị trí đặt bơm $<0,15^\circ/10m$	- vị trí đặt bơm $>0,15^\circ/10m$
6. Đường kính ống chống, mm	245	168-245	<168

4. Kết quả lựa chọn giếng và kế hoạch trang bị trong giai đoạn 2024-2025

Sau bước đánh giá sơ bộ đã xác định thêm được 22 giếng tiềm năng để trang bị ESP (chưa bao gồm các giếng đã được lựa chọn trong giai đoạn trước): 5 giếng tại mỏ Rồng và 17 giếng tại mỏ Bạch Hổ (12 giếng đối tượng Móng, 5 giếng cho đối tượng Miocen). Tuy nhiên, do hạn chế về mặt công suất cho phép trang bị của hệ thống lưới điện trung tâm hiện hữu, tiến hành lựa chọn các giếng tiềm năng để xây dựng chương trình trang bị ESP giai đoạn 2024-2025 với ưu tiên: hiệu quả NPV, ảnh hưởng tới hệ thống gaslift, chương trình thử nghiệm khai thác dầu cận áp suất bão hòa... Trong năm 2025, dự kiến trang bị ESP cho 6 giếng bao gồm: 2 giếng tại BK8 và 4 giếng tại RP-3. Các giếng còn lại sẽ xem xét trang bị từ năm 2026 khi có giải pháp đảm bảo đủ công suất điện cho máy bơm hoạt động.

STT	Giếng	Giàn	2024												2025											
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	421B	RC-4				TB																		TT		
2	422	RC-4					TT																		TT	
3	320	RC2								TT																
4	305	RC2									TT															
5	303	RP3																	TB							
6	308B	RP3																TB								
7	309	RP3																TB								
8	311	RP3																TB								
9	310	RP3			TB																					
10	316	RP3				TB																				
11	323B	RP3					TB																			
12	802	MSP8				TB																	TT			
13	803	MSP8					TB																	TT		
14	1707	BK17						TB																		
15	8011	BK17							TB																	
16	449	BK8																	TB							
17	8015	BK8																		TB						
Toàn bộ	TB		8												6											
	TT		3												4											

Đối với đối tượng Móng Đông Nam Rồng: Dự kiến thay thế ESP sau 730 ngày.

Đối với các giếng Mỏ Bạch Hổ: Thay thế ESP dự kiến sau 500 ngày

TB	Trang bị ESP lần đầu tiên
TT	Sửa giếng thay thế thiết bị ngầm
GL	Chuyển giếng sang khai thác bằng gaslift

Hình 6. Chương trình trang bị ESP giai đoạn 2024-2025

5. Giải pháp công nghệ mới trong ứng dụng bơm điện ngầm để khai thác dầu

Hiện nay, việc áp dụng bơm điện ly tâm ngầm gặp phải một số khó khăn do công suất của lưới điện trung tâm bị hạn chế. Do đó cần thiết áp dụng một số công nghệ mới nhằm hiệu quả sử dụng điện năng như ứng dụng động cơ sử dụng nam châm vĩnh cửu với hiệu suất cao và $\cos \varphi > 0,9$.

Ngoài ra, đối với quỹ giếng có hàm lượng tạp chất cơ học cao trong sản phẩm khai thác (>1000 mg/l) tại các đối tượng tiềm năng như Miocen mỏ Rồng không cho phép trang bị ESP thông thường, có thể xem xét tiến hành nghiên cứu khả năng ứng dụng bơm trực vít sử dụng động cơ đáy (ESPCP). Ưu điểm của công nghệ bơm ESPCP cho phép khai thác với ở điều kiện vận hành phức tạp như dầu nặng, hàm lượng tạp chất cơ học cao, hiệu suất sử dụng năng lượng cao, tiết kiệm đáng kể nhu cầu sử dụng công suất điện so với ESP thông thường. Trong trường hợp thử nghiệm thành công có thể tiết kiệm đáng kể nhu cầu thuê công suất nén khí tại mỏ Rồng, giảm lượng khí đốt bỏ.

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

Trong giai đoạn cuối của quá trình khai thác mỏ, khi độ ngập nước tăng lên, hiệu quả của phương pháp khai thác sử dụng khí gaslift bị suy giảm đáng kể. Nhằm duy trì nhịp độ khai thác, cần thiết xem xét khả năng áp dụng phương pháp khai thác thay thế như trang bị ESP. Với việc quỹ giếng độ ngập nước cao ngày càng tăng, Vietsovpetro có tiềm năng lớn để trang bị ESP trong khai thác dầu.

Vietsovpetro xây dựng, hoàn thiện quy trình và tiêu chí lựa chọn giếng trang bị bơm điện ly tâm ngầm cho phép xác định được các giếng tiềm năng trang bị ESP với độ tin cậy cao nhất. Tuy nhiên, để đảm bảo về mặt công suất điện khi trang bị rộng rãi ESP, Vietsovpetro cần nghiên cứu các nguồn năng lượng mới như điện gió ngoài khơi để đảm bảo đủ công suất cho hoạt động của máy bơm, và phục vụ nhu cầu nội mỏ.

Để nâng cao hiệu quả khai thác dầu bằng bơm điện ngầm, giảm thiểu chi phí khai thác cần tiếp tục nghiên cứu ứng dụng các giải pháp công nghệ mới để nâng cao hiệu suất làm việc, giảm thiểu nhu cầu công suất cho hệ thống điện lưới đang ngày càng quá tải. Với một lượng lớn quỹ giếng có hàm lượng tạp chất cơ học cao cần tiếp tục nghiên cứu áp dụng loại bơm điện ngầm mới có phạm vi áp dụng phù hợp.

TÀI LIỆU THAM KHẢO:

1. Luận chứng kinh tế - kỹ thuật trang bị bơm điện ly tâm ngầm tại các giếng thuộc Liên doanh Vietsovpetro giai đoạn 2024-2025, năm 2023.
2. Báo cáo NIR II.5 “Phân tích trạng thái quỹ giếng khai thác, đề xuất tối ưu chế độ làm việc và các giải pháp tăng sản lượng khai thác” năm 2023.
3. Biện luận lựa chọn phương pháp khai thác cơ học để khai thác dầu ở điều kiện mỏ Bạch Hổ: Báo cáo NIR/Viện NCKH&TK. – Vũng Tàu năm 1996.

CÁC GIẢI PHÁP GIẢM ÁP SUẤT HỆ THỐNG THU GOM, VẬN CHUYỂN DẦU KHÍ NHẪM GIẢM ÁP SUẤT MIỆNG GIẾNG VÀ GIA TĂNG SẢN LƯỢNG KHAI THÁC TẠI CÁC MỎ LÔ 09-1

*Bùi Trọng Hân, Nguyễn Công Trình, Bùi Quang Thuận, Phạm Thành Vinh
Viện NCKH&TK - LD Vietsovpetro*

TÓM TẮT

Các mỏ đang khai thác thuộc lô 09-1 hiện đã bước vào giai đoạn cuối đời mỏ, sản lượng khai thác suy giảm, đặt ra nhu cầu cấp thiết đối với Liên doanh Vietsovpetro nghiên cứu áp dụng các giải pháp nhằm duy trì sản lượng, gia tăng hệ số thu hồi dầu.

Hệ thống thu gom vận chuyển dầu và khí đóng vai trò quan trọng trong việc đảm bảo quá trình khai thác liên tục, đồng thời áp suất trong hệ thống ảnh hưởng trực tiếp đến sản lượng của các giếng khai thác dầu và khí. Tối ưu và nâng cao hiệu quả hệ thống vận chuyển, giảm áp suất trong hệ thống thu gom sản phẩm khai thác là giải pháp góp phần tăng cường khả năng khai thác dầu và khí tại lô 09-1 và các mỏ kết nối.

Bài báo tập trung phân tích phân tích các yếu tố ảnh hưởng lên áp suất trong hệ thống vận chuyển tại các mỏ của Vietsovpetro, nghiên cứu các giải pháp công nghệ giảm áp suất trong hệ thống thu gom, vận chuyển nhằm tăng sản lượng dầu khai thác cho các mỏ thuộc lô 09-1 và các mỏ kết nối, đề xuất các phương án thiết kế để cải hoán hệ thống, lắp đặt thiết bị cho các phương án.

Từ khóa: Thu gom vận chuyển dầu khí, đường ống, khí đồng hành, khí gaslift

GIỚI THIỆU

Hệ thống thu gom, vận chuyển và xử lý dầu khí lô 09-1 đã trải qua quá trình hình thành và phát triển gần 40 năm. Đến cuối năm 2023, Vietsovpetro đã xây dựng trên 60 công trình biển và hơn 800 km đường ống ngầm nội mỏ và liên mỏ, đảm bảo khai thác, thu gom, xử lý và vận chuyển dầu, khí an toàn, hiệu quả tại 2 mỏ chính Bạch Hổ và Rồng.

Trong những năm qua Vietsovpetro đã tiến hành tối ưu hệ thống vận chuyển dầu và khí, giảm áp suất trên các giàn khai thác, đem lại hiệu quả đáng kể trong việc gia tăng sản lượng khai thác [1]. Các kết quả tối ưu hệ thống cũng cho thấy tiềm năng gia tăng sản lượng khai thác bằng cách giảm áp suất trong hệ thống thu gom, vận chuyển sản phẩm khai thác.

Quá trình tiếp tục nghiên cứu, áp dụng các giải pháp công nghệ nhằm giảm áp suất miệng giếng có ý nghĩa quan trọng, góp phần duy trì sản lượng khai thác, đồng thời nâng cao tính tin cậy ổn định của hệ thống, đáp ứng nhu cầu sản xuất.

1. Đặc trưng hệ thống thu gom, vận chuyển sản phẩm khai thác lô 09-1 và các mỏ kết nối

Hệ thống thu gom vận chuyển sản phẩm khai thác lô 09-1 tập trung chủ yếu ở hai mỏ chính Bạch Hổ và Rồng. Sản phẩm khai thác tại các giàn nhẹ, giàn cố định trên mỏ Bạch Hổ, các mỏ kết nối (Thỏ Trắng, Gấu Trắng, CNV) được vận chuyển đến các giàn CNTT để xử lý và bơm ra kho nổi chứa dầu (FSO) để tàng trữ, xuất bán.

Tại khu vực mỏ Rồng, dầu khai thác từ các giàn nhẹ RC, các mỏ kết nối (NR-ĐM, Cá Tầm) được vận chuyển tới các giàn RP để tách khí và bơm ra FSO để xử lý tới điều kiện thương phẩm.

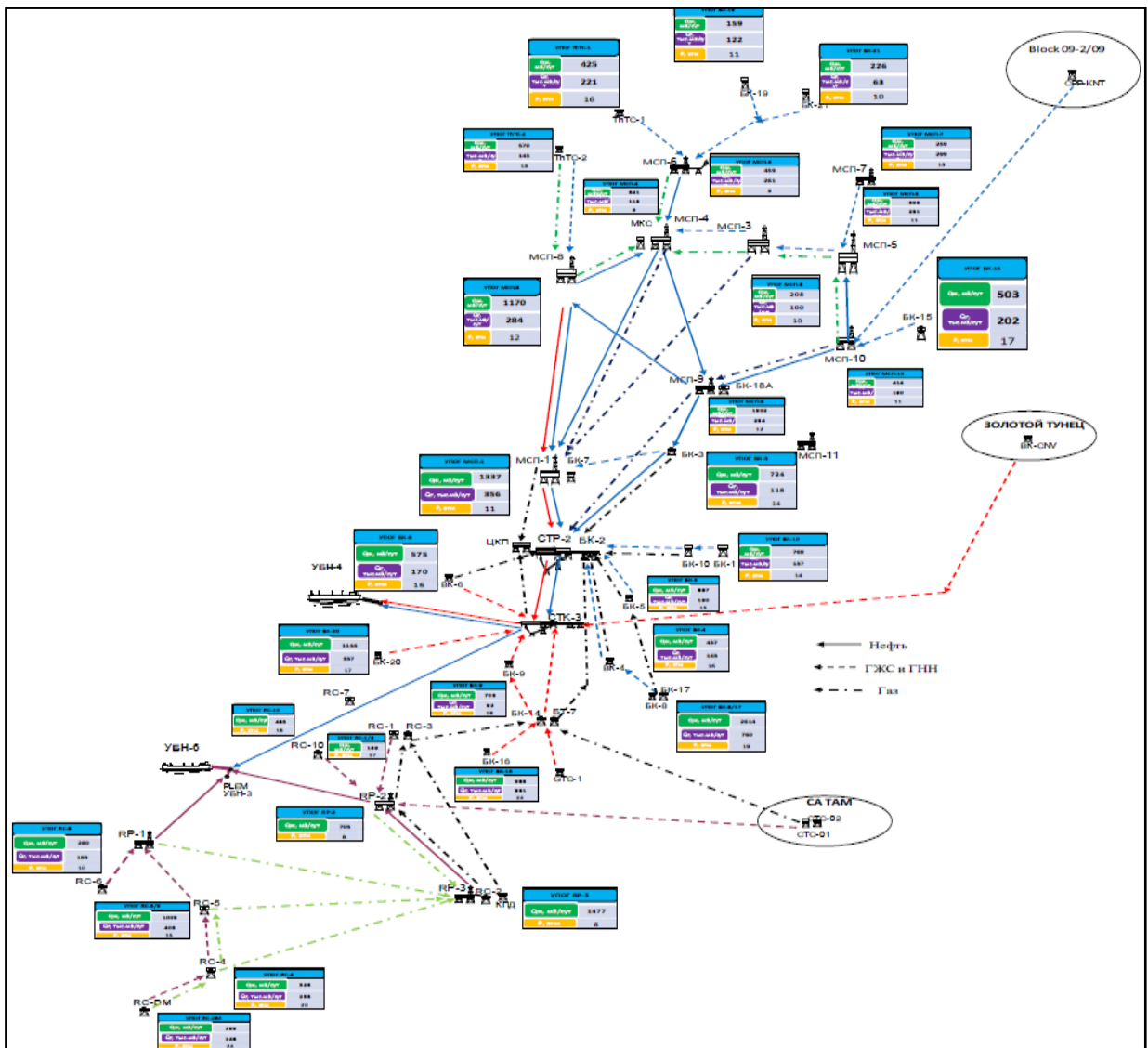
Khí từ các bình tách được thu gom về các giàn nén khí nhỏ (MKS), giàn nén khí trung tâm (CCP) thuộc mỏ Bạch Hổ và giàn nén khí mỏ Rồng (DGCP) để nén thành khí gaslift, sử dụng làm khí nhiên liệu và vận chuyển về bờ.

Sản phẩm khai thác vận chuyển trong hệ thống thu gom dưới dạng hỗn hợp dầu khí, dầu tách khí sơ bộ hoặc dầu tách khí sau bơm. Áp suất vận chuyển trong hệ thống phụ thuộc vào nhiều yếu tố khác nhau: tính chất chất lưu, lưu lượng lỏng, khí, áp suất tại giàn thu gom tập trung, cấu hình hệ thống công nghệ...

Dầu khai thác tại các giàn cố định MSP được bơm đi về giàn CNTT để xử lý, khí tách sau các bình tách được thu gom về giàn nén khí để nén. Áp suất miệng giếng trên các giàn cố định phụ thuộc vào áp suất thu gom khí.

Tại các giàn nhẹ BK, RC, sản phẩm khai thác được vận chuyển dưới dạng hỗn hợp dầu và khí hoặc tách khí sơ bộ. Áp suất miệng giếng trên các giàn nhẹ vận chuyển sản phẩm khai thác tách khí sơ bộ phụ thuộc vào giá trị cực đại của áp suất thu gom dầu và khí. Đối với các giàn nhẹ thu gom sản phẩm khai thác dưới dạng hỗn hợp dầu và khí áp suất miệng giếng phụ thuộc vào mức độ tổn hao áp lực trong hệ thống khi vận chuyển đa pha [2].

Sơ đồ hệ thống thu gom vận chuyển dầu và khí lô 09-1 được thể hiện tại hình 1.



Hình 1. Sơ đồ thu gom, vận chuyển dầu khí tại Lô 09-1 và các mỏ kết nối

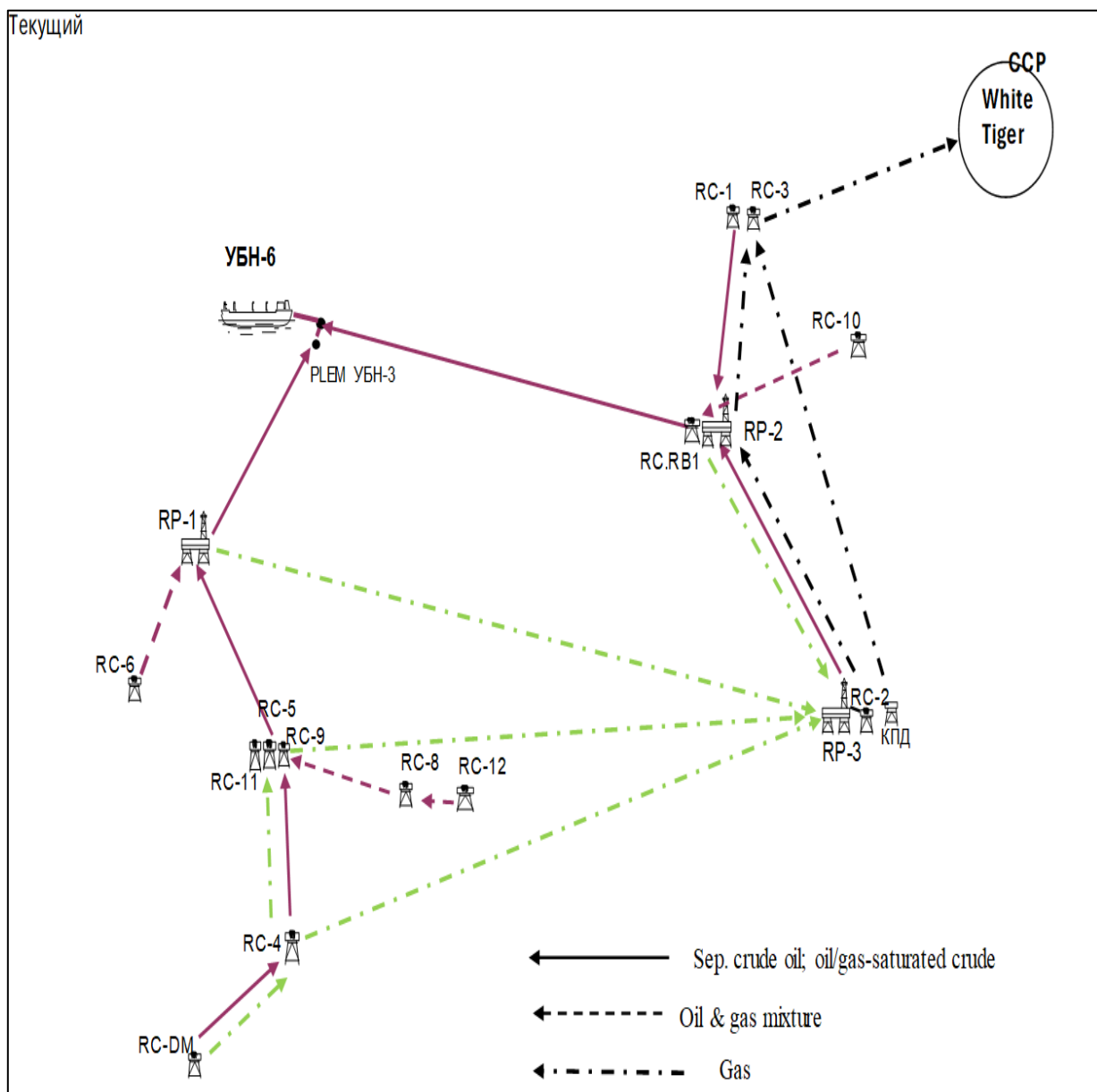
2. Nghiên cứu giải pháp giảm áp suất hệ thống thu gom, vận chuyển tại các mỏ lô 09-1 và các mỏ kết nối

Phân tích các đặc trưng hệ thống thu gom vận chuyển cho thấy mức độ phức tạp và liên kết chặt chẽ giữa các yếu tố khác nhau trong hệ thống. Đối với các mỏ lô 09-1, các giải pháp công nghệ tập trung vào việc tối ưu và giảm áp suất trong hệ thống thu gom, vận chuyển dầu và khí thực hiện trên 2 khu vực chính mỏ Rồng và mỏ Bạch Hổ.

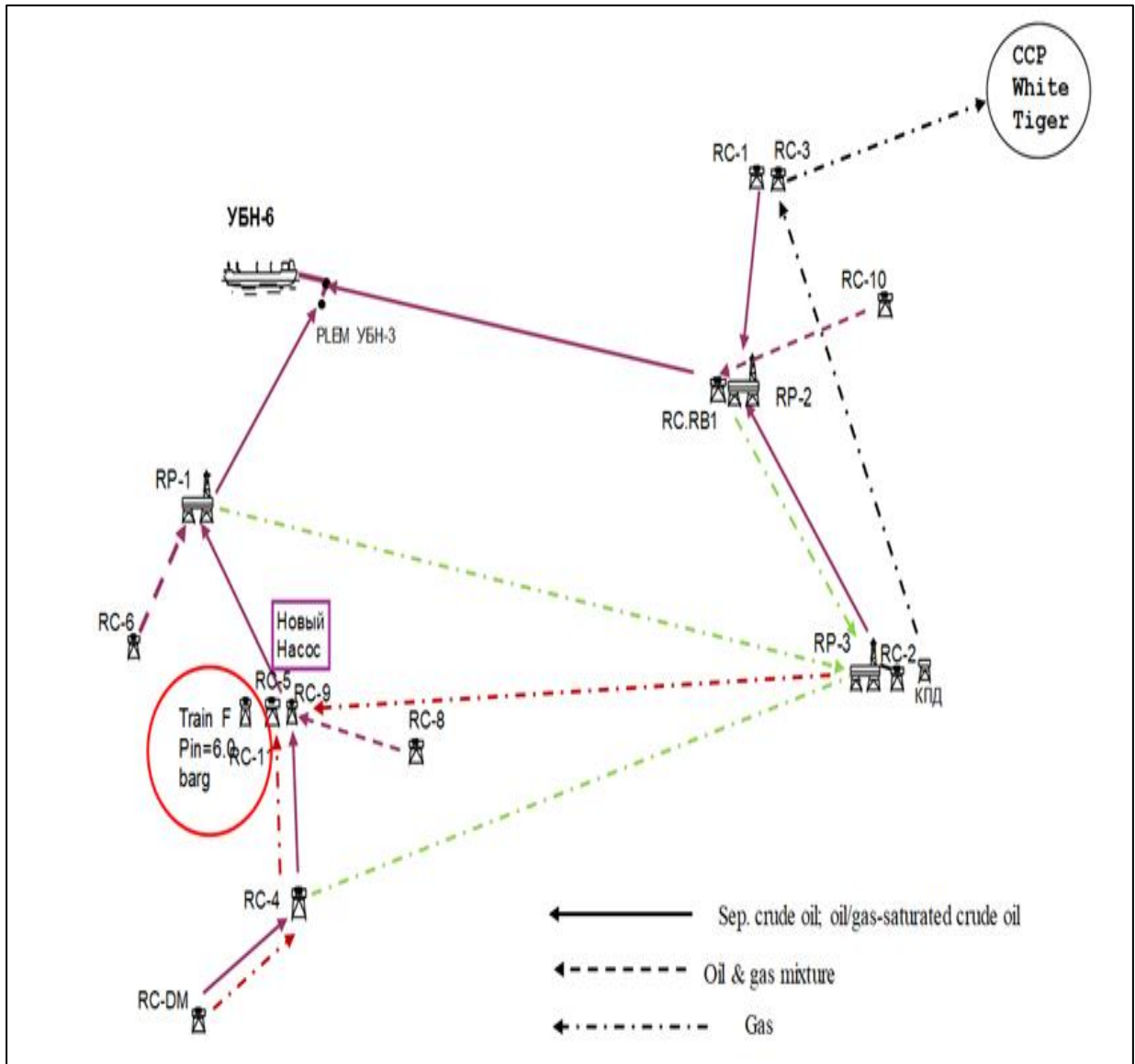
2.1. Giải pháp giảm áp suất trong hệ thống vận chuyển dầu và khí mỏ Rồng

Sản phẩm khai thác giàn nhẹ RC-DM được vận chuyển dưới dạng dầu bão hòa khí về RC-4, RC-5/9. Hỗn hợp sản phẩm khai thác RC-DM, RC-4, RC 5/9, RC-8 được thu gom về giàn cố định RP-1 để bơm về FSO xử lý, tàng trữ và xuất bán.

Khí tách từ các giàn RC-DM, RC-4, RC-5/9, RC-8 vận chuyển về giàn nén khí mỏ Rồng KPD để nén thành khí gaslif theo các tuyến đường ống RC4 – RP3, RC5/9 – RP3.



Hình 2. Sơ đồ hệ thống thu gom vận chuyển dầu và khí mỏ Rồng



Hình 3. Sơ đồ hệ thống thu gom vận chuyển dầu và khí mỏ Rồng sau khi lắp Train F

Tại các giàn nhẹ thuộc khu vực mỏ Rồng đã nêu, dầu và khí được tách và vận chuyển theo các tuyến đường ống riêng với áp suất chênh lệch giữa 2 hệ thống thu gom dầu và khí không cao, vì vậy cần nghiên cứu các giải pháp đồng thời giảm áp suất đường vận chuyển dầu và đường thu gom khí để giảm áp suất miệng giếng, gia tăng sản lượng khai thác.

Giải pháp lắp đặt hệ thống nén khí gaslift Train F trên giàn khai thác RC-11 (gọi chung tổ hợp này là giàn DPCP) với công suất tối đa 1,7 triệu m³/ngđ được xem xét. Giàn DPCP dự kiến được xây dựng kết nối với giàn RC-9 bằng cầu dẫn để khai thác dầu khí tại khu vực này. Tại điểm thu gom tập trung RC-5/9 cũng tiến hành lắp bơm, bình đệm để vận chuyển sản phẩm khai thác của các giàn nhẹ lân cận về giàn RP1.

Sơ đồ thu gom sản phẩm khai thác khi lắp Train F được thể hiện ở hình 3, theo đó Train F tiếp nhận khí khai thác của các giàn RC-DM, RC-4, RC 5/9, RC-8 và khí từ máy nén Booster trên RP3 để nén thành khí gaslift. Dầu sau bình tách trên RC-5/9/11 được bơm về giàn RP-1 để tiếp tục xử lý tách khí và bơm đi FSO để xử lý và tàng chứa.

Bảng 1 thể hiện kết quả tính toán áp suất trong hệ thống thu gom theo các phương án hiện hữu và phương án lắp Train F trên DPCP.

Bảng 1. Áp suất hệ thống thu gom mỏ Rồng

Tên công trình	Áp suất miệng giếng hiện hữu, bar	Áp suất miệng giếng sau khi lắp Train F, bar
RC-DM	20.5	15
RC-4	15.5	13
RC5/9	14	6.5
RC-8	18	10.5

Giải pháp lắp đặt giàn DPCP với máy nén khí cao áp Train F tại khu vực mỏ Rồng cho phép giảm áp suất đáng kể trên các giàn nhẹ, đảm bảo khả năng khai thác cấp khí gaslift cho khu vực này, hạn chế tối đa việc đốt khí đồng hành, nâng cao sản lượng khai thác trên các giàn nhẹ khu vực mỏ Rồng, duy trì tính ổn định tin cậy của hệ thống thu gom khí.

2.2. Giải pháp giảm áp suất trong hệ thống vận chuyển dầu và khí mỏ Bạch Hổ

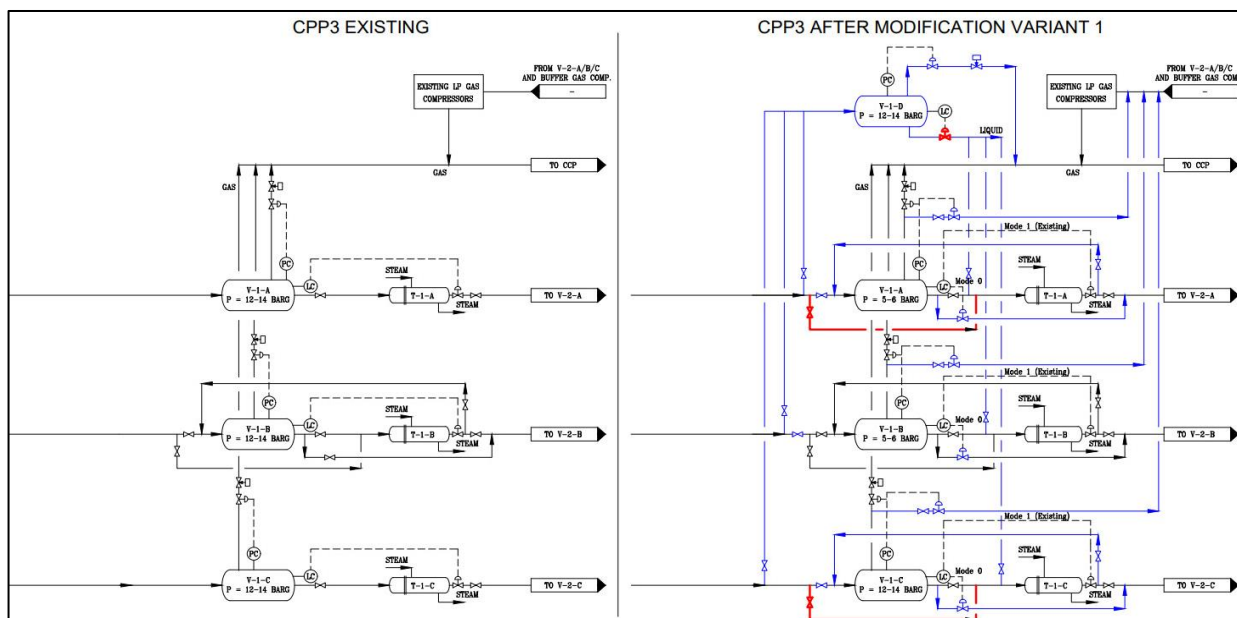
Các giàn khai thác tại mỏ Bạch Hổ chiếm tỷ trọng lớn trong sản lượng khai thác của lô 09-1, được chia là 2 khu vực chính: các giàn nhẹ lân cận giàn CNTT và các giàn cố định khu vực vòm Bắc.

Kết quả phân tích đánh giá hệ thống thu gom sản phẩm khai thác cho thấy tiềm năng giảm áp suất tại khu vực các giàn nhẹ lân cận các giàn CNTT. Các giải pháp cho khu vực này được nghiên cứu, bao gồm:

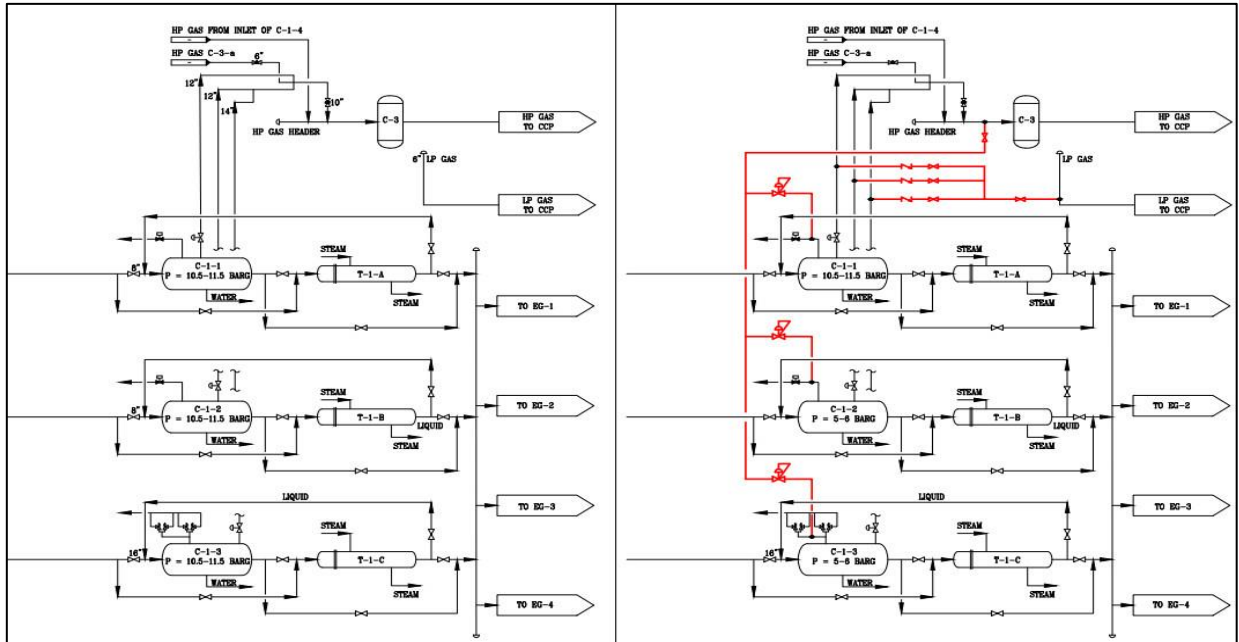
- Phương án 1: Cải hoán CPP3 và CPP2 để giảm áp suất bình tách cấp 1
- Phương án 2: Phương án 1 và xây mới tuyến đường ống vận chuyển khí dầu BK9 – CPP3
- Phương án 3: Phương án 1 và lắp đặt máy nén Booster mới trên CPP3
- Phương án 4: Phương án 3 và lắp hệ thống bơm dầu trên BK-14

Phương án 1: Cải hoán CTK-3 và CTP-2 để giảm áp suất bình tách cấp 1

Dầu bão hòa khí vận chuyển về giàn CPP2, CPP3 được bypass bình tách cấp 1 (12 bar), rồi đưa vào các Heat Exchanger, tiếp theo đưa vào bình tách cấp 2 (EG) (6 bar) Giải pháp cho phép giảm áp suất trên các giàn BK-6, BK-4, BK-14, BK-16, GTC-1 trong khoảng 1-3 bar. Hình 4 và hình 5 thể hiện phương án cải hoán trên CTK-3 và CTP-2 của giải pháp 1.



Hình 4. Sơ đồ hiện hữu và phương án cải hoán theo phương án 1 trên CPP3

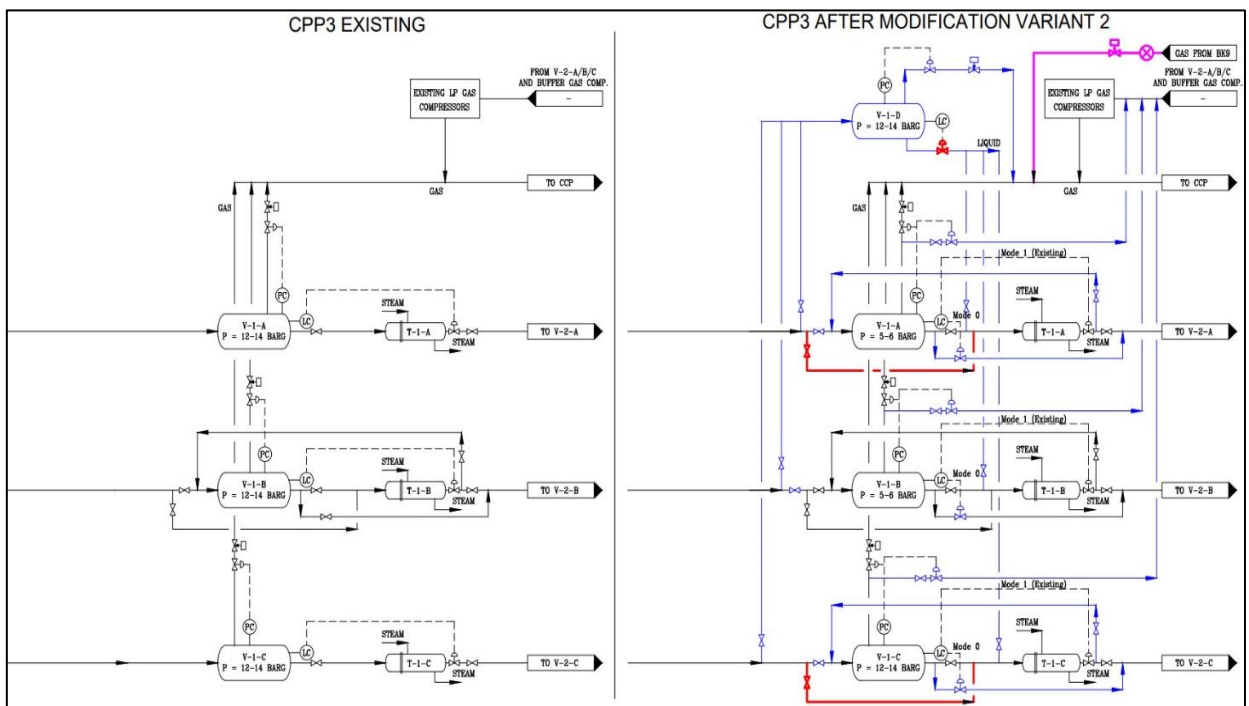


Hình 5. Sơ đồ hiện hữu và phương án cải hoán theo phương án 1 trên CPP2

Phương án 2: Phương án 1 và xây mới tuyến đường ống vận chuyển khí BK9 – CPP3

Sản phẩm khai thác tại BK-9 sẽ được tách khí sơ bộ, dầu dưới dạng dầu bão hòa khí được vận chuyển về CTK-3 theo đường ống hiện hữu, khí tách được vận chuyển về CTK-3 bằng đường ống xây mới BK9-CPP3 (12", 1.7 km). Giàn CTK-3 và CTP-2 được cải hoán để tiếp nhận sản phẩm khai thác như tại phương án 1.

Giải pháp này dự kiến cho phép giảm áp suất miệng giếng cho các giàn BK9, BK14/BT7/BK23, BK16, GTC1, CTC1/2 trong khoảng 1 – 4 bar, đồng thời tối ưu vận hành giảm áp suất thu gom đường ống Fasttrack vận chuyển khí từ mỏ Rồng về mỏ Bạch Hổ.

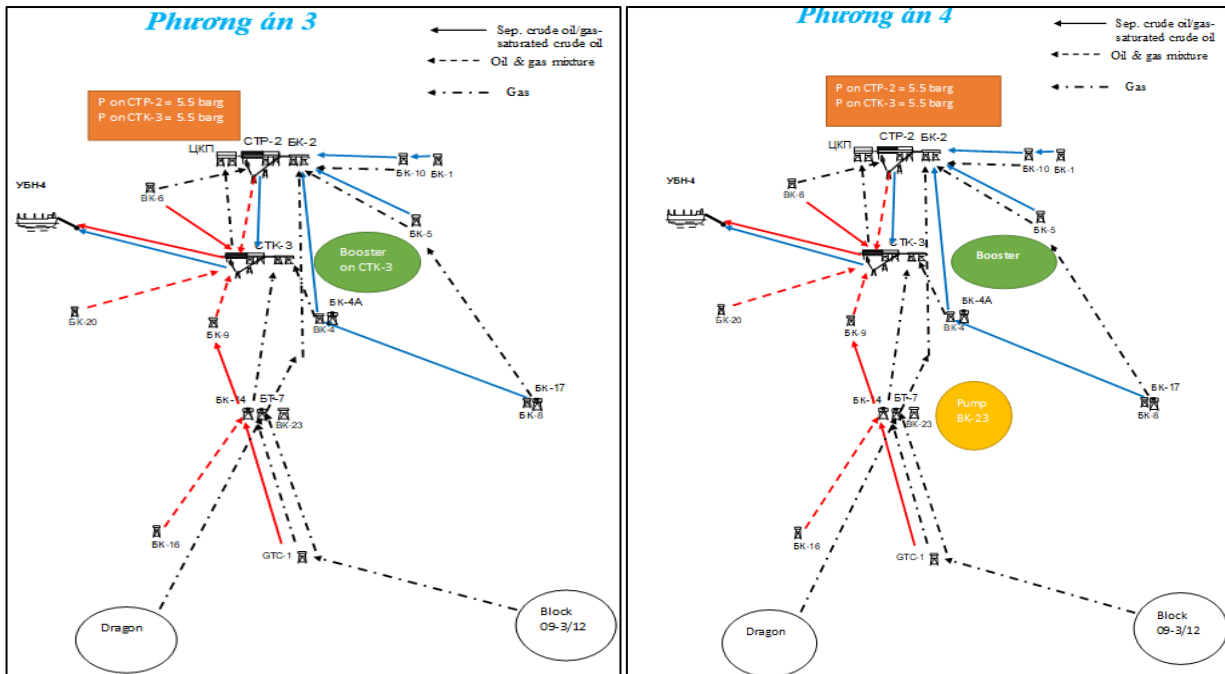


Hình 6. Sơ đồ hiện hữu và phương án cải hoán theo phương án 2 trên CPP3

Phương án 3: Phương án 1 và lắp máy nén Booster mới trên CPP3

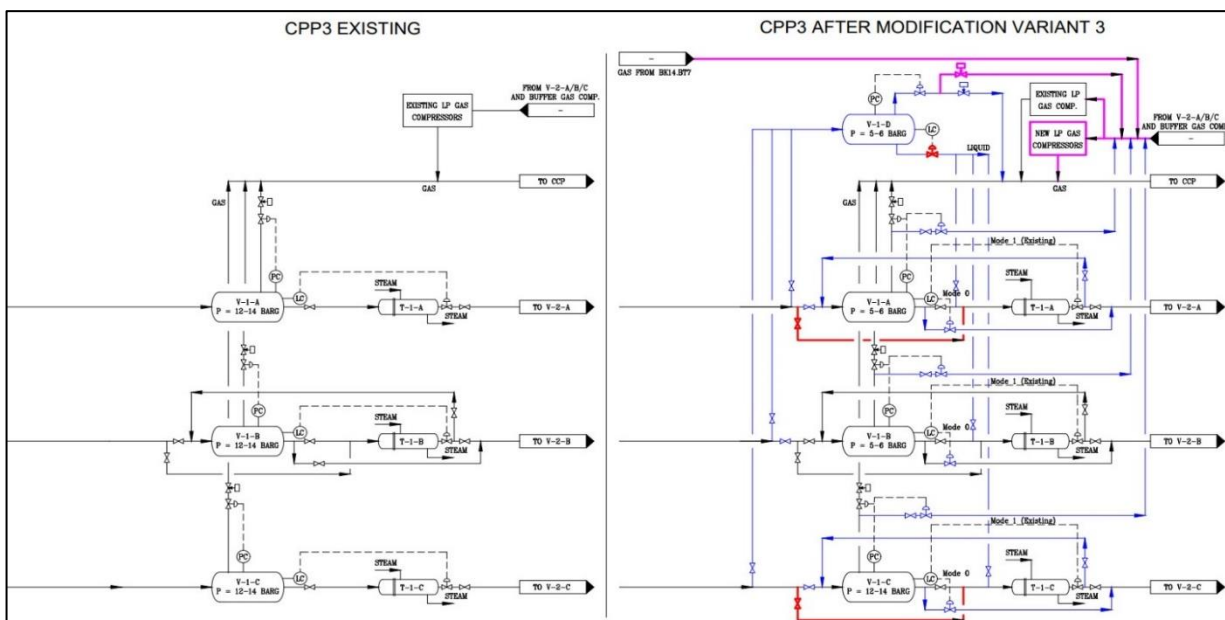
Áp suất bình tách cấp 1 trên CPP3 hiện nay hoạt động tại 12-13 bar để đủ áp suất vận chuyển khí về giàn nén CCP. Để giảm áp bình tách cấp 1 xuống khoảng 6 bar đề xuất lắp đặt hệ thống thu gom nén khí Booster công suất 1.3 triệu $\text{sm}^3/\text{ngđ}$ để nén khí tách từ bình tách cấp 1 về giàn nén khí trung tâm CCP. Như vậy, áp suất tại bình tách thu gom dầu bậc 1 sẽ giảm từ 12 bar hiện hữu xuống còn 6 bar.

Sơ đồ hệ thống thu gom sản phẩm khai thác giải pháp 3 được thể hiện tại hình 7.

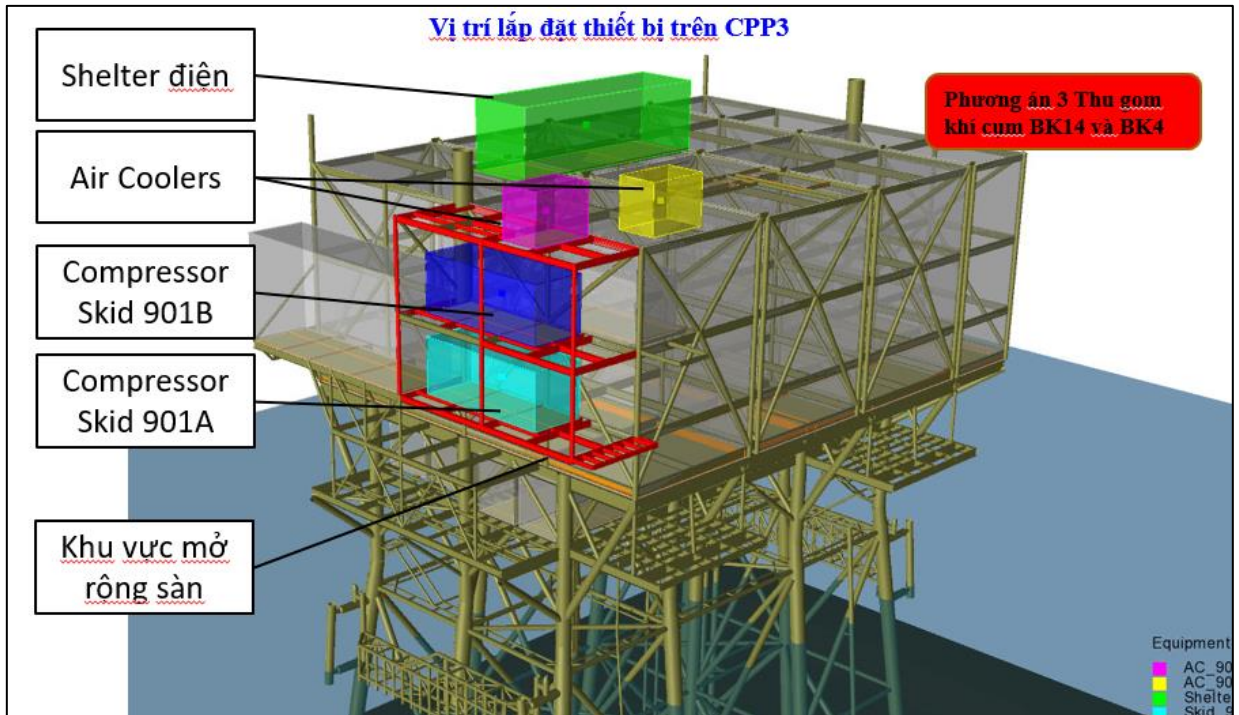


Hình 7. Sơ đồ thu gom sản phẩm khai thác phương án 3, phương án 4 tại mỏ Bạch Hổ

Giải pháp này cho phép giảm áp suất các giàn BK9, BK14/BT7/BK23, BK16, GTC1, CTC1/2 trong khoảng 1 – 6 bar. Hình 8-9 thể hiện phương án thiết kế cải hoán và sơ đồ bố trí thiết bị trên CPP-3 của phương án 3.



Hình 8. Sơ đồ hiện hữu và phương án cải hoán theo phương án 3 trên CPP3

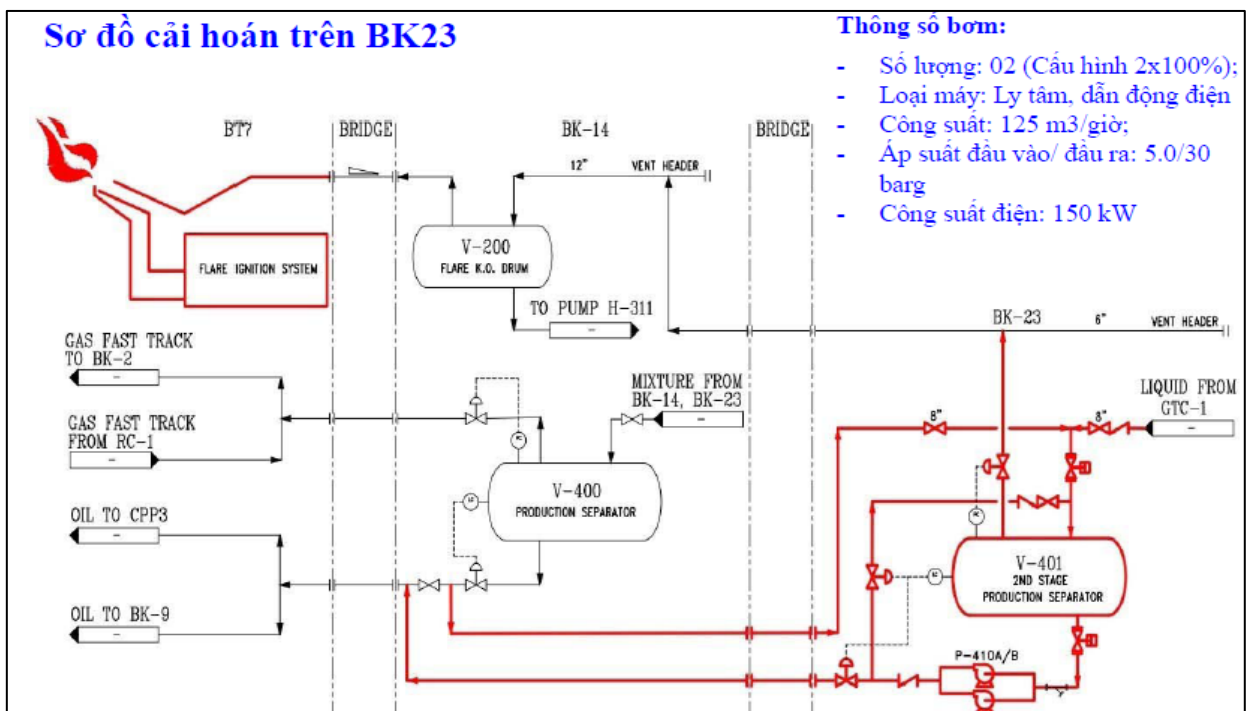


Hình 9. Sơ đồ bố trí thiết bị trên CPP3 theo phương án 3

Phương án 4: Phương án 3 và lắp bơm tại BK-14

Song song với việc lắp đặt hệ thống nén khí Booster trên CTK-3 tiến hành lắp đặt bình đệm và bơm dầu tách khí tại BK-14 để giảm áp suất trên các giàn nhẹ BK lân cận. Sản phẩm khai thác tách khí sơ bộ tại BK-14 được bơm vận chuyển về CTK-3 để xử lý.

Giải pháp này cho phép giảm áp suất các giàn BK9, BK14/BT7/BK23, BK16, GTC1, CTC1/2 trong khoảng 1 – 8 bar. Sơ đồ hệ thống thu gom sản phẩm khai thác giải pháp 4 trên BK-23/ BK-14 được thể hiện tại hình 10.



Hình 10. Sơ đồ bố trí thiết bị trên BK-23/BK-14 theo phương án 4

Các giải pháp nêu trên, tùy theo tính chất và quy mô thực hiện, cho phép giảm áp suất trên các giàn nhẹ BK mỏ Bạch Hổ ở mức tương đối cao, tạo điều kiện tăng cường khả năng khai thác dầu và khí trên các công trình này. Các cụm giải pháp cho mỏ Rồng và mỏ Bạch Hổ cần tiếp tục được nghiên cứu chi tiết để đánh giá khả năng triển khai đầu tư trong giai đoạn tới nhằm đảm bảo khai thác hiệu quả dầu và khí trên khu vực lô 09-1 cũng như các lô kết nối.

KẾT LUẬN

Trong bối cảnh sản lượng khai thác tại các mỏ Lô 09-1 ngày càng suy giảm, độ ngập nước tăng cao, nhiệt độ chất lưu thấp, đặt ra cho Liên doanh Vietsovpetro nhu cầu cấp thiết nghiên cứu áp dụng đồng bộ nhiều giải pháp để duy trì sản lượng.

Các giải pháp giảm áp suất hệ thống thu gom, vận chuyển có vai trò quan trọng, góp phần gia tăng sản lượng khai thác. Các giải pháp khác nhau được nghiên cứu trong khuôn khổ bài báo này cho phép giảm áp suất miệng giếng trên các công trình biển trên lô 09-1, mở ra triển vọng tăng khả năng khai thác dầu của lô 09-1 và các lô kết nối.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Tối ưu, nâng cao hiệu quả hoạt động hệ thống công nghệ thu gom, vận chuyển dầu khí tại các mỏ của Vietsovpetro, TẠP CHÍ DẦU KHÍ SỐ 4 - 2020, trang 24 - 31 ISSN 2615-9902 Trần Lê Phương, Phạm Thành Vinh, A.G Axmadev
2. Обеспечение оптимального сбора и транспорта продукции малых морских месторождений, Научный технический и производственный журнал Нефтяное хозяйство, 104р, 10-2019, УДК 622.692.4 Akhmadeev A.G, Pham Thanh Vinh, A.I Mikhailov

CÁC GIẢI PHÁP BẢO ĐẢM NĂNG LƯỢNG ĐỂ PHỤC VỤ KHAI THÁC DẦU KHÍ CÓ TÍNH ĐẾN CHIẾN LƯỢC CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG TRONG TƯƠNG LAI

Trương Minh Đức, Phạm Xuân Vượng, Nguyễn Công Trình, Isotov Dmitri, Bùi Trọng Hân
LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

Hệ thống điện Lô 09-1 của Liên doanh Vietsovpetro hiện nay bao gồm các máy phát điện chạy bằng tuabin khí và diesel cùng hệ thống cáp điện ngầm 6,3 kV và 22kV để cung cấp điện năng đến các phụ tải phục vụ khai thác dầu khí.

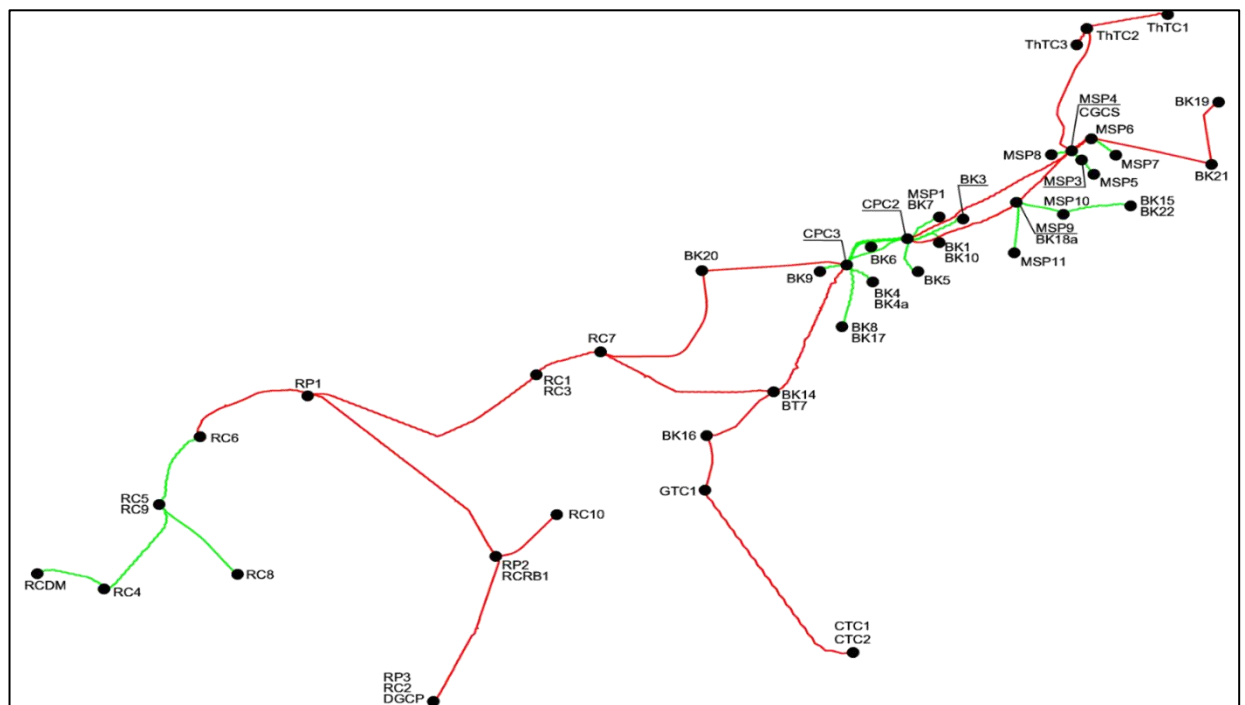
Với nhu cầu về điện năng ngày càng tăng trong những năm tiếp theo, đòi hỏi công tác tối ưu hệ thống điện hiện hữu cũng như bổ sung công suất từ các nguồn phát mới.

Trong những năm qua, Vietsovpetro đã nghiên cứu và triển khai thực hiện Chiến lược phát triển Hệ thống Cung Cấp Điện Hợp Nhất bao gồm chương trình tổng thể các giải pháp bảo đảm năng lượng để phục vụ khai thác dầu khí cho giai đoạn đến năm 2030.

Phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng, các dự án điện gió, sản xuất hydrogen cũng được xem xét trong chiến lược này.

1. Giới thiệu hệ thống điện Lô 09-1

Hệ thống cung cấp điện hợp nhất (HTCCĐHN) Lô 09-1 của Liên doanh Vietsovpetro hiện nay bao gồm các máy phát điện 6,3kV dẫn động bằng tuabin khí được kết nối với nhau bằng các tuyến cáp điện ngầm 6,3kV và 22kV cùng với các trạm biến áp 6,3/22kV tạo thành một mạng lưới cung cấp điện tập trung cho các công trình biển tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng của Lô 09-01. Ngoài ra, trên các công trình còn được trang bị các máy phát điện được dẫn động bằng động cơ diesel để làm nguồn điện dự phòng khi nguồn điện chính từ các máy phát tuabin khí bị sự cố.



Hình 1. Sơ đồ hệ thống cung cấp điện hợp nhất Lô 09-1

Trong hệ thống này có các trạm điện lớn, được đặt tại PPD40.000, PPD30.000, CCP, RP-3, DGCP. Các máy phát đồng bộ turbine của các trạm điện làm việc bằng khí đồng hành, sản xuất điện năng rẻ hơn 4 lần so với các máy phát diesel.

Một trong những lí do để hình thành hệ thống năng lượng hợp nhất cũng là do các các máy phát diesel 84H-25/34 tại chỗ của các giàn cố định MSP, RP đã ở giai đoạn cuối của tuổi thọ thiết bị, dẫn đến chi phí vận hành tăng cao đột biến. Việc vận hành các công trình dầu khí với hệ thống năng lượng hợp nhất cho phép đưa các máy phát riêng thành nguồn dự phòng nóng, làm giảm chi phí vận hành và kéo dài tuổi thọ máy phát diesel.

Hệ thống năng lượng hợp nhất trung thể được thiết kế như một hệ thống hình tia có các thành phần tạo mạch vòng trên cơ sở sử dụng các trạm máy biến áp (trạm phân phối và trạm đầu cuối) và hệ thống cáp ngầm. Trong hệ thống điện hợp nhất, các thiết bị chuyên dùng được sử dụng để hạn chế dòng ngắn mạch và bù công suất phản kháng.

Các thành phần của hệ thống năng lượng bao gồm:

- Mạng lưới cáp ngầm trung thể;
- Các trạm máy biến áp.

Bảng 1. Danh sách các nguồn phát điện của HTCCĐHN năm 2024

Mô	CTB	Số lượng máy phát (hoạt động/dự phòng), bộ	Công suất phát điện, MW	
			Từng máy	Tổng (làm việc/ dự phòng)
Bạch Hổ	PPD 30000	4 (3/1) – Taurus 60	3,5	14 (10,5/3,5)
	PPD 40000	3 (2/1) – Taurus 60	3,5	10,5 (7/3,5)
	CCP	3 (2/1) – Centaur 40	2,8	8,4 (5,6/2,8)
Rồng	RP-3	1 (0/1) – Typhoon	2,8	2,8 (0/2,8)
		1 (1/0) – Taurus 60	3,8	3,8 (3,8/0)
		1 (1/0) – Saturn 20	0,84	0,84(0,84/0)
	DGCP	1 (1/0) – Centaur 40	2,8	2,8 (2,8/0)
Tổng		14 (10/4)	-	43,1 (30,5/12,6)

Các tuyến cáp được lắp đặt dưới đáy biển bằng thiết bị rải cáp lắp trên tàu vận chuyển. Để tránh những hư hỏng của tuyến cáp trong quá trình rải cáp, các bộ phận kỹ thuật chuyên biệt được sử dụng. Khi thực hiện công tác rải tuyến cáp ngầm, hộp nối cáp ngầm được sử dụng để đáp ứng nhu cầu tăng chiều dài của tuyến cáp.

Ổng kim loại J-tube cố định vào kết cấu được dùng để bảo vệ tuyến cáp không bị hư hỏng cơ học khi cáp đi lên công trình dầu khí từ đáy biển.

Trên công trình dầu khí được lắp hộp nối trung thể chuyển tiếp để nối cáp ngầm với cáp trên công trình. Việc chuyển tiếp này để công tác lắp đặt tuyến cáp khi vào trong máy biến áp được dễ dàng hơn.

Một trong những thành phần chính yếu của hệ thống năng lượng hợp nhất tại Lô 09-1 là các trạm máy biến áp, đảm bảo để tiếp nhận, chuyển đổi và phân phối điện năng cung cấp cho

các tải tiêu thụ của các công trình dầu khí (giàn cố định MSP, giàn nhẹ BK, Giàn khoan tự nâng, trạm khoan di động).

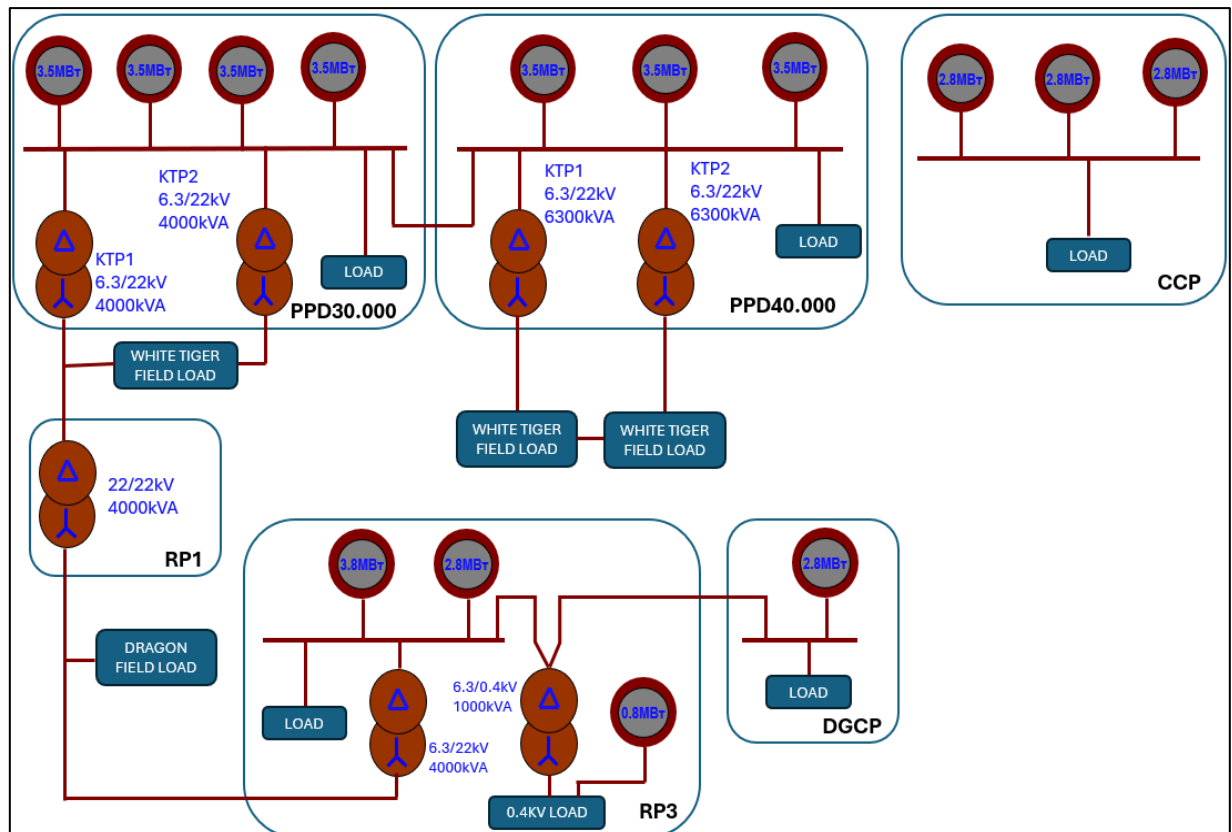
Các trạm máy biến áp được lắp đặt trên các công trình biển, bao gồm container kim loại phù hợp với môi trường biển, bên trong bố trí các thiết bị:

- Máy biến áp kiểu khô hai cuộn dây hoặc ba cuộn dây;
- Thiết bị đóng cắt trung thế và hạ thế;
- Hệ thống điều khiển và bảo vệ tự động;
- Các hệ thống phụ trợ.



Hình 2. Hình ảnh của một trạm máy biến áp điển hình trong HTCCĐHN

Trạm máy biến áp trên RP-1 được đang bị hệ thống điều chỉnh điện áp tự động tùy thuộc vào tải tiêu thụ dùng để nâng cao chất lượng điện năng tại phía mỏ Rồng.



Hình 3. Block diagram HTCCĐHN Lô 09-1 năm 2024

2. Các giải pháp bảo đảm năng lượng để phục vụ khai thác dầu khí

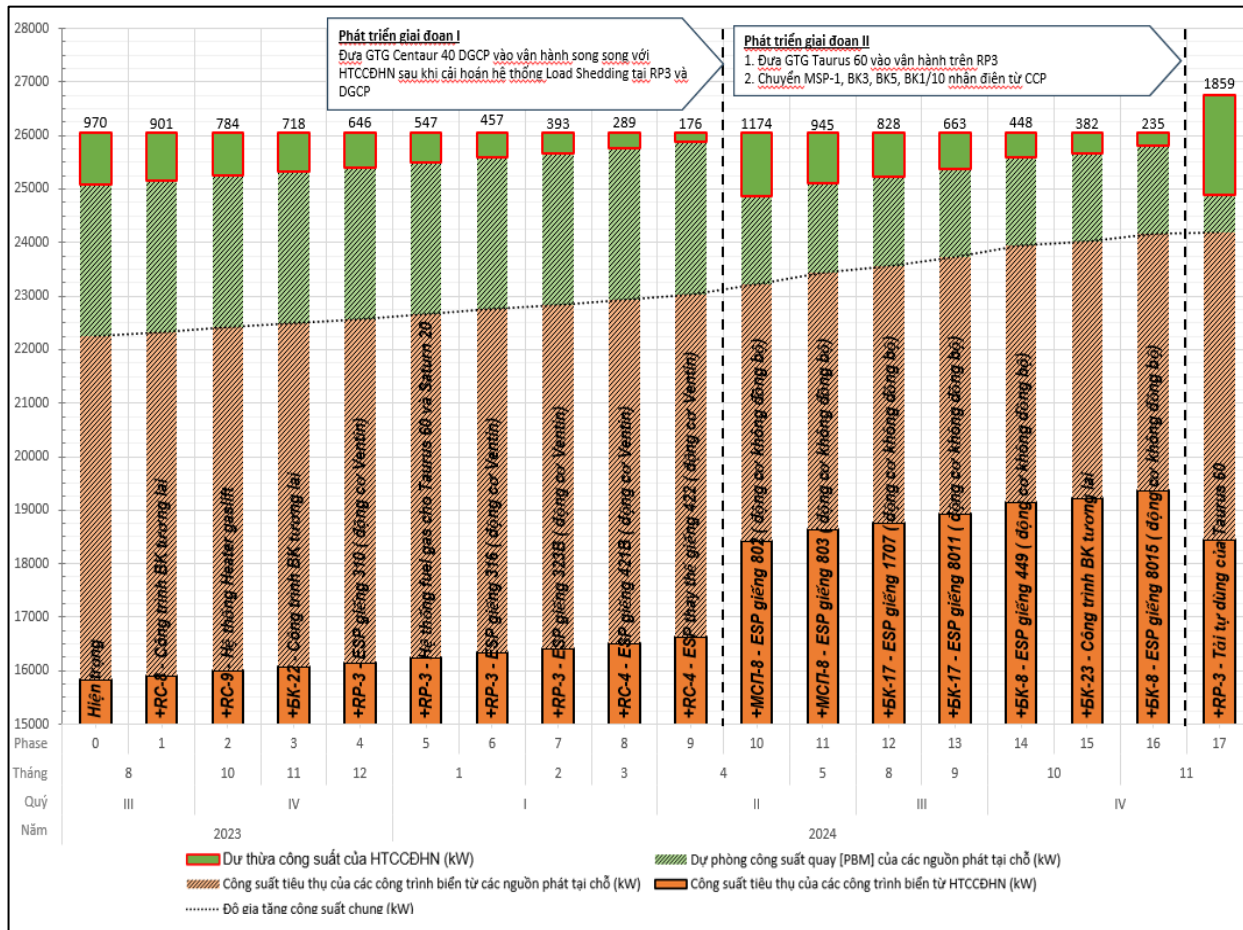
Với nhu cầu về điện năng ngày càng tăng trong thời gian tới do áp dụng công nghệ khai thác bằng các bơm điện chìm ESP cùng với các công trình được xây dựng mới, công suất tiêu thụ điện sẽ vượt quá khả năng đáp ứng của các máy phát hiện hữu của HTCCĐHN, đòi hỏi công tác tối ưu hệ thống điện hiện hữu cũng như bổ sung công suất từ các nguồn phát mới.

Trong những năm qua, Vietsovpetro đã nghiên cứu và triển khai thực hiện Chiến lược phát triển Hệ thống Cung Cấp Điện Hợp Nhất bao gồm chương trình tổng thể các giải pháp bảo đảm năng lượng để phục vụ khai thác dầu khí cho giai đoạn đến năm 2030.

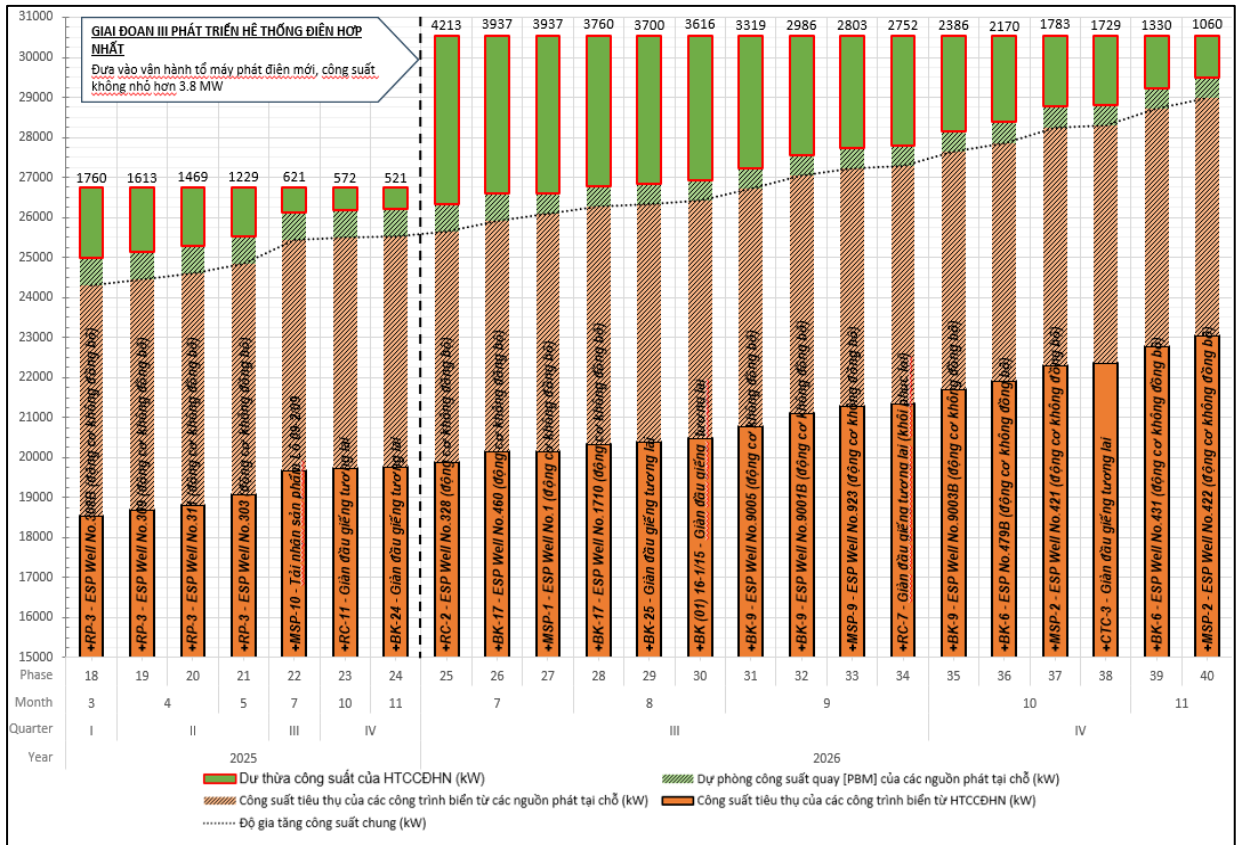
Chiến lược phát triển hệ thống cung cấp điện hợp nhất được chia thành 03 giai đoạn:

- Giai đoạn 1: Đưa vào vận hành máy phát GTG trên giàn DGCP song song với HTCCĐHN (đã hoàn thành)
- Giai đoạn 2: Đưa vào vận hành máy phát điện Taurus 60 trên giàn RP3 và chuyển các giàn MSP1, BK3, BK5, BK10 sang nhận điện từ giàn CCP.
- Giai đoạn 3: Trang bị nguồn phát mới để đảm bảo nhu cầu tiêu thụ điện năng tăng lên trong công tác khai thác dầu khí giai đoạn 2026-2030

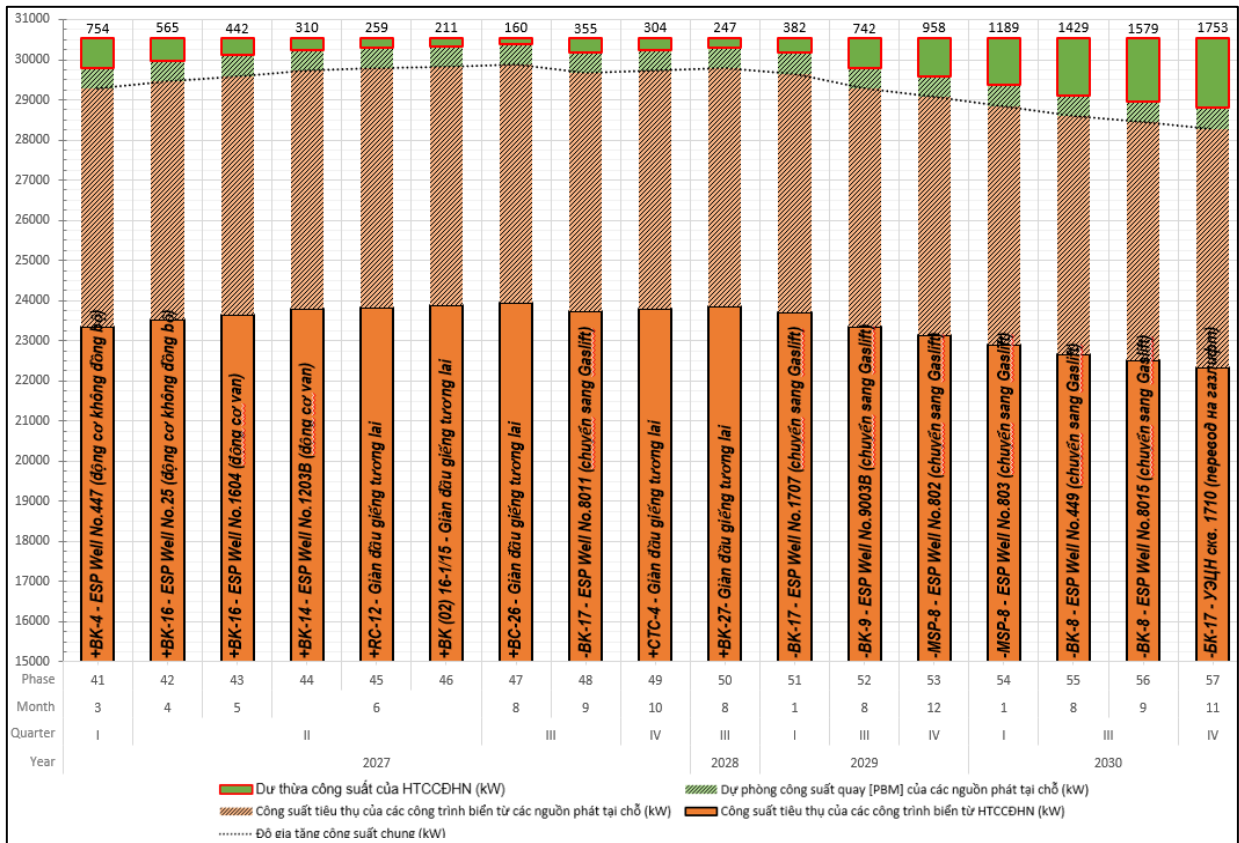
Theo kết quả tính toán, HTCCĐHN của Lô 09-1 sẽ có khoảng 1.9MW để cung cấp điện cho các tải tiêu thụ kết nối vào hệ thống từ năm 2025 (Hình 4). Dự kiến trong giai đoạn 2025 - 2030 sẽ cần kết nối thêm khoảng 5.5MW tải tiêu thụ vào HTCCĐHN. Do đó, trong giai đoạn 3 của chiến lược phát triển HTCCĐHN cần phải bổ sung thêm nguồn phát mới với công suất tối thiểu 3.8MW.



Hình 4. Profile tải tiêu thụ điện đến hết năm 2024

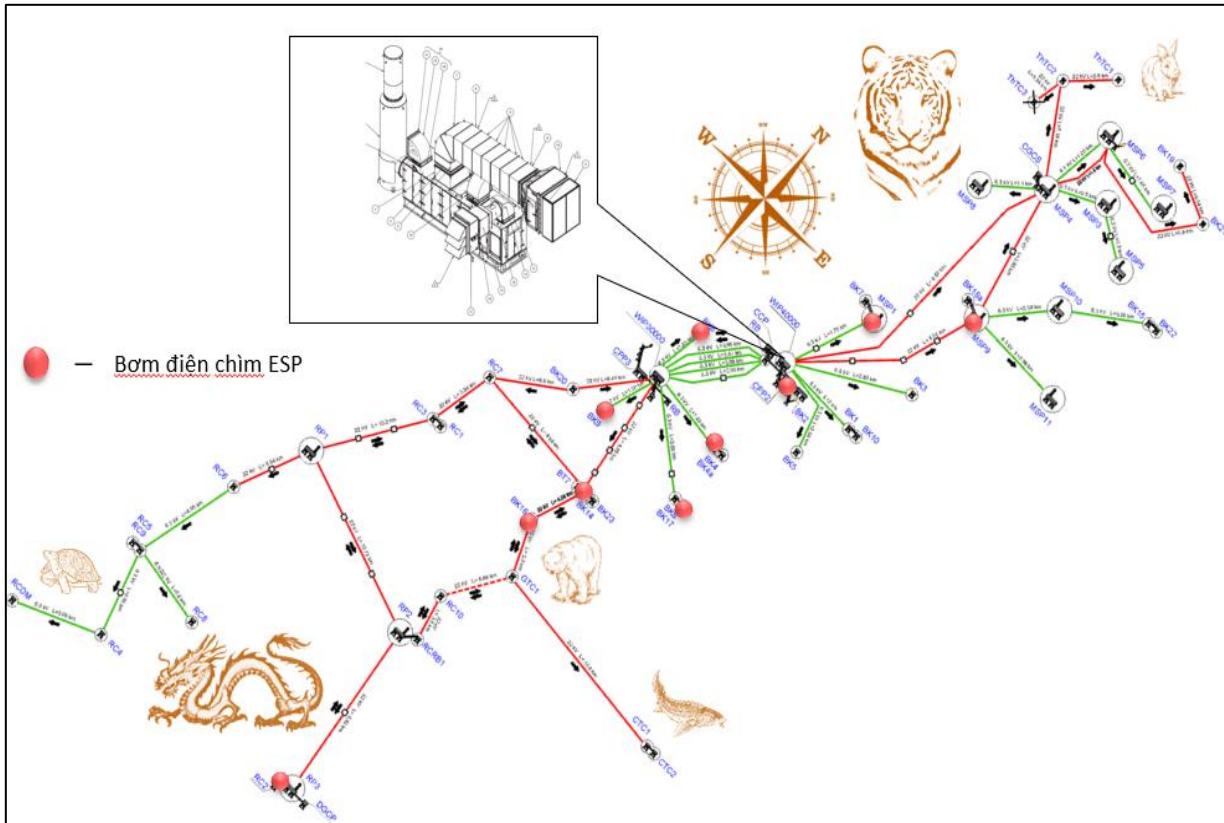


Hình 5. Profile tải tiêu thụ điện năm 2025-2026



Hình 6. Profile tải tiêu thụ điện năm 2027-2030

Để đáp ứng được nhu cầu tiêu thụ điện như đã nêu, các giải pháp kỹ thuật bổ sung công suất phát đã được xem xét: Phương án 1 – Bổ sung 01 máy phát điện 3.8MW chạy bằng tuabin khí, sử dụng khí đồng hành, lắp đặt trên giàn PPD40.000 (Hình 7); Phương án 2 – Trang bị 01 trụ điện turbine gió ngoài khơi 8MW và kết nối với giàn PPD40.000 (Hình 8).



Hình 7. Sơ đồ HTCCĐHN năm 2030 và vị trí lắp đặt máy phát điện tuabin khí

Với mỗi phương án kỹ thuật, có những ưu nhược điểm sau:

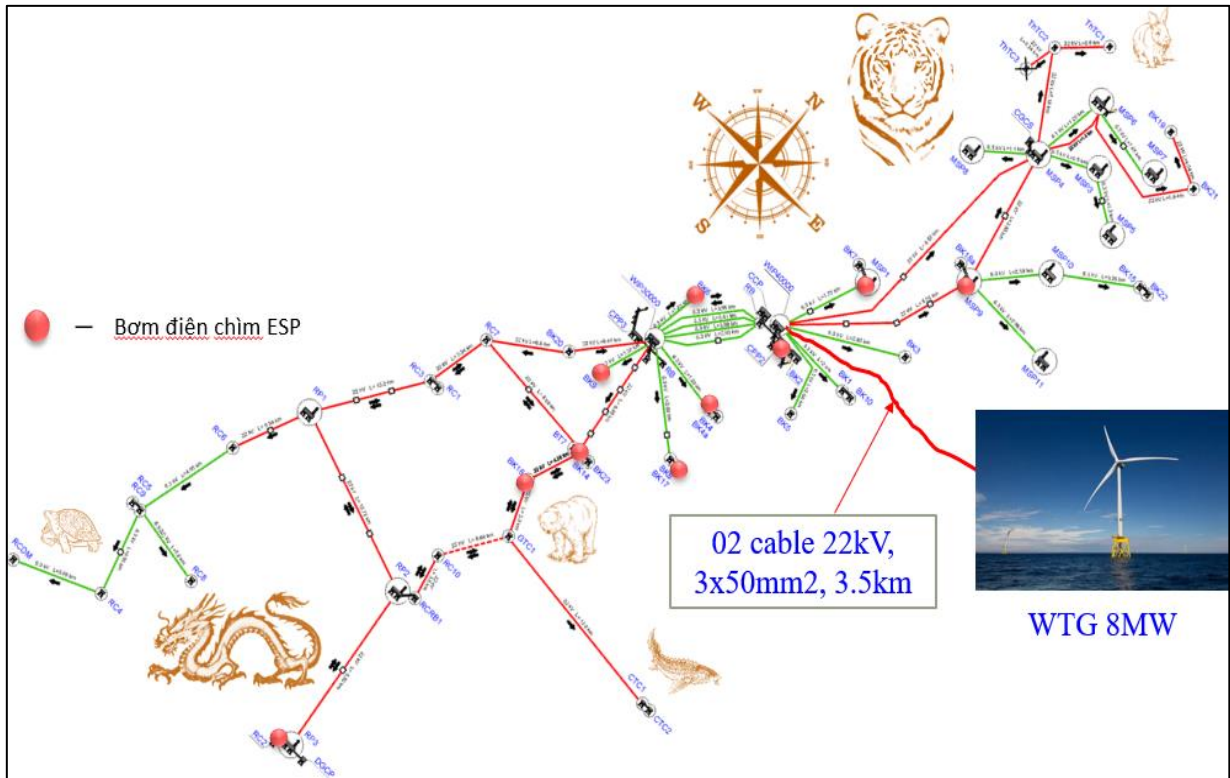
Phương án 1:

- Ưu điểm: Máy phát tuabin khí có độ ổn định cao trong cung cấp điện, đảm bảo tính liên tục của các hoạt động khai thác dầu khí giúp giảm thiểu việc mất dầu do dừng khai thác.
- Nhược điểm: Cần có khí nhiên liệu để chạy máy phát, trong khi Lô 09-1 được dự báo sẽ thiếu khí, sẽ phải mua khí từ các Lô ngoài dẫn đến giá thành điện năng sẽ không còn rẻ.

Phương án 2:

- Ưu điểm: Không cần sử dụng khí nhiên liệu hóa thạch, đáp ứng với xu thế dịch chuyển năng lượng hiện nay.
- Nhược điểm: Do đặc tính không ổn định của năng lượng gió, điện năng từ trụ điện gió không có độ ổn định cao, có thể ảnh hưởng đến hoạt động khai thác dầu khí trong những giai đoạn năng lượng gió không đủ với yêu cầu, tăng nguy cơ mất dầu do phải giảm tải tiêu thụ.

Với những ưu, nhược điểm của các giải pháp kỹ thuật nêu trên, giải pháp kết hợp của 02 phương án nêu trên cần được xem xét để tối ưu: lắp đặt bổ sung 01 tổ hợp máy phát tuabin khí lên giàn PPD40.000 cùng với xem xét lắp đặt trụ điện gió có công suất phù hợp lên chân đế của các công trình dầu khí hiện hữu không còn thực hiện hoạt động khai thác dầu khí để giảm lượng khí đồng hành tiêu thụ cho các máy phát điện. Giải pháp này vừa đảm bảo độ ổn định và tin cậy trong cung cấp điện phục vụ khai thác dầu khí và giảm phát thải khí nhà kính theo tiêu chí năng lượng xanh hiện nay.



Hình 8. Sơ đồ HTCCĐHN năm 2030 và vị trí lắp đặt trụ điện gió kết nối với PPD40.000

3. Chiến lược chuyển dịch năng lượng trong tương lai

Dưới tác động của biến đổi khí hậu và khan hiếm nhiên liệu, từ nhiều năm trước, trên thế giới đã bắt đầu diễn ra xu hướng chuyển dịch năng lượng, trong đó đẩy mạnh việc sử dụng năng lượng tái tạo, năng lượng sạch và chú trọng sử dụng năng lượng một cách hiệu quả.

Tại Hội nghị thượng đỉnh của Liên Hợp Quốc về biến đổi khí hậu vào tháng 11/2021 (COP26), với cam kết đạt phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050, Chính phủ Việt Nam đã thể hiện sự quyết tâm rất cao trong vấn đề dịch chuyển các nguồn năng lượng hóa thạch truyền thống sang các nguồn năng lượng xanh, sạch, hướng đến giảm phát thải khí nhà kính và chống biến đổi khí hậu.

Xu hướng dịch chuyển năng lượng và mục tiêu, quyết sách của quốc gia đã có ảnh hưởng sâu sắc đến hiện tại cũng như tương lai phát triển của Petrovietnam. Trong bối cảnh đó, Petrovietnam đã nhanh chóng có những điều chỉnh chiến lược kinh doanh phù hợp, tận dụng và phát huy kinh nghiệm, năng lực, nguồn lực, vị thế của Tập đoàn đã hình thành hơn 60 năm qua để kiểm soát tác động tiêu cực, nắm bắt các cơ hội phát triển trong thời kỳ diễn ra dịch chuyển năng lượng.

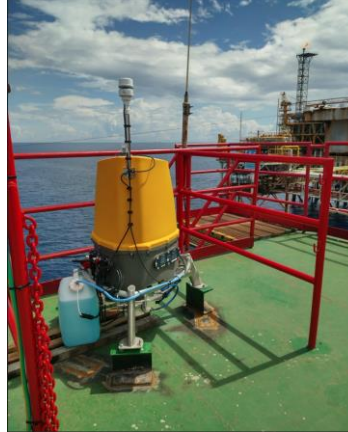
Petrovietnam đã xây dựng chiến lược tổng thể phát triển bền vững đến năm 2045, chú trọng vào đổi mới công nghệ và chuyển dịch năng lượng. Xu hướng dịch chuyển sang năng lượng xanh của Petrovietnam thông qua nâng cao tỷ trọng điện khí, sản xuất hydrogen và phát triển điện gió ngoài khơi (ĐGNK). Những năm qua, Tập đoàn và các đơn vị thành viên đã có những bước chuẩn bị kỹ lưỡng cho quá trình chuyển dịch năng lượng bằng việc sản xuất và sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo thay thế.

Là đơn vị chủ lực của Petrovietnam về thiết kế, chế tạo, xây lắp và vận hành các công trình dầu khí biển, Vietsovpetro, cùng với các công ty con khác, đã được Tập đoàn giao nhiệm vụ nghiên cứu, triển khai các dự án thí điểm sản xuất năng lượng xanh, đồng thời thành lập tổ hợp phát triển chuỗi giá trị năng lượng tái tạo; với năng lực, kinh nghiệm, cơ sở hạ tầng sẵn có, tăng cường khả năng hợp tác, phát huy năng lực của nhau, phối hợp tìm kiếm cơ hội tham gia

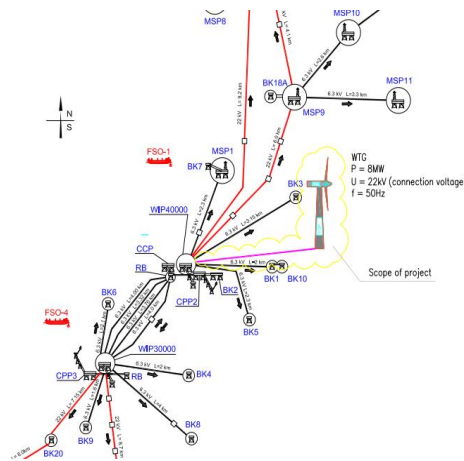
vào các dự án năng lượng tái tạo ngoài khơi trong và ngoài nước; từng bước nâng cao năng lực, tích lũy kinh nghiệm để chuẩn bị cho các dự án lớn sau này.

Các nghiên cứu về phát triển năng lượng điện gió trong chiến lược chuyển dịch năng lượng đang được Vietsovpetro tích cực triển khai:

1. Lắp đặt và vận hành thiết bị đo gió LiDAR từ tháng 05/2023 tại cụm giàn Công nghệ trung tâm số 2.



2. Nghiên cứu xây dựng trụ điện gió ngoài khơi Lô 09-1, kết nối vào hệ thống điện hợp nhất, để cung cấp điện bổ sung cho các hoạt động khai thác dầu khí.



3. Nghiên cứu lắp đặt tuabin điện gió lên công trình hiện hữu Lô 09-1, sau khi ngừng khai thác dầu khí.



KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU SƠ BỘ

- Khu vực mỏ Bạch Hổ, lô 09-1 có nguồn năng lượng gió dồi dào, với mức gió trung bình năm 8.6 m/s tại độ cao 120m, phù hợp với việc xây dựng lắp đặt các tuabin điện gió với các công suất khác nhau.
- Nhu cầu điện cho hoạt động khai thác dầu khí ngày càng tăng, với việc áp dụng các công nghệ thu hồi dầu tăng cường như lắp đặt bơm điện chìm, khai thác áp suất đầu giếng thấp..., đòi hỏi cần đưa vào các nguồn phát điện bổ sung. Hệ thống cung cấp điện hợp

nhất lô 09-1 có thể hấp thụ công suất từ nguồn điện gió trong khi vẫn duy trì được sự ổn định vận hành hệ thống.

- Lưu lượng khai thác dầu khí từ một số giàn đã, đang và sẽ suy giảm theo thời gian. Việc lắp đặt tuabin gió lên chân đế giàn hiện hữu sau khi dừng khai thác dầu khí là khả thi về mặt kỹ thuật, tiết giảm chi phí và nâng cao hiệu quả kinh tế dự án.

Theo Chiến lược về sản xuất năng lượng hydrogen của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 được Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt tại Quyết định số 165/QĐ-TTg ngày 07/02/2024, xác định mục tiêu nhằm phát triển hệ sinh thái năng lượng hydrogen bao gồm: sản xuất, lưu trữ, vận chuyển, phân phối và sử dụng hydrogen với hạ tầng đồng bộ, hiện đại, dựa trên năng lượng tái tạo, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, thực hiện mục tiêu quốc gia về biến đổi khí hậu, tăng trưởng xanh và mục tiêu phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050 theo lộ trình và cam kết của Việt Nam trong chuyển đổi năng lượng bền vững, công bằng, công lý.

Cụ thể, sẽ đẩy mạnh phát triển sản xuất năng lượng hydrogen và các nhiên liệu có nguồn gốc hydrogen tại các khu vực có tiềm năng, lợi thế về năng lượng tái tạo, gần với khách hàng tiêu thụ lớn để hình thành hệ sinh thái công nghiệp năng lượng hydrogen đồng bộ từ sản xuất đến tồn trữ, vận chuyển, phân phối và sử dụng hydrogen.

Phần đầu công suất hydrogen sản xuất từ quá trình sử dụng năng lượng tái tạo và các quá trình khác đạt khoảng 100 - 500 nghìn tấn/năm vào năm 2030; định hướng đến năm 2050 đẩy mạnh triển khai áp dụng và làm chủ công nghệ tiên tiến sản xuất, sử dụng năng lượng hydrogen xanh tại Việt Nam. Phần đầu công suất hydrogen sản xuất từ quá trình sử dụng năng lượng tái tạo và các quá trình khác có thu giữ carbon đạt khoảng 10 - 20 triệu tấn/năm vào năm 2050.

Với diện tích rộng lớn của biển và gió mạnh, các trạm điện gió ngoài khơi có khả năng sản xuất hydrogen với quy mô lớn, đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng về năng lượng sạch.

Công nghệ liên quan đến sản xuất hydrogen từ điện gió ngoài khơi đang phát triển mạnh mẽ, mở ra cơ hội cho sự đổi mới và nâng cao hiệu suất sản xuất trong tương lai.

Theo các chuyên gia, việc kết hợp các dự án điện gió ngoài khơi với Hydrogen xanh giúp giảm bớt gánh nặng đầu tư hệ thống lưới điện truyền tải trong nước và giữ ổn định của hệ thống thông việc lưu trữ điện bằng pin Hydrogen xanh. Từ đó, thúc đẩy phát triển năng lượng tái tạo nói riêng và các ngành công nghiệp nói chung theo hướng xanh và bền vững.

Ý tưởng phát triển điện gió ngoài khơi kết hợp với Hydrogen xanh có thể áp dụng tại Vietsovpetro:



HOÀN THIỆN HỆ THỐNG THU GOM VẬN CHUYỂN DẦU KHÍ CÁC MỎ VÀ CÁC MỎ KẾT NỐI CỦA LIÊN DOANH VIETSOVPETRO QUA CÁC THỜI KỲ PHÁT TRIỂN

Lê Đăng Tâm, Bùi Trọng Hân, Phạm Thành Vinh, A.G. Akhmadeev
LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

Hệ thống thu gom vận chuyển dầu khí với đặc trưng là tổ hợp các thiết bị và hệ thống công nghệ đi kèm, có chức năng đảm bảo hoạt động khai thác dầu và khí được diễn ra liên tục an toàn với độ tin cậy cao. Hệ thống thu gom vận chuyển dầu khí thác tại các mỏ của Liên doanh Vietsovpetro đã có thời gian hoạt động trên 30 năm trải qua nhiều giai đoạn phát triển khác nhau.

Với mục tiêu đảm bảo nâng cao sản lượng khai thác, hệ thống vận chuyển dầu – khí trên các công trình biển tại các mỏ của Liên doanh Vietsovpetro được hoàn thiện và tối ưu đáp ứng các điều kiện kỹ thuật trong các giai đoạn lịch sử đặc thù.

Trong báo cáo này, tác giả tiến hành phân tích các đặc trưng của hệ thống thu gom vận chuyển dầu và khí, các giải pháp công nghệ áp dụng đảm bảo quá trình thu gom sản phẩm khai thác trên các mỏ của Liên doanh Vietsovpetro và các mỏ kết nối vào lô 09-1.

Từ khóa: “hoàn thiện hệ thống thu gom”, “vận chuyển dầu và khí”, “mỏ Bạch Hổ”

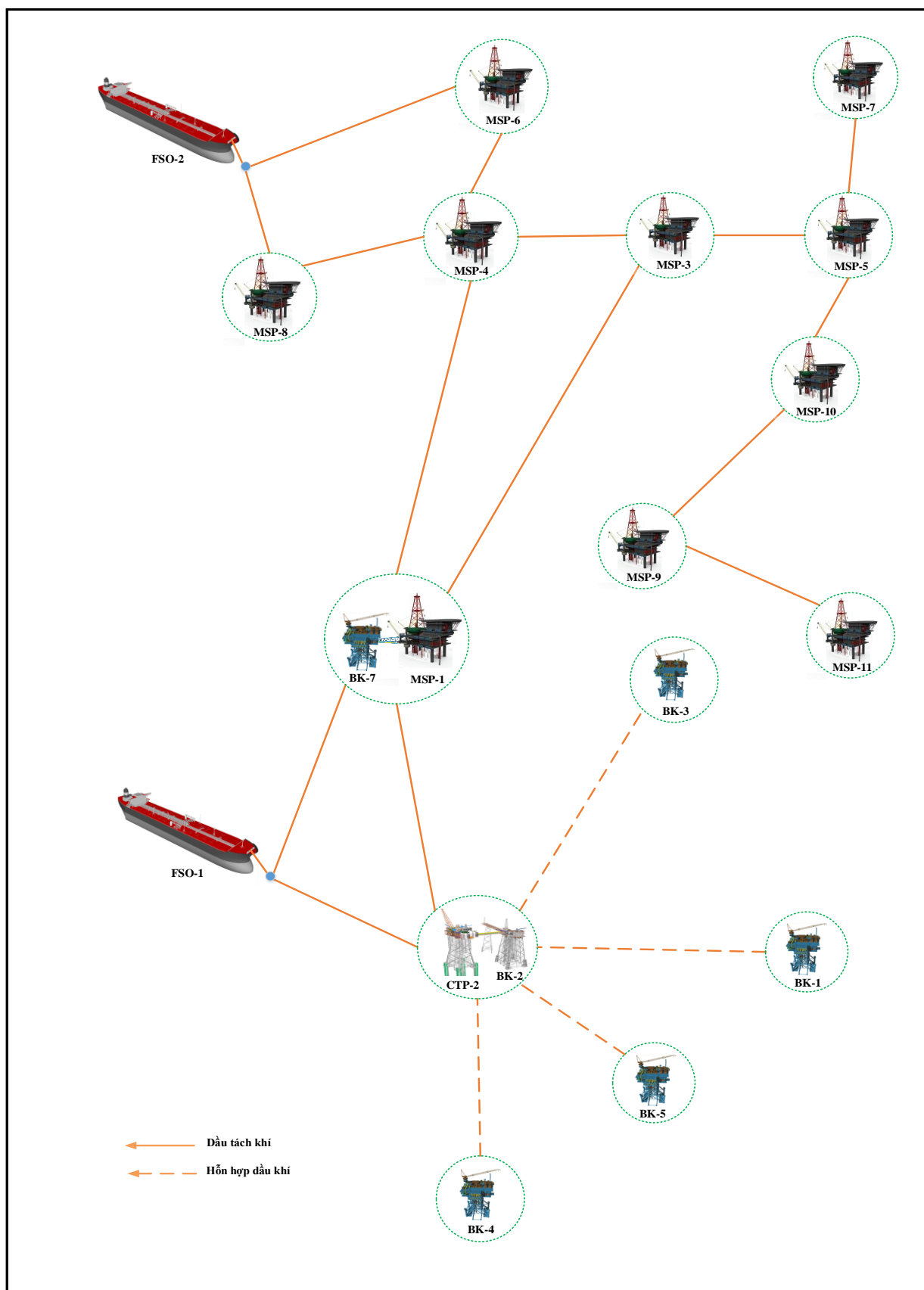
GIỚI THIỆU

Theo thiết kế ban đầu của Viện nghiên cứu và thiết kế toàn Liên Bang (VNIPImorneftegas Moscow, Liên Xô cũ) về các vấn đề phát triển mỏ dầu khí ngoài khơi, thì hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu ở mỏ Bạch Hổ của LD Vietsovpetro được quy hoạch và phát triển trên cơ sở xây dựng các giàn MSP, giàn CPP và 01 trạm thu gom xử lý và tàng chứa dầu, hệ thống đường ống không bọc cách nhiệt kết nối các công trình. Trải qua hơn 30 năm phát triển hệ thống thu gom vận chuyển dầu và khí tại lô 09-1 đã có những bước hoàn thiện đáp ứng khả năng khai thác dầu khí trên các công trình biển.

1. Phát triển hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu khí trong quy hoạch xây dựng giàn nhẹ BK

Vận chuyển hỗn hợp dầu khí bằng năng lượng vỉa

Từ năm 1989, sau khi dầu được phát hiện ở tầng móng có áp suất vỉa ban đầu đạt đến 400 at, với trữ lượng lớn, khoảng hàng trăm triệu tấn, và lưu lượng dầu của giếng đạt trên 1000 tấn/ngđ, thì khuynh hướng mới trong quy hoạch và phát triển hệ thống thu gom xử lý và vận chuyển dầu đã được LD Vietsovpetro triển khai, nhằm thay đổi phù hợp và tương ứng với điều kiện khai thác. Đầu năm 1989, dầu tầng móng được bắt đầu khai thác sau khi khoan sâu thêm vào móng nứt nẻ thành công ở giếng số 1 trên MSP-1, lúc đó đang khai thác dầu từ tầng Miocen dưới. Lưu lượng giếng tăng vọt từ hàng chục tấn lên mức 800-1000 tấn/ngđ, và áp suất miệng giếng tăng đến 40 at. Khác với phía Bắc của mỏ Bạch Hổ được quy hoạch với các MSP, khu vực phía nam nơi khai thác dầu chủ yếu từ tầng móng nứt nẻ được LD Vietsovpetro đề xuất xây dựng các công trình, như giàn BK, giàn CPP-2 - hình 1. Các giàn BK làm nhiệm vụ khai thác, thu gom và đo lưu lượng sản phẩm khai thác. Sản phẩm sau đó dưới dạng hỗn hợp dầu khí theo một đường ống được vận chuyển về giàn CPP. Phần lớn các BK đều được thiết kế cho 6 giếng khai thác với tổng lưu lượng 6000 tấn/ngđ và không có hệ thống công nghệ xử lý.



Hình 1. Sơ đồ thu gom và vận chuyển dầu khí trong cơ sở xây dựng giàn BK.

CPP-2 được xây dựng ở phía nam của mỏ Bạch Hổ, có thiết kế 3 dây chuyền công nghệ: 2 dây chuyền với công suất 5000 tấn /ngđ mỗi dây và dây chuyền còn lại là 10000 tấn/ngđ. Giàn cho phép tách khí, nước, và xử lý nước vỉa để xả thải xuống biển. Tổng công suất xử lý nước là 8000 m³/ngđ, tối đa có thể đạt 12000 m³/ngđ. Như vậy, tổng công suất xử lý chất lỏng trên CPP-2 là 23000 tấn/ngđ. Khí tách ra được đốt trên hệ thống được áp suất thấp và áp suất cao với tổng công suất thiết kế là 3 triệu m³/ngđ. Dầu sau khi đã xử lý và tách nước đến chất lượng thương phẩm được bơm vào đường ống sang các FSO. Từ năm 1996, khí cao áp đã được vận chuyển vào bờ cho mục đích thương mại.

Hệ thống đường ống ngầm nối từ các BK đến CPP-2 phần lớn được làm từ đường ống đường kính 312x16mm và 219x12mm. Khoảng cách xa nhất từ các BK đến CPP-2 là 7000m và trung bình là 2800 - 3000m. Đường ống vận chuyển dầu từ CPP-2 đi FSO gồm 2 nhánh chiều dài 3500 m, đường kính 325x16mm. Tất cả các đường ống không được bảo ôn và đặt nằm tự do dưới đáy biển. Trong “Sơ đồ công nghệ khai thác và quy hoạch mỏ Bạch Hổ, Vũng Tàu, 1993” những thay đổi này đã được cụ thể hóa, đặt nền móng cho chiến lược phát triển tiếp theo của mỏ Bạch Hổ.

Vận chuyển dầu bão hòa khí

Như vậy, với thay đổi này việc vận chuyển hỗn hợp dầu khí bằng đường ống bằng nguồn năng lượng vỉa, không cần máy bơm, thành công ở mỏ Bạch Hổ đã mang lại hiệu quả thiết thực cho LD Vietsovpetro và mở ra khuynh hướng mới, xây dựng và phát triển mỏ theo mô hình trung tâm là giàn CPP có hệ thống thiết bị công nghệ để xử lý và các giàn BK, chỉ thực hiện nhiệm vụ duy nhất là khai thác dầu.

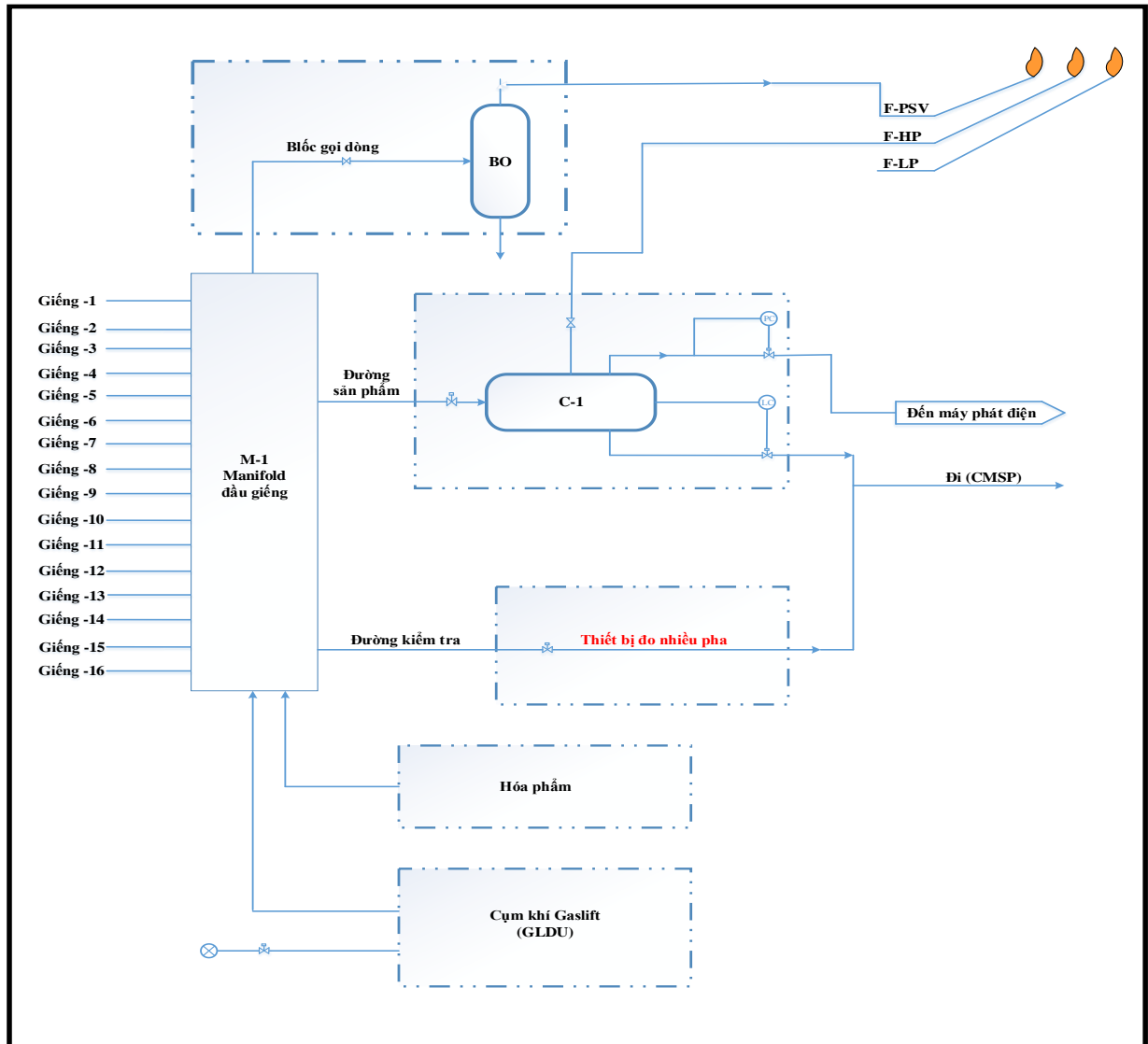
Với mục đích giảm tổn hao áp suất trong vận chuyển sản phẩm về CPP-2, trên các BK LD Vietsovpetro đã lắp đặt bình tách khí sơ bộ. Dầu bão hòa khí ở áp suất bình tách và khí được vận chuyển theo các đường ống riêng rẽ về CPP-2. Nhờ vậy, tổn hao áp suất vận chuyển dầu từ BK đến CPP-2 đã giảm một cách đáng kể.

Giải pháp này cũng đã được đề xuất áp dụng để thu gom và vận chuyển dầu, khí từ các giàn MSP khu vực phía bắc mỏ Bạch Hổ, nơi các giàn cách nhau không xa. Sản lượng khai thác trên các giàn MSP này thấp (khoảng 350 - 1000 tấn/ngđ), nên việc duy trì toàn bộ hệ thống xử lý trên các MSP không hiệu quả. Tại sơ đồ công nghệ năm 2003, LD Vietsovpetro đã đưa ra giải pháp không tách khí bậc 2 trên các giàn MSP-7, MSP-5, MSP-3, MSP-10 và MSP-11. Việc thu gom, xử lý và vận chuyển sản phẩm khai thác như sau:

- Dầu sau khi tách khí ở các bình tách cấp 1 trên MSP-7, 5 và 3 được vận chuyển đến MSP-4 bằng năng lượng bình tách cấp 1, không dùng máy bơm theo đường ống MSP-7→MSP-5→MSP-3→MSP-4. MSP-4 thực hiện tách khí cấp 2, dầu tách khí được vận chuyển bằng máy bơm đến giàn CPP;
- Tương tự, dầu sau khi tách khí ở các bình tách cấp 1 trên MSP-10 và 11 được vận chuyển đến MSP-9 theo đường ống MSP-10→MSP-9 và MSP-11→MSP-9. MSP-9 thực hiện tách khí cấp 2 và dầu tách khí được vận chuyển bằng máy bơm đến giàn CPP.

Để thực hiện giải pháp này, các giàn MSP-4 và MSP-9 được hoán cải để tiếp nhận dầu bão hòa khí từ các giàn MSP-7, 5, 3, 10, nơi dầu sau khi tách khí tại bình tách cấp 1 đi thẳng vào hệ thống đường ống ngầm dưới biển. Như vậy, quá trình thu gom sản phẩm dầu khí khu vực các giàn phía bắc được thực hiện tập trung, tạo điều kiện cho công tác thu gom khí thấp áp. Hệ thống công nghệ trên các giàn này được đơn giản hóa, giảm thiểu được công tác vận hành và bảo dưỡng thiết bị cũng như tiết kiệm năng lượng vận hành máy bơm.

Hình 2 là hệ thống công nghệ xử lý trên các MSP-7, 5, 3, 10 và 11 đã giản hóa sau khi áp dụng công nghệ vận chuyển dầu bão hòa khí không cần dùng máy bơm.



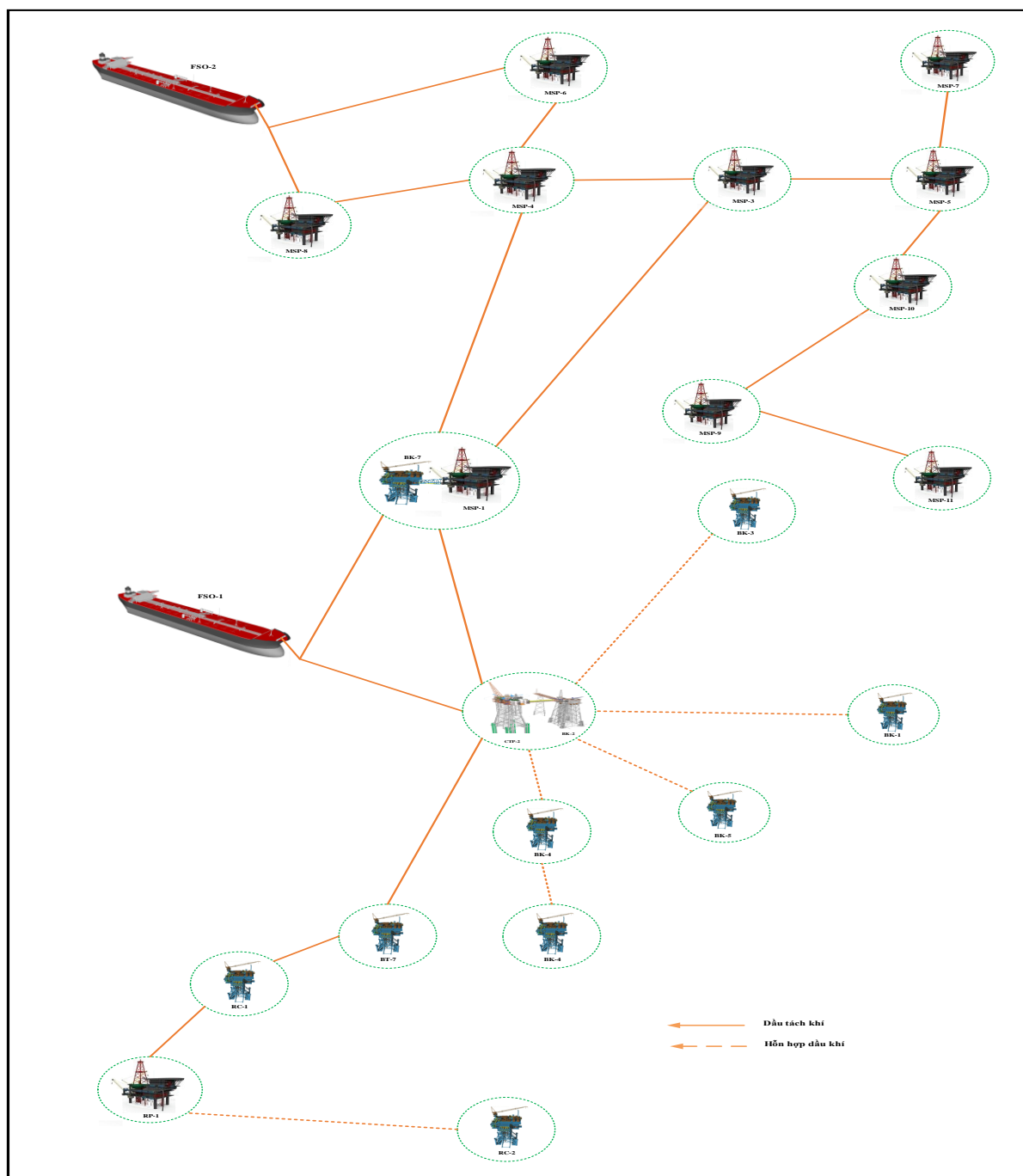
Hình 2. Sơ đồ công nghệ lược giản trên các giàn cố định khi áp dụng công nghệ vận chuyển dầu bão hòa khí không dùng máy bơm

2. Phát triển hệ thống thu gom và kết nối mỏ Rồng với mỏ Bạch Hổ bằng hệ thống đường ống vận chuyển

Năm 1994, LD Vietsovpetro đưa vùng ưu tiên mỏ Rồng vào khai thác với việc xây dựng giàn RP-1, cách CPP-2 mỏ Bạch Hổ khoảng 34 km. Để vận chuyển dầu, LD Vietsovpetro đã xây dựng đường ống RP-1 → RC-1 → BT-7 → CPP-2 kết nối hai mỏ Bạch Hổ và Rồng, không bọc cách nhiệt với các cấp đường kính 426x16mm và 325 x16 mm và tổng chiều dài 34 km. Dầu khai thác ở RP-1 là dầu nhiều paraffin và asphalten, có nhiệt độ đông đặc và độ nhớt cao. Để vận chuyển dầu này đến mỏ Bạch Hổ, LD Vietsovpetro đã phải sử dụng hoá phẩm giảm nhiệt độ đông đặc để xử lý dầu, nhằm cải thiện tính chất lưu biến. Tuy nhiên, nhiệt độ dầu tại miệng giếng quá thấp, chỉ khoảng 45-50°C, không thể đảm bảo hiệu quả xử lý bằng hóa phẩm, nên dầu đã phải gia nhiệt đến 80°C và xử lý bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc. Sau xử lý nhiệt độ đông đặc của dầu chỉ ở mức 18-21°C và độ nhớt giảm đi nhiều lần. Tiếp đến, dầu được vận chuyển đường ống đến CPP-2 mỏ Bạch Hổ an toàn bằng máy bơm.

Năm 1996, LD Vietsovpetro tiếp tục đưa khu vực Đông Nam Rồng vào khai thác sớm, với việc xây dựng giàn nhẹ RC-2 và đường ống RC-2 → RP-1, đường kính 426x16 mm, dài 18 km không bọc cách nhiệt. Nhằm đảm bảo khả năng vận chuyển hỗn hợp dầu khí từ giàn RC-2 đến

RP-1 bằng nguồn năng lượng via hỗn hợp dầu khí ở đây cũng được xử lý bằng hóa phẩm. Tuy nhiên, ở đây áp suất via thấp, tỷ số khí-dầu nhỏ, nhiệt độ dầu miệng giếng thấp, chỉ ở mức 50°C , thậm chí ở vùng cận đáy giếng cũng chỉ khoảng $80-85^{\circ}\text{C}$. Trong trường hợp này, LD Vietsovpetro đã sử dụng giải pháp bơm hóa phẩm qua ống xung lượng vào lòng giếng ở độ sâu 2000-2500m với nhiệt độ ước tính 65°C trở lên, đảm bảo tối thiểu cho xử lý dầu đạt hiệu quả. Ống xung lượng dẫn hóa phẩm đường kính 7 mm với chiều dài 2000-2500m được lắp cùng với ống khai thác. Giải pháp này cho phép sử dụng địa nhiệt của giếng dầu, không phải lắp thêm hệ thống gia nhiệt, mang lại hiệu quả rất lớn cho LD Vietsovpetro. Điều quan trọng là dầu khu vực Đông Nam Rồng đã được xử lý để vận chuyển an toàn bằng đường ống về RP-1 để xử lý tách khí. Hình 3 là sơ đồ hệ thống đường ống không bọ cách nhiệt ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng khi đưa khu vực Trung Tâm và Đông Nam Rồng vào khai thác.

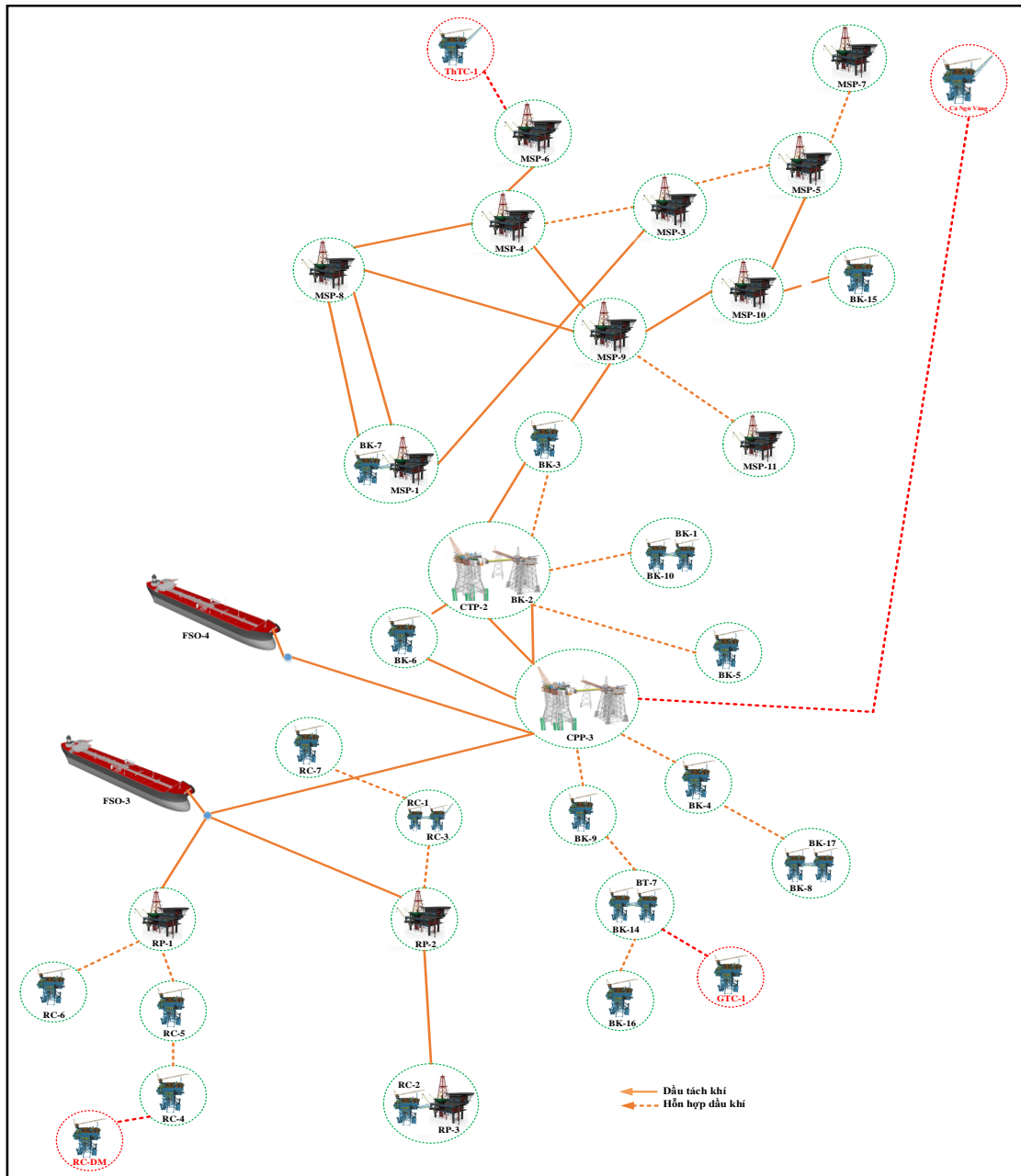


Hình 3. Hệ thống đường ống không bọ cách nhiệt mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng

3. Phát triển hệ thống thu gom kết nối mỏ nhỏ lân cận với mỏ Bạch Hổ và Rồng

Trên cơ sở thành công của vận chuyển dầu khí bằng đường ống không cần máy bơm đi xa, LD Vietsovpetro đã phát triển thêm một bước mới kết nối các mỏ nhỏ nằm gần mỏ Bạch Hổ và Rồng, mở ra cơ hội đưa chúng vào khai thác, mang lại hiệu quả thiết thực cho công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác các mỏ dầu ở thềm lục địa phía nam của Việt Nam.

Qua tìm kiếm, thăm dò, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và LD Vietsovpetro đã phát hiện nhiều mỏ mới, như: mỏ Cá Ngừ Vàng, Nam Rồng - Đồi Mồi, Gấu Trắng, Thỏ Trắng. Đến nay, các mỏ này đã được đưa vào khai thác nhờ kết nối bằng hệ thống đường ống với mỏ Bạch Hổ và Rồng đem lại hiệu quả không những cho LD Vietsovpetro mà còn cho các nhà thầu dầu khí như Hoàn Vũ JOC (mỏ Cá Ngừ Vàng), và Công ty Việt - Nhật - Nga (VRJ) (mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi). Tổng chiều dài mạng lưới đường ống vận chuyển dầu nội bộ mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ kết nối của LD Vietsovpetro đạt hơn 400 km (hình 4).



Hình 4. Hệ thống đường ống ở mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng và các mỏ kết nối

Với lịch sử hơn 30 năm xây dựng và phát triển, LD Vietsovpetro đã phát triển và hoàn thiện hệ thống xử lý thu gom vận chuyển dầu đồng bộ và khoa học, tạo điều kiện phát triển mỏ bền vững và hiệu quả, đồng thời mở ra những triển vọng nhân rộng mô hình phát triển mỏ kết nối để trên cơ sở đó hình thành một hệ thống vận chuyển dầu tổng thể cho khu vực thềm lục địa phía Nam Việt Nam.

KẾT LUẬN

Đồng hành với sự phát triển của LD Vietsovpetro trong hơn 30 năm hoạt động là quá trình nghiên cứu, phát triển công nghệ và hoàn thiện liên tục hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu ở mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ lân cận. Quá trình phát triển hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu ở ngoài khơi tạo điều kiện LD Vietsovpetro khai thác thành công tại mỏ Bạch Hổ. Trong giai đoạn tới hệ thống thu gom vận chuyển dầu khí tại LD Vietsovpetro tiếp tục đóng vai trò quan trọng trong đảm bảo kế hoạch sản xuất khai thác dầu khí, đồng thời mở rộng khả năng kết nối tới các mỏ lân cận mở ra xu thế mới trong khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam.

DẦU THƯƠNG PHẨM – MẮT XÍCH CỦA 2 CHU TRÌNH KHÁC BIỆT

Lê Việt Dũng, Bùi Trọng Hân, Lê Đăng Tâm,
Nguyễn Dương Phúc, Trương Sỹ Giang
LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

“Dầu thương phẩm” là sản phẩm cuối cùng từ quá trình khoan khai thác dầu khí của Liên doanh Vietsovpetro. Khi đến với khách hàng, “dầu thương phẩm” đóng vai trò như nguyên liệu đầu vào và ảnh hưởng trực tiếp tới chu trình mới tạo ra các sản phẩm nhiên liệu, dung môi, nhựa đường, sản phẩm hóa dầu... Trải qua hơn 40 năm hình thành và phát triển, với những cải tiến không ngừng, song hành cùng các giải pháp xử lý, thu gom, dầu thương phẩm của Vietsovpetro luôn giữ vững giá trị “thương phẩm” và được đánh giá là mặt hàng có giá trị.

Trong thế giới hiện đại ngày nay, dưới sự phát triển mạnh mẽ của các ngành công nghiệp, dầu thô là một trong những nguồn nhiên liệu đóng vai trò vô cùng quan trọng. Tại Liên doanh Vietsovpetro (Vietsovpetro), trên thềm lục địa Việt Nam, dầu thô từ hơn 460 giếng khoan được khai thác, thu gom xử lý, vận chuyển và lưu trữ trên các kho chứa nổi. Sau khi xử lý nhằm đảm bảo yêu cầu kỹ thuật về tính chất cần thiết, dầu thô trở thành một mặt hàng và được gọi với cái tên “dầu thương phẩm” và được xuất bán tới các công ty, nhà máy chế biến, lọc hóa dầu... Là sản phẩm cuối của chu trình khai thác từ các mỏ dầu, dầu thương phẩm tiếp tục là nguyên liệu đầu vào các chu trình chế biến thành các sản phẩm nhiên liệu nguyên vật liệu khác. Có thể thấy rằng vai trò “mắt xích” của dầu thương phẩm là vô cùng quan trọng trong chuỗi giá trị ngành dầu khí.

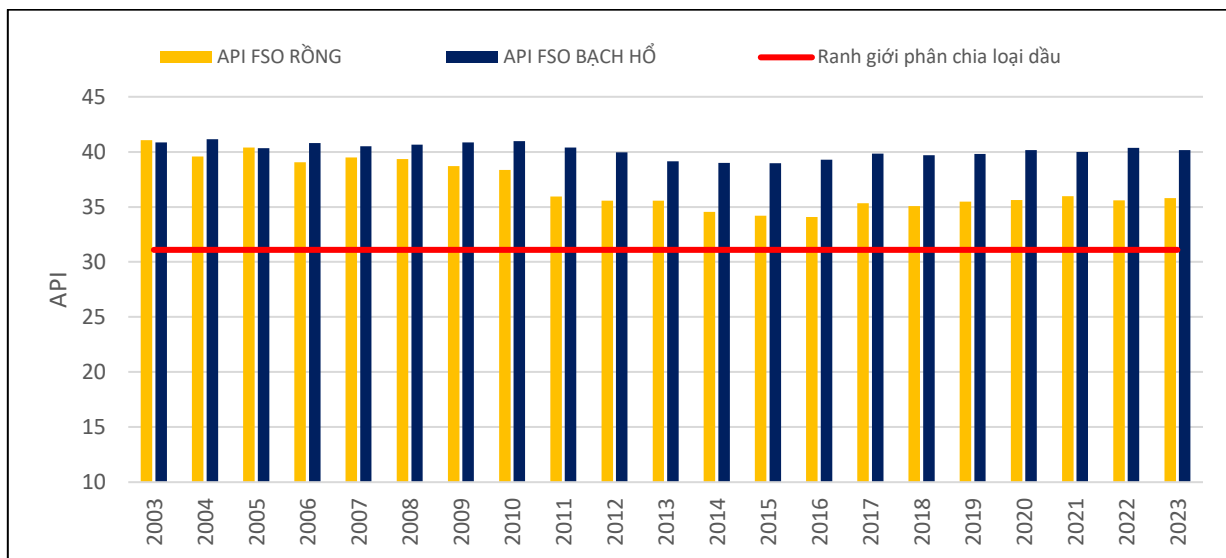
Vậy việc định giá dầu thương phẩm như thế nào, yếu tố nào đóng vai trò then chốt và đối với dầu thương phẩm của Vietsovpetro, khi trải qua hành trình hơn 40 năm khai thác, đã có những biến động và thay đổi ra sao, ngay sau đây nhóm tác giả sẽ trình bày khái quát những điểm nổi bật về “dầu thương phẩm” của Liên doanh Vietsovpetro.

1. Tính chất dầu thương phẩm

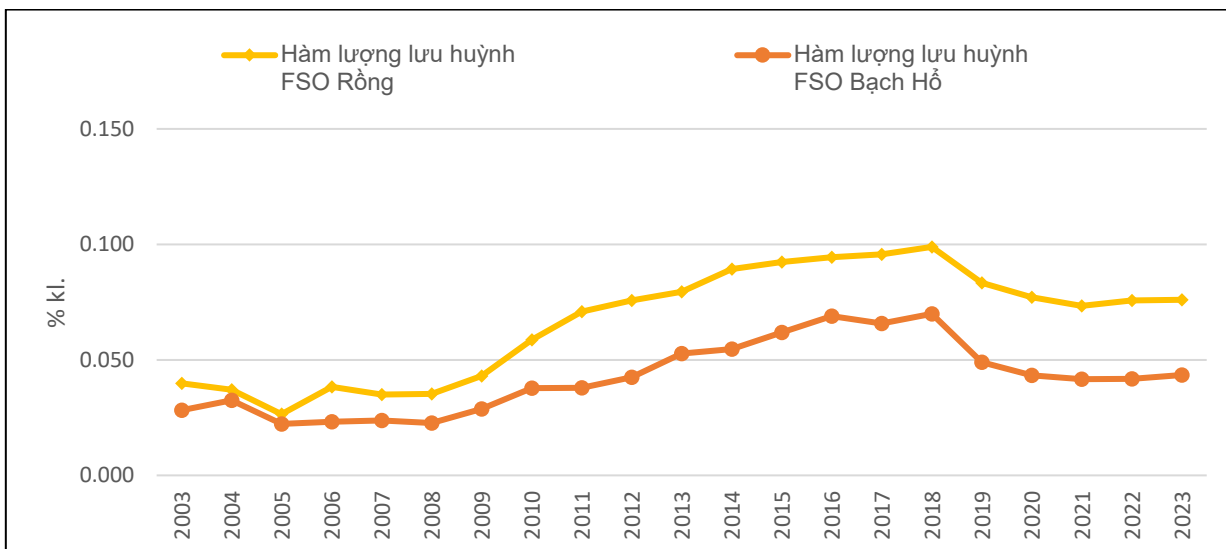
Trước tiên, cùng tìm hiểu các khái niệm cơ bản về tính chất liên quan đến dầu thương phẩm, gồm: tỷ trọng, hàm lượng lưu huỳnh, hàm lượng nước, tạp chất, muối, thành phần phân đoạn. Mỗi một chỉ tiêu đều có những yêu cầu tối thiểu giúp phân loại và định giá dầu thương phẩm. Tỷ trọng là một trong những chỉ tiêu chính đánh giá về loại dầu “nhẹ”, “trung bình” hay “nặng” và có thể được biểu thị bằng nhiều đơn vị đo lường khác nhau - ví dụ: g/cm³ hoặc độ API. Lưu huỳnh trong dầu thương phẩm tồn tại dưới dạng hợp chất và chúng có thể gây ăn mòn thiết bị và tác động tiêu cực đến môi trường, đó là lý do tại sao dầu thương phẩm có hàm lượng lưu huỳnh thấp có giá trị và nhu cầu cao hơn. Sự hiện diện của nước và muối trong dầu thương phẩm có thể dẫn đến sự hình thành nhũ tương và cặn trong quá trình chế biến. Vì vậy dầu thương phẩm phải đảm bảo có hàm lượng nước và muối tối thiểu. Ngoài ra tạp chất trong dầu thương phẩm có thể bao gồm nhiều chất khác nhau như kim loại Fe, Ni, Ca, V... và các hợp chất Clo hữu cơ, amine. Chúng có thể ảnh hưởng đến chất lượng và quá trình tinh chế dầu. Dầu thương phẩm có thể bán được trên thị trường phải đáp ứng các tiêu chuẩn khác nhau. Các tiêu chuẩn này được quy định để đảm bảo sự an toàn và hiệu quả của quá trình sản xuất. Điều quan trọng cần lưu ý là các đặc tính của dầu thương phẩm có thể khác nhau tùy thuộc vào khu vực khai thác và đặc điểm của mỏ.

2. Dầu thương phẩm Vietsovpetro

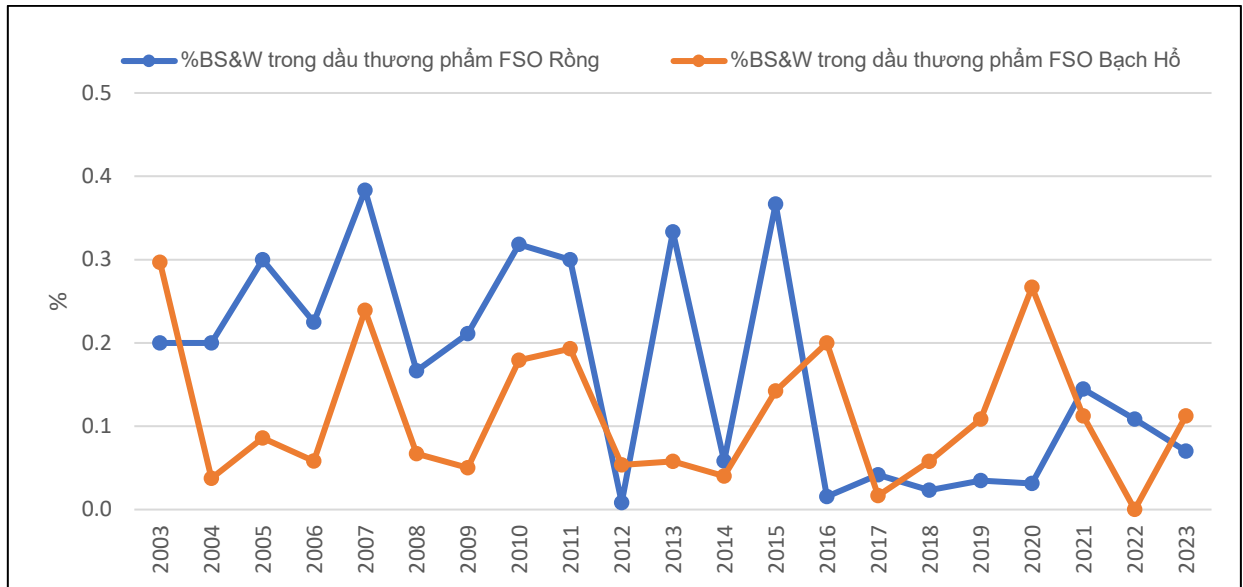
Quay trở lại với Vietsovpetro, dòng dầu công nghiệp đầu tiên được tìm thấy vào năm 1984 trên mỏ Bạch Hổ. Tới năm 1985 tiếp tục tìm thấy dòng dầu công nghiệp trên mỏ Rồng. Năm 2008, đã thực hiện kết nối mỏ Cá Ngừ Vàng (CNV) vào hệ thống thu gom, xử lý của Vietsovpetro. Vào năm 2011-2012 bắt đầu khai thác và kết nối mỏ Nam Rồng-Đồi Mồi, mỏ Thổ Tráng và mỏ Gấu Tráng, năm 2019 mỏ Cá Tầm. Từ năm 1986 đến nay, tuy khai thác và kết nối nhiều mỏ khác nhau với những loại dầu thô có tính chất khác nhau nhưng dựa trên các tiêu chí phân loại, dầu thương phẩm của Vietsovpetro luôn được xếp loại là “dầu ngọt nhẹ”. Cụ thể, theo chỉ số API, dầu thương phẩm của Vietsovpetro luôn dao động từ 37-40⁰ và cao hơn giới hạn phân chia (31⁰) (hình 1) [1]. Do đó dầu thương phẩm Vietsovpetro thuộc loại “dầu nhẹ”. Tiếp theo đó, hàm lượng lưu huỳnh trong dầu thương phẩm của Vietsovpetro luôn ở mức rất thấp, dưới 0,1% khối lượng (hình 2) vì vậy dầu thuộc loại “dầu ngọt”. Ngoài ra, hàm lượng nước và tạp chất (Basic sediment and water – BS&W) trong dầu thương phẩm của Vietsovpetro luôn dưới mức 0,5% thể tích (hình 3). Đây cũng là một trong số các điều kiện tiên quyết trong hợp đồng mua bán về đảm bảo tính chất dầu thương phẩm. Ngoài những chỉ tiêu đã nêu, dầu thương phẩm của Vietsovpetro còn thể hiện là một loại dầu tốt, ít các tạp chất.



Hình 1. Độ API dầu thương phẩm Vietsovpetro giai đoạn 2003-2023



Hình 2. Hàm lượng lưu huỳnh trong dầu thương phẩm Vietsovpetro giai đoạn 2003-2023



Hình 3. Hàm lượng BS&W trong dầu thương phẩm Vietsovpetro giai đoạn 2003-2023

Hàm lượng các kim loại chỉ dao động trong khoảng 1-7 ppm (part per million), hàm lượng muối dưới 100 ppm, hàm lượng clo hữu cơ dưới 0,15 ppm và một số các chỉ tiêu khác như hàm lượng cốc, tro cũng ở mức rất thấp.

Hiện nay, trên thế giới có 5 loại dầu chuẩn dùng cho việc định giá gồm: dầu West Texas Intermediate (WTI), dầu Brent, dầu Dubai-Oman, dầu Tapis và dầu Minas. Với dầu thương phẩm của Vietsovpetro được định giá như loại dầu Brent, một trong 2 loại dầu tốt, bao gồm cả dầu WTI, được dùng để đầu tư giao dịch, kiểm chuẩn và chất lượng.

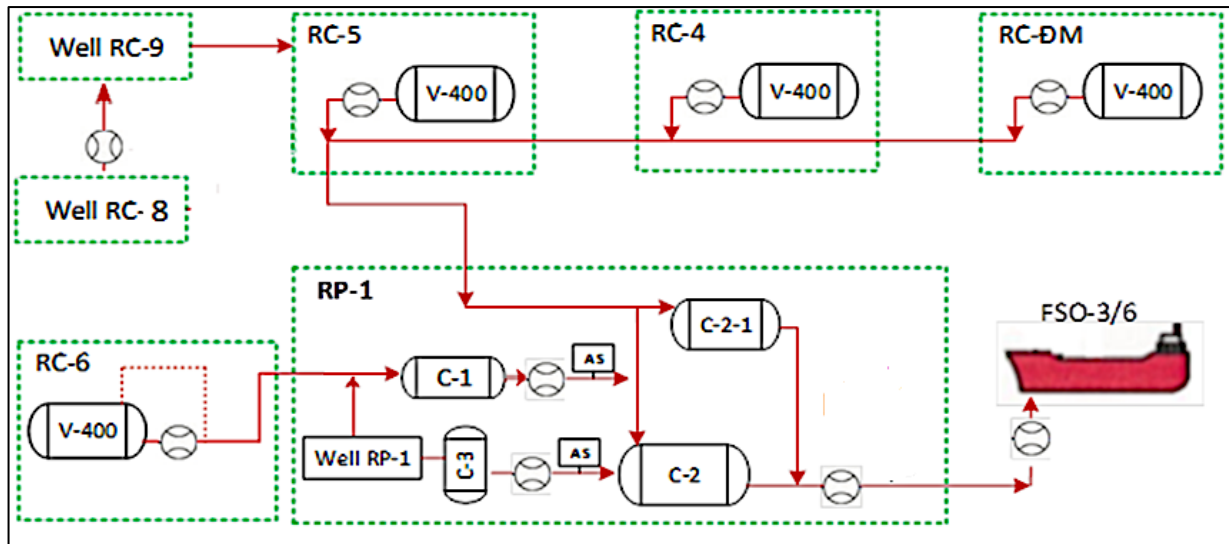
3. Công nghệ thu gom xử lý dầu thô

Để có thể thu được 250 triệu tấn dầu thương phẩm ngọt nhẹ ít tạp chất của Vietsovpetro phải nhắc đến công nghệ thu gom, xử lý, vận chuyển và tàng trữ dầu. Tính đến thời điểm hiện tại, Vietsovpetro đã xây dựng cơ sở hạ tầng trên các mỏ khai thác dầu gồm 2 giàn xử lý trung tâm, 13 giàn cố định, 29 giàn nhẹ và 3 kho chứa nổi (FSO). Quy trình thu gom, xử lý và vận chuyển được mô tả một cách khái quát như sau [2]: dầu thô khai thác lên từ các giếng khoan sẽ đi qua bình tách 2 pha lỏng khí (V-100) giúp tách biệt pha lỏng (dầu-nước) và pha khí (khí đồng hành, khí gaslift thu hồi). Tiếp theo đó, hỗn hợp dầu-nước được vận chuyển về các giàn trung tâm và cố định khác để xử lý qua 2 hoặc 3 cấp bình tách từ đó giúp tách riêng dầu thô và nước đồng hành. Sau giai đoạn này, dầu sẽ được bơm về tàu chứa, khí được thu gom theo một hệ thống riêng, còn nước đồng hành và tạp chất sẽ được xử lý trước khi thải bỏ.

Một trong các chế độ khai thác hiện nay của Vietsovpetro là khai thác bằng gaslift, do đó sản phẩm khai thác từ các giếng thường dưới dạng nhũ bèn. Để đạt được hiệu quả loại bỏ nước và tạp chất, Vietsovpetro sử dụng bổ sung hóa phẩm phá nhũ tương (demulsifier). Demulsifier có nhiệm vụ quan trọng là phá vỡ các hạt nhũ tương dầu-nước, nước-dầu từ đó giúp tách biệt dầu thô và nước. Hệ hóa phẩm phá nhũ tương được sử dụng tại Vietsovpetro thuộc loại tan hoàn toàn trong dầu và không tan trong nước. Việc này giúp đảm bảo an toàn và không gây hại cho hệ sinh thái biển khi thải bỏ nước đồng hành.

Trong quá trình xử lý dầu luôn gặp ít nhiều những ảnh hưởng từ các hoạt động nhằm gia tăng sản lượng khai thác như nứt vữa thủy lực, xử lý axit vùng cận đáy giếng, hay các hoạt động về sửa chữa bảo dưỡng giàn, làm sạch đường ống... Các hoạt động này vô hình chung làm tăng các thành phần phụ, tạp chất đi vào trong hệ thống, làm tăng độ bền nhũ tương, ảnh hưởng tới hiệu quả phá nhũ của demulsifier. Ngoài ra, cũng đã ghi nhận một số ảnh hưởng từ việc sử dụng một số loại hóa chất xử lý khác như hóa phẩm khử H_2S làm tăng hàm lượng tramp amine

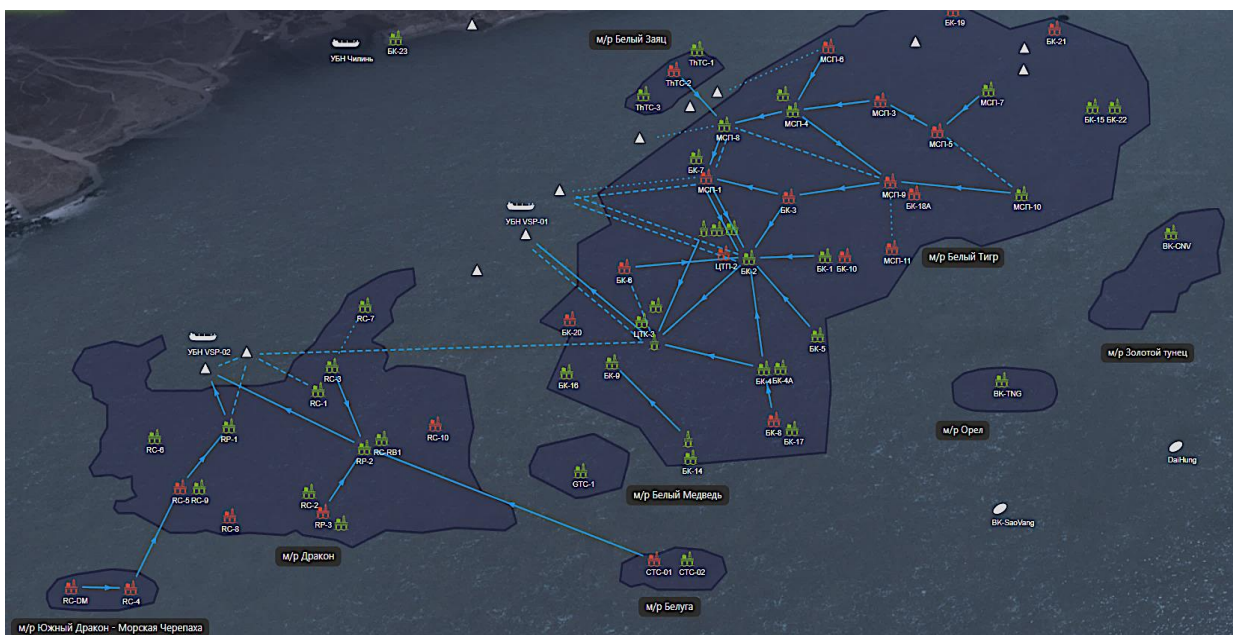
hay chất diệt khuẩn gây tác động tiêu cực tới hiệu quả của chất phá nhũ. Do vậy, trong quá trình thu gom và xử lý dầu, nếu không được giám sát và xử lý tốt, tính chất dầu thương phẩm sẽ bị ảnh hưởng nghiêm trọng.



Hình 4. Ví dụ sơ đồ thu gom và xử lý một nhánh mỏ Rồng - NRĐM

4. Công nghệ xử lý và lưu trữ dầu thương phẩm trên FSO

Hiện nay, Vietsovpetro đang sử dụng và vận hành 03 tàu chứa dầu FSO (Floating Storage and Offloading) có tên VSP-01, VSP-02 và Chí Linh, trong đó 2 kho chứa hoạt động và một kho chứa dự phòng. Về tổng quan chung, từ các mỏ Bạch Hổ, mỏ Gấu Trắng, Thỏ Trắng và mỏ kết nối Cá Ngừ Vàng, dầu khai thác được thu gom xử lý qua 2 giàn trung tâm CTP-2, CTK-3 sau đó lưu trữ trên tàu chứa **FSO mỏ Bạch Hổ**. Từ các mỏ Rồng, Nam Rồng Đồi Mồi và Cá Tầm, sau khi qua các cấp bình tách tại giàn cố định RP-1, RP-2 và RP-3 thì dầu được vận chuyển và lưu trữ trên tàu chứa **FSO mỏ Rồng**.



Hình 5. Tổng quan sơ đồ thu gom dầu trên các mỏ của Vietsovpetro

Trên FSO dầu thu gom tiếp tục được nung nóng và duy trì ở mức nhiệt độ từ 50-60°C trong khoang công nghệ nhằm tiếp tục loại bỏ nước [3]. Thông thường các tàu chứa sẽ tiêu tốn

một lượng lớn dầu nhiên liệu F.O làm nhiên liệu đốt nồi hơi nhằm duy trì nhiệt độ nung dầu. Tuy nhiên, vào năm 2015, trên tàu chứa VSP-02, đã tiến hành lắp đặt và vận hành hệ thống thu hồi khí hydrocacbon. Hệ thống này giúp thu hồi và nén toàn bộ lượng khí hydrocacbon tách ra từ dầu tại 2 khoang công nghệ thành dạng hydrocacbon lỏng và khí hóa lỏng LPG. Từ đó một phần được đưa về làm nhiên liệu đốt, phần còn lại đưa về khoang chứa. Hệ thống đã giúp tiết kiệm lượng lớn dầu nhiên liệu và giảm thiểu khí đốt thải xả ra môi trường. Đây là một trong số các giải pháp được đánh giá cao và giành giải Nhất lĩnh vực Nông lâm ngư nghiệp và môi trường tại Hội thi Sáng tạo kỹ thuật toàn quốc lần thứ 16 (2020-2021).

Sau khi hàm lượng nước về dưới mức 0,5%, dầu thương phẩm sẽ được chuyển qua các hầm hàng. Và công đoạn cuối cùng là xuất bán cho các đối tác đã ký kết hợp đồng trước đó. Hiện nay khách hàng lớn nhất của Vietsovpetro là Công ty cổ phần Lọc hóa dầu Bình Sơn. Ngoài ra còn một lượng nhỏ cho các khách hàng nước ngoài.



Hình 6. Hệ thống thu gom khí hydrocarbon trên FSO VSP-02

Để đạt được các tiêu chuẩn dầu thương phẩm, trải qua hơn 40 năm hình thành và phát triển, cùng nhiều những biến động trong suốt quá trình khoan khai thác các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Nam Rồng Đồi Mồi, Cá Tầm...Liên doanh Vietsovpetro đã không ngừng xây dựng, nâng cấp và cải tiến cơ sở vật chất. Song hành với đó là thực hiện những giải pháp xử lý, thu gom, từ đó giúp cho 250 triệu tấn dầu của Vietsovpetro vẫn luôn giữ vững giá trị “thương phẩm”.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Kết quả phân tích tính chất dầu thương phẩm – Phòng Nghiên cứu chất lưu trong điều kiện chuẩn, Viện NCKH&TK.
2. Công nghệ xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin ở thềm lục địa nam Việt Nam
3. Tác giả: Nguyễn Thúc Kháng, Từ Thành Nghĩa, Tống Cảnh Sơn, Phạm Bá Hiên, Phạm Thành Vinh, Nguyễn Hoài Vũ. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2016.
4. Hướng dẫn vận hành (Tài liệu nội bộ).

NGHIÊN CỨU XÂY DỰNG VÀ PHÁT TRIỂN MÔ HÌNH PHÂN CHIA SẢN PHẨM KHAI THÁC CHO CÁC MỎ KẾT NỐI

Lê Đăng Tâm, Chu Văn Lương, Phạm Thành Vinh, Châu Nhật Bằng
LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

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

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

Trong báo cáo này, tác giả tiến hành phân tích một số mô hình phân chia sản phẩm đang được sử dụng tại Liên doanh Vietsovpetro nhằm đánh giá tính hợp lý khoa học của các mô hình này, khả năng cập nhật mở rộng ở mức độ tổng quát dưới dạng các phần mềm mô phỏng, cũng như khả năng áp dụng ứng dụng trong các trường hợp tương tự.

Từ khóa: “kết nối mỏ”, “vận chuyển dầu và khí”, “phân chia sản phẩm”

1. Đặt vấn đề

Đến nay, cơ sở vận chất hạ tầng tại mỏ Bạch Hổ và Rồng đã khá hoàn chỉnh. Tính đến cuối năm 2020, LD Vietsovpetro đã kết nối thành công các mỏ, như: CNV, Nam Rồng Đồi Mồi, Gấu Trắng, Thỏ Trắng... với các mỏ Bạch Hổ và Rồng, đã và đang mang lại hiệu quả kinh tế to lớn cho các Nhà điều hành khác. Sản lượng dầu khai thác tại các mỏ của LD Vietsovpetro và các mỏ lân cận cũng sẽ ngày một suy giảm. Việc tận dụng công suất xử lý chất lỏng của thiết bị còn dư tại mỏ Bạch Hổ & Rồng cũng đặt ra cho LD Vietsovpetro yêu cầu tìm hướng xử lý, kêu gọi các nhà đầu tư của Tập đoàn dầu khí Việt Nam kết nối các mỏ dự kiến khai thác nằm bên cạnh các mỏ Bạch Hổ và Rồng trở nên cấp thiết. Việc mở rộng kết nối các mỏ dầu lân cận với mỏ Bạch Hổ và Rồng sẽ mở ra triển vọng phát triển và đưa các mỏ dầu nhỏ, hạn chế về trữ lượng của Tập đoàn dầu khí Quốc gia Việt Nam vào khai thác sớm.

Hiện nay LD Vietsovpetro đã kết nối các mỏ sau vào hệ thống của mình : Cá Ngừ Vàng, Nam Rồng – Đồi Mồi, Cá Tầm, 04/3.... Trong quá trình kết nối, vấn đề phân chia sản phẩm có ý nghĩa quan trọng nhằm đảm bảo lợi ích của các nhà thầu. Liên doanh Vietsovpetro đã vận dụng, nghiên cứu và xây dựng các mô hình phân chia khác nhau với tính chính xác và chi phí vận hành ở mức hợp lý được các bên đồng thuận sử dụng.

2. Nội dung và kết quả nghiên cứu

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

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

Có các nguyên lý phân chia khác nhau, được sử dụng dựa trên những điều kiện cụ thể của hệ thống công nghệ thu gom, đo lường sản phẩm khai thác và trên cơ sở thỏa thuận giữa các bên liên quan. Các nguyên lý phân chia phổ biến là:

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

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

$$Q_{ii=1...n} = k_{\text{back allocation}} * Q_{\text{imesasured}}$$

$$k_{\text{back allocation}} = \frac{Q_B}{\sum_{i=1...n} Q_i}$$

Trong đó :

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

$Q_{\text{imesasured}}$ là lưu lượng thể tích dầu đo được ở cùng một điều kiện.

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

- Hàm lượng nước W_x
- Lưu lượng theo thể tích chất lỏng ở điều kiện vận hành V_x
- Hệ số co ngót dầu của công trình X, S_x

Phân chia sản phẩm theo các mô hình mô phỏng, tính toán sử dụng các công cụ tính toán của phần mềm khác nhau để xác định lượng hydrocarbon lỏng được phân chia cho từng nguồn, phổ biến có : HYSYS, PVTSIM, UNIX...

2.1. Phân chia sản phẩm mỏ NR-DM

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

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

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

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

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

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

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

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

$$K_{imb} = \frac{Q_{SCO/FSO}}{Q_{SCO/FP1_FSO} + Q_{SCO/FP2_FSO} + Q_{SCO/CT_FSO} + Q_{SCO/FP3_FSO}}$$

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

$$Q_{SCO/RC6} = V_{t/RC6} * (1 - 0.01 * W_{RC6}) * S_{RC6}$$

$$Q_{SCO/RC5} = V_{t/RC5} * (1 - 0.01 * W_{RC5}) * S_{RC5}$$

$$Q_{SCO/RC4} = V_{t/RC4} * (1 - 0.01 * W_{RC4}) * S_{RC4}$$

$$Q_{SCO/RCDM} = V_{t/RCDM} * (1 - 0.01 * W_{RCDM}) * S_{RCDM}$$

$$Q_{SCO/C3} = V_{t/FP1} * (1 - 0.01 * W_{C3}) * S_{C3}$$

$$Q_{SCO/C1} = V_{t/C1} * (1 - 0.01 * W_{C1}) * S_{C1}$$

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

$$K_a = \frac{Q_{SCO/FP1_FSO}}{Q_{SCO/C1} + Q_{SCO/C3}}$$

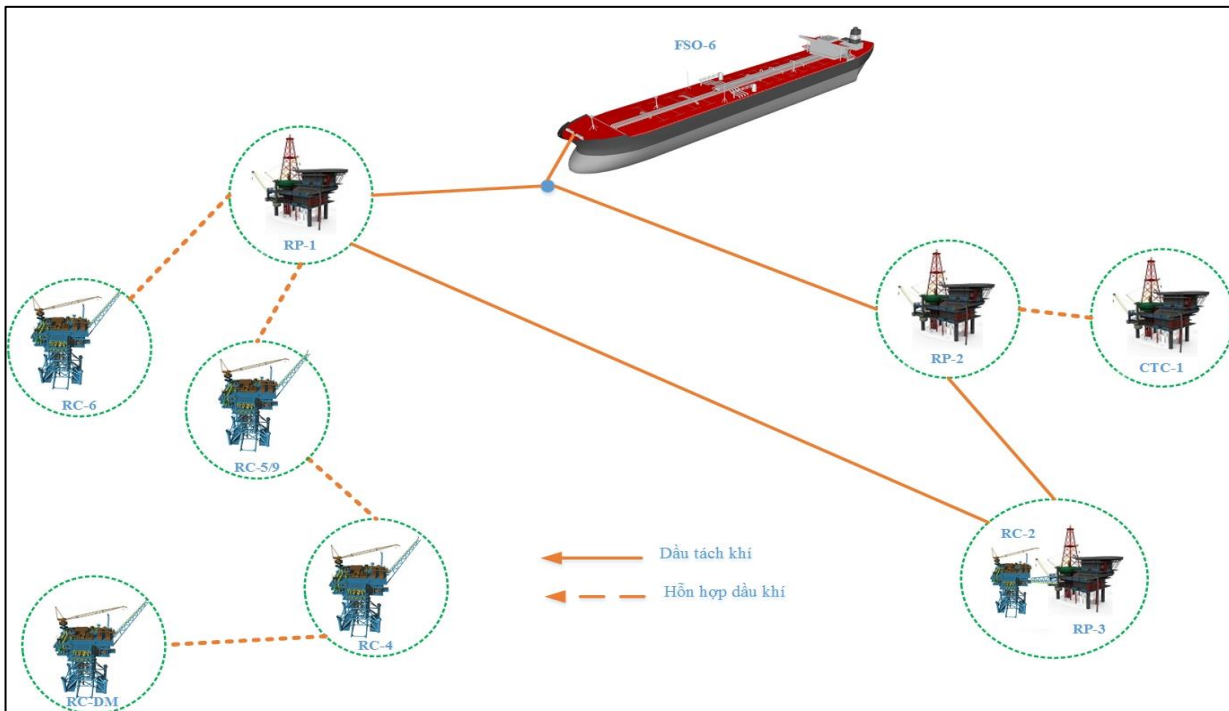
Hệ số K_b hiệu chỉnh lượng dầu đo được tại RP-1 so với tổng lượng dầu từ các giàn RC-DM, RC-4, RC-5, RC-6 bơm về RP-1 được xác định như sau:

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

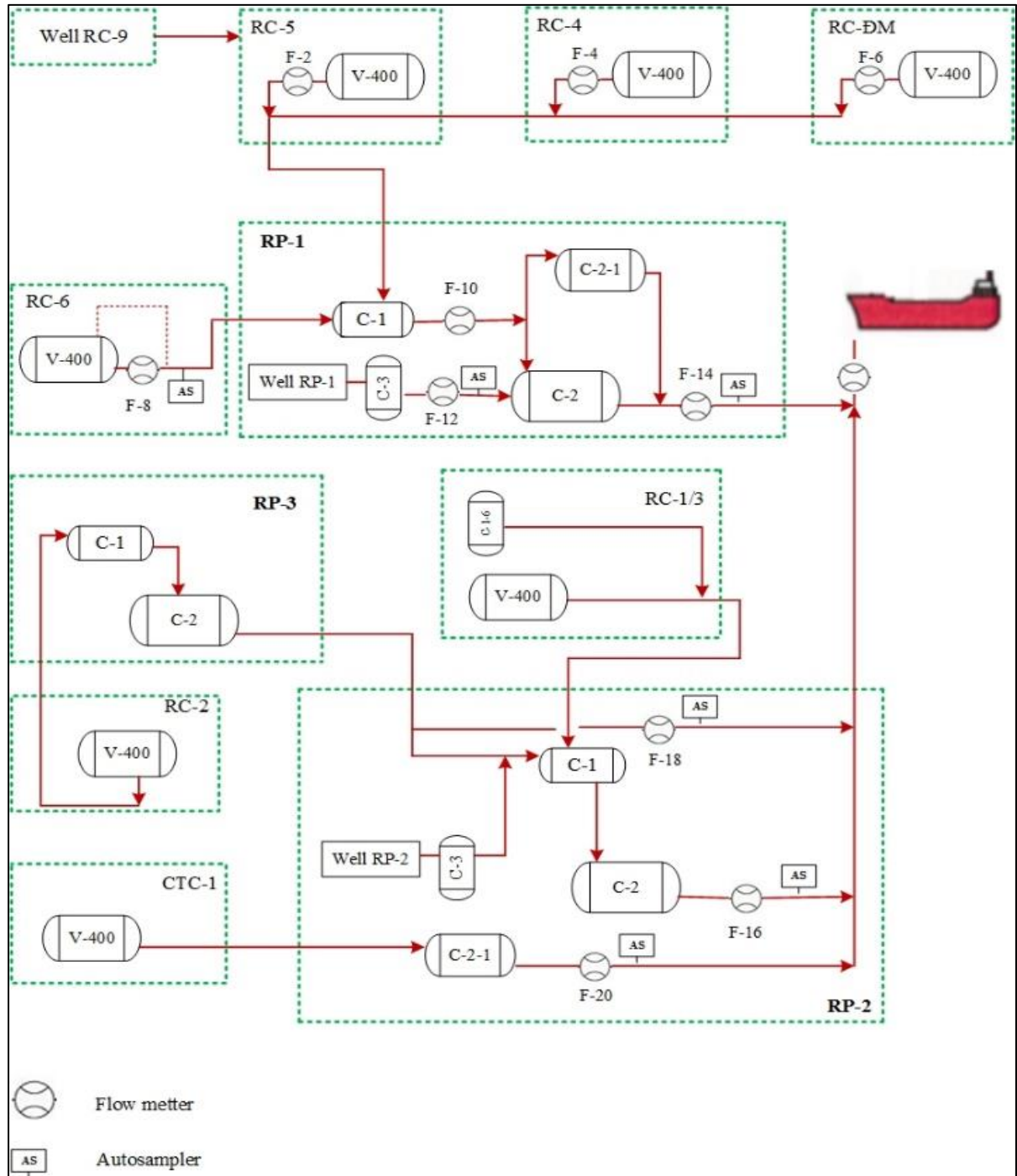
Lượng dầu phân chia cho các công trình RC-DM, RC-4 được xác định theo nguyên tắc phân chia ngược được xác định như sau:

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

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



Hình 3. Sơ đồ thu gom sản phẩm khai thác mỏ Nam Rồng – Đồi Mồi



Hình 2. Sơ đồ phân chia dòng dầu mỏ NR-DM

2.2. Phân chia sản phẩm mỏ Cá Ngừ Vàng

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

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

Trường hợp dầu CNV đi theo một đường công nghệ riêng

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

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

$$Q_{\text{SCO/CTP3_FSO}} = V_{\text{oil/CTP3}} * S_{\text{oil/CTP3}}$$

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

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

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

Lượng dầu chia cho mỏ CNV được xác định như sau:

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

Trường hợp dầu trộn dầu CNV và mỏ Bạch Hổ

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

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

$$Q_{\text{SCO/CTP3_CNV_FSO}} = V_{\text{oil/CTP3_CNV}} * S_{\text{oil/CTP3_CNV}}$$

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

$$S(P_{\text{Pump}}, T_{\text{Pump}}, \text{Mix ratio}) = a * P_{\text{Pump}} + b * T_{\text{Pump}} + c * \text{Mix ratio} + d$$

Trong đó: $a = 9.17\text{e-}05$; $b = -8.9\text{e-}04$; $c = -4.06\text{e-}03$; $d = 9.98\text{e-}01$

Mix ratio= tỷ phần dầu CNV so với dầu Bạch Hổ

P_{pump} , T_{pump} : áp suất và nhiệt độ bơm dầu

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

Hệ số bất cân bằng:

$$K_{\text{imb}} = \frac{Q_{\text{SCO/FSO}}}{Q_{\text{SCO/CTP-2_FSO}} + Q_{\text{SCO/CTP3_CNV_FSO}}}$$

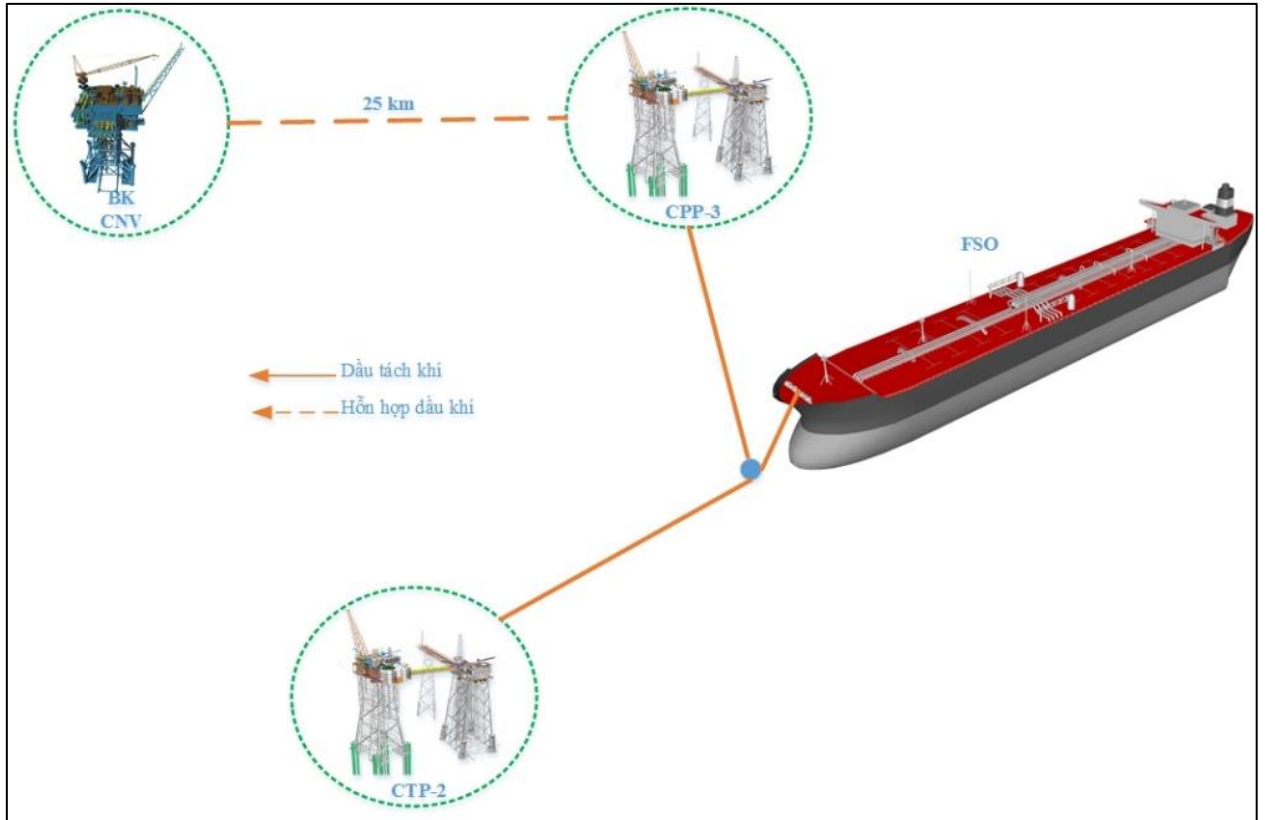
Lượng dầu $Q_{\text{SCO/CNV_FSO}}$ được xác định dựa trên tổ hợp số liệu thể hiện sự khác biệt giữa lượng dầu đo được tại bình tách CNV separator và lượng dầu Cá Ngừ Vàng đo khi bơm đi tàu trong cùng một điều kiện, qua hệ số K_{adj}

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

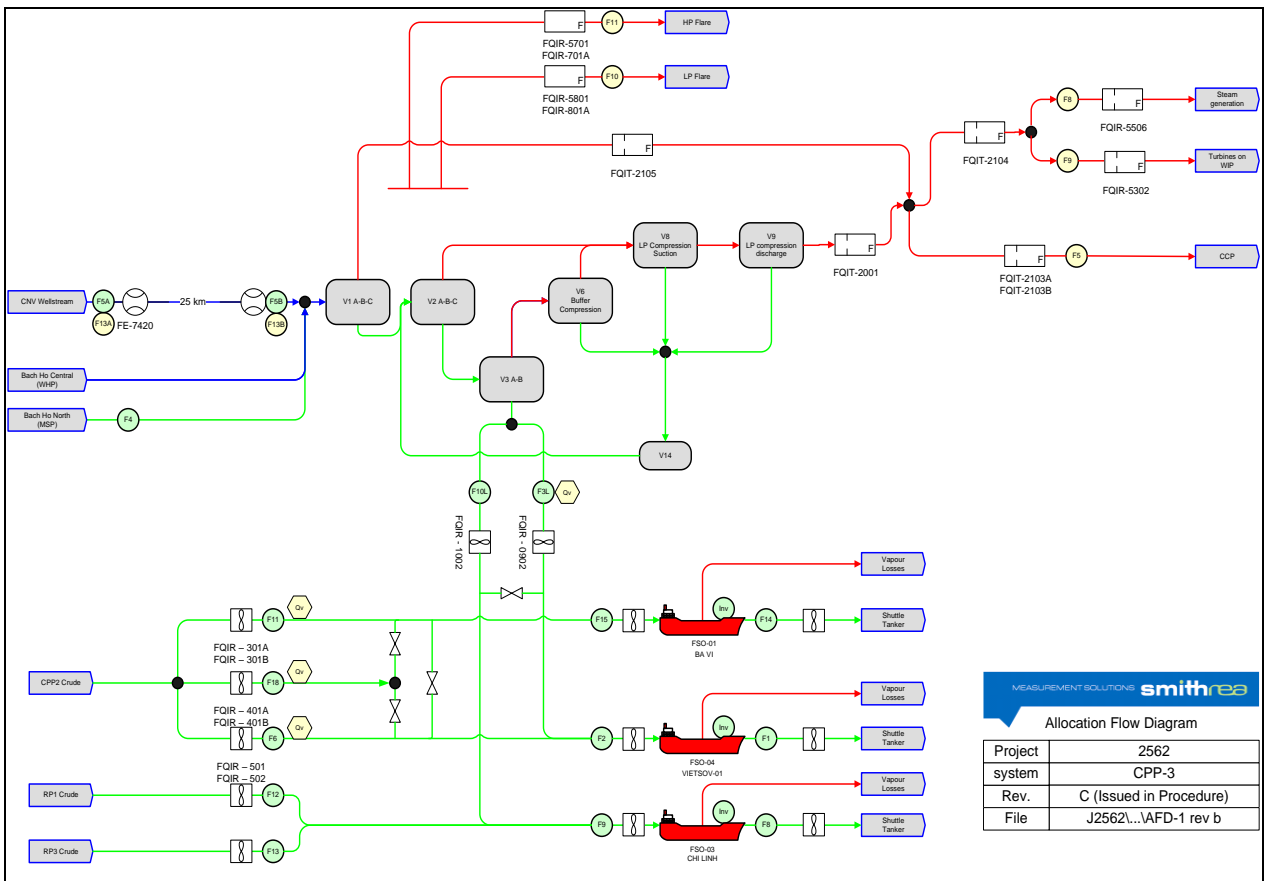
Trong đó : $Q_{\text{SCO/CNV_Separator}}$ lượng dầu CNV đo được tại CNV separator

Lượng dầu chia cho mỏ CNV được xác định như sau:

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



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

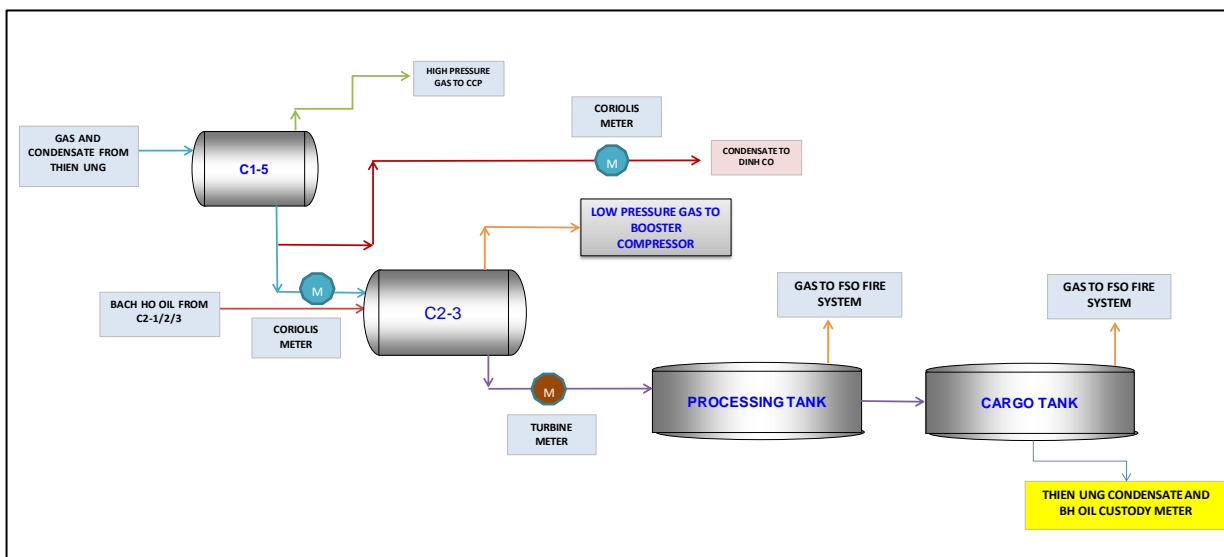


Hình 4. Sơ đồ phân chia dòng dầu mỏ CNV

2.3. Phân chia sản phẩm mỏ Thiên Ưng

Sản phẩm khai thác mỏ Thiên Ưng được vận chuyển về BK-4A mỏ Bạch Hổ dưới dạng hỗn hợp lỏng – khí. Từ BK-4A khí và condensate được đưa qua BK-4 sau đó theo 02 đường ống hiện hữu đường kính 12 inch về BK-2, tiếp sau đó sang C1-5 trên CPP-2 để tách khí, khí tách ra với áp suất khoảng 10 barg được đưa sang giàn nén trung tâm CCP của BH. Condensate sau C1-5 được phân chia làm hai phần, một phần được bơm vào đường ống khí hiện hữu BH-Dinh Cố để đi vào bờ với công suất bơm lớn nhất là 56 m³/h (2 máy bơm công suất mỗi bơm là 28 m³/h), khối lượng condensate bơm vào bờ được xác định bởi bộ đo Coriolis FT-1514A. Phần còn lại của condensate C1-5 sau khi đi qua bộ đo FT-1514B được hòa trộn với dầu BH sau bình tách sử dụng điện trường cao (EG) sau đó hỗn hợp được đưa về bình buffer C2-3 để tách khí. Hỗn hợp dầu và condensate sau khi tách khí được bơm sang FSO VSP-01 để tàng chứa và xuất bán.

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



Hình 5. Sơ đồ thu gom condensate Thiên Ưng

Do lượng condensate từ Thiên Ưng về CPP-2 chỉ xuất hiện khi phóng thoi đẩy lỏng đường ống NCS-2 với tần xuất dự kiến khoảng mỗi tháng một lần, và mỗi lần phóng thoi lượng condensate chưa ổn định được đưa sang FSO cũng chỉ dao động trong khoảng 1500-1800 tấn, nên mô hình phân chia dựa trên nguyên lý khấu trừ (by difference) đã được chấp thuận áp dụng, điều đó có nghĩa là kiểm soát sự thay đổi của dòng condensate C1-5 sau khi đi qua bộ đo Coriolis FT-1514B dưới dạng khối lượng (mass).

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

Sau mỗi lần phóng thoi đẩy lỏng ra khỏi đường ống NCS2 thì thành phần, tính chất và khối lượng của condensate đến C1-5 đều có sự biến đổi. Nguyên nhân là do có một số tác nhân thay đổi như sau:

- Tỷ lệ khai thác của các giếng trên BK-TNG;
- Phần trăm khí của mỏ DH trong thành phần chung;
- Tổng lưu lượng khí và condensate vận chuyển qua đường ống NCS-2 thay đổi;

- Thời gian giữa các lần phóng thoi, hay thời gian lưu của condensate trong đường ống càng lâu thì thành phần của condensate càng nặng lên;
- Nhiệt độ nước biển bao bọc xung quang đường ống thay đổi theo mùa.

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

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

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

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

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

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

$TT1514B_i$ – Tín hiệu tại thời điểm i về nhiệt độ bình tách C1-5, °C;

$PT1513_i$ – Tín hiệu tại thời điểm i về áp suất bình tách C1-5, Barg;

$FT1514A_i$ – Tín hiệu tại thời điểm i về lưu lượng condensate bơm về bờ, tấn/h;

$FT1514B_i$ – Tín hiệu tại thời điểm i về lưu lượng condensate đưa sang C2-3, tấn/h;

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

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

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

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

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

$TT513_i$ – Tín hiệu tại thời điểm i về nhiệt độ bình tách C2-3, °C;

$PT513_i$ – Tín hiệu tại thời điểm i về áp suất bình tách C2-3, Barg;

$FT1514B_i$ – Tín hiệu tại thời điểm i về lưu lượng condensate đưa sang C2-3, tấn/h;

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

Tính toán thành phần khối lượng cấu tử mẫu condensate:

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

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

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

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

GOR: Tỷ số khí dầu [sm^3/sm^3];

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

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

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

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

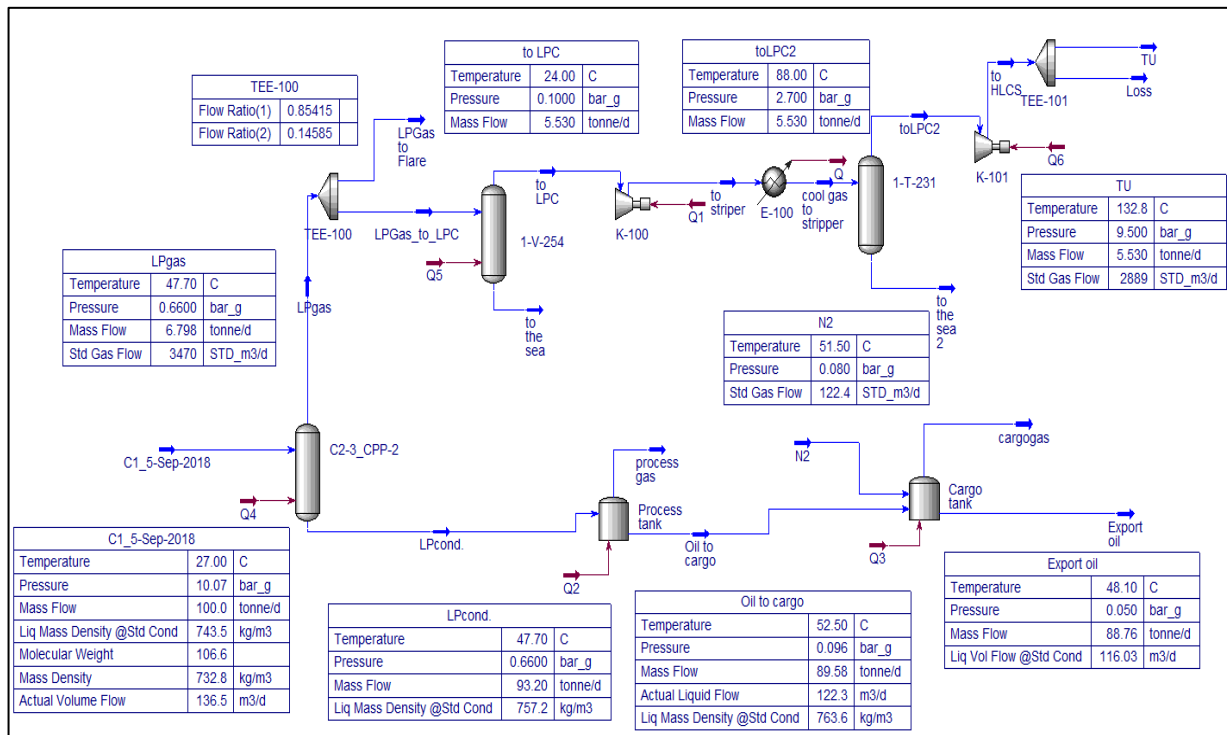
ρ_{oil} : Mật độ của condensate ổn định được quy về điều kiện chuẩn 15°C ;

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

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

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

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



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

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

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

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

Trong đó:

a	=	73.77896904
b	=	-0.892855713
c	=	6.208990561
d	=	0.581383216
e	=	0.709107773
f	=	-0.30933858
g	=	-90.30695494
h	=	0.874029514
i	=	81.81200351
j	=	-0.204966919
k	=	-0.892855713

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

X₁ – Nhiệt độ C-1-5 (°C);

X₂ – Áp suất C-1-5 (bar);

X₃ – Nhiệt độ C-2-3(°C);

X₄ – Áp suất C-2-3(bar);

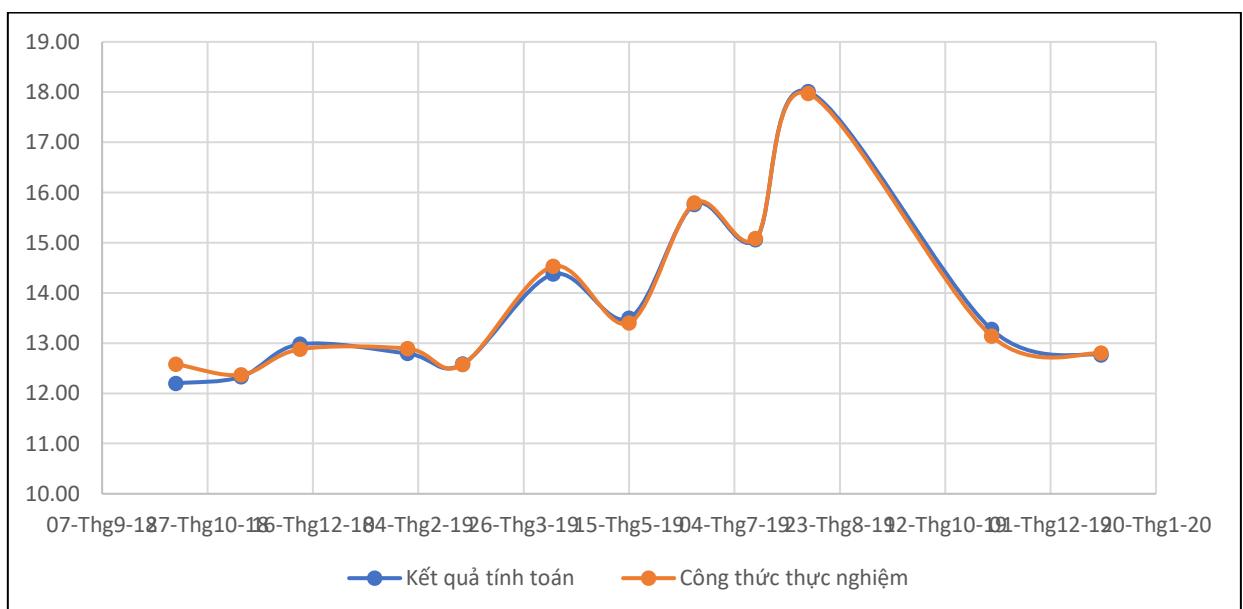
X₅ – Nhiệt độ tank công nghệ của FSO (°C);

X₆ – Áp suất tank công nghệ của FSO (bar);

X₇ – Nhiệt độ tank tàng trữ của FSO (°C);

X₈ – Áp suất tank tàng trữ(bar);

X₉ – mật độ condensate Thiên Ưng tại điều kiện C-1-5 (kg/m³).



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

KẾT LUẬN

Trong thời gian tới, xu thế kết nối mở sẽ là một trong những xu thế phát triển chính của ngành khai thác dầu khí tại Việt Nam nhằm tận dụng cơ sở hạ tầng hiện hữu và chia sẻ chi phí. Phân chia sản phẩm trong kết nối mở là lĩnh vực ngày càng đóng vai trò quan trọng. LD Vietsovpetro đã nghiên cứu, áp dụng và phát triển các mô hình phân chia dầu khí khác nhau đáp ứng các đặc thù của mỗi trường hợp kết nối. Mô hình kết nối theo quy trình phân chia ngược cho phép xác định lượng dầu phân chia cho các nguồn dầu với kết quả được nhiều bên chấp nhận. Sử dụng các công cụ mô phỏng tính toán cũng là một phương thức xác định phân chia dầu khí có tính tin cậy ở mức độ cao. Việc áp dụng các công thức thực nghiệm cho phép đánh giá nhanh về mặt kỹ thuật sự thay đổi của lưu lượng chất lưu trong hệ thống khi qua các quá trình xử lý công nghệ khác nhau.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. American Petroleum Institute (2013) "Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 20.3 Measurement of Multiphase Flow": The publication adopts the term mathematical process in their defining of allocation and use the term entity rather than contributing source.

NHỮNG KHÓ KHĂN THÁCH THỨC TRONG PHÓNG THOI LÀM SẠCH VÀ KHẢO SÁT BÊN TRONG ĐƯỜNG ỐNG NGẦM Ở VIETSOVPETRO

Lê Việt Dũng, Bùi Trọng Hân, Lê Đăng Tâm,
Nguyễn Dương Phúc, Nguyễn Hoài Vũ
Huỳnh Xuân Trường, Công Đức Tâm
LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

Sau hơn 40 năm hình thành và phát triển, đến nay Liên doanh Vietsovpetro(Vietsovpetro) đã phát triển hệ thống đường ống ngầm lên đến hơn 190 tuyến với chiều dài hơn 860 km. Trên 40% các đường ống ngầm ở Vietsovpetro đã được sử dụng trên 25 năm, tuy nhiên do nhiều yếu tố mang tính lịch sử, phần lớn các đường ống ngầm không được phóng thoi làm sạch cũng như khảo sát bên trong đường ống.

Nhằm đảm bảo an toàn trong vận hành hệ thống đường ống ngầm, phóng thoi làm sạch và khảo sát bên trong đường ống ngầm đã được Vietsovpetro bắt đầu triển khai thực hiện.

Trong bài viết này, nhóm tác giả trình bày những khó khăn thách thức trong phóng thoi làm sạch, khảo sát bên trong đường ống ngầm ở Vietsovpetro và một số đề xuất khi thực hiện công việc này.

Từ khóa: phóng thoi làm sạch đường ống, khảo sát bên trong đường ống ngầm.

1. Tổng quan về quá trình phát triển hệ thống thu gom dầu tại các mỏ của Vietsovpetro

Quá trình xây dựng và phát triển hệ thống thu gom dầu khí nội mỏ Bạch Hổ có thể chia thành một số giai đoạn chính sau đây:

Giai đoạn 1 (1986-1988)

Hệ thống đường ống không bọc cách nhiệt kết nối các công trình với nhau. Các MSP được lắp đặt cách nhau khoảng 500-2000 m. Dầu khai thác trên các MSP được tách khí, sau đó bơm đến FSO. Việc tách nước được thực hiện trên FSO. Với thiết kế này thì khả năng xử lý dầu, khí và nước ở mức hạn chế.

Giai đoạn 2 (1989-1994)

Sau khi phát hiện dầu ở tầng Móng mỏ Bạch Hổ vào tháng 9/1988 với trữ lượng địa chất lớn, dầu có áp suất vỉa ban đầu lên đến 40 MPa, lưu lượng giếng trên 1000 tấn/ngày, nhiệt độ dầu trên miệng giếng đạt trên 100°C, tỷ số khí dầu khoảng 190-230 m³/m³, khuynh hướng quy hoạch và phát triển mỏ Bạch Hổ phải thay đổi tương ứng nhằm tận dụng năng lượng vỉa để vận chuyển dầu từ các giàn vệ tinh về giàn CPP mà không cần dùng máy bơm.

Giai đoạn 3 (1995-1999)

Giai đoạn này chủ yếu triển khai các giải pháp quy hoạch mỏ theo Sơ đồ công nghệ khai thác mỏ Bạch Hổ năm 1993 và mở rộng vùng hoạt động sang mỏ mới. Năm 1995, giàn cố định RP-1 trên mỏ Rồng được chính thức đưa vào làm việc.

Giai đoạn 4 (2000-2009)

Ở khu vực mỏ Rồng, trong giai đoạn này xây dựng mới giàn RP-2 với cấu trúc giống giàn RP-1 và RP-3 đã được lắp đặt trước đó ở khu vực mỏ này.

Đi kèm với việc xây dựng CPP-3, RP-2 là các đường ống kết nối giữa công trình này với các công trình hiện hữu.

Giai đoạn 5 (2010 đến nay)

Việc xây dựng các giàn cố định đã không còn thực hiện ở giai đoạn này mà thay vào đó là hàng loạt các giàn nhẹ (BK/RC) [2] được xây dựng ở cả khu vực phía Nam, phía Bắc cũng như ở các cấu tạo cận biên như Nam Rồng – Đồi Mồi, Gấu Trắng, Thỏ Trắng, ...

Các đường ống nối từ các công trình này đến các giàn cố định, giàn công nghệ trung tâm đã được bọc cách nhiệt với môi trường xung quanh nhưng phần lớn không được trang bị hệ thống phóng thoi làm sạch đường ống.

2. Những khó khăn, thách thức trong vận chuyển dầu bằng đường ống ngầm của Vietsovpetro

2.1. Thách thức do tính chất của dầu thô khai thác ở các mỏ của Vietsovpetro

Hiện nay, Vietsovpetro đang khai thác dầu tại các mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng và các khu vực lân cận kết nối khác như: Nam Rồng - Đồi Mồi, Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Cá Tầm. Dầu khai thác ở các khu vực này có hàm lượng paraffin dao động ở mức 18- 29% khối lượng; nhiệt độ đông đặc của dầu thô khoảng 30 – 36°C, cao hơn nhiệt độ thấp nhất của nước biển ở vùng cận đáy từ 9 – 15°C, trong khi đó nhiệt độ bắt đầu kết tinh của paraffin trong dầu các mỏ này dao động từ 58 – 61°C.

Khi vận chuyển dầu trong điều kiện nhiệt độ của nước biển ở vùng cận đáy dao động ở mức 23 – 28°C, thấp hơn nhiệt độ đông đặc của dầu khoảng 10°C và thấp hơn nhiệt độ bắt đầu xuất hiện paraffin trong dầu khoảng 35°C, dầu ở dạng chất lỏng phi Newton, nghĩa là trong mọi trường hợp sẽ tạo nên nguy cơ lắng đọng paraffin, gây ra hiện tượng tắc nghẽn trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu bằng đường ống ngoài khơi.

Như vậy, dầu của Vietsovpetro vận chuyển ở nhiệt độ dưới nhiệt độ xuất hiện paraffin trong dầu và nguy cơ lắng đọng paraffin và tắc nghẽn đường ống vận chuyển là rất lớn.

2.2. Vấn đề lắng đọng paraffin trong đường ống vận chuyển dầu nhiều paraffin

Tại điều kiện nhiệt độ tiệm cận nhiệt độ đông đặc của dầu, hiện tượng lắng đọng paraffin - keo nhựa trên bề mặt thành đường ống khai thác cũng như đường ống thu gom vận chuyển dầu sẽ diễn ra mạnh mẽ, làm giảm khả năng lưu thông của lưu chất trong đường ống, tăng tổn hao áp suất trong quá trình vận chuyển và đồng thời gây nên nguy cơ tắc nghẽn đường ống.

Sau thời gian khai thác tự phun, các giếng tại các mỏ của Vietsovpetro đã chuyển sang khai thác cơ học bằng gaslift. Bằng phương pháp này sản lượng khai thác dầu hàng năm trên các mỏ được duy trì ổn định, song lại làm trầm trọng thêm vấn đề lắng đọng paraffin trong đường ống vận chuyển do nhiệt độ dầu giảm đáng kể [1, 4, 6].

Nguyên nhân của những phức tạp trong vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống không bọc cách nhiệt hay đường ống bọc cách nhiệt nhưng dài và có lưu lượng bé không những hình thành và tạo lớp lắng đọng paraffin truyền thống, mà còn xuất hiện các vùng ứ đọng dầu đông với những độ dày và chiều dài khác nhau. Khi vùng ứ đọng hình thành trong ống và lớn lên theo thời gian sẽ làm cho khả năng lưu thông của ống bị giảm đi đáng kể, trong một vài trường hợp có thể dẫn đến phải dừng vận hành đường ống.

2.3. Lắng đọng muối trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu và vấn đề tạo nhũ bền vững

Tương tự như trong ống khai thác và thiết bị lòng giếng, trong hệ thống thu gom xử lý và vận chuyển dầu cũng có mặt ba loại lắng đọng muối chính: cacbonnat CO_3^{2-} (chiếm 60 % trong chất lắng đọng), sulfat SO_4^{2-} (30 %) và clorit Cl^- (10 %). Lắng đọng muối sulfat là khó xử lý nhất, còn muối clorit hoà tan trong nước nên không khó khăn gì để loại chúng. Nguồn gốc của lắng đọng muối là do sự kết hợp không tương thích của nước bơm ép và nước khai thác từ tầng móng cũng như từ các tầng Miocen và Oligocen. Bên cạnh đó, sự thay đổi áp suất riêng phần

CO₂ cũng tạo nên sự lắng đọng mạnh mẽ muối CaCO₃. Bởi vậy, vấn đề lắng đọng muối xuất hiện trong hệ thống khai thác dầu, hệ thống thu gom, xử lý.



Hình 1. Lắng đọng muối trong đường ống công nghệ

Khi các giếng được chuyển sang khai thác bằng phương pháp cơ học gaslift, sản phẩm ngâm nước của các giếng khai thác bằng phương pháp gaslift thường tạo nên nhũ tương nghịch nước trong dầu rất bền vững. Khi hàm lượng nước trong sản phẩm giếng gaslift tăng sẽ làm gia tăng độ nhớt hiệu dụng, quá trình chuyển động trong ống khai thác hay hệ thống thu gom, vận chuyển dầu làm cho mức độ trộn lẫn gia tăng, sự khuếch tán của các giọt nước trong dầu càng trở nên mạnh mẽ, độ nhớt của dầu tăng mạnh và cuối cùng là làm gia tăng tổn hao áp suất vận chuyển chúng bằng đường ống, áp suất trung bình trong hệ thống thu gom sản phẩm khai thác trên mỏ tăng đột ngột.

Cùng với thời gian, hàm lượng nước trong sản phẩm khai thác ở mỏ Bạch hổ, Rồng và các mỏ khác gia tăng đáng kể. Khi vận chuyển sản phẩm có hàm lượng nước cao với lưu lượng nhỏ sẽ xảy ra hiện tượng phân lớp trong ống của hệ thống thu gom. Sự phân lớp này dẫn tới nước tự do tích tụ trong các đoạn ống thấp, gây nên hiện tượng ăn mòn cục bộ [3].

2.4. Đặc tính của đường ống dùng để vận chuyển dầu các mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ kết nối

Hệ thống đường ống vận chuyển dầu của Vietsovpetro gây ra một số khó khăn phức tạp sau:

- Đường ống không bọc cách nhiệt sẽ làm cho nhiệt độ dầu trong đường ống giảm rất nhanh và xuống bằng nhiệt độ môi trường xung quanh đường ống, gây nên:
 - + Tính lưu biến kém, tổn thất áp suất vận chuyển cao;
 - + Lắng đọng paraffin trong đường ống cao.
- Đường ống có nhiều đoạn ống đứng (lên xuống), tổn hao áp suất vận chuyển dầu trong đường ống gia tăng, gây hiện tượng tạo xung lực trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển hỗn hợp dầu và khí;
- Hệ thống đường ống có nhiều cấp đường kính, tạo nút trong vận chuyển, không thể lắp hệ thống phóng thoi tẩy rửa chất lắng đọng vì quá nhiều cấp đường kính ống khác nhau và nhiều đoạn ống đứng, hệ thống đường ống phức tạp.

Từ đó gây nguy cơ phải dừng vận hành đường ống và dừng vận hành mỏ, do những thách thức và phức tạp của đặc tính đường ống.

2.5. Vấn đề xung động áp suất trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu

Hiện tượng xung động áp suất không thể tránh khỏi khi vận chuyển đồng thời trong đường ống hỗn hợp dầu - khí. Xung động áp suất xuất hiện ở một số chế độ chảy của sản phẩm giếng dầu có liên quan đến hiện tượng tạo nên các nút khí dọc theo chiều dài ống dẫn.

Ở Vietsovpetro, sau khi lên khỏi miệng giếng dầu ở dạng nhiều pha được vận chuyển từ giàn nhẹ đến giàn Công nghệ Trung tâm để tách khí, nước. Kết quả nghiên cứu thực tế trên hệ thống công nghệ cho thấy, khi đến giàn công nghệ, đi vào hệ thống bình tách thì các thông số làm việc của các thiết bị thu gom và xử lý dầu đều ở chế độ không ổn định. Hiện tượng này là do xuất hiện các xung động mạnh của áp suất và lưu lượng bên trong đường ống và rất khó điều chỉnh.

Các dao động của áp suất và lưu lượng theo thời gian ở biên độ rộng sẽ phá vỡ toàn bộ quy trình làm việc của hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu trong nội bộ mỏ. Trong nhiều trường hợp có thể xảy ra sự cố [5].

3. Những khó khăn thách thức trong phóng thoi làm sạch, khảo sát bên trong đường ống ngầm

3.1. Khó khăn trong thiết kế, kết nối bộ phóng/nhận thoi di động vào hệ thống công nghệ hiện hữu

Để kết nối bộ phóng/nhận thoi di động vào hệ thống công nghệ hiện hữu trên các công trình dầu khí của Vietsovpetro ở Lô 9-1, các bước tiến hành bao gồm:

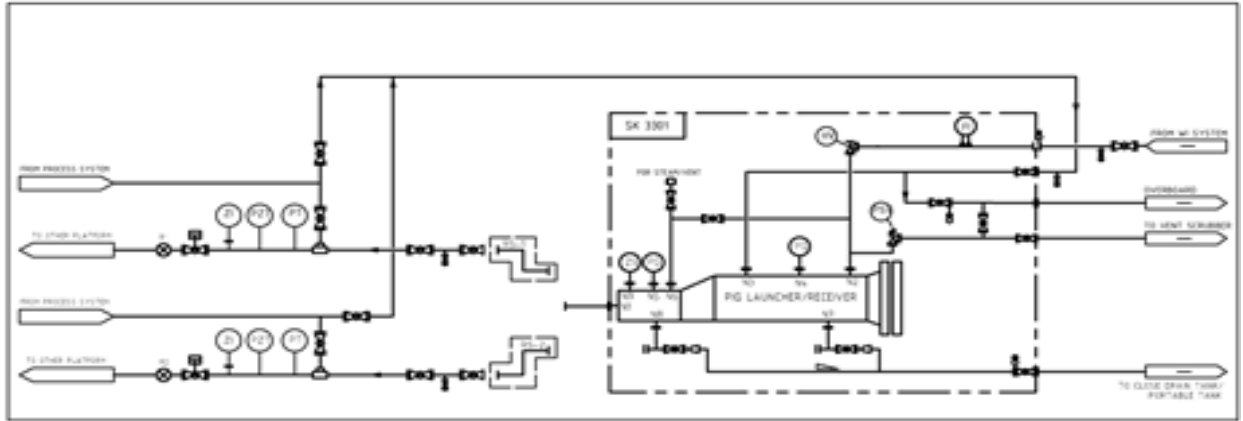
- Tiến hành khảo sát chi tiết từng giàn để đo đạc, tìm vị trí có thể lắp đặt cụm phóng/nhận thoi;
- Cải hoán hệ thống công nghệ cất dọn giải phóng mặt bằng, cắt bỏ phần đường ống không đáp ứng yêu cầu cho phép thoi đi qua;
- Gia cố vị trí kết nối bộ phóng/nhận thoi vào hệ thống công nghệ;
- Nối cụm phóng/nhận thoi với đường ống tuyến cần làm sạch;
- Nối cụm phóng thoi với nguồn cung cấp năng lượng đẩy thoi (nước ép vỉa);
- Nối cụm nhận thoi với đường xả áp, thoát lỏng, cạn bản, xả biển;
- Xử lý lượng lớn cạn bản, paraffin thu được sau khi nhận thoi, súc rửa phục hồi đường ống công nghệ;
- Phục hồi lại hệ thống đường ống theo hiện trạng ban đầu sau khi hoàn thành phóng/nhận thoi.

Thực tế khi triển khai kết nối bộ phóng/nhận thoi di động vào hệ thống công nghệ hiện hữu trên giàn đã gặp phải nhiều khó khăn, phức tạp, cụ thể:

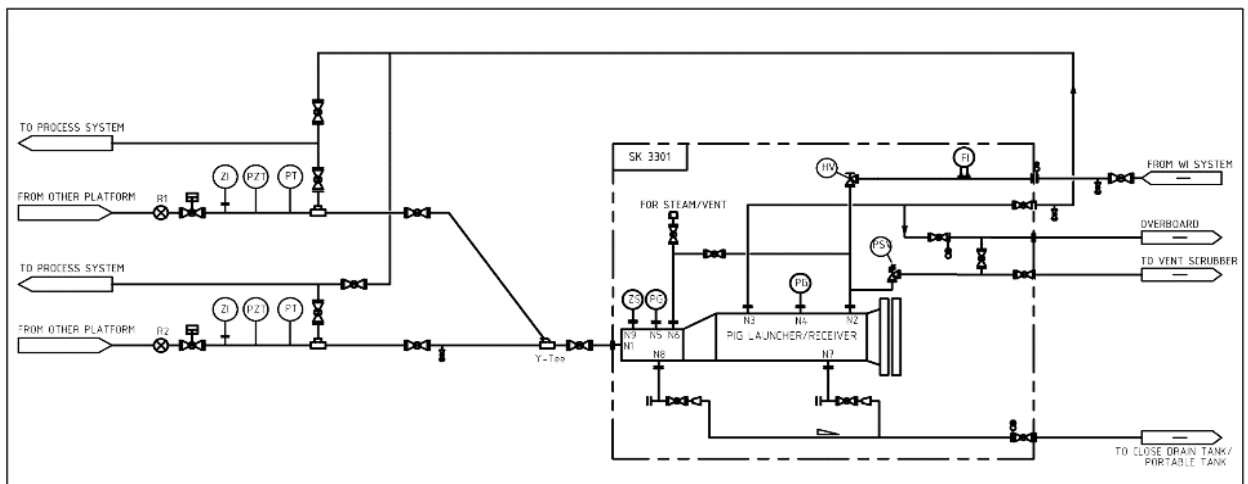
- Các giàn xây dựng và hoạt động trong thời gian dài và không được thiết kế vị trí dự phòng cho công tác phóng thoi làm sạch đường ống vì vậy không gian bố trí thiết bị rất hẹp. Hơn nữa, số lượng đường ống ngầm kết nối với giàn là khá lớn dẫn đến không đủ không gian để lắp đặt buồng phóng/nhận thoi cho mỗi tuyến ống ngầm;

Phương án giải quyết:

- + Tìm kiếm vị trí phù hợp để mở rộng sàn, phục vụ cho việc lắp đặt buồng phóng/nhận thoi cũng như không gian để tiếp nhận lượng paraffin lớn dồn về trong những lần phóng thoi đầu tiên;
- + Lập phương án thiết kế sử dụng 1 buồng thoi để thực hiện phóng thoi cho nhiều đường bằng cách kết nối buồng thoi với các tuyến ống ngầm thông qua các đoạn ống có thể tháo rời (removable spool). Sử dụng các Y-tee để 1 buồng thoi có thể nhận thoi từ nhiều đường ống ngầm.



Hình 4. Sơ đồ sử dụng 1 buồng thổi để thực hiện phóng thổi cho nhiều đường ống



Hình 5. Sơ đồ sử dụng các Y-tee để nhận thổi cho nhiều đường ống

- Các giàn hiện tại có từ lâu, cơ sở dữ liệu về thiết kế và vật tư không đầy đủ do đó khi khảo sát cần đo đạc chi tiết, xác định cụ thể kích cỡ ống/loại mặt bích 1 cách chính xác. (nhiều loại mặt bích và ống theo tiêu chuẩn cũ của Nga);
- Một số đường ống nối từ ống đứng vào đến cụm phóng nhận thổi dự kiến cũng không được thiết kế theo tiêu chuẩn cho phép thổi có thể dễ dàng đi qua (nhiều Non barred Tee, Short Radius Elbow, Miter bend, Reducer, thermowell);

Phương án giải quyết:

- + Chủ động kiểm tra và thay thế các thiết bị, vật tư không phù hợp. Bổ sung các thiết bị còn thiếu;
- + Thay thế tạm thời các van loại reducing bore bằng spool để phục vụ cho việc phóng thổi làm sạch lần đầu;
- + Chuyển vị trí các thiết bị đo nhiệt độ đến vị trí phù hợp, không gây cản trở đường đi của thổi.
- Trong quá trình sửa chữa khẩn cấp đường ống ngầm, do yêu cầu cần thực hiện gấp để sớm đưa đường ống vào vận hành dẫn đến sử dụng vật liệu thay thế có kích thước không đồng bộ với đường ống hiện hữu, gây rất nhiều khó khăn trong việc phóng thổi làm sạch và khảo sát nội tuyến.

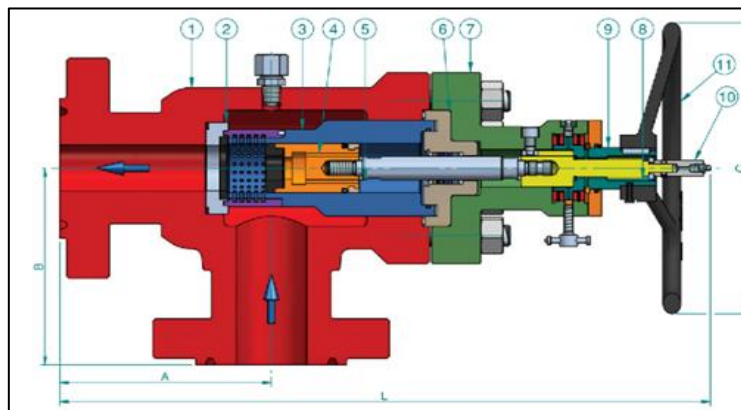
Phương án giải quyết:

- + Chủ động thay thế các đoạn ống không đồng nhất ở các vị trí có thể dễ dàng tiếp cận;

- + Với những đoạn ống nằm ngầm dưới nước, khó tiếp cận để thay thế và chi phí thay thế cao, buộc phải sử dụng các con thoi loại Dual-diameter để làm sạch và khảo sát nội tuyến. Tuy nhiên, chi phí sẽ cao hơn mức bình thường.
- Các giàn hiện tại chưa có sẵn các đường cung cấp nước (bao gồm van điều tiết, bộ đo lưu lượng) cho công tác phóng thoi nên cần phải cải tạo và thiết kế mới. Do sử dụng nguồn nước PPD để phóng thoi có chênh áp lớn (hạ áp đột ngột từ 250 barg xuống 02-15 barg) nên tạo ra độ rung rất lớn trên đường ống và buồng phóng/nhận thoi, làm hư hỏng đường ống, thiết bị và gây sai số bộ đo. Ngoài ra, việc giảm áp đột ngột cũng tạo ra độ ồn rất lớn, ảnh hưởng nhiều đến sức khỏe của người vận hành;

Phương án giải quyết:

- + Sử dụng van góc loại có multi-state trims (có khả năng giảm áp thành nhiều cấp) để điều tiết lưu lượng nước phóng thoi và đã đem lại hiệu quả rõ rệt trong việc giảm tiếng ồn và độ rung.



Hình 6. Van góc loại có multi-state trims

- Thiết kế và thi công lắp đặt phải đảm bảo duy trì hoạt động khai thác của giàn nên phải chia thiết kế thi công thành nhiều giai đoạn. Giai đoạn đầu thực hiện trong thời gian dừng giàn bảo dưỡng giàn hàng năm (lắp đặt trước các valve chặn và đầu chờ). Giai đoạn sau tiến hành đấu nối với hệ thống phóng nhận thoi không ảnh hưởng sản xuất. Thiết kế nhiều giai đoạn nên thường kéo dài.

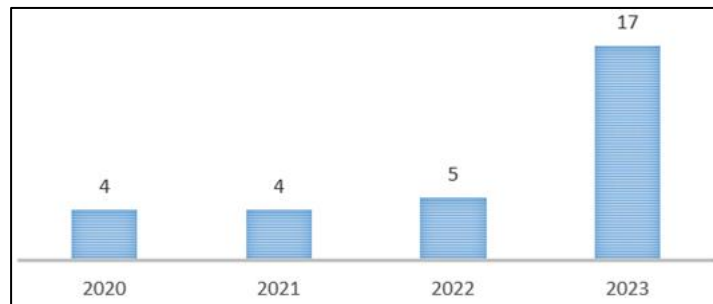
3.2. Các khó khăn và rủi ro đối với ống ngầm khi tiến hành phóng thoi làm sạch đường ống

Hầu hết các đường ống vận chuyển dầu khí trên các mỏ VSP đã được đưa vào vận hành lâu năm, chưa từng phóng thoi làm sạch nên quá trình phóng lần đầu sẽ gặp rất nhiều khó khăn, cụ thể:

- Quá trình phóng thoi tiềm ẩn nhiều các rủi ro nếu xảy ra sự cố, đặc biệt đối với các đường ống đã cũ và có 1 thời gian dài chưa phóng thoi, đóng rất nhiều cặn bẩn, paraffine, cát, gỉ sét. Phải phóng thoi làm sạch đường ống rất nhiều lần;
- Đường ống không được thiết kế để phóng thoi (đường kính ống thay đổi, chiều dày thành ống riser và vùng tiếp giáp thay đổi, các spool kết nối bằng Short Radius Elbow không phải bend 5D, chiều dày mặt bích kết nối spool thay đổi). Điển hình như đường ống dầu ThTC2-MSP8, L~7.0km: Tận dụng tuyến ống hiện hữu MSP8-FSO5 L~1.44km, O.D 12" x15.9mm; Rải đoạn ống mới có sẵn trong kho L~5.57km, O.D 16" x23.8mm; Ống đứng và spool ThTC2: O.D 12" x22.2mm;
- Đường ống nằm trên nền đáy có thể bị biến dạng do ngoại vật tác động (vật rơi, neo tàu móc vào đường ống...);
- Lắp đặt riser bằng phương pháp Stalk-on tiềm ẩn rủi ro ống bị bóp méo khi nhấc đầu ống lên kết nối với riser;

- Không thể ước lượng được lượng paraffin có trong đường ống, nên bị động trong phương án thu gom và xử lý paraffin;
- Lượng paraffin trong đường ống nhiều, gây nguy cơ kẹt thoi;
- Lượng paraffin cứng nhiều không thể phóng thoi được;
- Thoi kẹt trong đường ống, công tác giải cứu thoi gặp rất nhiều khó khăn;
- Không thể đẩy hết được các lớp paraffin cứng bám chặt trong thành ống;
- Van tiết lưu làm việc với chênh áp lớn, rung động mạnh, gây hỏng van, hỏng các thiết bị đo ...

Sau khi xem xét thực trạng đường ống ngầm và thực hiện các nghiên cứu, đánh giá, từ năm 2020 Vietsovpetro đã phối hợp với các nhà thầu để thực hiện phóng thoi làm sạch và chuẩn đoán nội tuyến một số tuyến ống ngầm để thử nghiệm và học hỏi kinh nghiệm. Đến năm 2021, Vietsovpetro đã hoàn toàn làm chủ được công nghệ phóng thoi làm sạch, qua đó làm cơ sở để trình Hội đồng hai phía một chương trình tổng thể lớn hơn để thực hiện cho tất cả các tuyến ống ngầm của Liên Doanh. Dưới đây là biểu đồ thống kê quá trình phóng thoi làm sạch các tuyến ống ngầm qua các năm 2020, 2021, 2022, 2023.



Hình 7. Số tuyến ống ngầm phóng thoi làm sạch qua các năm 2020, 2021, 2022, 2023

Một số vấn đề khó khăn điển hình xảy ra trong quá trình phóng thoi làm sạch đường ống ngầm lần đầu:

Phóng thoi đường ống dầu MSP9-MSP10: Quá trình phóng thoi tuyến ống này, lượng paraffin thu được rất lớn, khoảng trên 56 tấn, nhóm công tác đã bị động trong phương án thu gom lượng paraffin này (không chuẩn bị đủ túi nilong, container để chứa paraffin), gây mất an toàn trên công trình.



Hình 8. Thu dọn paraffin trên MSP-9 và MSP-10

Phóng thoi đường dầu MSP9-BK3: Paraffin hình thành trong đường ống là loại paraffin cứng, quá trình phóng thoi gặp nhiều khó khăn, thoi phóng từ BK-3 không thể về đến MSP-9 do thoi bị tắc bởi paraffin cứng, nên áp suất đẩy thoi vượt ngưỡng làm việc của van an toàn, bắt buộc phải thu hồi thoi về lại buồng phóng. Sau 04 lượt phóng không thành công, đã tiến hành cắt rizer số 3 trên BK-3 sau đó thực hiện hàng loạt giải pháp (thổi rửa, bơm rửa với lưu lượng nước lớn, kết hợp với tạo xung áp suất cao) để giải phóng nút tắc. Sau thời gian 25 ngày xử lý, nhóm công tác đã giải phóng được lượng paraffin cứng tích tụ tại rizer số 3, tổng lượng paraffin cứng của tuyến ống này khoảng 3,4 tấn.



Hình 9. Paraffin cứng thu được trên BK-3, dạng đá phiến, muối mỏ

Phóng thoi đường dầu BK3-BK2: Paraffin hình thành trong đường ống là loại paraffin cứng, tương tự loại paraffin đường dầu MSP9-BK3 vì 2 tuyến ống này vận chuyển cùng loại sản phẩm. Ngay khi phóng thoi đầu tiên GHS 10.6" thoi đã bị dừng trong đường ống. Quá trình giải cứu thoi gặp nhiều khó khăn, do thoi bị tắc cùng với paraffin cứng, việc thu hồi thoi về lại buồng phóng cũng không thể thực hiện được. Các giải pháp giải cứu thoi đã áp dụng:

- Tạo xung áp suất cao (≤ 45 bar) từ 2 đầu đường ống;
- Cắt rizer-15 tại sàn D-1 (BK-2);
- Dùng nước cứu hỏa để đẩy paraffin (BK-2);
- Dùng khí nuôi để đẩy lỏng + paraffin (BK-2);
- Bơm hóa chất redox xuống vị trí tắc (BK-2);
- Dùng khí gaslift áp suất 40-45 bar đẩy thoi về BK-3;
- Dùng PPD áp suất cao (≤ 45 bar) đẩy thoi về BK-3;
- Bơm dầu diesel xuống vị trí tắc để giảm ma sát giữa thành ống và paraffin (BK-2);
- Dùng bơm CNS để đẩy paraffin (BK-2);
- Thả cần ống nối nhanh 2" thọc sâu vào R-15, tiến hành súc rửa bằng nước PPD với lưu lượng rửa tăng dần.

Sau thời gian 36 ngày nhóm công tác đã giải cứu được thoi trong đường ống. Tổng lượng paraffin cứng thu được của tuyến ống này khoảng 12,2 tấn.

Phóng thoi đường dầu RC5-RP1: Quá trình phóng thoi làm sạch tuyến ống này đã xảy ra trường hợp kẹt 10 thoi trong đường ống, việc giải cứu thoi gặp nhiều khó khăn do quá trình phóng thoi bằng nước PPD chỉ thực hiện được 1 hướng, từ phía RC5 về RP-1, hơn nữa đường ống này đã bị thùng 03 vị trí, chỉ cho phép vận hành đường ống với áp suất cao nhất là 30 bar. Các giải pháp đã áp dụng để giải cứu 10 thoi:

- Tạo xung áp suất cao (≤ 30 bar) từ 2 đầu đường ống;
- Sử dụng khí gaslift thổi lỏng tại RP-1;

- Bơm dầu diesel tại RP-1 để giảm ma sát thành ống và thoi;
- Sử dụng bơm 9MG để bơm nước từ RP-1 để đẩy dầu diesel đi sâu vào các thoi;
- Sử dụng khí gaslift đẩy thoi về phía RC-5, khi thoi chuyển động thì ngừng đẩy;
- Sử dụng nước PPD từ RC-5 để đẩy thoi về phía RP-1. Nhóm công tác lần lượt thu hồi 10 thoi trên RP-1.

Sau thời gian 13 ngày nhóm công tác đã giải cứu được 10 thoi trong đường ống và thu được 300kg paraffin dẻo.



Hình 10. thoi sau khi giải cứu khỏi đường ống RC5-RP1

Phóng thoi đường gaslift 12" MSP9-BK3: Đường ống này có kết nối với đoạn ống 8" cách BK-3 khoảng 900m, nhóm công tác đã tiến hành phóng 9 thoi qua đường ống này, trong đó 07 thoi đã hỏng hoàn toàn khi đi qua đoạn ống 8" (các thoi hỏng 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8). Sau khi họp và xem xét, lãnh đạo đã cho phép dừng công việc phóng thoi đường ống này.



Hình 11. Các thoi bị vỡ nát, thu được tại buồng nhận trên MSP-9

Phóng thoi đường dầu BT7-RB3/CTK-3: Trong quá trình phóng thoi đường ống này đã xảy ra 01 lần dừng thoi trong đường ống do lượng paraffin dẻo còn nhiều trong đường ống và thoi UFDP có độ cứng cao, khi thoi và paraffin về gần đến rizre trên RB-3/CTK-3, áp suất đẩy thoi vượt giới hạn làm việc của van an toàn, do đó thoi ngừng trong đường ống, nhóm công tác đã sử dụng các giải pháp để giải cứu thoi:

- Dùng nước PPD tạo xung (≤ 50 bar) tại BT-7;
- Dùng khí gaslift thổi lỏng trong đường ống cho đến vị trí thoi bị tắt (RB-3/CTK-3);
- Bơm dầu diesel vào đường ống nhằm giảm ma sát thành ống và thoi (RB-3/CTK-3);
- Ngâm dầu diesel trong đường ống để làm mềm paraffin (RB-3/CTK-3);
- Dùng nước PPD để đẩy thoi với áp suất cao ($P \leq 50$ bar) từ BT-7.

Sau thời gian 07 ngày, nhóm công tác đã giải cứu được thoi trong đường ống, lượng paraffin thu được trong lần phóng này khoảng 5 tấn.



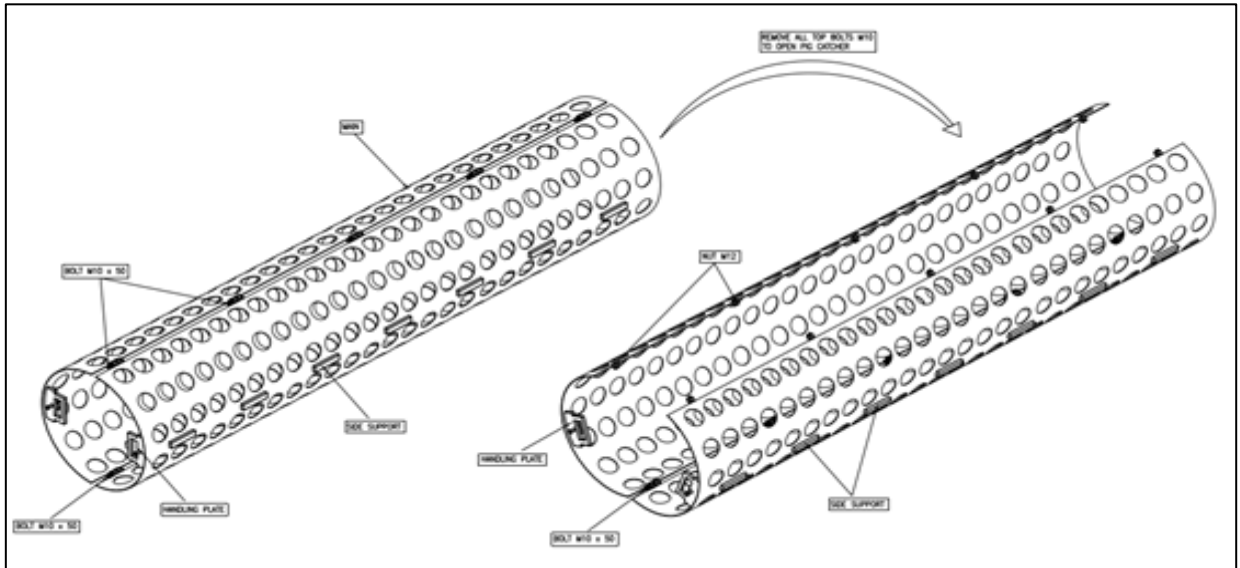
Hình 12. Paraffin dẻo thu được tại RB3/CTK-3 khi phóng thoi UFDP 12"

4. Bài học kinh nghiệm trong quá trình phóng thoi làm sạch đường ống nội mỏ của Vietsovpetro

Trong giai đoạn 2020-2023, Vietsovpetro đã phóng thoi làm sạch được 30 tuyến ống ngầm. Tuy chưa phải là con số đáng kể so với tổng số đường ống ngầm ở các mỏ của Vietsovpetro nhưng đội ngũ phóng thoi của Vietsovpetro đã rút ra được một số bài học quý báu:

- Kinh nghiệm vận hành phóng thoi cho thấy, quá trình phóng thoi lần đầu luôn đi kèm nhiều rủi ro không thể lường trước;
- Đánh giá ước lượng lượng paraffin có trong đường ống trước khi tiến hành phóng thoi, để chuẩn bị tốt cho phương án thu gom paraffin;
- Đối với các loại paraffin cứng, cần xem xét phương án thích hợp để giải phóng paraffin trước khi tiến hành phóng thoi như: bơm rửa toàn tuyến với lưu lượng lớn, tạo xung áp cao để đẩy paraffin cứng, trong trường hợp cần thiết tiến hành cắt rizer;
- Cần xem xét kỹ trước khi quyết định phóng đồng thời nhiều thoi trong đường ống: đánh giá về mức độ paraffin trong đường ống, tình trạng các thoi, khoảng cách phóng giữa các thoi, áp suất khi phóng, ...
- Các tài liệu về thiết kế cần cập nhật, để biết rõ lịch sử của đường ống (đường kính, độ dày, co, van, barred tee ...) để tránh các rủi ro trong quá trình phóng thoi;
- Cần đánh giá ước lượng paraffin còn trong đường ống để quyết định phóng loại thoi UFDP phù hợp để tránh xảy ra trường hợp paraffin quá nhiều gây kẹt thoi trong đường ống;
- Hoán cải thoi UFDP12" có đường kính ngoài phù hợp để phóng cho tuyến ống 12", hạn chế thấp nhất khả năng kẹt thoi trong đường ống. Các cấp đường kính của thoi UFDP hoán cải: 10.6", 11", 11.2", 11.4", 11.6", 11.8";
- Để hạn chế tiếng ồn và rung động lớn, gây hỏng van tiết lưu, hỏng các thiết bị đo, ... cần lắp đặt van tiết lưu nhiều cấp;
- Cần thiết kế lắp đặt Barred Tee theo đúng tiêu chuẩn, để thoi không bị vướng tại vị trí này;
- Tháo các Transmitter Temperature (TT), Temperature Gauge (TG) trên đường đi của thoi, tránh gây tắt thoi;

- Trong quá trình phóng thoi lần đầu, trong đường ống có nhiều paraffin dẻo, paraffin cứng, cần thiết kế loại catcher 2 mảnh ghép - mở hoàn toàn để dễ thao tác lấy thoi;



Hình 13. Catcher 2 mảnh ghép, mở hoàn toàn để thao tác lấy thoi

- Đối với các đường ống phóng thoi cần liên tục theo dõi và tiến hành phân tích nhằm đảm bảo an toàn trong quá trình phóng thoi;
- Đối với các đường ống vận chuyển ở nhiệt độ thấp, phóng thoi sẽ có nhiều thách thức do lắng đọng nhiều;
- Tối ưu quá trình thu gom, vận chuyển có thể giảm được rủi ro trong phóng thoi, tùy thuộc vào từng điều kiện cụ thể của các đường ống;
- Lượng các chất lắng đọng sẽ về nhiều, đối với những đường ống vận hành ở nhiệt độ thấp;
- Các tài liệu về thiết kế cần thống nhất và cập nhật để tránh các rủi ro khi phóng thoi, làm sạch ống;
- Đối với đường ống đường gaslift khả năng thực hiện sẽ hiệu quả hơn, cần được tổ chức triển khai sớm.

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

- Phóng thoi là phương pháp rất hiệu quả trong việc làm sạch đường ống. Để đảm bảo hệ thống công nghệ vận hành ổn định, an toàn và kéo dài tuổi thọ, cần lập kế hoạch hoàn chỉnh, phóng thoi lần đầu và phóng thoi định kỳ cho tất cả các tuyến ống hiện hữu;
- Quá trình phóng thoi lần đầu luôn đi kèm theo các rủi ro và sự cố, do vậy, cần theo dõi liên tục để can thiệp kịp thời các tình huống bất ngờ xảy ra;
- Đối với các đường ống đã vận hành lâu (đường ống không bọc cách nhiệt), phóng thoi làm sạch lần đầu sẽ khó khăn, kèm nhiều rủi ro. Cần nghiên cứu và sử dụng các thoi phù hợp để làm sạch hiệu quả, hạn chế rủi ro và giảm thời gian thực hiện, ảnh hưởng đến sản xuất;
- Các tài liệu về thiết kế cần thống nhất và cập nhật để tránh các rủi ro khi thực hiện phóng thoi;
- Vietsovpetro đủ khả năng tự thực hiện phóng thoi làm sạch đối với các đường ống dẫn dầu và khí, giúp tiết giảm chi phí vận hành mỏ (trung bình khoảng 30.000-50.000\$/đường ống);
- Vietsovpetro cần nghiên cứu áp dụng các công nghệ phóng thoi mới Pigging ball valve nhằm tiết giảm chi phí thực hiện phóng thoi và nâng cao hiệu quả làm sạch đường ống;
- Để tiết giảm chi phí xây dựng nhiều buồng thoi, cần lắp đặt buồng phóng/nhận thoi kết nối nhiều rizer;

- Hầu hết các thiết bị báo hiệu thoi đi/về (pig signaler) trên buồng phóng/nhận không còn hoạt động hoặc chưa lắp đặt, cần lắp đặt mới để xác định thoi đi khỏi buồng phóng và thoi về đến buồng nhận, khi thực hiện phóng định kỳ;
- Sử dụng kết nối mặt bích tại các điểm hoàn lại trên topsite để dễ dàng cho các lần phóng thoi sau này;
- Đồng bộ thiết kế và vật tư về kết nối giữa L/R và hệ thống công nghệ;
- Thuê tư vấn trong quá trình thực hiện để đào tạo tại chỗ hoặc tham gia các khóa học thực tế về phóng Thoi cũng như xử lý các tình huống xảy ra trong quá trình phóng Thoi;
- Cần nghiên cứu sử dụng các ống mềm kết nối nhanh với bộ L/R thay cho các đường ống thép đang thiết kế hiện tại, như vậy sẽ giảm rất nhiều thời gian thiết kế, thi công và thu dọn. (L/R, đường ống nước, đường xả, đường PSV, sẽ dễ dàng được lắp đặt, và tháo dỡ, và sử dụng lại cho các giàn và riser khác nhau một cách nhanh chóng).

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. TS. Tống Cảnh Sơn, KS. Lê Đình Hòe. Kinh nghiệm vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ở các mỏ dầu khí ngoài khơi của liên doanh Việt-nga “Vietsovpetro”. Tạp chí Dầu khí số 2/2015: trang 43-52;
2. G. P. Van Engelen, C. L. Kaul, B. Vos, H. P. Aranha. Study of flow improvers for transportation of Bombay High crude oil through submarine pipelines. Journal of Petroleum Technology. 1981; 33(12): p. 2539 – 2544;
3. Nguyen Thuc Khang, Boiko V. I, Le Ba Tuan. Study and selection of the realizable and suitable solution for protection the subsea pipeline systems from inside corrosion on oil filed “White Tiger” - JV “Vietsovpetro”. Multiphase Flow. Application into Oil-Gas Industry, Chemical and Environmental Technology – Hanoi, April 19-22, 1999: p. 72 – 78;
4. Hà Văn Bích, Vugovskoi V. P., Phùng Đình Thực, Tống Cảnh Sơn, Lê Đình Hòe. Công nghệ xử lý dầu các mỏ của XNLD để vận chuyển. Tuyển tập Báo cáo Khoa học 15 năm XNLD Vietsovpetro (1981-1996): trang 342-350;
5. TS. Phùng Đình Thực, TS. Tống Cảnh Sơn. Phương pháp phân tích hệ động lực học trong đường ống ngầm vận chuyển dầu nhiều paraffin tại mỏ Bạch Hổ. Tuyển tập Hội nghị Khoa học Công nghệ 2000 “Ngành Dầu khí trước thềm thế kỷ 21”, tập II: trang 139-144.
6. Từ Thành Nghĩa, Trần Văn Vĩnh, Phạm Bá Hiên, 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 4/2015, trang 28-31.

CÁC GIẢI PHÁP CHỐNG ĂN MÒN ĐỂ ĐẢM BẢO VẬN HÀNH AN TOÀN ĐƯỜNG ỐNG NGẦM TRÊN CÁC MỎ DẦU KHÍ CỦA LIÊN DOANH VIETSOVPETRO

T.D. Hải, N.V. Dũng, Savelev V.V., D.T. Anh, N.T. Hằng
Viện NCKH&TK - LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

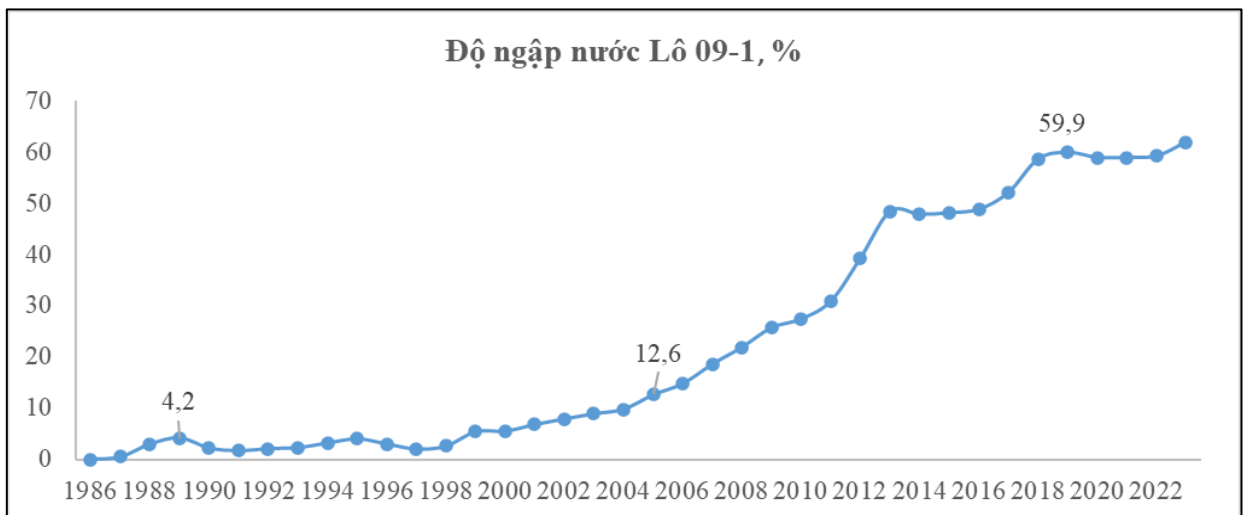
Bảo đảm an toàn vận hành các đường ống ngầm là yếu tố quan trọng hàng đầu trong công tác khai thác dầu khí của LD Vietsovpetro (VSP). Với khoảng 863 km đường ống ngầm làm nhiệm vụ vận chuyển sản phẩm khai thác dầu, khí đồng hành/gaslift, nước ép vỉa, được chế tạo chủ yếu bằng thép Cacbon và có tới 40% tuyến ống đã làm việc vượt tuổi thọ thiết kế (trên 20-25 năm). Cùng với ở giai đoạn tận thu dầu, trong sản phẩm khai thác với sự tăng lên tác nhân ăn mòn như hàm lượng nước (độ ngập nước trung bình 60%), nồng độ H_2S và CO_2 tăng cao sẽ gây ra ăn mòn ứng suất và nguy cơ nứt hydro sunfua, cặn và sản phẩm ăn mòn gây ăn mòn cục bộ, pitting nguy cơ làm thủng ống (trong 9 năm đã ra tới 29 sự cố rò rỉ đường ống do ăn mòn). Để chống ăn mòn bên trong đường ống ngầm, VSP đang áp dụng các giải pháp bao gồm: bơm định kỳ chất ức chế ăn mòn, bắt đầu xây dựng và triển khai chương trình phóng PIG làm sạch bên trong đường ống và lắp đặt các bộ giám sát ăn mòn. Với mục đích đảm bảo an toàn vận hành, kéo dài tuổi thọ các đường ống ngầm và tối ưu hóa chương trình phóng PIG hiện nay, bài báo đề xuất giải pháp sơn chống ăn mòn bên trong các đường ống ngầm hiện hữu [1-4].

1. Hiện trạng các đường ống ngầm của VSP

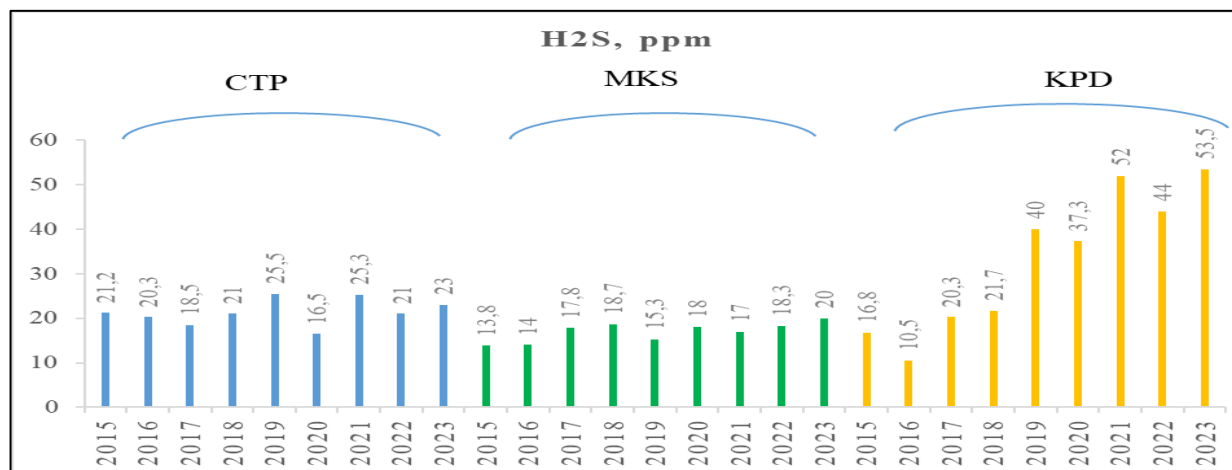
VSP hiện có gần 863 km ống ngầm làm nhiệm vụ vận chuyển sản phẩm khai thác, khí đồng hành/gaslift, nước ép vỉa và có tới 40% tuyến ống đã làm việc vượt tuổi thọ thiết kế (trên 25 năm).

Toàn bộ đường ống ngầm của VSP được làm từ thép Cacbon, khả năng chống ăn mòn thấp, đang vận hành trong điều kiện khai thác chứa nhiều và có xu hướng ngày càng ra tăng các tác nhân gây ăn mòn bên trong (môi trường ẩm có chứa H_2S , CO_2 , vi sinh vật, acid, các muối khoáng, nhiệt độ, áp suất, pH, Cl-, v.v.)[5, 6, 7].

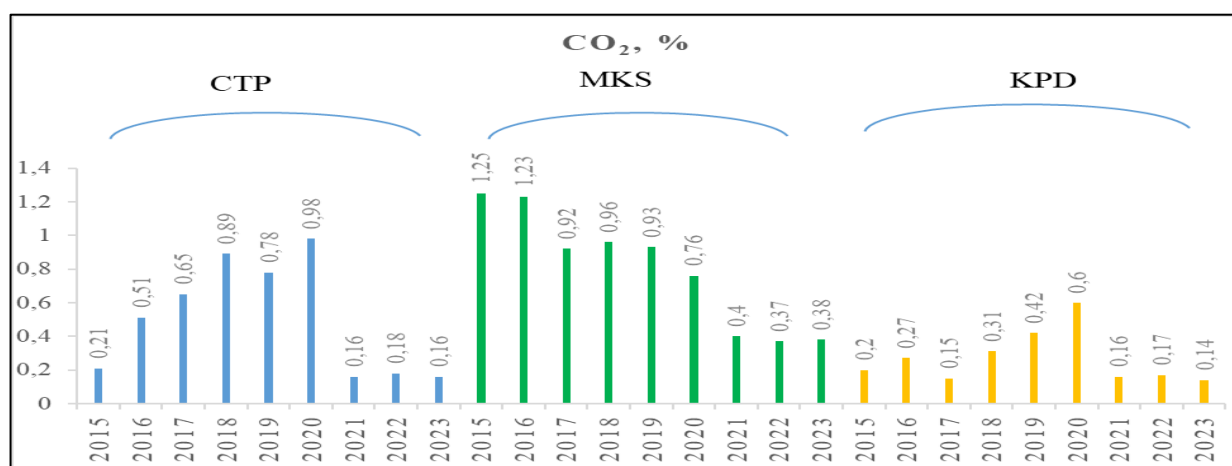
Số liệu về độ ngập nước của các mỏ, hàm lượng H_2S và CO_2 trong các đường ống khí [7] được biểu thị ở hình 1, 2 và 3:



Hình 1. Độ ngập nước trung bình của Lô 09-1-VSP giai đoạn 1986 tới 2023.



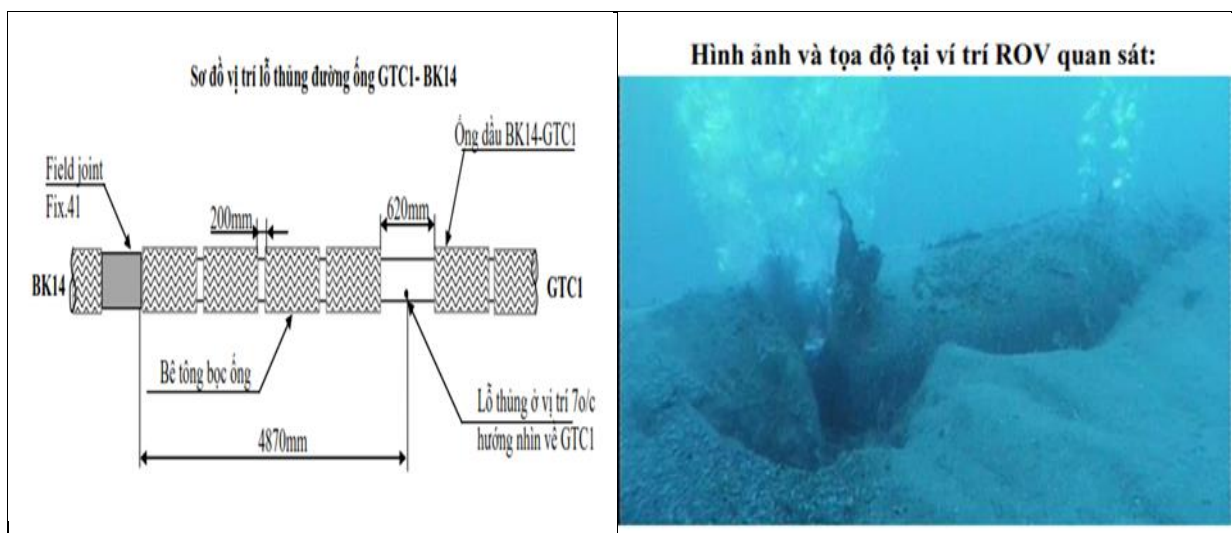
Hình 2. Quá trình thay đổi hàm lượng H₂S trong khí đồng hành các khu vực của VSP



Hình 3. Quá trình thay đổi hàm lượng CO₂ trong khí đồng hành các khu vực của VSP.

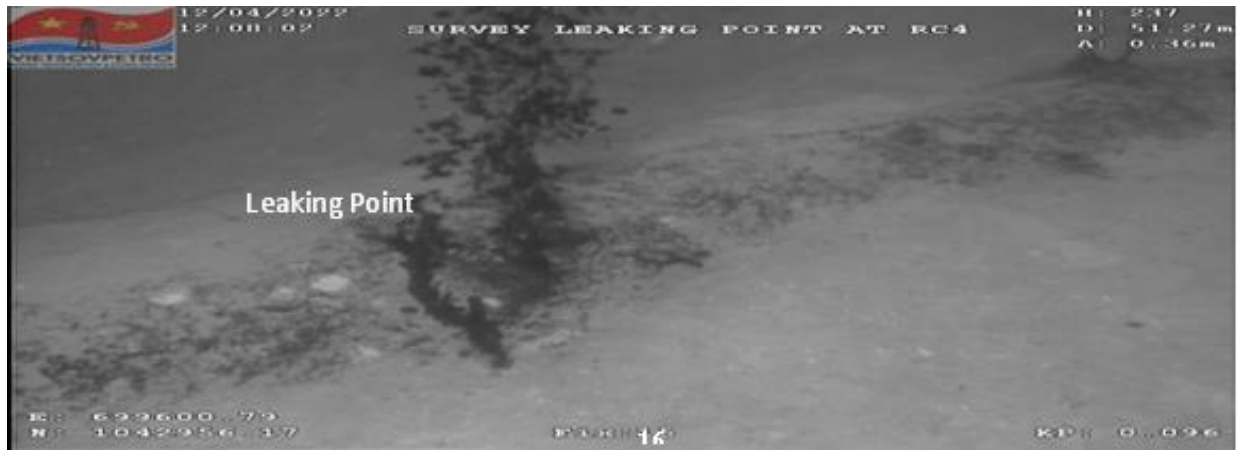
Từ năm 2020-2023 VSP đã xảy ra 02 sự cố hư hỏng đường ống ngầm đặc biệt nghiêm trọng:

- Năm 2020 sự cố thùng đường ống hỗn hợp dầu khí GTC1-BK14 sau 8 năm vận hành [8].



Hình 4. Sự cố thùng đường ống hỗn hợp dầu khí GTC1-BK14

- Năm 2022 sự cố thùng 04 điểm đường ống hỗn hợp dầu khí RC4-RCDM sau 13 vận hành [9]



Hình 5. Sự cố thùng đường ống hỗn hợp dầu khí RC4-RCDM

Theo các kết quả đánh giá nguyên nhân dẫn đến hư hỏng các đường vận chuyển hỗn hợp dầu khí do hiện tượng ăn mòn bên trong đường ống gây ra. Chi phí để sửa chữa khắc phục sự cố đường ống rất lớn (chưa bao gồm các chi phí mất dầu). Theo dự toán chi phí của VSP, cho việc tháo dỡ, thay thế đường ống mới GTC1-BK14 là 8.72.2612 USD. Chi phí khắc phục sự cố rò rỉ tuyến ống RC4-RCDM là 677.000 USD.

2. Các giải pháp chống ăn mòn bên trong đường ống ngầm của VSP

- Lắp đặt các bộ đo giám sát ăn mòn nhằm xác định tốc độ ăn mòn bên trong đường ống và đưa ra các khuyến nghị làm tăng hiệu quả bảo vệ đường ống. Hiện tại, VSP đã lắp đặt 40 điểm giám sát ăn mòn bằng coupon, tháo lắp định kỳ 1-2 năm. Trong năm 2024, hệ thống sẽ hoàn thiện thêm 21 bộ giám sát ăn mòn để đảm bảo tất cả các tuyến ống đều được kiểm soát [10].
- Phóng PIG làm sạch đường ống (VTD) và PIG thông minh (VTO) để làm sạch và khảo sát độ dày còn lại của đường ống. Trong giai đoạn 2022-2023, VSP đã thực hiện phóng PIG VTD làm sạch 10 tuyến ống, và VTO 3 tuyến ống. Theo kế hoạch, giai đoạn 2024-2025 đã lập kế hoạch phóng 15 tuyến VTD và 6 tuyến VTO.
- Tìm kiếm, thử nghiệm, bơm các hóa phẩm ức chế ăn mòn bên trong đường ống (CI), hóa phẩm khử Oxy (Oxy-scavenger) và đang tìm kiếm các H₂S-scavenger phù hợp các yêu cầu kỹ thuật của VSP [11-13].

Bảng 1. Tổng hợp chi phí hóa phẩm chống ăn mòn đã và dự kiến sẽ sử dụng giai đoạn 2017-2025 của VSP

Đường ống	Chi phí mua hóa phẩm, nghìn USD								
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025*
Gaslift	0,0	207,6	406,4	393,2	267,1	256,1	256,1	254,9	266,9
Hỗn hợp dầu khí	0	0	0	111,2	106	105	84	82	89
Bơm ép nước	758	674,5	697,6	786,5	786,8	600,3	671,1	675,6	555

* Giá trị dự kiến

- Nghiên cứu nguồn gốc sinh trưởng, phân vùng nguy cơ sinh khí H₂S do vi khuẩn SRB tại các mỏ của VSP.v.v để lựa chọn hóa phẩm và công nghệ khử phù hợp.

Các giải pháp đang sử dụng đã mang lại hiệu quả đáng kể trong công tác chống ăn mòn bên trong đường ống ngầm. Số lượng sự cố đường ống giảm rõ rệt theo bảng 2- Thống kê sự cố hư hỏng đường ống ngầm và đường ống công nghệ từ năm 2015-2023.

Bảng 2. Thống kê sự cố hư hỏng đường ống ngầm và đường ống công nghệ từ năm 2015-2023

Năm	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Tổng số
Đường ống công nghệ										
XNKT	129	136	129	132	160	80	41	45	5	857
XNK	18	22	25	23	26	23	24	10	10	181
Đường ống ngầm										
XNKT	1	6	5	13	0	1	0	2	1	29

3. Công nghệ sơn chống ăn mòn bên trong đường ống ngầm

Với xu hướng các đường ống ngầm của VSP đang vận hành vượt quá tuổi thọ thiết kế, nguy cơ gây thủng các đường ống, không đảm bảo vận hành an toàn và yêu cầu chi phí sửa chữa, thay thế cao. Nên song song với việc sử dụng các biện pháp chống ăn mòn bên trong đường ống ngầm hiện tại, cần bổ sung các giải pháp mới kéo dài tuổi thọ đường ống ngầm, đồng thời tiết kiệm chi phí hóa phẩm, tối ưu quá chương trình phóng PIG. Các tác giả đề xuất công nghệ sơn bên trong đường ống ngầm, được công ty EnerClear Services có trụ sở đặt tại Canada đã phát triển từ những năm 1970, với kinh nghiệm ứng dụng thành công hàng 1000 km đường ống cho các khách hàng trên toàn thế giới (Aramco, Exxon, Conoco Phillips, Kuwait Oil Company, Tourmaline CNRL)[1-4], phù hợp với nhu cầu hiện tại nêu trên của VSP. Công nghệ được tiến hành theo quy trình như sau:

- Bước 1: Làm sạch cơ học (sử dụng PIG và hóa chất) và hóa chất để loại bỏ toàn bộ tạp chất bám trên thành ống, tạo bề mặt phù hợp cho quá trình sơn phủ chống ăn mòn.
- Bước 2: Sơn phủ bên trong đường ống bằng phương pháp sử dụng hai PIG mềm chứa lượng sơn Epoxy 2 thành phần đã được tính toán phù hợp với diện tích ống và di chuyển bằng áp suất của khí nén khô.
- Bước 3: Kiểm tra chất lượng lớp sơn phủ bên trong đường ống bằng đoạn ống đầu nổi thêm và PIG thông minh.

Về chi phí: Giá thành thực hiện sơn bên trong đường ống là khoảng 500 USD/1m². So sánh với tài liệu dự toán việc tháo dỡ, thay thế các đường ống mới là tiết kiệm khoảng 85% chi phí.

Cần xem xét việc thử nghiệm cho các tuyến ống ngầm đã vận hành trên 20 năm với hoạt tính ăn mòn cao nhằm kéo dài tuổi thọ vận hành đường ống.

Một số dự án ứng dụng giải pháp sơn chống ăn mòn bên trong đường ống thành công:

1. Arco, Indonesia, In-situ cleaned and coated 32 kms of 20" offshore oil line
2. Tourmaline - Earring, Alberta, Insitu clean and coat 15kms of 10" existing oil emulsion pipeline. Highland 74IS
3. DeMeir Oil Company, Chicago, IL In-situ cleaned and coated 48 kms of 8" oil line. International Bar-Rust 236
4. Pembina – AB, Canada, In-situ cleaned and coated 41 kms of 10" oil line. International Bar-Rust 236
5. Newfield Exploration - Myton, Utah, In-situ cleaned and coated 11kms of 6" water injection line. International Bar-Rust 236

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. www.enerclearservices.com
2. Enerclear Services: 21-0259 CNRL Brooks North, QA/QC Hand-over document, 51 p.
3. Enerclear Services: Internal pipeline protection & rehabilitation repurpose/rehabilitate/innovate, 39 p.
4. Enerclear Services: QUOTE # 22-00294-00 SA USD - IN-SITU clean & coat of: Used nps12 oil pipeline-pipelines located in white tiger oilfield, offshore, Vietnam, 17.01.2022, - 18 p.
5. ISO/DIS 12944-2:1998. Paints and Varnishes - Corrosion Protection of Steel Structures by Protective Paint Systems - Part 2: Classification of Environments, 1998.
6. Медведева М. Л. Коррозия и защита от коррозии оборудования при переработке нефти и газа.- М, Изд-во нефть и газ РГУНГ, 2005, 312 p.
7. NIR V.1-2023-GEN - AC, Rev.0, «Совершенствование защиты от коррозии морских объектов нефтегазодобычи сп «Вьетсовпетро» на 2023»-75 p.
8. Отчет обследования ROV места аварии от 26.01.2020, A4, 4 стр.
9. Предварительный акт расследования инцидента (разгерметизация подводного трубопровода ГЖС RC-DM → RC-4), A4, 5 стр.
10. OFSP-052-GE-AC7-GEN-001«Технологический регламент по контролю коррозии и ингибиторной защите трубопроводов и оборудования на месторождениях СП Вьетсовпетро» от 09.12.2020г.-28 стр.
11. OFSP-014-OL-AC7-GEN-001, Rev.1 «Программа химизации и контроля коррозии трубопроводов и оборудования системы НГЖС СП «Вьетсовпетро» на 2020-2023 годы» от 06.06.2020г.- 39 стр.
12. OFSP-013-GL.GA-AC7-GEN-001, Rev.3 - «Программа химизации и контроля коррозии трубопроводов и оборудования систем газлифта и сбора газа низкого давления СП «Вьетсовпетро» на 2022-2024 годы» от 02.08.2022г. - 47 стр.
13. OFSP-012-WI-AC7-GEN-001, Rev.2 «Программа химизации и контроля коррозии трубопроводов и оборудования системы ППД СП «Вьетсовпетро» на 2022-2024 годы» от 29.11.2022г.- 39 стр.

GIẢI PHÁP KỸ THUẬT ĐỂ DUY TRÌ SỰ ỔN ĐỊNH VÀ HIỆU QUẢ HOẠT ĐỘNG CỦA MÁY NÉN KHÍ LY TÂM CAO ÁP DẪN ĐỘNG BỞI ĐỘNG CƠ TUA BIN KHÍ TRÊN GIÀN NÉN KHÍ TRUNG TÂM, ĐẢM BẢO CUNG CẤP GASLIFT CHO CÔNG TÁC KHAI THÁC DẦU TẠI CÁC MỎ THUỘC LÔ 09-1

Lê Văn Yên, Lương Tuấn Chung, Phạm Tài, Hoàng Minh Hiếu, Doãn Viết Điệp
XN Khí - LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

Từ khi đưa vào vận hành các tổ máy nén - Turbine trên giàn nén khí trung tâm (CCP) năm 1997 các dữ liệu kiểm soát về vận hành, bảo dưỡng sửa chữa không ngừng được lưu trữ, thống kê theo thời gian. Các dữ liệu này phục vụ cho công tác phân tích, mô phỏng, kết hợp với công nghệ thông tin nhằm tìm ra các yếu tố ảnh hưởng và đưa ra các giải pháp kỹ thuật tốt nhất để duy trì, nâng cao độ tin cậy và làm việc hiệu quả cho các máy nén - Turbine.

1. Thông tin chung, thực trạng các máy nén - Turbine

CCP là giàn nén khí trung tâm với mục đích thu gom và nén khí đồng hành của mỏ Bạch Hổ, Rồng Đông - Phương Đông, Sư Tử Vàng, Sư Tử Đen, Sư Tử Trắng, Tê Giác Trắng, Mỏ Rồng, Cá Ngừ Vàng... Trên giàn CCP có 6 tổ hợp máy nén khí cao áp được dẫn động bởi Turbine khí (Gas Turbine, Model Mars-100), với công suất nén khí tối đa 8.1 triệu $\text{sm}^3/\text{ngày}$ (05/06 tổ máy hoạt động). Trong đó, 5 tổ máy (Train A+E) được lắp đặt năm 1997, 1 tổ máy (Train F) được lắp đặt năm 2015. Khí sau qua các tổ hợp máy nén được làm khô đưa vào hệ thống khai thác dầu bằng gaslift và vận chuyển vào bờ. Ngoài ra, trên giàn còn có các hệ thống phụ trợ khác như hệ thống điện - điều khiển, hệ thống làm khô khí, hệ thống tái sinh TEG, hệ thống xử lý dầu nước.

Bảng 1. Đặc tính kỹ thuật chính của Turbine Mars-100 hãng Solar

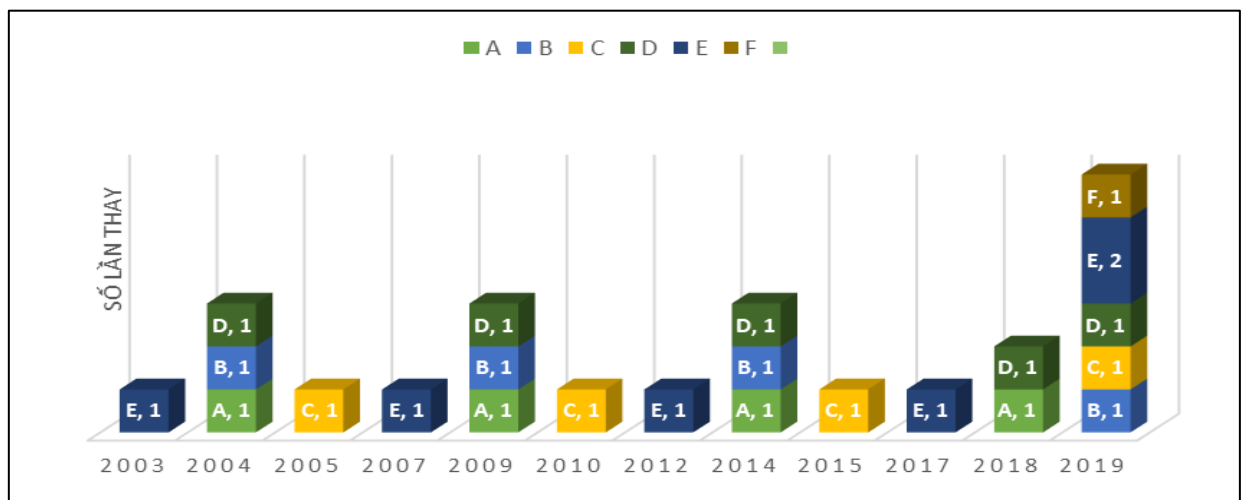
Mô tả	Thông số kỹ thuật
Loại Turbine	Mars-100, dọc trục
Công suất định mức ở ISO Dry	15000 HP
Tốc độ trục máy nén Turbine (NGP)	10780 rpm
Số tầng cánh máy nén	15
Số tầng cánh IGV	6
Tỷ số nén của máy nén	17.3/1
Lưu lượng không khí	41 kg/s
Số vòi phun nhiên liệu	21
Số tầng cánh Turbine lực (NPT)	2
Tốc độ Turbine lực (NPT)	9500 rpm

Bảng 2. Đặc tính kỹ thuật chính của máy nén ly tâm 2 cấp hãng Dresser Rand

Thông số	Train A÷E		Train F	
	CBF 642	CBF 833	LPC	HPC
Công suất định mức, Nm^3/hr	76147	67612	74042	67323
Áp suất đầu hút, Bars (abs)	9.5	38.17	9.5	41.3
Nhiệt độ đầu hút, $^{\circ}\text{C}$	50	45	32	45
Áp suất đầu xả, Bars (abs)	38.88	127.41	42	127
Nhiệt độ đầu xả, $^{\circ}\text{C}$	156.3	150	144	147
Tỷ số nén	4.094	3.321		
Vận tốc vận hành, rpm	8916 - 9500		15031	

Thông số	Train A÷E		Train F	
	CBF 642	CBF 833	LPC	HPC
Tổng công suất, Kw	8962		22232	
Khối lượng toàn bộ máy nén, Kg	12020	8391	10.206	
Khối lượng Rotor, Kg	525	333	277	
Khối lượng cụm lõi (Bundle), Kg	4309	3039	3.856	
Hộp số, Kg			1.860	
Khối lượng nắp đầu hút, Kg	1497	694		
Khối lượng nắp đầu xả, Kg	1497	667		
Tổng khối lượng, Kg	34480			

Trong quá trình hoạt động, hiệu suất của các tổ máy nén - Turbine giảm dần. Khi hiệu suất hoạt động kém hiệu quả, việc bảo dưỡng, sửa chữa, thay thế cần được tiến hành nhằm duy trì hoạt động liên tục của thiết bị đảm bảo sản lượng khí đầu ra phục vụ cho nhu cầu gaslift ngày càng tăng cao do áp suất vỉa dầu tại mỏ Bạch Hổ giảm, cũng như nhu cầu khí cho sản xuất điện trong bờ ngày càng cao. Qua thống kê từ năm 2003 đến năm 2019, số lần thay Turbine được thể hiện qua biểu đồ sau:



Hình 1. Biểu đồ lịch sử thay Turbine từ năm 1997 - 2019

Qua biểu đồ cho thấy, định kỳ thay Turbine khoảng 3 năm cho 1 máy. Tuy nhiên, giai đoạn năm 2018 ÷ 2019 có sự tăng đột biến với 6 lần trong năm 2019, tăng 5 lần thay so với các giai đoạn trước đó. Các nguyên nhân phải thay máy nhiều lần do sự suy giảm hiệu suất và các sự cố liên quan đến máy nén - Turbine: sự cố gãy cánh máy nén khí trong Turbine Mars-100; sự cố nhiệt độ đường dầu bôi trơn hồi về thùng chứa tại vị trí Bearing No.2&3 cao của Turbine Mars-100.

Qua việc suy giảm hiệu suất và các sự cố nêu trên, nhóm tác giả đưa ra ý tưởng nghiên cứu, đánh giá các yếu tố ảnh hưởng đến sự hoạt động của máy nén khí - Turbine, từ đó đưa ra các giải pháp nhằm nâng cao độ tin cậy và hiệu quả làm việc của hệ thống nhằm góp phần giảm thiểu chi phí sản xuất cho Liên doanh Vietsovpetro.

2. Các yếu tố ảnh hưởng và các giải pháp để duy trì sự hoạt động ổn định của máy nén - Turbine

Các yếu tố ảnh hưởng đến sự hoạt động của Turbine gồm:

Chất lượng không khí đầu vào Turbine:

- Không khí là chất cấp oxy cho quá trình đốt cháy ở buồng đốt. Chất lượng không khí không tốt (tồn tại hơi ẩm, chất bẩn, muối...) sẽ làm giảm chất lượng của sự cháy diễn ra

trong buồng đốt. Một chức năng quan trọng khác của không khí đó là chống sự xâm thực của dầu bôi trơn vào khoang buồng đốt và không gian buồng nén của động cơ (hay còn gọi là khí chèn trục). Ngoài ra, không khí còn dùng để làm mát, làm khí điều khiển, khí cân bằng.

- Các yếu tố môi trường hoạt động, sự nhiễm bẩn tại cụm phin lọc đầu vào (Air Inlet Filter), không khí chưa được xử lý tách lọc triệt để. Độ nhiễm bẩn cơ học của không khí càng cao khả năng gây tắc cụm phin lọc đầu vào càng lớn. Mặt khác, các hạt bẩn xâm nhập bám vào cánh của Rotor máy nén không khí làm giảm lượng không khí lưu thông trong máy nén. Áp suất khí nén PCD giảm, dẫn đến áp suất khí điều khiển van nhiên liệu giảm, làm giảm áp suất nhiên liệu đến van tiết lưu.

Nhiệt độ không khí nạp (T1):

- Khi T1 tăng, làm mật độ ôxy trong không khí giảm hoặc khối lượng không khí đi vào buồng đốt Turbine giảm, từ đó làm giảm công suất của động cơ.
- Sự không hoàn hảo của các thiết bị, cơ cấu làm giảm PCD của động cơ. Chẳng hạn Bleed Valve rò rỉ hoặc kẹt, Guide Vanes bị kẹt, hỏng.
- Sức cản trên đường nạp (do lõi lọc bẩn).

Chất lượng, thành phần khí nhiên liệu:

- Nếu lượng nhiên liệu cấp vào buồng đốt giảm, động cơ sẽ hoạt động ở chế độ vòng quay nhỏ hơn vòng quay định mức, tức công suất động cơ giảm. Mặt khác, sau thời gian hoạt động thì buồng đốt, các tầng cánh của Turbine lực, Turbine công suất cũng bị nhiễm bẩn do khí cháy làm hiệu suất quá trình cháy giảm dần.
- Vòi phun nhiên liệu sau một thời gian làm việc bị ăn mòn hoặc nhiễm bẩn dẫn đến các bộ phận tạo xoáy hoà trộn hỗn hợp kém đi, hiệu suất quá trình cháy cũng bị giảm.
- Độ hao mòn của cánh Rotor máy nén và cánh Turbine lực, Turbine công suất cũng làm giảm hiệu suất động cơ.
- Các vấn đề của hệ thống nhiên liệu làm ảnh hưởng đến sự hoạt động của Turbine:
 - + *Chất lượng khí nhiên liệu:* theo hãng Solar Turbine, hệ thống xử lý khí nhiên liệu phải đảm bảo được lọc với kích cỡ hạt lên đến 5 micron. Tuy nhiên, hệ thống ống dẫn khí nhiên liệu sau nhiều năm hoạt động đã bị bám bẩn nên làm ảnh hưởng đến chất lượng của khí nhiên liệu đi vào Turbine. Bên cạnh đó, khí nhiên liệu trước khi vào Turbine cần được gia nhiệt để đạt nhiệt độ yêu cầu. Hiện tại, các thiết bị gia nhiệt đều đã xuống cấp, đặc biệt trong mùa mưa không đảm bảo được nhiệt độ như yêu cầu. Để khắc phục, lắp thêm một cụm xử lý đạt được cấp lọc thô 10 micron trước khi vào hệ thống Turbine. Điều này làm tăng hiệu quả đốt cháy trong buồng đốt làm tăng công suất Turbine.
 - + *Sự hoạt động của các van điều khiển dòng khí nhiên liệu đi vào Turbine:* đối với các van điều khiển lưu lượng khí nhiên liệu đã được nâng cấp thay đổi cấu hình của các van này, đảm bảo việc điều khiển dòng nhiên liệu đi vào buồng đốt đúng tỉ lệ một cách chính xác, ổn định.

Tỉ lệ hòa trộn không khí (Air) và khí nhiên liệu (Fuel Gas):

- Để tạo ra sự cháy trong buồng đốt đòi hỏi tỉ lệ không khí và khí nhiên liệu là 2:1.
- Khi không khí đi vào buồng đốt, một phần trộn với nhiên liệu và được tiêu thụ trong quá trình đốt. Phần còn lại được nung nóng và để quay cánh Turbine.

Do chu trình cháy là phản ứng hoá học, các phân tử nhiên liệu sẽ lấy đi một số phân tử khí cần thiết cung cấp cho sự cháy, các phân tử khí còn lại (làm mát) giảm nhiệt độ khí cháy đến mức chấp nhận được cho các tầng cánh Turbine đồng thời giãn nở tạo năng lượng quay cánh Turbine.

Thực tế đã xảy ra, khi không khí đầu vào bị hạn chế, thiếu khí có thể dùng được trong buồng đốt (điều này xảy ra khi phin lọc khí đầu vào bị bẩn hoặc bị bịt kín, khi các cánh máy nén

bị bắn và không đủ khí vào máy hoặc vào những ngày nhiệt độ môi trường xung quanh cao và mật độ của không khí đầu vào giảm) kết quả là giảm lực quay sinh ra và máy vận hành ở nhiệt độ cao.

Động cơ Turbine có nhiệm vụ dẫn động trực máy nén (phụ tải). Công suất của động cơ Turbine bị giới hạn bởi nhiệt độ trong buồng đốt ($T_5 = 738^\circ\text{C}$) và tốc độ NPT (100%, tương đương 9500 rpm). Khi Turbine hoạt động, một trong hai thông số trên đạt đến giới hạn thì van điều khiển sẽ tự động điều chỉnh về Mode điều khiển (NPT hoặc T_5). Các Mode này nhằm không cho thêm nhiên liệu vào buồng đốt khi phụ tải đã đủ năng lượng cần. Vì vậy, để tăng công suất của Turbine còn phụ thuộc vào phụ tải, tức là phải tăng công suất của máy nén cao áp.

Vậy để khắc phục những yếu tố bất lợi trên, phương pháp cải thiện hiệu suất làm việc của máy nén, tăng hiệu suất của việc giãn nở sinh công của hỗn hợp khí cháy qua các tầng cánh Turbine là tiến hành việc rửa máy. Tác dụng của việc này bao gồm:

- Làm sạch các bụi bẩn bám trên cánh máy nén, đưa về trạng thái làm việc tối ưu theo thiết kế, từ đó tăng hiệu suất làm việc của máy nén. Áp suất PCD tăng, cho phép điều khiển van nhiên liệu đưa lượng nhiên liệu vào buồng đốt được nhiều hơn, tăng lượng không khí cung cấp cho buồng đốt để giãn nở sinh công. Như vậy, công suất của Turbine sẽ tăng do nó đã được cung cấp thêm năng lượng.
- Mặt khác việc buồng đốt và vòi phun nhiên liệu cũng được làm sạch đã tăng hiệu quả tối ưu cho sự cháy.
- Làm sạch các muối bẩn bám trên các đầu dò nhiệt T_5 giúp cho việc tính toán của hệ thống điều khiển chính xác hơn.
- Làm sạch các muối bẩn bám trên các Nozzles, các tầng cánh Turbine lực cũng làm tăng hiệu suất làm việc của chúng, như vậy công suất của động cơ Turbine cũng được cải thiện.

Việc rửa Turbine có thể loại bỏ các vấn đề liên quan đến hiệu suất động cơ như: không tăng tốc hết tốc độ; thiếu gia tốc chung; surge máy nén; mất năng lượng đầu ra; áp suất máy nén giảm (PCD).

Hiệu suất nén của Turbine và Turbine lực

Để tăng công suất Turbine cần tăng công suất phụ tải, tức là tăng công suất máy nén hiện tại. Khi công suất máy nén bị suy giảm, khả năng sinh công kém, tải giảm, do đó máy nén cần ít năng lượng hơn từ Turbine mặc dù công suất Turbine chưa đạt cực đại (Setpoint NGP = 103.5%, $T_5 = 738^\circ\text{C}$) cũng đáp ứng nhu cầu của phụ tải ở ngưỡng NPT = 100%, tức 9500 rpm. Công suất dư của Turbine lúc này bù dần vào sự suy giảm hiệu suất của nó trong quá trình hoạt động, hoặc chống lại tác động tiêu cực từ yếu tố môi trường đến nguồn không khí cung cấp cho động cơ Turbine (ví dụ như T_1). Lúc này công suất nén khí của máy nén sẽ phụ thuộc hoàn toàn vào các yếu tố khí công nghệ, chế độ công nghệ, hoặc nhu cầu tải cao hơn của máy nén.

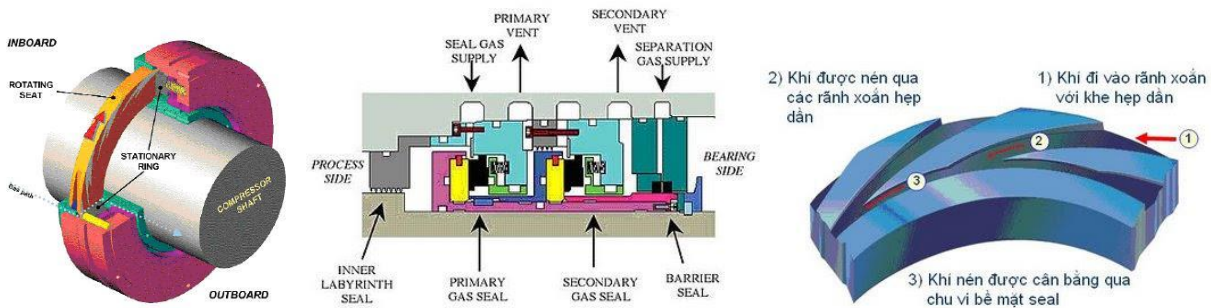
Sau khi tiến hành so sánh, phân tích, đánh giá 2 loại máy nén giữa: (CBF-642 & 833) và (D8R8B) trên kinh nghiệm vận hành, tính toán, thống kê, mô phỏng bằng nhiều công cụ khác nhau và kết luận việc suy giảm công suất máy nén là điều khó tránh khỏi và đến từ các nguyên nhân:

- **Máy nén thiếu công suất (Loss of Power):** động cơ dẫn động suy giảm công suất; bộ điều khiển (controller) giảm công suất động cơ Turbine, tốc độ suy giảm (Inadvertent loss of speed);
- **Hiệu suất máy nén giảm (Loss of Compressor Performance):** Nhiễm bẩn trong máy nén; các khoang cánh của bánh công tác (Impeller Passage) bị tắc; cánh máy nén lắp không đúng Improper assembly of compressor (Impeller Overlap); gờ chặn trung gian (Interstage Seals) bị hỏng, khe hở các Labyrinth giữa các tầng cánh máy nén không đảm bảo dẫn đến khí cao áp di chuyển quay vòng về vùng thấp áp và đã thực hiện khắc phục bằng cách vệ sinh các Diaphragm bằng phương pháp bắn bột nhôm làm sạch cặn bẩn.



Hình 2. Các Diaphragm trước và sau khi được làm sạch

- **Chất lượng khí chèn (Gas Seal):** Máy nén của hãng Dresser Rand, loại máy nén ly tâm 2 cấp, tốc độ 9500 rpm, có bộ phận làm kín là Dry Gas Seal (DGS) để làm kín trục, ngăn khí gas công nghệ từ trong máy nén rò ra ngoài. Yêu cầu của khí chèn Seal Gas phải thật sạch và khô, khí ướt và bẩn vào Seal sẽ làm cho các bề mặt làm kín của Seal bị trầy xước và không thể tách nhau ra như thiết kế. Làm cho Seal nhanh hỏng, rò khí ra ngoài hoặc bị vỡ gây kẹt bó trục máy nén. Vì vậy, khí chèn Seal Gas trước khi cấp vào Seal phải qua hệ thống xử lý tách, lọc, gia nhiệt đạt yêu cầu mới được cấp vào Seal.



Hình 3. Hệ thống Dry Gas Seal

Có 3 nguồn chính làm nhiễm bẩn DGS: khí công nghệ (từ bên trong máy nén); dầu bôi trơn từ gối đỡ; khí đưa vào Seal để làm kín.

Các giải pháp nâng cao chất lượng khí chèn:

- + Thay bộ chắn dầu Barrier Seal của hãng Kaydon sang hãng John Crane và lắp thêm các đường xả thấp (Low Point Drains) ở các đầu của LPC, HPC.
- + Lắp đặt và đưa vào vận hành cụm Wet Gas Pre-filter.
- + Thay mới hệ thống xử lý khí chèn cho các tổ máy đời cũ.
- + Nâng cấp bộ chắn dầu Barrier từ loại T82 lên T83.
- + Tăng lưu lượng khí chèn cấp vào DGS của LPC lên 30 m³/h cho các tổ máy Train B/C/D/E, riêng Train A tăng lên 60 m³/h.
- + Lắp đặt bổ sung thêm Knock Out Drum đầu vào hệ thống Seal Gas

Sau khi thực hiện các giải pháp, chất lượng DGS đã được cải thiện vượt bậc. Số giờ phải bảo dưỡng lên đến 15.000 - 16.000 giờ. Có tổ máy đạt 22.368 giờ và máy nén đã được vận hành trong 3 năm liền mới bảo dưỡng sửa chữa lại.

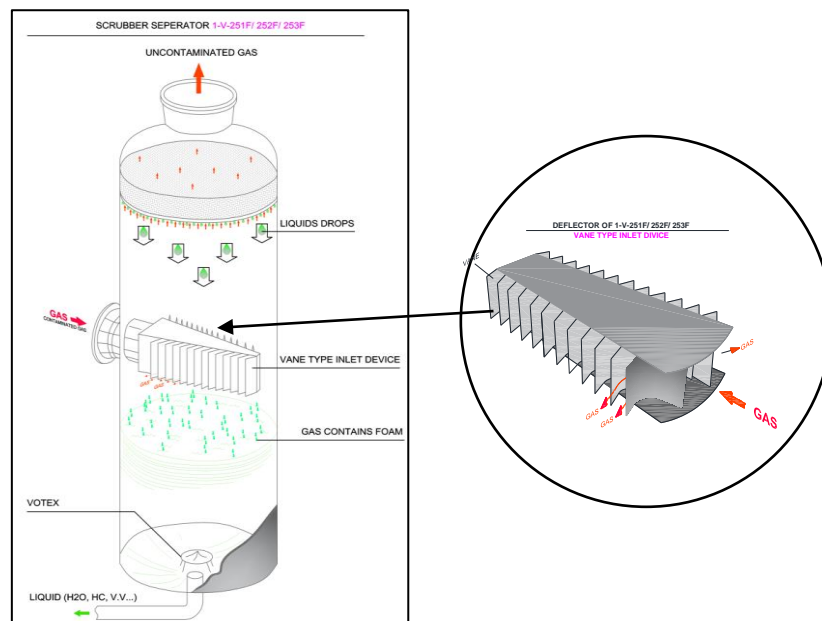
3. Các yếu tố công nghệ làm suy giảm công suất nén và biện pháp khắc phục

Các yếu tố công nghệ được nghiên cứu cũng như áp dụng các biện pháp tinh chỉnh, điều tiết phù hợp nhằm nâng cao công suất nén của máy, cụ thể như: áp suất đầu ra máy nén; nhiệt độ khí đầu vào máy nén; nhiệt độ khí đầu ra máy nén; chất lượng khí với đề xuất và đã thực hiện Revamp cấp II máy nén Dresser-Rand phù hợp với Mole Weight (khối lượng phân tử khí)

hiện tại, tinh chỉnh đường đặc tính máy nén (Performance Map); bơm chất ức chế chống ăn mòn vào Gas Cooler cấp II của mỗi tổ máy; cải tiến Internal Part của các bình tách trên các tổ máy từ việc phân tích các cấu thành bên trong các bình tách và đề xuất cải tiến các tấm Baffle, Demister... nhằm nâng cao hiệu quả của bình tách từ đó nâng cao công suất nén.

Trong đó đã áp dụng biện pháp làm giảm nhiệt độ khí đầu vào (ra) máy, đó là lắp đặt, cải hoán đường hồi nóng thành đường hồi nguội với chế độ vận hành linh hoạt hơn. Bên cạnh đó, đã làm sạch Gas Cooler các cấp của 3 tổ máy, nhiệt độ khí giảm từ 5-7°C.

Tiến hành tính toán, mô phỏng hiệu suất tách của tất cả các bình tách trên các tổ máy và đề xuất thay thế, cải tiến các Internal Part dựa trên cơ sở hiệu suất tách còn lại của bình, dưới đây là hình ảnh Inlet Device được đề xuất thay thế là các tấm Baffle thay bằng các Vane Pack:



Hình 4. Vane Pack đề xuất thay thế

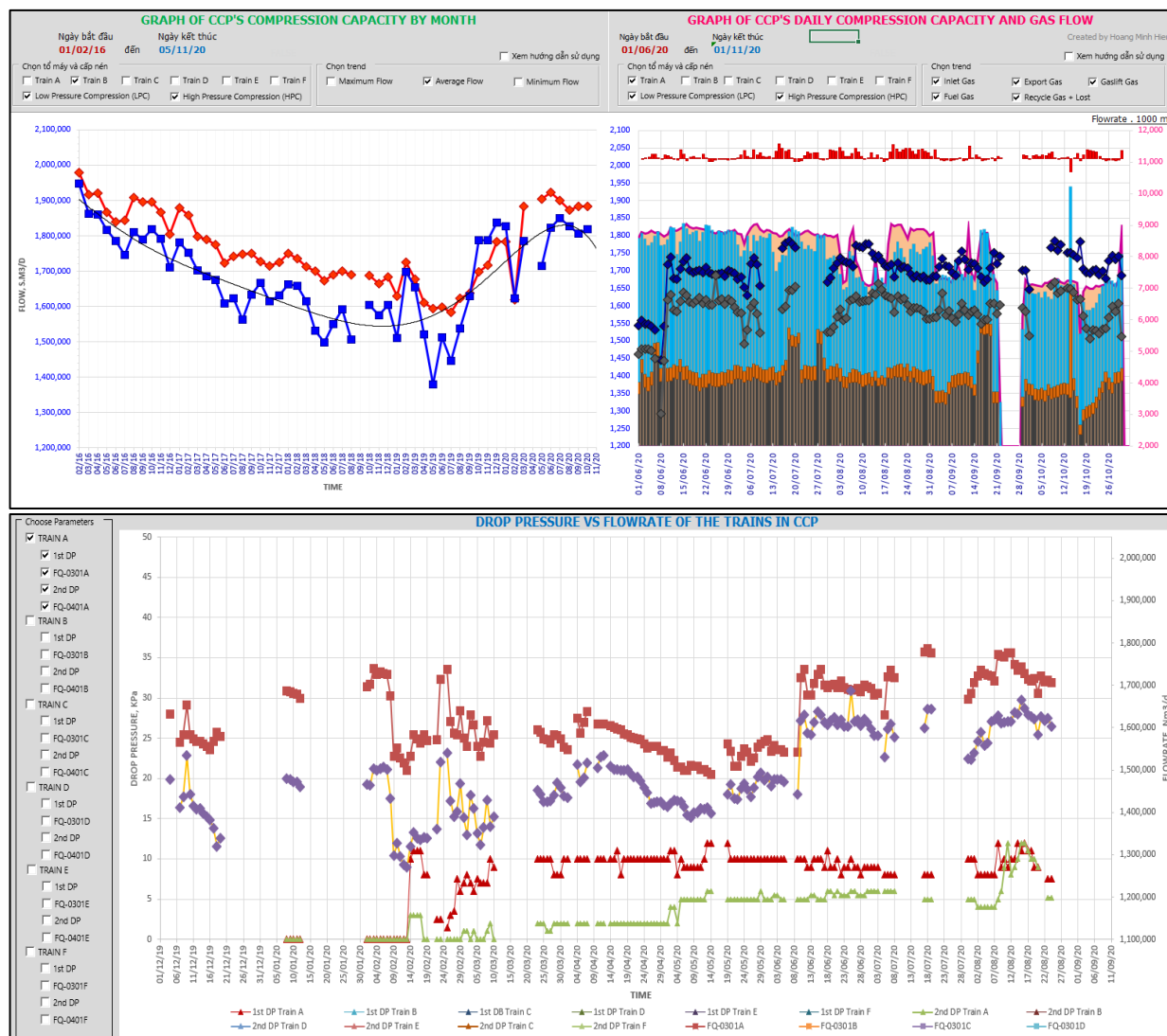
Đối với tấm chắn cải tiến này sẽ gia tăng số lần va đập của các giọt lỏng, làm tăng khả năng rơi của giọt lỏng qua nhiều lớp, từ đó tăng khả năng tách lỏng so với tấm chắn hiện hữu.

Đối với màn chắn sương, khi tính toán lại chênh áp qua màn chắn sương, nếu không đạt so với đặc tính thiết kế ban đầu, sẽ tiến hành vệ sinh làm sạch bên trong. Lắp thêm bộ đo chênh áp qua Demister để kiểm soát tình trạng thiết bị.

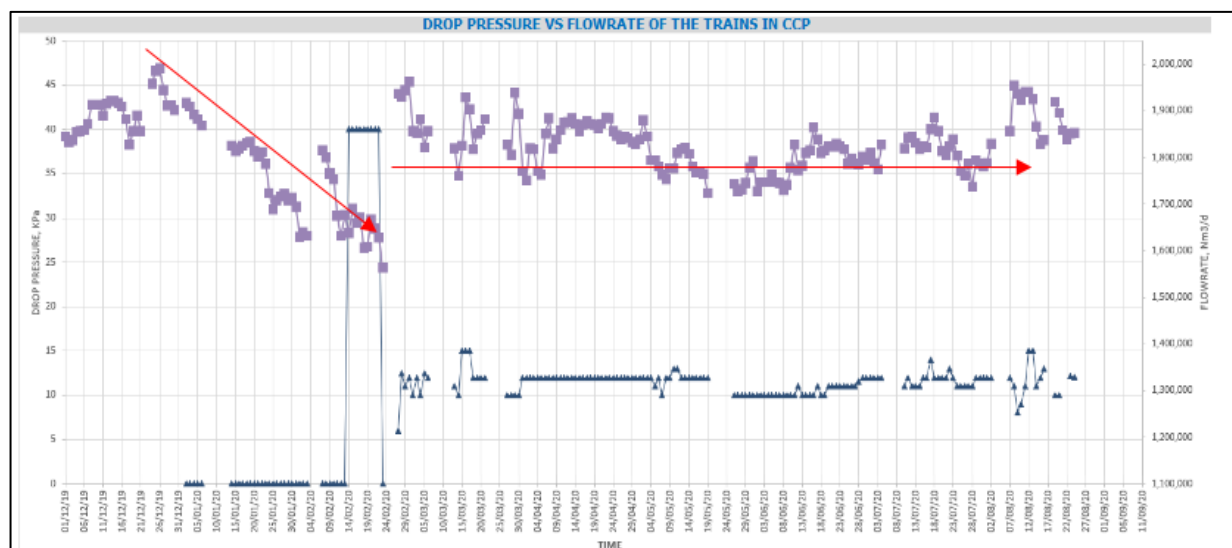


Hình 5. Các lớp lưới bị bám bẩn bởi parafin trước và sau làm sạch

Ngoài ra, việc xây dựng chương trình thu thập dữ liệu nhằm phục vụ việc theo dõi, phân tích, thống kê độ nhiễm bẩn của các Strainer (phin lọc khí đầu vào) thông qua sự biến động lớn của chênh áp ảnh hưởng đến công suất nén khí:

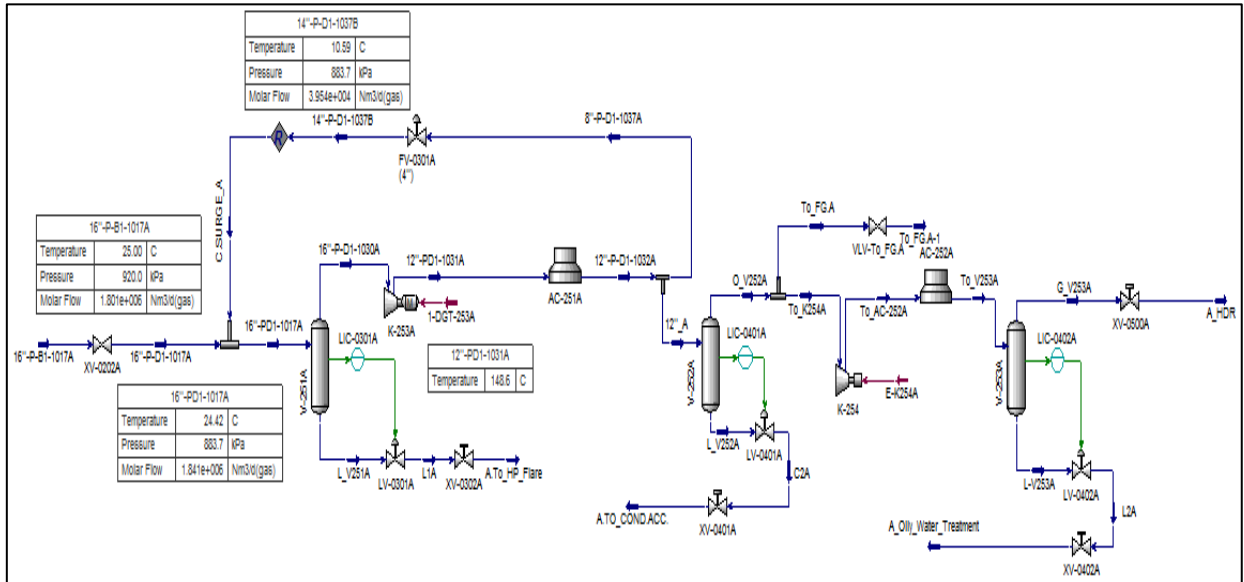


Hình 6. Biểu đồ kiểm soát chênh áp qua Strainer, lưu lượng Train-A trên chương trình



Hình 7. Biểu đồ chênh áp trước và sau làm sạch Strainer

Mô phỏng quá trình Surge của máy nén trên phần mềm Hysys, từ đó đề xuất các phương pháp vận hành, bảo dưỡng, thay thế thiết bị phù hợp nhằm nâng cao hiệu suất cho máy nén:



Hình 8. Mô phỏng lượng khí rò qua van FV-0301A trên Hysys Dynamic

KẾT LUẬN

Qua việc nghiên cứu các yếu tố có thể ảnh hưởng đến hiệu suất làm việc của máy nén - Turbine như: chất lượng, nhiệt độ không khí nạp; chất lượng, thành phần khí nhiên liệu; tỉ lệ hoà trộn không khí và khí nhiên liệu; hiệu suất máy nén và các yếu tố ảnh hưởng đến thông số này (máy nén thiếu công suất, chất lượng khí chèn, yếu tố công nghệ...), những giải pháp đã được áp dụng góp phần duy trì và nâng cao hiệu quả làm việc của các máy nén - Turbine trên giàn CCP. Các tổ máy nén - Turbine đã không xảy ra sự cố đáng tiếc nào kể từ năm 2019 đến nay.

Trong thời gian tới, bộ phận kỹ thuật sẽ tiếp tục nghiên cứu để đề xuất các giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động của máy móc, thiết bị trong nhiều trường hợp cụ thể hơn.

NGHIÊN CỨU XÂY DỰNG CÔNG CỤ NHÀM HỖ TRỢ THEO DÕI, QUẢN LÝ VÀ PHÁT HIỆN BẤT THƯỜNG GIẾNG KHAI THÁC CỦA LIÊN DOANH VIETSOVPETRO

*Đinh Đức Huy¹, Trần Xuân Quý¹, Trần Đăng Tú¹, Nguyễn Minh Quý¹, Nguyễn Anh Đức¹,
Phan Ngọc Trung¹, Vũ Tuyết Vy¹, Nguyễn Trung Sơn¹, Đào Nguyên Hưng²,
Nguyễn Quốc Dũng², Nguyễn Tuấn Minh², Trần Thanh Nam²,
Bùi Khắc Hùng², Đặng Văn Hộ²*
¹ Viện dầu khí Việt Nam
² LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

Chuyển đổi số đang được xác định là trọng tâm nghiên cứu và phát triển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tới 2030 giúp tăng năng suất, chất lượng, hiệu quả và nâng cao hoạt động hiệu quả doanh nghiệp. Liên doanh Vietsovpetro (LD, VSP) đã hoạt động và khai thác công nghiệp dầu khí trên 40 năm với quỹ giếng hoạt động lớn (>600 giếng), hệ thống cơ sở hạ tầng và công nghệ thông tin được đầu tư qua nhiều thời kỳ. Hiện nay, phần lớn các đối tượng đang ở giai đoạn suy giảm sản lượng, công trình biển tuy được duy trì bảo dưỡng thường xuyên nhưng đã xuống cấp do hoạt động trong môi trường khắc nghiệt qua thời gian dài, ảnh hưởng tới hoạt động vận hành và hiệu quả khai thác dầu khí. Để hỗ trợ quản lý, điều hành và theo dõi quỹ giếng hiện tại, VPI-XNKT phối hợp phát triển công cụ tự động theo dõi và xác định các giếng có chế độ làm việc thay đổi bất thường (lưu lượng dầu, độ ngập nước, áp suất khoảng không vành xuyên). Công cụ có chức năng tự động hoá quy trình cập nhật dữ liệu đưa vào cơ sở dữ liệu, tính toán và trực quan hoá thông tin, giúp cán bộ kỹ thuật dễ dàng xác định giếng có chế độ làm việc thay đổi và đề xuất thực hiện các phân tích chuyên sâu khác giúp xác định nguyên nhân bất thường và các giải pháp can thiệp.

Từ khóa: Chuyển đổi số, chế độ làm việc giếng bất thường, cập nhật dữ liệu và tính toán tự động, trực quan hóa dữ liệu.

GIỚI THIỆU

Chương trình Chuyển đổi số quốc gia (CĐS) đến năm 2025, định hướng đến năm 2030 với mục tiêu kép phát triển kinh tế số và hình thành các doanh nghiệp công nghệ số Việt Nam có năng lực đi ra toàn cầu [1]. Khái niệm Business Intelligence (BI) là sự kết hợp của các hoạt động phân tích kinh doanh, khai thác dữ liệu, trực quan hóa dữ liệu, công cụ và hạ tầng dữ liệu để hỗ trợ doanh nghiệp đưa ra quyết định dựa trên dữ liệu (data-driven decision) [4]. Hiện nay, sự tiến bộ trong công nghệ như điện toán đám mây và phân tích dữ liệu lớn không chỉ tối ưu hóa chi phí tìm kiếm và phát triển khai thác mà còn tăng cường khả năng cạnh tranh của doanh nghiệp. Do đó, việc nâng cao năng lực quản lý, dự báo thông qua công nghệ số, ứng dụng BI và tiến bộ công nghệ sẽ giúp các doanh nghiệp dầu khí chủ động hơn trong việc phân tích xu hướng thị trường và điều chỉnh chiến lược kinh doanh cho phù hợp.

Nền công nghiệp dầu khí nước ta đã phát triển hơn 40 năm, có nhiều tiềm năng để thúc đẩy quá trình chuyển đổi số. Trải qua quá trình hoạt động và lớn mạnh cùng ngành dầu khí, Liên doanh Vietsovpetro (LD, VSP) đã xây dựng được hệ thống cơ sở hạ tầng và nền tảng số phục vụ theo dõi, vận hành và quản lý khai thác. Trong định hướng phát triển, LD cũng đã xác định CĐS là mục tiêu chiến lược giúp gia tăng hiệu quả khai thác tài nguyên. Chương trình hợp tác nghiên cứu chung giữa VPI – XNKT được xây dựng với mục tiêu ứng dụng các giải pháp số/sản phẩm số giúp tối ưu hoạt động sản xuất.

1. Hiện trạng công tác theo dõi quản lý mỏ

Tính tới thời điểm khai thác tấn dầu đầu tiên năm 1986 đến nay thì 80% trữ lượng theo tính toán của Lô 09-1 đã được khai thác, và phần trữ lượng còn lại trên cơ sở kinh nghiệm thực địa cũng như trên thế giới cho thấy đây là phần tài nguyên khó thu hồi cũng như đòi hỏi chi phí nghiên cứu và đầu tư rất lớn mới có thể đem lại được kết quả khả quan. Trong suốt hơn 40 năm phát triển, vận hành và quản lý mỏ, LD Vietsovpetro đã đưa vào phát triển khai thác các đối tượng Móng, Oligocen và Miocen có đặc trưng địa chất và động thái khác biệt, với quỹ giếng lớn nhất trong các người điều hành tại Việt Nam (>600 giếng), số lượng giếng đang hoạt động khai thác đạt >450 giếng khai thác/bơm ép[2]. Nhằm hỗ trợ công tác theo dõi, quản lý và vận hành khai thác của các kĩ sư địa chất – khai thác, LD đã thực hiện đầu tư hệ thống cơ sở hạ tầng như thông tin liên lạc và nền tảng số, phần mềm giúp quản lý mỏ. Dựa trên các công cụ này, các chuyên gia – kĩ sư hàng ngày thực hiện giám sát, đánh giá các thông tin hoạt động của giếng/vĩa/mỏ và hệ thống công nghệ trên bề mặt. Trải qua thời gian dài hoạt động trong điều kiện khó khăn, khắc nghiệt, phần lớn các công trình biển và giếng khai thác đã hoạt động quá thời hạn thiết kế và tần suất xuất hiện các phức tạp sự cố tăng lên. Một số khó khăn phức tạp xuất hiện trong thực tế vận hành khai thác hiện nay[3]:

- Về động thái vỉa: Một số khu vực có mạng lưới giếng dày đặc có tốc độ gia tăng độ ngập nước cao và áp suất vỉa suy giảm nhanh, một số khu vực có hệ số bù bơm ép thấp.
- Các giếng được mở khai thác nhiều vỉa cùng một lúc bằng giải pháp công nghệ khai thác đa tầng đồng thời riêng biệt (ORE), khó khăn trong việc phân tích động thái khai thác của từng đối tượng riêng biệt để giúp đưa ra chế độ khai thác/bơm ép tối ưu cho giếng/vĩa;
- Một số giếng chất lượng bơm trám xi măng thấp, dẫn tới hiện tượng giếng bị ngập nước sau khi đưa vào khai thác do hiện tượng dòng sau ống chống;
- Số lượng các giếng bị lắng đọng parafin trong ống khai thác lớn và liên tục tăng, hiện tượng lắng đọng muối trong ống khai thác và vùng cận đáy giếng.
- Hiện tượng khí gaslift bị hydrate trong quá trình vận chuyển, thu gom và nén từ hệ thống công nghệ trên bề mặt, làm giảm hiệu quả nén khí hỗ trợ khai thác.

Đối mặt với các khó khăn phức tạp này, đội ngũ chuyên gia địa chất – khai thác của LD-XNKT thường xuyên theo dõi, đánh giá các thông số làm việc trên nền tảng số đã được triển khai kết hợp các ứng dụng văn phòng được đầu tư. Qua quá trình theo dõi, đã đúc rút và xây dựng các bài học kinh nghiệm, bộ tiêu chí đặc trưng cho chế độ làm việc ổn định của giếng khai thác. Dựa trên các tiêu chí này, danh sách các giếng và thiết bị có chế độ làm việc thay đổi, ở trạng thái không ổn định được xác định. Dựa trên kết quả sàng lọc sơ bộ đó, một loạt các nghiên cứu/đánh giá tiếp theo được thực hiện nhằm xác định nguyên nhân và kế hoạch khắc phục giúp đảm bảo hoạt động và duy trì sản lượng. Bộ tiêu chí được xây dựng dựa trên các tham số như: Lưu lượng dầu/nước/chất lưu, áp suất khoảng không vành xuyên (KKVX), áp suất đường ống làm việc, lưu lượng khí nén gaslift, áp suất khí nén gaslift.... Dù đội ngũ chuyên gia được đào tạo bài bản, tay nghề cao nhưng với số lượng ít ỏi, đồng thời phải cùng lúc thực hiện nhiều các công việc duy trì sản xuất khác, ảnh hưởng công tác theo dõi trạng thái làm việc của mỏ. Với lượng dữ liệu đồ sộ và tần suất xuất hiện các sự cố tăng dần dẫn đến hiệu suất công việc chưa được như kì vọng. Nhằm hỗ trợ công tác theo dõi, quản lý mỏ, cần thiết xây dựng công cụ giúp tự động hoá công việc, hỗ trợ đội ngũ chuyên gia sàng lọc sơ bộ dữ liệu trước khi thực hiện phân tích nguyên nhân nhằm tăng năng suất lao động và duy trì sản xuất. Ứng dụng nếu được phát triển cần đáp ứng các tiêu chí sau:

- Dễ dàng sử dụng, giao diện thân thiện;
- Nhanh chóng cung cấp kết quả;
- Dễ dàng trích xuất kết quả phục vụ công việc;
- Có giải pháp bảo mật, đảm bảo an toàn thông tin và lưu trữ dữ liệu ổn định.

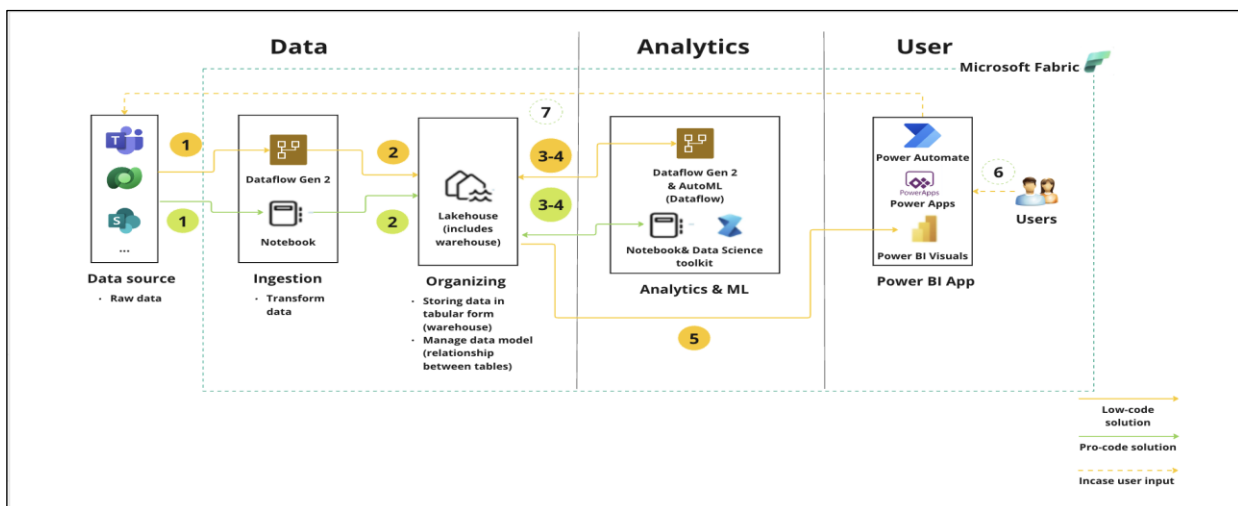
2. Xây dựng yêu cầu cho ứng dụng/sản phẩm số

Ngày nay, dưới sự phát triển mạnh mẽ của khoa học công nghệ, ứng dụng của công nghệ thông tin đã lan tỏa mạnh mẽ vào từng khía cạnh công việc và cuộc sống. Năng lực tính toán và sức mạnh phần cứng cũng được gia tăng nhanh chóng. Hiện nay, nhiều công ty sử dụng dữ liệu như một dạng sản phẩm giúp công ty rút ngắn thời gian làm việc khi áp dụng vào một chu trình mới. Điều này có thể giúp giảm đến 90% thời gian và 30% chi phí, đồng thời công tác quản trị rủi ro cũng được cải thiện đáng kể. Các sản phẩm số cung cấp các giải pháp sẵn có với chất lượng cao trên nền tảng cơ sở dữ liệu mà tất cả người dùng trong cùng tổ chức có thể dễ dàng truy cập và sử dụng dễ dàng. Sản phẩm số thường nằm ở cuối chu trình và kết nối với vùng lưu trữ, vận hành dữ liệu như Data Warehouses hay Data Lake. Việc sử dụng các sản phẩm số giúp rút ngắn thời gian tìm kiếm dữ liệu, xử lý định dạng và xây dựng các tập dữ liệu riêng hay chu trình xử lý dữ liệu (data pipeline)[4]. Để dễ dàng nhận thấy, một số đặc trưng dữ liệu được các chuyên gia địa chất – khai thác sử dụng trên nền tảng phần mềm Svodka/Atoll của LD như sau:

- Dạng số hoặc chữ ở hai ngôn ngữ (Nga, Việt);
- Được cập nhật liên tục theo thời gian thực;
- Được truyền tải và quản lý trên hệ thống thông tin liên lạc nội bộ;
- Được cập nhật bởi nhiều người dùng và ở nhiều khu vực khác nhau;
- Người sử dụng ở nhiều vị trí khác nhau trong nội bộ LD.

Để có thể phát triển ứng dụng, quy trình xây dựng sản phẩm được đề xuất bao gồm các bước thực hiện như sau:

- Xác định và mô tả sản phẩm dự kiến: Dữ liệu tập trung, làm sạch, xây dựng hàm tính toán mục tiêu, hỗ trợ quản lý thông tin khai thác;
- Xây dựng cấu trúc của sản phẩm dự kiến:
 - + Lớp người sử dụng (user layer): Giao diện hỗ trợ người sử dụng được cập nhật, kiểm soát thông tin dữ liệu đầu vào, đồng thời tương tác với dữ liệu và kết quả tính toán thông qua báo cáo trực quan hoá dữ liệu;
 - + Lớp phân tích: Thực hiện các hàm tính toán mục tiêu từ dữ liệu cập nhật bởi người sử dụng, kết quả phân tích, tính toán được trả ra lưu trữ ở vùng dữ liệu và đưa đến lớp người sử dụng dưới dạng hình vẽ, bảng biểu giao diện người dùng;
 - + Lớp dữ liệu: Dữ liệu được tiếp nhận từ lớp người dùng thông qua chu trình xử lý dữ liệu (data pipeline), được làm sạch. Dữ liệu sau làm sạch được tổ chức lại một cách hệ thống và lưu trữ tại cơ sở dữ liệu, sẵn sàng cho các tác vụ phân tích. Ngoài ra, dữ liệu sau phân tích cũng đưa về đây để phục vụ việc lưu trữ và trực quan hoá.



Hình 1. Quy trình xây dựng ứng dụng/sản phẩm số

3. Xây dựng sản phẩm/ứng dụng số

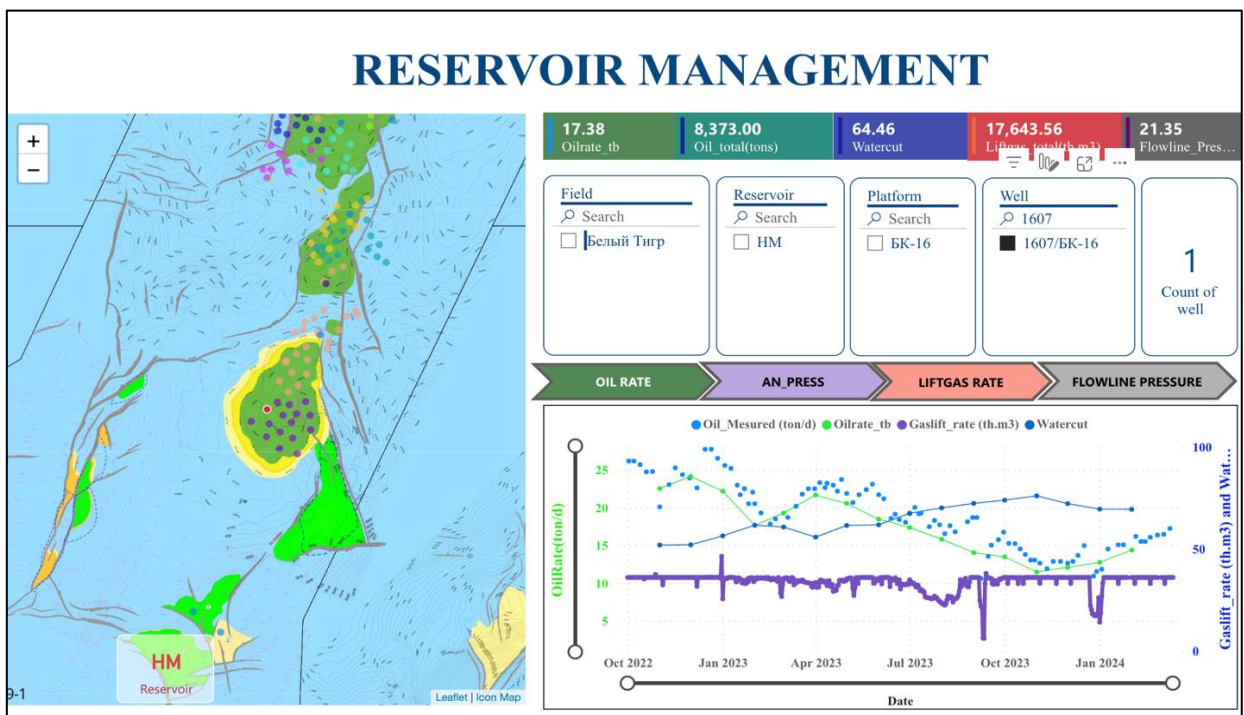
3.1. Tổ chức dữ liệu, xây dựng mô hình và thiết lập dòng dữ liệu

Dữ liệu được cập nhật từ người dùng, được qua công cụ làm sạch dữ liệu, loại bỏ các thông tin không quan trọng như các giếng khí, các giếng đã ngừng làm việc hoặc các trường dữ liệu không quan trọng. Các thông tin và ký hiệu được trên mô hình dữ liệu chuẩn hoá sang ngôn ngữ thông dụng (tiếng Anh). Dữ liệu sau khi làm sạch, được lưu trữ dưới dạng bảng trên khu vực database. Dữ liệu được tự động làm mới theo lịch trình hoặc khi có cập nhật từ người sử dụng. Các tập dữ liệu cho các vùng quan tâm được tạo lập như vùng xác định giếng có lưu lượng dầu thay đổi, độ ngập nước thay đổi, áp suất KKVX thay đổi. Các tập dữ liệu (data set) được kết nối qua mô hình dữ liệu (data model) với một số thông tin chung được xác định như thời gian, tên giếng, tên mỏ và tọa độ (UniqueID). Dữ liệu được qua các hàm tính toán và chuyển đổi đã xây dựng. Kết quả sau đó được cập nhật vào database với các thông tin tương ứng, kết nối với các tập dữ liệu qua mối quan hệ đã được thiết lập (dataflow).

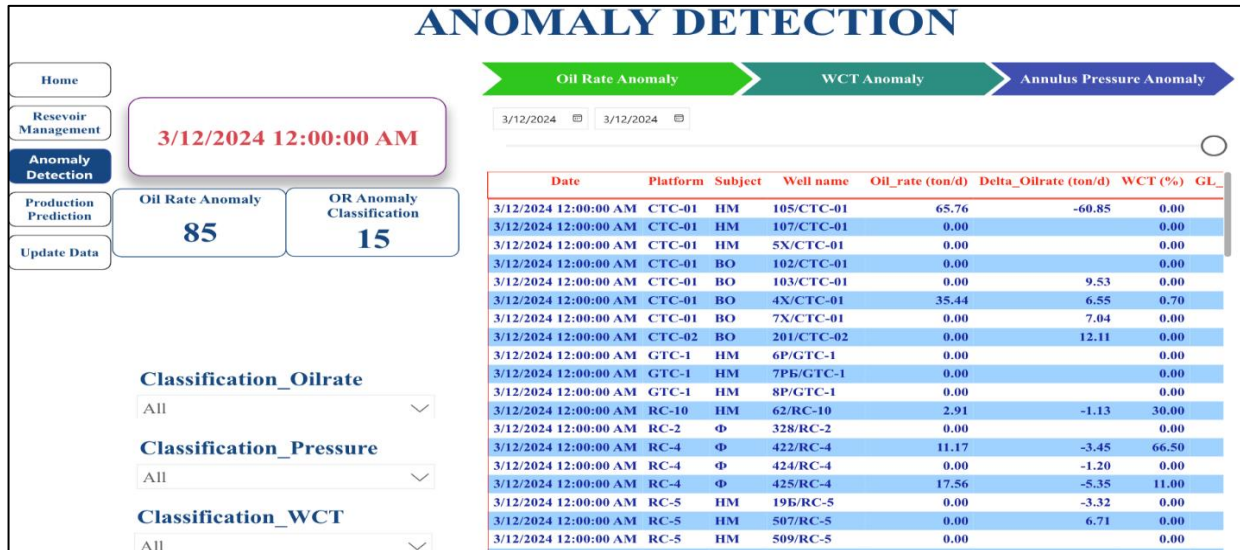
3.2. Trực quan hoá dữ liệu

Mục tiêu của trực quan hoá dữ liệu giúp đơn giản hoá và dễ hiểu hơn các thông tin đã được xây dựng trong database. Sử dụng công cụ PowerBI giúp dễ dàng biểu diễn dữ liệu dưới dạng bảng hoặc các biểu đồ đường, biểu đồ cột, biểu đồ tròn... giúp nhanh chóng truyền tải thông tin và kết quả tính toán tới người sử dụng. Ưu điểm của công cụ này là báo cáo được liên tục làm mới khi có cập nhật dữ liệu. Ngoài ra, công cụ cho phép người dùng tương tác động với các bảng biểu để lọc dữ liệu, xem chi tiết...

Ngoài ra, báo cáo cũng tích hợp các bản đồ số thông minh biểu diễn vị trí giếng, thông tin khai thác cơ bản. Nhóm tác giả đã thực hiện chuyển đổi hệ tọa độ bản đồ phân cấp tài nguyên tầng chứa sản phẩm, gán tọa độ và chuyển đổi định dạng bản đồ, thực hiện nạp dữ liệu bản đồ và nhúng vào nền tảng PowerBI.



Hình 2. Cửa sổ giúp theo dõi thông tin khai thác mỏ



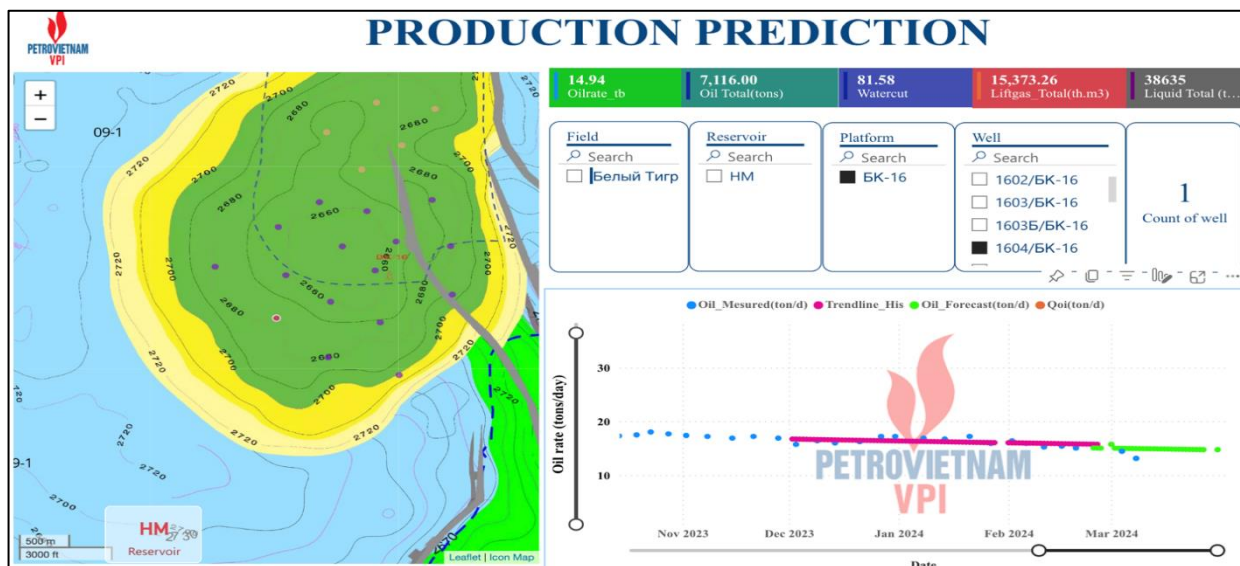
Hình 3. Kết quả xác định giếng có lưu lượng dầu khai thác thay đổi bất thường

3.3. Tự động hoá dòng dữ liệu

Lịch trình cập nhật tự động của hệ thống được xây dựng tùy biến với hai trường hợp, chạy theo thời gian định sẵn hoặc khi xác thực có dữ liệu mới được cập nhật từ người dùng. Nhằm tự động hoá toàn bộ chu trình làm việc, chế độ tự động nhận diện dữ liệu mới được thiết lập nhằm tự động hoá quá trình tính toán và cập nhật kết quả tính toán trên giao diện sử dụng của người dùng. Ngoài ra, kết quả xác định danh sách các giếng có trạng thái làm việc không ổn định được thiết lập gửi kết quả tự động tới email của các cá nhân có trách nhiệm liên quan.

3.4. Bổ sung tính năng

Bên cạnh các tính năng xác định chế độ làm việc của giếng và phát hiện bất thường, ứng dụng sản phẩm còn được bổ sung tính năng dự báo khai thác theo hàm đường cong suy giảm truyền thống. Công cụ được thiết lập tự động tìm xu hướng trong lịch sử dữ liệu và áp dụng xu hướng này cho khoảng dự báo tiếp theo. Dựa trên kết quả dự báo khai thác, người dùng dễ dàng xem xét và đánh giá trạng thái khai thác và dự báo được lưu lượng khai thác của các giếng trong thời gian tiếp theo.



Hình 4. Dự báo khai thác giếng làm việc trong giai đoạn tiếp theo

KẾT LUẬN

Sản phẩm sau khi được hoàn thiện và chạy thử (11/2023), được triển khai giai đoạn dùng thử, đồng thời tối ưu hoá tính năng và cập nhật theo thực tế sử dụng. Trong đó, ứng dụng đã đạt được một số kết quả chính như sau:

- Công cụ giúp hỗ trợ Chuyên gia địa chất – khai thác trong công tác theo dõi, xác định chế độ làm việc của giếng;
- Dữ liệu và kết quả tính toán được trực quan hoá, có khả năng tự động theo chu trình khép kín được thiết lập;
- Ứng dụng được cung cấp được phân cấp quyền sử dụng, quản lý truy cập, xây dựng và quản trị kết nối;
- Qua thời gian sử dụng thực tế, ứng dụng hỗ trợ các chuyên gia địa chất – khai thác trong quá trình theo dõi trạng thái làm việc giếng khai thác, nhanh chóng thực hiện các công việc phân tích chuyên sâu nhằm xác định nguyên nhân và giải pháp đưa giếng làm việc như ban đầu.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Cẩm nang chuyển đổi số, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
2. Sơ đồ công nghệ hiệu chỉnh khai thác và xây dựng mỏ bạch hổ, lô 09-1 năm 2018.
3. Hồ Nam Chung, Xí nghiệp Khai thác dầu khí: Hiện trạng và định hướng phát triển, tạp chí Năng lượng Việt Nam, 2022
4. Ebook, sáng tạo sản phẩm số, Viện Dầu khí Việt Nam, 2023.

NGHIÊN CỨU CHẾ TẠO VÀ ỨNG DỤNG HỆ HÓA PHẨM KHỬ NHỮ VPI-DEMUL NHẪM TÁCH NƯỚC KHỎI DẦU THÔ TRONG QUÁ TRÌNH VẬN CHUYỂN DẦU TẠI MỎ BẠCH HỔ

Hoàng Linh Lan, Lê Thị Thu Hương, Hà Thu Hương,
Hoàng Long, Nguyễn Minh Quý
Viện Dầu khí Việt Nam

TÓM TẮT

Trong khai thác dầu khí, nhũ tương nước trong dầu được hình thành do tác động của dòng chảy rối kết hợp với sự có mặt của các tác nhân tạo nhũ, làm bền nhũ. Việc hình thành nhũ tương sẽ làm dòng chất lưu bị tăng độ nhớt, gây cản trở dòng chảy dẫn đến sản lượng bị suy giảm cũng như chất lượng dầu khi xử lý không đạt tiêu chuẩn để vận chuyển và xuất bán thương mại, làm giảm giá thành xuất bán dầu thô. Do vậy, nước cần được tách ra để đảm bảo chất lượng dầu thô cho các công đoạn tiếp theo. Bài báo này trình bày các kết quả nghiên cứu chế tạo và đánh giá tính chất hóa lý của hệ hóa phẩm khử nhũ tương nước trong dầu VPI-Demul do Viện Dầu khí Việt Nam sản xuất. Hệ hóa phẩm này đã được thử nghiệm thực tế ở giàn CTP-2 Vietsovetro, kết quả cho thấy trong quá trình thử nghiệm, hoạt động của hệ thống thu gom vận chuyển dầu tại CTP-2 và UBN VSP-01 hoạt động bình thường, không làm suy giảm chất lượng của dầu thương phẩm, không ảnh hưởng đến chất lượng xử lý dầu của hóa phẩm khai thác khác, hàm lượng nước còn lại trong dầu và hàm lượng dầu trong nước thải nằm trong giới hạn cho phép. Hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul được Vietsovetro khuyến nghị tiếp tục thử nghiệm trên toàn mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng.

Từ khóa: hóa phẩm khử nhũ, nhũ tương nước trong dầu, keo tụ.

GIỚI THIỆU

Trong khai thác dầu khí, hiện tượng nhũ tương là một trong số những vấn đề nghiêm trọng trong vận chuyển, tàng trữ và chế biến dầu khí. Nhũ tương nước trong dầu được hình thành trong quá trình khai thác do dòng chảy rối, chảy bất đối xứng kết hợp với các tác nhân hữu cơ có sẵn trong dầu như resin, asphaltene và các chất có tác nhân bề mặt tạo nên nhũ tương nước trong dầu rất bền vững. Việc hình thành nhũ tương sẽ làm dòng chất lưu bị tăng độ nhớt, tăng nguy cơ gây ăn mòn đường ống, thiết bị và gây cản trở dòng chảy dẫn đến sản lượng bị suy giảm cũng như chất lượng dầu khi xử lý không đạt tiêu chuẩn để vận chuyển và xuất bán thương mại. Do vậy, nước cần được tách ra để đảm bảo chất lượng dầu thô cho các công đoạn tiếp theo. Để khử nhũ tương nước trong dầu thô có thể sử dụng phương pháp cơ học, điện hoặc sử dụng hóa chất, trong đó, phổ biến và được sử dụng nhiều nhất là sử dụng các hóa phẩm khử nhũ.

Trong các công trình khai thác dầu khí xa bờ ở Việt Nam, chất khử nhũ (demulsifiers) thông thường được bơm vào các vị trí trước khi đưa hệ chất lưu đa pha dầu-khí-nước vào hệ thống xử lý và bình tách nhằm đảm bảo chất lượng dầu trong quá trình vận chuyển và xuất bán có hàm lượng nước trong dầu phải nhỏ hơn 0,5%. Sử dụng chất khử nhũ cho dòng chất lưu dầu-khí-nước sẽ làm giảm độ nhớt của hệ chất lưu ba pha do hạn chế sự hình thành nhũ tương trong vận chuyển, tàng trữ cũng như tách nước khỏi dầu. Quá trình xử lý này sẽ làm giảm lực đẩy cho hệ chất lưu, tăng gia tốc cho dòng chất lưu, từ đó làm tăng lưu lượng vận chuyển của dầu cũng như gia tăng sản lượng khai thác dầu.

1. Thực nghiệm

1.1. Đánh giá hiệu quả tách nước/khử nhũ

Hiệu quả tách nước/khử nhũ được đánh giá bằng phương pháp bottle test theo tiêu chuẩn VSP-000-KTSX-626 của Liên doanh Việt – Nga Vietsovpetro.

1.2. Phân tích thành phần dầu

Thành phần các chất có trong sản phẩm dầu được xác định bằng phương pháp sắc ký khí trên máy sắc ký khí Agilent 7890A., cột mao quản HP1. Nồng độ của mỗi cấu tử được xác định thông qua diện tích của pic trên sắc ký đồ khi phân tích mẫu và hệ số quy đổi RF thu được khi phân tích mẫu chuẩn.

1.3. Xác định nhiệt độ đông đặc và độ nhớt hiệu dụng của mẫu dầu thô

- Nhiệt độ đông đặc của dầu thô được xác định theo tiêu chuẩn ASTM D97 bằng thiết bị đo tự động MP-852.
- Độ nhớt hiệu dụng của dầu thô (sự phụ thuộc độ nhớt vào nhiệt độ) được xác định trên thiết bị đo kiểu rô to Rotovisco RV-20. Mẫu dầu thô được gia nhiệt đến 65°C, sau đó được làm lạnh với tốc độ 0,15°C/phút tại tốc độ trượt không đổi 50s⁻¹. Sử dụng nhớt kế VT-550 của HAAKE để đo độ nhớt trong quá trình làm lạnh và đường cong thể hiện quan hệ độ nhớt hiệu dụng – nhiệt độ được vẽ tự động trên máy tính bằng phần mềm HAAKE RheoWin 4.0.

1.4. Xác định hàm lượng ion Ca²⁺, Mg²⁺, Fe⁺ trong nước

Hàm lượng các ion Ca²⁺, Mg²⁺, Fe²⁺ trong nước được xác định lần lượt theo tiêu chuẩn TCVN 6198, TCVN 6224 và TCVN 6177.

1.5. Xác định tốc độ ăn mòn

Tốc độ ăn mòn của mẫu thép trong dung dịch thử nghiệm là nước tách tại giàn được xác định trên thiết bị đo điện hóa PARSTART 2273. Thiết bị này sẽ áp đặt chế độ quét thế đã được lựa chọn và vẽ đường cong phân cực - Quan hệ giữa điện thế quét và dòng điện phản hồi. Từ đó, phần mềm trong máy sẽ xác định tốc độ ăn mòn trong mẫu lỏng.

Hiệu quả bảo vệ chống ăn mòn được tính theo công thức sau:

$$\text{Hiệu quả bảo vệ chống ăn mòn} = \frac{V_0 - V}{V_0} \times 100(\%)$$

Trong đó: V_0 là tốc độ ăn mòn của dung dịch không có hóa phẩm khử nhũ, mm/năm;

V là tốc độ ăn mòn của dung dịch có hóa phẩm khử nhũ, mm/năm.

1.6. Xác định hàm lượng dầu trong nước vỉa thái

Hàm lượng dầu trong nước vỉa thái được xác định theo phương pháp hấp thụ hồng ngoại, sử dụng máy quang phổ OCMA-350. Độ truyền qua của mẫu dung dịch ở 400 nm được so sánh với mẫu có hàm lượng dầu biết trước đã được cài đặt sẵn trong thiết bị.

2. Kết quả và thảo luận

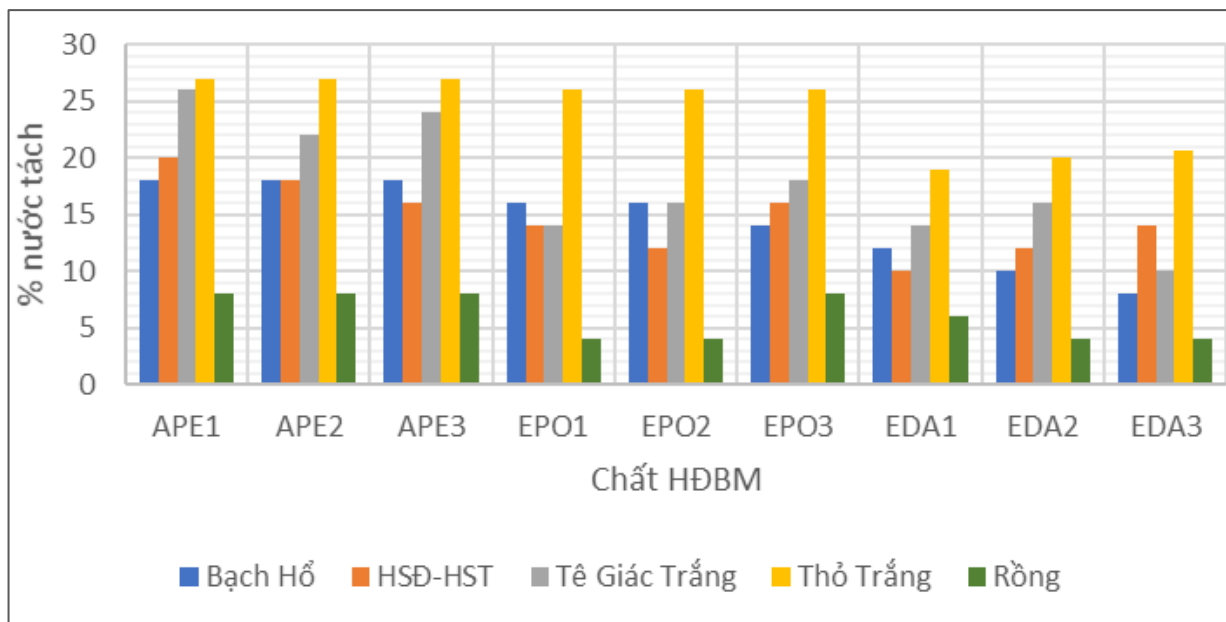
2.1. Chế tạo hệ hóa phẩm khử nhũ

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

- Thành phần có tính năng keo tụ: là các chất hoạt động bề mặt (HĐBM) không ion có khối lượng phân tử lớn đi từ dẫn xuất alkoxylate như: Alkylphenol ethoxylate, copolymer EO/PO, glycerine alcoxylate,...
- Thành phần hoạt tính pha liên diện cao và khuếch tán nhanh (chất xúc tiến): các hợp chất alkyl sulfonates, methyl trioctyl ammonium chloride, butyl acrylate,...
- Các dung môi dẫn: xylen, toluen và naphta aromatic nặng, các hợp chất chứa nhóm -OH tan trong nước như metanol, butanol-2, propanol-2, etandiol-1,2,...

2.1.1. Nghiên cứu đánh giá, lựa chọn chất hoạt động bề mặt có tính năng keo tụ

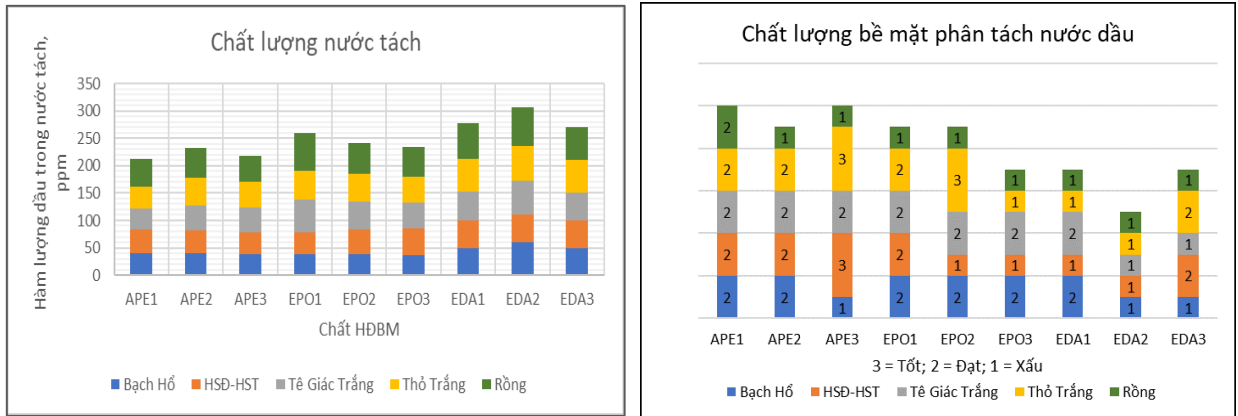
Theo các công trình nghiên cứu đã được công bố trên thế giới, chất HĐBM là các polyme keo tụ có khối lượng phân tử lớn được cho là thành phần có tính năng quan trọng nhất. Các chất HĐBM này khi phân tán trong dầu thô có tác dụng làm thay đổi sức căng bề mặt giữa các giọt nước và làm mất ổn định hệ thống nhũ tương nước/dầu bằng cách phá vỡ lớp màng bao quanh các hạt nhũ. Nhờ lực tương tác phân tử các giọt nước sẽ tiến lại gần nhau hơn và tạo hiện tượng keo tụ. Với mục đích khử nhũ, các chất HĐBM Alkylphenol ethoxylate (APE1, APE2, APE3), Copolyme EO/PO (EPO1, EPO2, EPO3) và Ethylendiamin alkoxylate (EDA1, EDA2, EDA3) với dải khối lượng phân tử từ 10.000 - 120.000 và chỉ số tan tương đối RSN nằm trong khoảng 8 - 15 đã được lựa chọn. Những chất HĐBM này được đánh giá hiệu quả khử nhũ ở nhiệt độ 65°C với định lượng đánh giá là 50ppm hóa phẩm trong dầu thô đại diện của 5 mỏ Bạch Hổ, Hải Sư Trắng/Hải Sư Đen, Thổ Trắng, Tê Giác Trắng, Rồng.



Hình 1. Kết quả khử nhũ theo thời gian của các loại chất HĐBM có tính keo tụ sau 180 phút

Chất lượng nước tách được đánh giá bằng hàm lượng dầu trong nước tách. Chất lượng bề mặt phân tách dầu/nước được đánh giá bằng trực quan theo 3 mức độ: tốt (T), đạt (Đ), xấu (X). Kết quả đánh giá hiệu khử nhũ của các loại chất HĐBM keo tụ trong cả 5 mẫu dầu cho thấy:

- Dòng chất HĐBM APE cho lượng nước tách ra nhiều nhất, chất lượng nước tách và chất lượng bề mặt phân tách nước/dầu tốt nhất;
- Dòng chất HĐBM EPO có tốc độ tách nước tốt nhất.

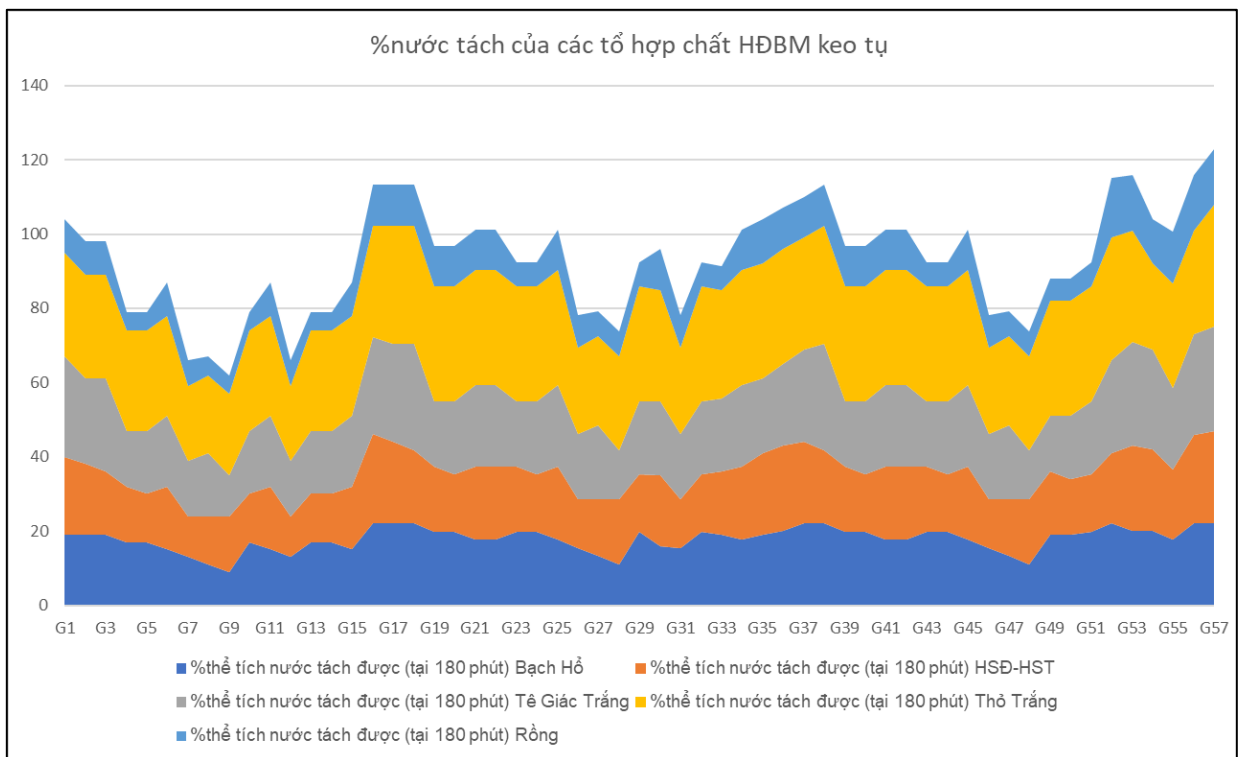


Hình 2. Chất lượng nước tách và bề mặt nước tách của các loại chất HDBM có tính keo tụ đối với 05 mẫu dầu: nhiệt độ 65°C, nồng độ 50ppm

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

$$\text{Số tổ hợp chất HDBM} = C_6^2 + C_6^3 + C_6^4 + C_6^5 + 1 = 15 + 20 + 15 + 6 + 1 = 57 \text{ tổ hợp}$$

Kết quả đánh giá hiệu quả khử nhũ của 57 tổ hợp chất HDBM keo tụ được thể hiện trong hình 3 cho thấy, tổ hợp các thành phần từ các nhóm khác nhau sẽ tốt hơn một dòng chất, điều này phù hợp với tài liệu đã công bố rằng các gốc polyme khác nhau trong tổ hợp có tác dụng đồng thời lên các thành phần khác nhau của dầu, dẫn đến tăng hiệu quả khử nhũ của tổ hợp. Do đó tổ hợp chất khử nhũ có 6 thành phần chất HDBM keo tụ (G57) được lựa chọn để tiến hành tối ưu hóa tỷ lệ các chất trong tổ hợp với các tỷ lệ thể tích như trong bảng 1.



Hình 3. Hàm lượng nước tách của 57 tổ hợp chất HDBM trên 5 mẫu dầu đại diện

Bảng 1. Tỷ lệ tổ hợp 6 chất HDBM keo tụ

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

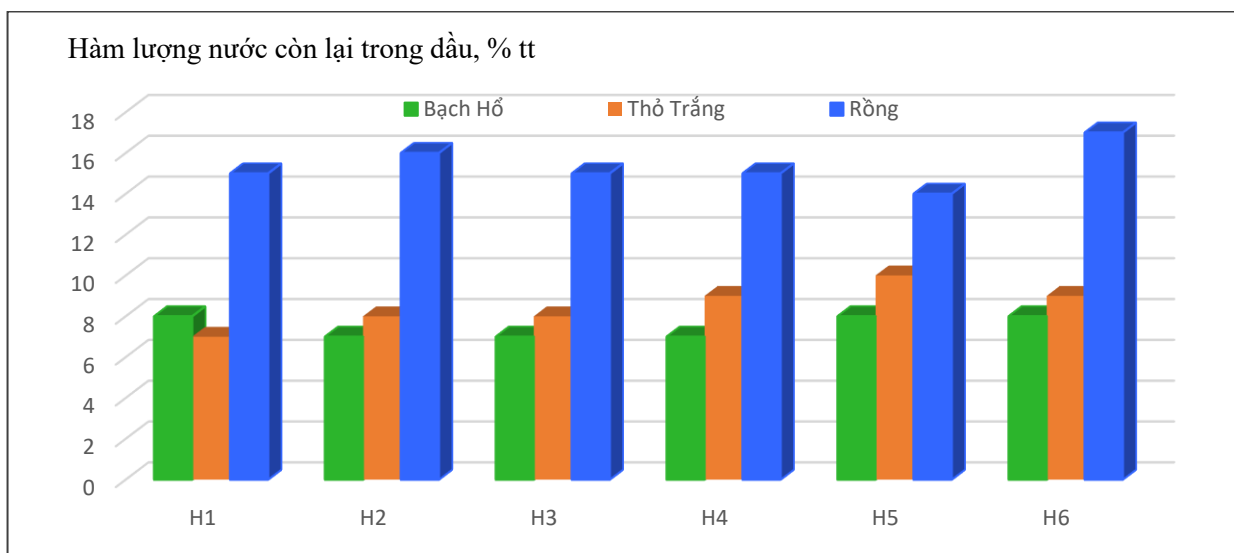
Các tổ hợp thu được được xác định một số thông số hóa lý nhằm lựa chọn tỷ lệ tối ưu, kết quả được trình bày ở bảng 2.

Bảng 2. Tính chất cơ bản của các tổ hợp chất HDBM keo tụ

Tổ hợp	RSN	Sức căng bề mặt (dyn/cm)	Tính lưu biến (E, dyn/cm)	Tốc độ khuếch tán (D, cm ² /s)
H1	10	7,86	8,320	15,20 x 10 ⁻⁴
H2	10,3	8,56	6,356	30,10 x 10 ⁻⁴
H3	10,2	9,09	9,738	25,00 x 10 ⁻⁴
H4	9,6	8,86	8,320	15,20 x 10 ⁻⁴
H5	10,1	7,53	7,146	19,20 x 10 ⁻⁴
H6	10,2	7,98	8,250	20,20 x 10 ⁻⁴

Một chất khử nhũ nước/dầu hiệu quả phải tan hoàn toàn trong pha dầu, thể hiện ở chỉ số RSN nhỏ hơn 13, có tốc độ khuếch tán cao tức là có khả năng di chuyển nhanh tới bề mặt phân chia dầu nước, có khả năng làm suy giảm mạnh sức căng bề mặt của giọt nước trong pha dầu và đặc biệt phải có tính lưu biến bề mặt phân chia thấp tức là khả năng làm giảm mạnh độ đàn hồi của lớp màng dầu bao quanh các giọt nước. Từ kết quả ở bảng 2 nhận thấy tốc độ khuếch tán của H2 là lớn nhất, H1 có tốc độ khuếch tán nhỏ nhất. H2 có tính lưu biến màng dầu nhỏ nhất và tốc độ khuếch tán tương đối cao so với các hỗn hợp. Tuy nhiên hiệu quả của các tỷ lệ phối trộn phải được kiểm chứng bằng hiệu quả tách pha cuối cùng.

Trên cơ sở các loại chất HDBM keo tụ được lựa chọn khảo sát hiệu quả khử nhũ của các tổ hợp này với mẫu dầu đại diện của VietsovPetro là Bạch Hồ, Thổ Trắng và Ròng, kết quả được thể hiện trên hình 4.



Hình 4. Kết quả khử nhũ theo thời gian của các tổ hợp chất HDBM keo tụ sau 180 phút

Tiến hành mô hình hóa trên cơ sở xây dựng ma trận quy hoạch hóa thực nghiệm nhằm xác định tỷ lệ tối ưu giữa các thành phần. Phần mềm tự động tiến hành các thí nghiệm lặp lại và đưa ra kết quả của hàm mục tiêu là hàm lượng nước tách pha lớn nhất, từ đó thiết lập được tỷ lệ thành phần tối ưu các chất HDBM keo tụ trong chất khử nhũ như bảng 3.

Bảng 3. Tỷ lệ tối ưu các chất HDBM keo tụ

Mẫu	Tỷ lệ các chất HDBM, %kl					
	APE1	APE2	APE3	EPO1	EPO2	EPO3
TH	8,2	17,6	24,7	16,0	16,0	17,5

2.1.2. Nghiên cứu lựa chọn chất xúc tiến

Thông thường chất khử nhũ thương mại có chứa các chất HDBM khối lượng phân tử thấp, có khả năng di chuyển nhanh đến bề mặt phân chia nước/dầu, thấm ướt và thay đổi độ ổn định của màng dầu tạo điều kiện cho các polyme keo tụ xúc tiến nhanh hơn quá trình phá vỡ màng dầu. Với vai trò đó các chất HDBM khối lượng phân tử thấp này được gọi là “chất xúc tiến”. Tiêu chí để đánh giá hiệu quả của chất xúc tiến là khả năng khuếch tán nhanh tới bề mặt phân chia, khả năng làm suy giảm sức căng bề mặt màng dầu cũng như có khả năng chống lại độ đàn hồi của lớp màng phân chia. Chất HDBM anionic được lựa chọn làm chất xúc tiến vì chúng có khả năng bào mòn lớp màng dầu cao do đầu ưa nước có chứa nhiều điện tích. Dựa trên các tiêu chí đó 5 chất HDBM được khảo sát là: Alkylphenylendiamin (XT1), Sodium Lauryl Ether Sulfat (XT2), Alkylpolyethoxy ethylenesulfonate (XT3), Sodium nonanoyloxybenzenesulfonate (XT4) và Sodium alkyl sulfate (XT5). Một số tính chất cơ bản của 5 chất này được trình bày trong bảng 4.

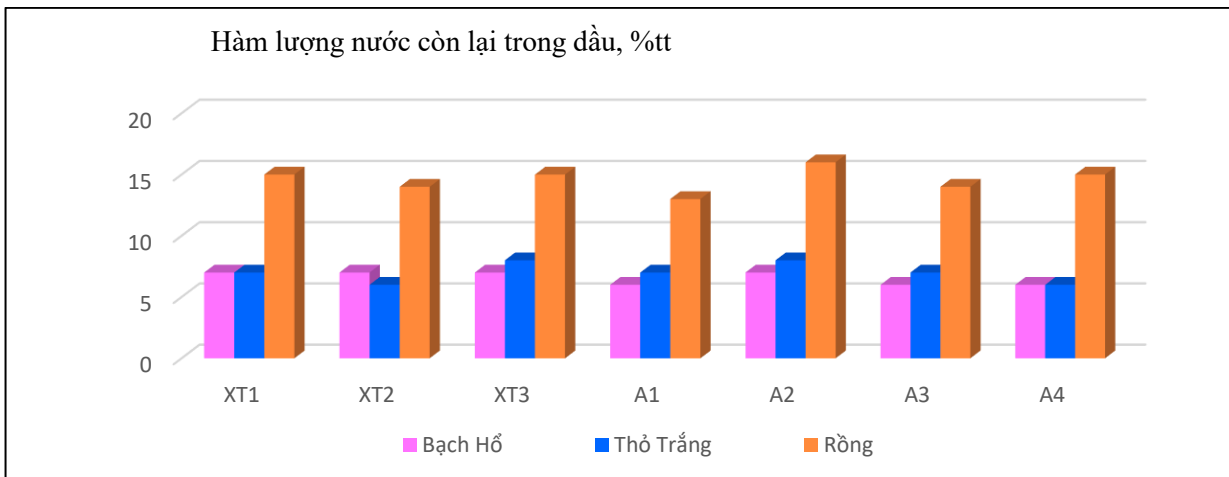
Bảng 4. Tính chất cơ bản của chất xúc tiến

Tính chất	Chất xúc tiến					
	XT1	XT2	XT3	XT4	XT5	XT6
Sức căng bề mặt, mN/m	5,40	5,67	5,67	5,30	5,30	5,50
Tính lưu biến (E, dyn/cm)	22,649	22,643	22,643	20,025	21,045	21,675
Tốc độ khuếch tán, cm ² /s	34x10 ⁻⁴	32x10 ⁻⁴	34x10 ⁻⁴	31x10 ⁻⁴	30x10 ⁻⁴	29x10 ⁻⁴
Chỉ số tan tương đối	15,0	15,5	15,5	14,0	16,0	15,0
Hệ số phân bố Kp	0,020	0,020	0,015	0,030	0,020	0,015

Bảng 5. Tổ hợp phối trộn các chất xúc tiến

Kết quả đánh giá tác động cộng hưởng của chất xúc tiến lên tính năng của polyme keo tụ cho thấy 3 chất xúc tiến có hiệu quả tốt là: XT1, XT2, XT3. Khi tiến hành tổ hợp chất xúc tiến như trong bảng 5 và khảo sát hiệu quả khử nhũ của các tổ hợp này (hình 5) thấy rằng, tổ hợp nào có hàm lượng nước còn lại nhỏ hơn sẽ có hiệu quả khử nhũ cao hơn.

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



Hình 5. Kết quả khử nhũ theo thời gian của các tổ hợp chất xúc tiến sau 180 phút

Thực hiện mô hình hóa trên cơ sở xây dựng ma trận quy hoạch hóa thực nghiệm nhằm xác định tỷ lệ tối ưu giữa các thành phần chất xúc tiến cho thấy vùng tối ưu để thiết lập tỷ lệ thành phần các chất xúc tiến trong chất khử nhũ như sau:

Bảng 6. Tỷ lệ tối ưu các chất xúc tiến

Tổ hợp chất xúc tiến	XT1	XT2	XT3
XT	33,2	33,4	33,4

2.1.3. Nghiên cứu đánh giá, lựa chọn hệ dung môi dẫn

Dung môi là một trong những thành phần không thể thiếu trong chất khử nhũ thương mại. Dung môi có tác dụng đồng nhất tất cả thành phần trong chất khử nhũ, giúp các thành phần hoạt động trong chất khử nhũ phân tán hiệu quả trong pha dầu. Thành phần của tổ hợp chủ yếu là các loại polyme chứa các nhóm Alkyl, EO, PO và vòng thơm, do vậy dung môi phù hợp nhất là các loại hydrocacbon thơm như xylene hay toluene. Dung môi là các phân tử rượu đơn chức mạch ngắn như methanol, ethylene glycol, isopropanol được sử dụng như là một thành phần làm tăng độ phân tán của các phân tử polyme cũng như tăng cường hiệu quả khử nhũ nhờ khả năng khuếch tán vào bên trong các hạt nhũ tương nước/dầu làm đẩy nhanh quá trình keo tụ, tách pha của các giọt nước.

Bảng 7. Độ đồng nhất các phân tử dung môi

Tuy nhiên các loại rượu đơn chức chỉ được sử dụng ở một tỷ lệ nhất định do có bản chất dung môi khác với các loại dung môi thơm. Do vậy cần tiến hành phối trộn dung môi thơm và rượu đơn chức theo các tỷ lệ khác nhau và khảo sát độ đồng nhất để tìm ra tỷ lệ sử dụng tối ưu. Bảng 7 trình bày kết quả khảo sát độ đồng nhất của các loại dung môi thơm và rượu bậc nhất khi pha các phân tử hoạt tính ở các tỷ lệ khác nhau, trong đó các tỷ lệ dung môi được đánh dấu “+” là dung môi có khả năng hòa tan tốt các thành phần hoạt tính trong chất khử nhũ tương, các tỷ lệ dung môi được đánh dấu “-” là dung môi hòa tan hạn chế các thành phần hoạt tính.

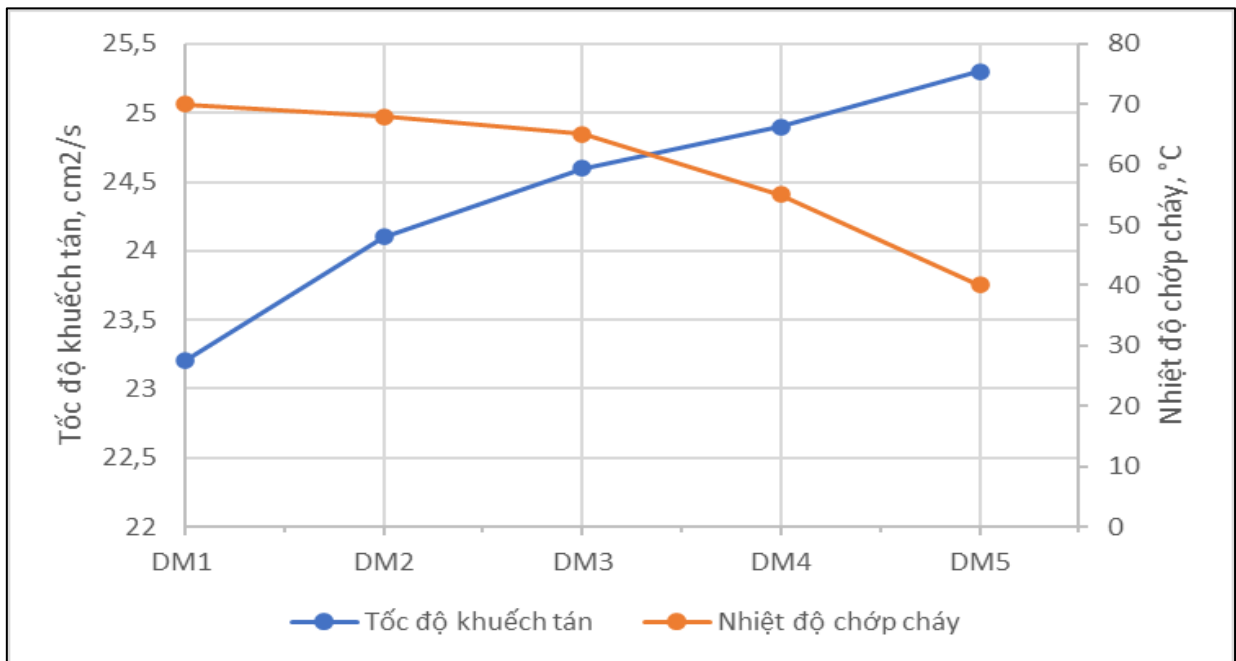
Tỷ lệ hỗn hợp dung môi	1/1	5/1	10/1
Xylene/methanol	-	+	+
Xylene/Isopropanol	-	+	+
Xylene/Ethylene glycol	-	+	+
Toluene/methanol	-	+	+
Toluene/Isopropanol	-	+	+
Toluene/Ethylene glycol	-	+	+

Từ kết quả khảo sát độ đồng nhất các phân tử dung môi thấy rằng khi phối trộn các dung môi hữu cơ và rượu đơn chức theo tỷ lệ 5/1 trở lên thì hòa tan tốt các thành phần hoạt tính trong chất khử nhũ. Để đánh giá tác dụng của dung môi tiến hành xác định tốc độ khuếch tán của thành phần chất khử nhũ khi hòa tan dung môi, kết quả được chỉ ra trong bảng 8.

Bảng 8. Tốc độ khuếch tán của các thành phần chất khử nhũ khi hòa tan dung môi

Tỷ lệ dung môi	Tốc độ khuếch tán (D, cm ² /s)	
	5/1	10/1
Xylene/methanol	25,6 x 10 ⁻⁴	24,6 x 10 ⁻⁴
Xylene/Isopropanol	22,7 x 10 ⁻⁴	21,3 x 10 ⁻⁴
Xylene/Ethylene glycol	20,8 x 10 ⁻⁴	19,6 x 10 ⁻⁴
Toluene/methanol	23,7 x 10 ⁻⁴	22,4 x 10 ⁻⁴
Toluene/Isopropanol	21,3 x 10 ⁻⁴	20,6 x 10 ⁻⁴
Toluene/Ethylene glycol	20,5 x 10 ⁻⁴	19,4 x 10 ⁻⁴

Kết quả xác định tốc độ khuếch tán của các thành phần hoạt tính khi hoàn tan trong dung môi cho thấy ở tỷ lệ dung môi thơm/rượu bậc nhất trong khoảng 5/1 tốc độ khuếch tán các thành phần hoạt tính lớn nhất. Trong đó các hỗn hợp dung môi xylene/methanol, xylene/Isopropanol, và toluene/Isopropanol đều cho các kết quả tốc độ khuếch tán tốt. Do xylene, toluene và methanol đều là dung môi dễ bay hơi nên hỗn hợp có nhiệt độ chớp cháy thấp, không an toàn trong việc tàng trữ bảo quản, vì vậy, cần phối trộn các dung môi nhằm đảm bảo tốc độ khuếch tán và nhiệt độ chớp cháy. Tiến hành khảo sát nhiệt độ chớp cháy của tổ hợp dung môi bao gồm hỗn hợp xylene/methanol tỷ lệ 5/1, hỗn hợp toluene/Isopropanol tỷ lệ 5/1 và ethylene glycol theo các tỷ lệ khác nhau sẽ thu được biểu đồ như hình 6.



Hình 6. Tốc độ khuếch tán và nhiệt độ chớp cháy của các tổ hợp dung môi

Sau khi thực hiện mô hình hóa trên cơ sở xây dựng ma trận quy hoạch hóa thực nghiệm sẽ xác định được tỷ lệ thành phần tối ưu các dung môi trong chất khử nhũ như bảng 9.

Bảng 9. Tỷ lệ tối ưu các chất dung môi

Dung môi	Xylene	Toluene	Methanol	Isopropanol	Ethylene glycol
Tỷ lệ, %kl	69,9	13,6	13,2	2,9	0,4

2.1.4. Nghiên cứu tối ưu hóa tổ hợp hệ hóa phẩm khử nhũ tương nước trong dầu VPI-Demul

Từ các kết quả thu được ở trên, tiến hành tối ưu hóa thực nghiệm để xác định tỷ lệ tối ưu các thành phần chất keo tụ, chất xúc tiến và dung môi dẫn trong hệ hóa phẩm khử nhũ và thấy rằng vùng tối ưu để thiết lập, khảo sát các tỷ lệ thành phần trong chất khử nhũ như sau:

- Hàm lượng chất keo tụ: 9,5 – 19,5 % kl
- Hàm lượng chất xúc tiến: 0,3 – 0,5 % kl
- Hàm lượng dung môi: 80 – 90 % kl

Lựa chọn hàm mục tiêu Y (%V) là lượng nước tách pha sau 180 phút thử nghiệm, bài toán được mô hình hóa trên cơ sở xây dựng ma trận quy hoạch hóa thực nghiệm bậc 2 tâm xoay với 3 nhân số khảo sát.

Bảng 10. Điều kiện thí nghiệm tối ưu hóa

Các mức	Hàm lượng chất keo tụ Z_1 , %	Hàm lượng chất xúc tiến Z_2 , %	Hàm lượng dung môi dẫn Z_3 , %
Mức trên (+1)	19,5	0,5	90
Mức cơ sở (0)	14,5	0,4	85
Mức dưới (-1)	9,5	0,3	80
Khoảng biến thiên	5	0,1	5

Dạng tổng quát của phương trình hồi quy bậc 2 có 3 nhân tố như sau:

$$Y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + b_{12}x_1x_2 + b_{23}x_2x_3 + b_{13}x_1x_3 + b_{11}x_1^2 + b_{22}x_2^2 + b_{33}x_3^2$$

Trong đó: b_0 : Hệ số tự do

b_1, b_2, b_3 : Hệ số tuyến tính

b_{12}, b_{23}, b_{13} : Hệ số tương tác đôi

Tiến hành phân tích Anova với độ tin cậy 95%, $\alpha = 0,05$ dựa vào danh sách các hệ số thu được ta có thể loại bỏ các hệ số có $p > 0,05$ và thu được phương trình hồi quy như sau:

$$Y = 94,93 + 0,43x_3 + 1,55x_1^2 + 0,99x_2^2 + 1,53x_3^2$$

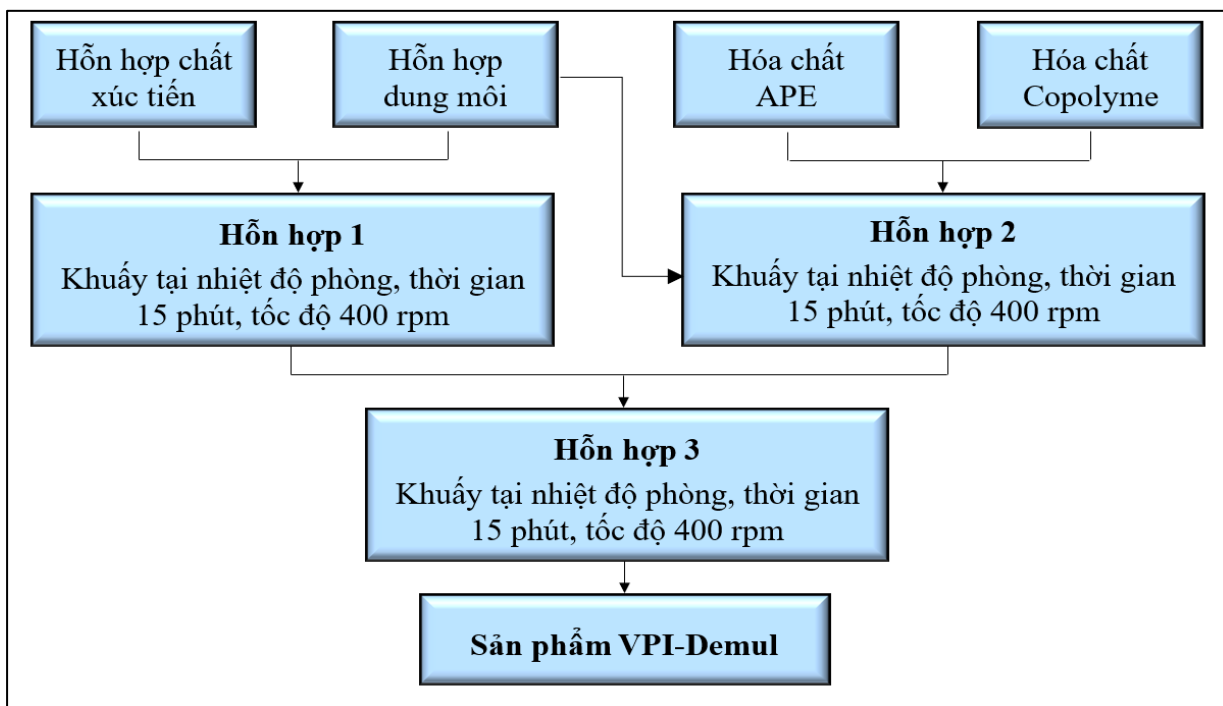
Phần mềm tự động tiến hành các thí nghiệm lặp lại và đưa ra kết quả của hàm mục tiêu như mong muốn là hàm lượng nước tách pha lớn nhất, lớn hơn 99,5%. Kết quả mẫu tối ưu toàn phần thu được sau khi chạy phần mềm ta được lệ thành phần các chất trong hệ hóa phẩm khử nhũ như sau:

- Hàm lượng chất keo tụ: $Z_1 = 11,38\%$
- Hàm lượng chất xúc tiến: $Z_2 = 0,47\%$
- Hàm lượng dung môi dẫn: $Z_3 = 88,15\%$

Sau đó sản phẩm hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul được chế tạo theo sơ đồ khối như hình 7 và được đánh giá tính chất hóa lý, kết quả trình bày ở bảng 11.

Bảng 11. Chỉ tiêu hóa lý của hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul

TT	Tên chỉ tiêu	Yêu cầu cần đạt	Kết quả
1	Tỷ trọng @25°C	0,7 – 1,2	0,991
2	Nhiệt độ đông đặc	<-5	<-60
3	pH	6 – 8	7
4	Cảm quan		Lỏng, màu nâu vàng



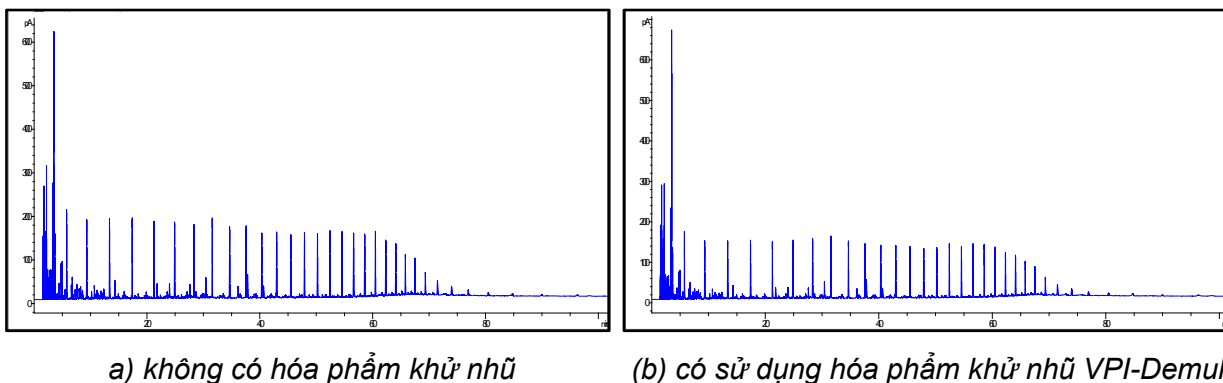
Hình 7. Sơ đồ khối quy trình chế tạo hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul

2.2. Đánh giá ảnh hưởng của hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul đến thành phần dầu thô và một số hóa phẩm khai thác khác

Để đánh giá ảnh hưởng của hệ hóa phẩm khử nhũ chế tạo được đến thành phần dầu và một số hóa phẩm khai thác khác như Deoiler, PPD,..., hóa phẩm khử nhũ được sử dụng ở 50ppm và mẫu dầu thô được lấy tại giàn công nghệ Trung tâm CTP-2 của Vietsovpetro.

2.2.1. Đánh giá ảnh hưởng của hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul đến thành phần dầu thô

Ảnh hưởng của hệ hóa phẩm khử nhũ tương nước trong dầu đến thành phần sản phẩm dầu được đánh giá thông qua sự thay đổi của thành phần các sản phẩm này trong trường hợp không sử dụng hóa phẩm khử nhũ và có sử dụng các hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul. Sắc ký đồ của các mẫu phân tích được chỉ ra trong hình 8, từ các kết quả thu được thấy rằng thành phần của mẫu dầu thô trong trường hợp có sử dụng và không sử dụng hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul gần như không thay đổi. Điều này chứng tỏ hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul không làm ảnh hưởng đến thành phần sản phẩm dầu thô.



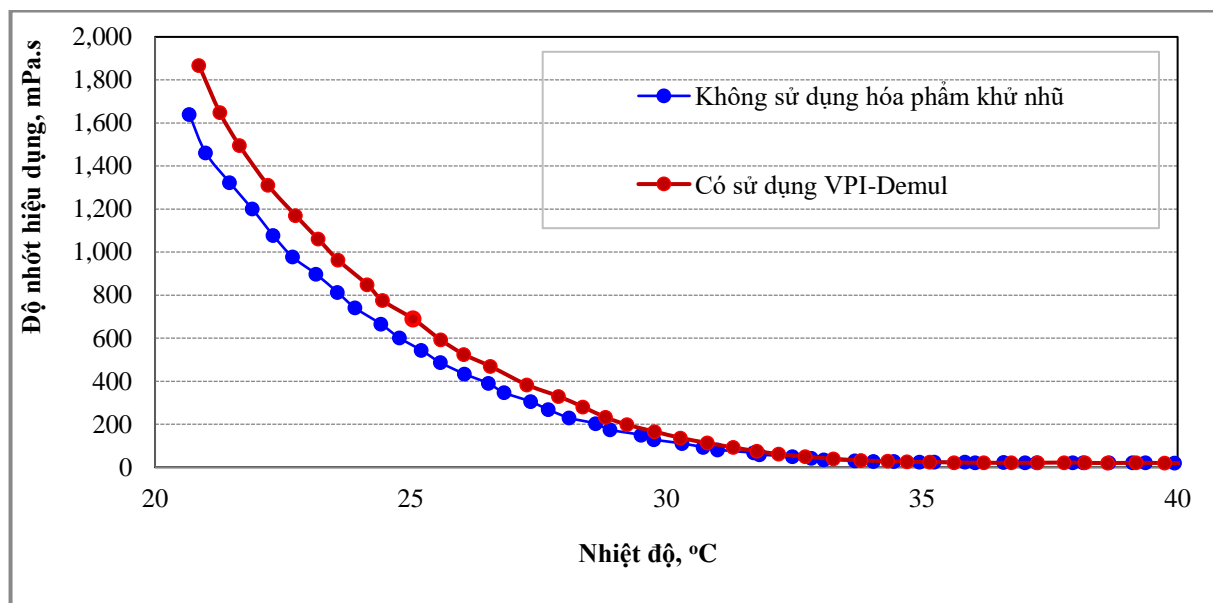
Hình 8. Kết quả phân tích GC mẫu dầu thô

2.2.2. Đánh giá ảnh hưởng của hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul đến hóa phẩm hạ điểm đông đặc

Bảng 12. Nhiệt độ đông đặc của dầu thô trong trường hợp có và không sử dụng hóa phẩm khử nhũ

Nhiệt độ đông đặc và độ nhớt hiệu dụng của dầu đã được xử lý bằng hóa phẩm PPD trong trường hợp có và không có hóa phẩm khử nhũ được thể hiện ở bảng 12 và hình 9.

TT	Tên hóa phẩm	Nhiệt độ đông đặc, °C
1	Không sử dụng hóa phẩm khử nhũ	18
2	Có sử dụng VPI-Demul	18



Hình 9. Độ nhớt hiệu dụng của dầu thô trường hợp có và không có hệ hóa phẩm khử nhũ

Nhận thấy rằng nhiệt độ đông đặc và độ nhớt hiệu dụng của các mẫu dầu trong trường hợp không sử dụng và có sử dụng hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul gần như không thay đổi, tức là hệ hóa phẩm khử nhũ này ảnh hưởng không đáng kể đến tính lưu biến của dầu thô cũng như hiệu quả xử lý của hóa phẩm PPD.

2.2.3. Đánh giá ảnh hưởng của hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul đến hóa phẩm tách dầu trong nước

Kết quả xác định hàm lượng dầu trong nước đã được xử lý bằng hóa phẩm Deoiler trong trường hợp có và không sử dụng hóa phẩm khử nhũ (bảng 13) đã chỉ ra rằng khi sử dụng hóa phẩm VPI-Demul hàm lượng dầu trong nước thải gần như không thay đổi và nằm trong giới hạn cho phép (≤ 40 ppm), chứng tỏ hóa phẩm VPI-Demul không làm ảnh hưởng đến hiệu quả hoạt động của hóa phẩm tách dầu trong nước thải đang được sử dụng tại Vietsovpetro.

Bảng 13. Kết quả xác định hàm lượng dầu trong nước vữa thải trong trường hợp có và không có hóa phẩm khử nhũ

TT	Tên mẫu	Hàm lượng dầu trong nước, ppm
1	Không sử dụng hóa phẩm khử nhũ	39
2	Có sử dụng VPI-Demul	38

2.2.4. Đánh giá ảnh hưởng của hệ hóa phẩm khử nhũ đến hóa phẩm chống đóng cặn

Ảnh hưởng của hệ hóa phẩm khử nhũ hệ hóa phẩm khử nhũ đến hóa phẩm chống đóng cặn được đánh giá thông qua việc xác định hàm lượng Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{2+} còn lại trong nước tách của mẫu dầu thô đã được xử lý bởi hóa phẩm chống đóng cặn trong các trường hợp: không sử dụng hóa phẩm khử nhũ và khi có sử dụng hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul. Nếu hóa phẩm khử nhũ không làm ảnh hưởng đến hiệu quả của hóa phẩm chống đóng cặn thì hàm lượng các ion Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{2+} sẽ không thay đổi hoặc thay đổi không đáng kể. Nếu hóa phẩm khử nhũ gây ảnh hưởng, làm giảm hiệu quả của hóa phẩm chống đóng cặn thì hàm lượng các ion Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{2+} sẽ giảm do các muối canxi, magiê, sắt đã bị kết tủa và tạo cặn vô cơ.

Bảng 14. Hàm lượng các ion Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{2+} còn lại trong nước tách

TT	Tên mẫu	Hàm lượng ion, mg/l		
		Hàm lượng Ca^{2+}	Hàm lượng Mg^{2+}	Hàm lượng Fe^{2+}
1	Không sử dụng hóa phẩm khử nhũ	1.856,57	63,05	34,86
2	Có sử dụng VPI-Demul	1.855,80	62,56	34,90

Rõ ràng rằng, hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul không làm ảnh hưởng đến hiệu quả của hóa phẩm chống đóng cặn, thể hiện ở hàm lượng các ion Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{2+} còn lại trong nước thay đổi không đáng kể trong các trường hợp có và không sử dụng hóa phẩm khử nhũ.

2.2.5. Đánh giá ảnh hưởng của hệ hóa phẩm khử nhũ đến hóa phẩm ức chế ăn mòn

Ảnh hưởng của hệ hóa phẩm khử nhũ tương nước trong dầu đến hóa phẩm ức chế ăn mòn được đánh giá thông qua khả năng ăn mòn của mẫu nước tách đã được xử lý bởi chất ức chế ăn mòn trong các trường hợp có và không sử dụng hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul.

Bảng 15. Tốc độ ăn mòn của mẫu nước có chất ức chế ăn mòn khi có và không có hóa phẩm Demulsifier

Thời gian, phút	Nước không có ức chế ăn mòn và Demul		Nước có sử dụng ức chế ăn mòn + không có Demul		Nước có ức chế ăn mòn + VPI-Demul	
	V_{corr} , mm/năm	Trung bình	V_{corr} , mm/năm	Hiệu quả bảo vệ ăn mòn, %	V_{corr} , mm/năm	Hiệu quả bảo vệ ăn mòn, %
0	0,2157	0,2184	0,1811	17,08	0,1666	23,72
60	0,2187		0,0214	90,20	0,0208	90,48
120			0,0212	90,29	0,0196	91,03
180			0,0210	90,38	0,0194	91,12

Từ kết quả thu được ở bảng 15 có thể thấy rằng tốc độ ăn mòn trong nước có chất ức chế ăn mòn sau khi có bổ sung hóa phẩm khử nhũ khác không đáng kể so với khi chỉ sử dụng hóa phẩm ức chế ăn mòn, hiệu quả bảo vệ ăn mòn cao nhất trong cả hai trường hợp đều đạt trên 90%. Điều này cho thấy sản phẩm hóa phẩm khử nhũ sản xuất VPI-Demul tương thích và không làm ảnh hưởng đến hiệu quả của hóa phẩm ức chế ăn mòn.

2.3. Đánh giá hiệu quả của hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul tại Vietsovpetro

Hoá phẩm khử nhũ VPI-Demul đã được gửi tới phòng thí nghiệm tại Viện NiPi của Vietsovpetro để đánh giá hiệu quả khử nhũ và so sánh với chất khử nhũ đang được sử dụng tại Vietsovpetro là DMO 86318V. Quá trình thử nghiệm được thực hiện với một số mẫu nhũ từ mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng. Bảng 16 và bảng 17 trên đây trình bày kết quả thử nghiệm của 2 mẫu điển hình cho 2 mỏ Bạch Hổ và Rồng. Từ các kết quả thu được, Vietsovpetro đánh giá chất khử nhũ tương VPI-Demul đáp ứng yêu cầu chất lượng và tiếp tục được tiến hành thử nghiệm công

nghiệp tại mỏ của Vietsovpetro. Quá trình thử nghiệm thực tế này được thực hiện tại giàn công nghệ trung tâm CTP-2 từ ngày 23/2/2023 đến ngày 31/3/2023. Trong quá trình thử nghiệm, Vietsovpetro sẽ dùng bơm hóa phẩm khử nhũ TPS-609 tại giàn CTP-2 và bơm hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul do Viện Dầu khí Việt Nam sản xuất. Yêu cầu đặt ra khi áp dụng thử nghiệm hệ hóa phẩm khử nhũ tương nước trong dầu VPI-Demul là hàm lượng nước còn lại trong dầu tại cửa xả phải <0,5% và hàm lượng dầu trong nước xả biển phải <40ppm. Trước khi tiến hành bơm thử nghiệm, hóa phẩm VPI-Demul cũng đã được Vietsovpetro xác định, tỷ trọng ở 25°C của mẫu VPI-Demul là 0,942 g/cm³ và điểm đông đặc <-40°C, đáp ứng yêu cầu chất lượng của Vietsovpetro.

Bảng 16. Kết quả thử nghiệm trên hỗn hợp nhũ tương số 10 mỏ Bạch Hổ ở 65°C

Mẫu	Nồng độ hóa phẩm khử nhũ, ppm	Lượng nước tách ra (%tt) theo thời gian (phút)										Hàm lượng nước còn lại, %tt	Hiệu quả khử nước, %tt
		5	10	15	30	45	60	90	120	150	180		
DMO 86318V	45	12	18	23	26	28	29	29	29	30	30	12	71
VPI-Demul	45	13	20	28	29	30	32	33	33	34	34	8	81
DMO 86318V	100	13	25	38	39	40	40	40	40	40	40	2	95
VPI-Demul	100	20	28	39	40	40	40	40	40	40	40	2	95

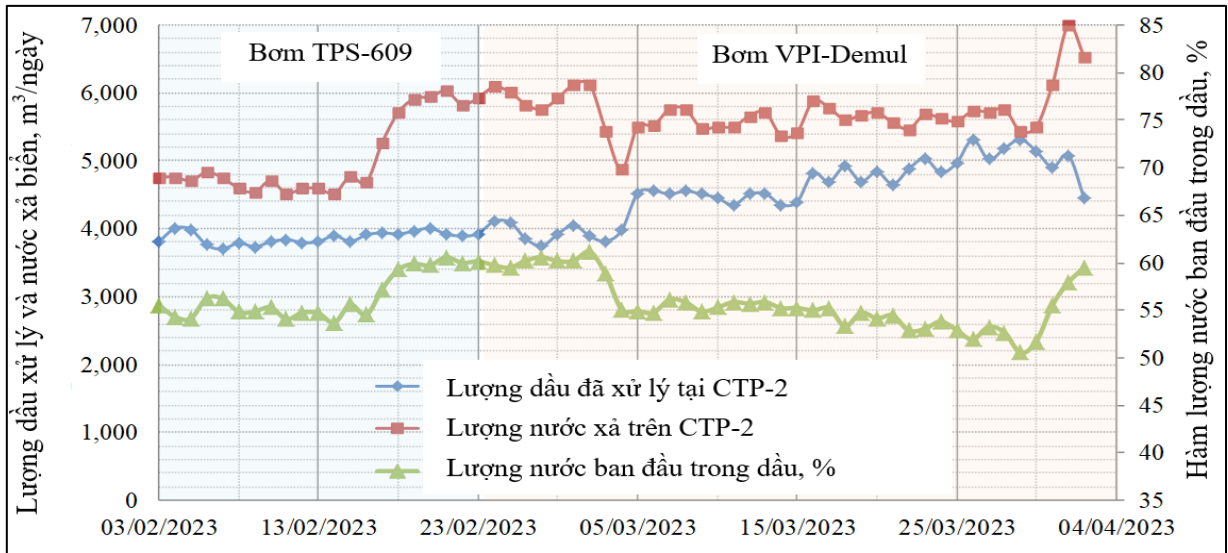
Bảng 17. Kết quả thử nghiệm trên hỗn hợp nhũ tương số 8 mỏ Rồng ở 60°C

Mẫu	Nồng độ hóa phẩm khử nhũ, ppm	Lượng nước tách ra (%tt) theo thời gian (phút)										Hàm lượng nước còn lại, %tt	Hiệu quả khử nước, %tt
		5	10	15	30	45	60	90	120	150	180		
DMO 86318V	60	20	35	50	55	55	56	56	56	56	57	13	81
VPI-Demul	60	31	40	51	56	56	56	56	56	56	57	13	81
DMO 86318V	120	23	38	49	54	55	56	56	56	56	57	13	81
VPI-Demul	120	34	42	55	60	60	60	62	62	62	62	8	89

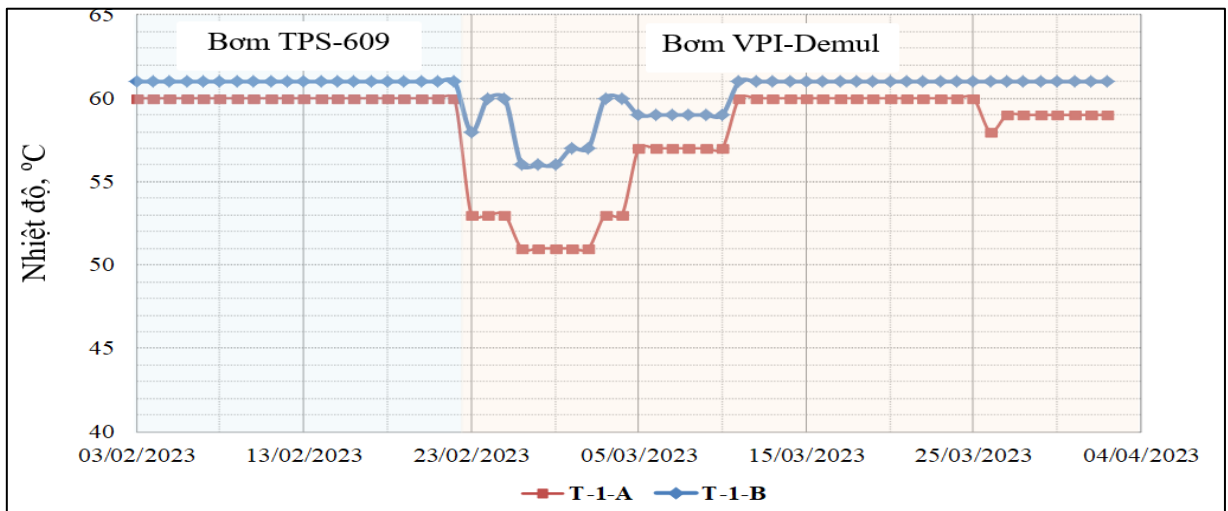
2.3.1. Kết quả thử nghiệm tại giàn CTP-2

Các thông số về lượng dầu xử lý tại CTP-2 và lượng nước xả biển tại CTP-2 từ ngày 03/02/2023 đến ngày 31/03/2023 được trình bày từ hình 10 đến hình 13 và bảng 18.

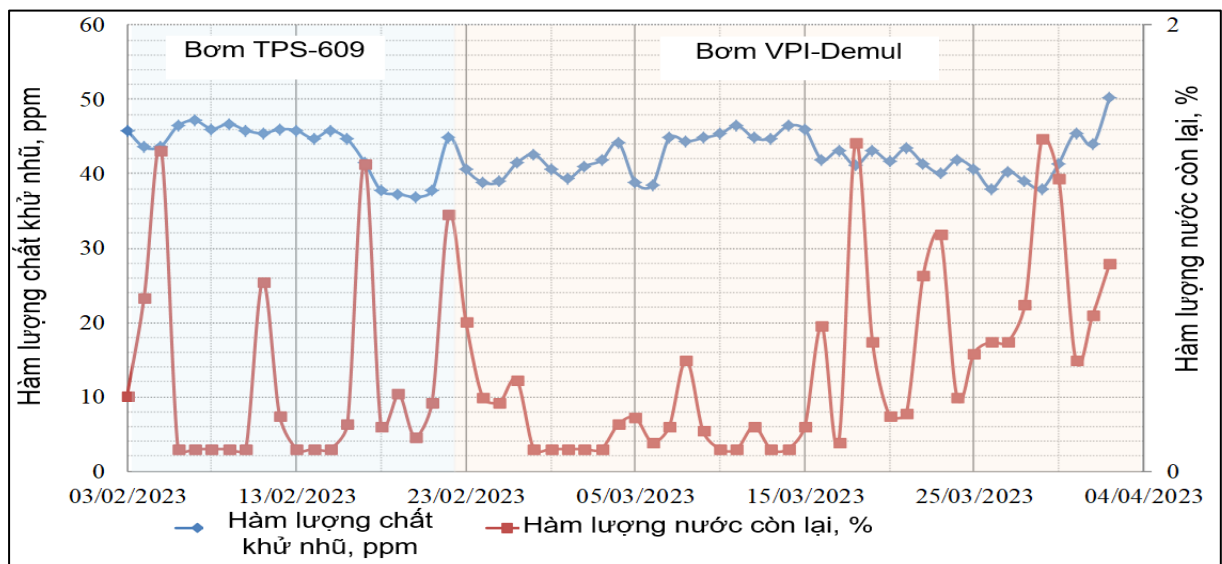
Đồ thị hình 10 cho thấy thể tích chất lỏng đi vào CTP-2 tăng lên đáng kể trong quá trình thử nghiệm và hàm lượng nước trong dầu ở đầu vào CTP-2 giảm đáng kể. Nhiệt độ sản phẩm sau khi gia nhiệt trong các bộ trao đổi nhiệt T-1-A và T-1-B giảm khi bắt đầu thử nghiệm thí điểm và trong nửa sau của thử nghiệm thí điểm, nhiệt độ giống như trước khi thử nghiệm. Kết quả thử nghiệm cũng cho thấy, khi sử dụng hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul, hàm lượng dầu trong nước thải tại CTP-2 nhỏ hơn 40ppm và nằm trong giới hạn cho phép.



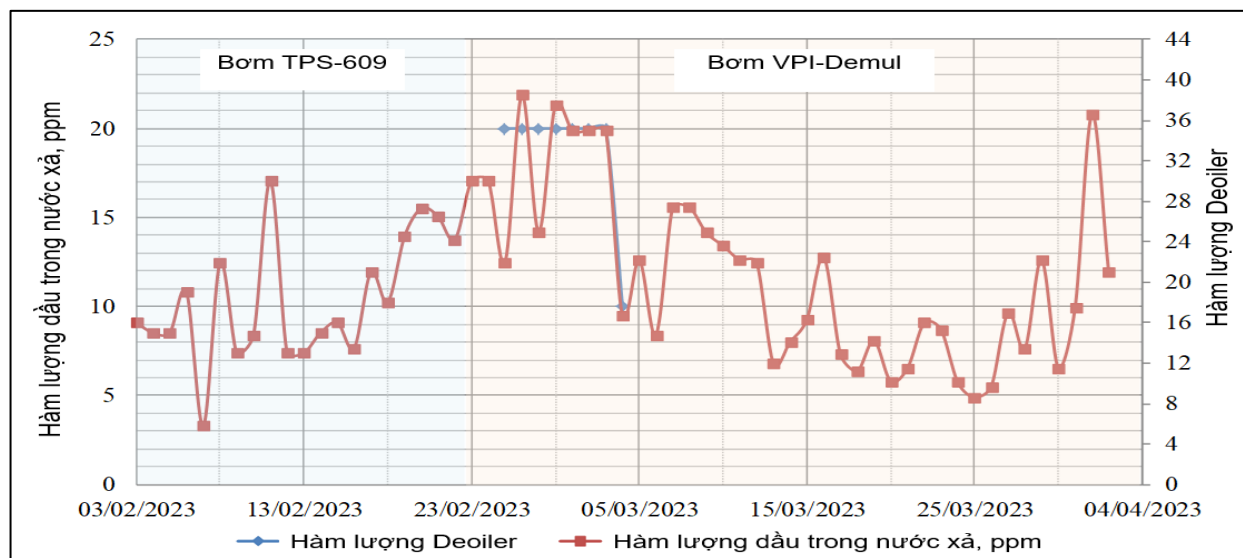
Hình 10. Lượng dầu đi vào và lượng nước xả biển tại CTP-2



Hình 11. Nhiệt độ sản phẩm sau khi gia nhiệt trong thiết bị trao đổi nhiệt



Hình 12. Thông số xử lý dầu tại CTP-2



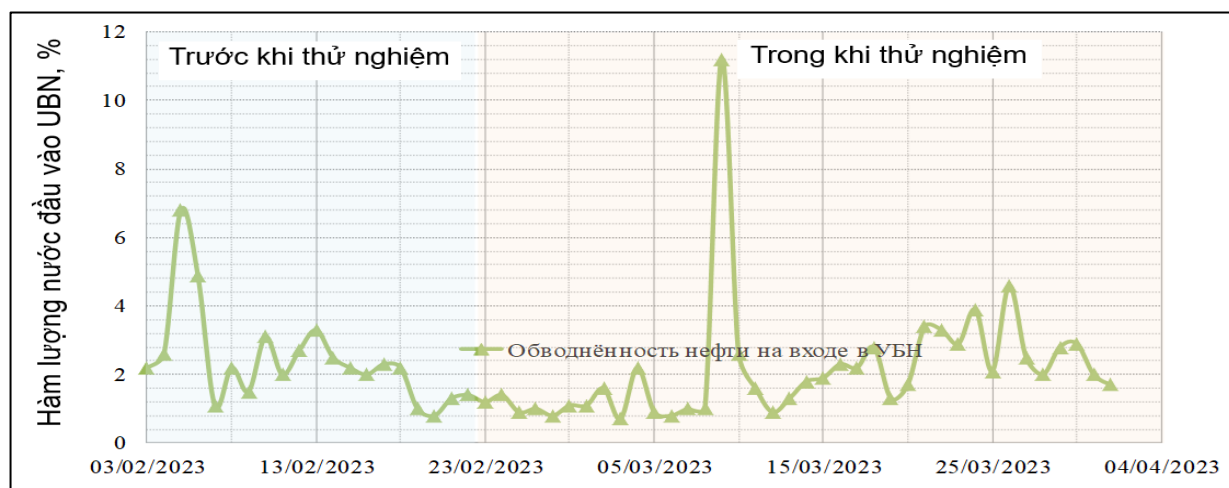
Hình 13. Thông số xử lý nước sản xuất tại CTP-2

Bảng 18. Thông số xử lý dầu trung bình tại CTP-2

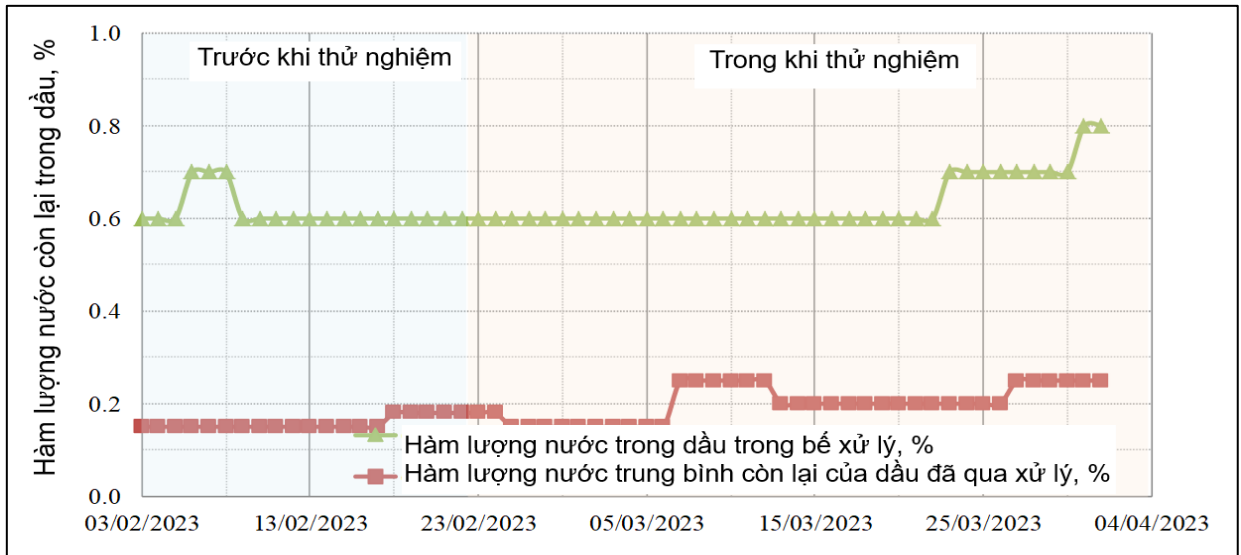
Thông số	Trước khi thử nghiệm	Trong quá trình thử nghiệm
Thời gian thử nghiệm	03/02/2023 – 22/02/2023	23/02/2023 – 31/3/2023
Liều lượng trung bình của chất khử nhũ tương, ppm	44	42
Hàm lượng nước ban đầu trong dầu, %	56	56
Hàm lượng nước trung bình trong dầu tại cửa xả, %	0,41	0,43
Hàm lượng dầu trung bình trong nước, ppm	18,1	20,4
Lưu lượng dầu, m ³ /ngày	3866	4536

2.3.2. Kết quả thử nghiệm tại UBN “VSP-01”

Các thông số xử lý dầu tại VSP-01 UBN trong quá trình thử nghiệm thí điểm được thể hiện trong các hình 14 và 15. Kết quả thử nghiệm hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul cho thấy, hàm lượng nước trung bình trong dầu đã xử lý tại UBN VSP-01 trong quá trình thử nghiệm là: trong bể xử lý: 0,6% và trong dầu đã xử lý: 0,2%.



Hình 14. Hàm lượng nước tại đầu vào UBN VSP-01



Hình 15. Thông số xử lý dầu (hàm lượng nước còn lại) tại UBN VSP-01

Thông qua quá trình thử nghiệm thực tế, Vietsovpetro đã kết luận như sau:

- Trong quá trình thử nghiệm hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul của Viện Dầu khí Việt Nam, hoạt động của hệ thống chuẩn bị sản phẩm (dầu và nước đồng hành) tại CTP-2 và UBN “VSP-01” diễn ra ở chế độ bình thường. Hàm lượng nước còn lại trong dầu và hàm lượng dầu trong nước thải nằm trong giới hạn cho phép.
- Hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul không làm suy giảm chất lượng của dầu thương phẩm và không ảnh hưởng đến chất lượng xử lý dầu bằng các hóa phẩm khai thác khác, chẳng hạn như chất khử nhũ tương dầu trong nước Deoiler.
- Khuyến nghị tiếp tục thử nghiệm thí điểm hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul của Viện Dầu khí Việt Nam trên khắp mỏ Bạch Hổ (CTP-2 và CTK-3) và mỏ Rồng.

KẾT LUẬN

- Đã chế tạo được hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul với thành phần như sau: chất keo tụ: 11,38%kl, chất xúc tiến: 0,47%kl, dung môi dẫn: 88,15%kl;
- Sản phẩm VPI-Demul do Viện Dầu khí Việt Nam chế tạo có các chỉ tiêu hóa lý và hiệu quả khử nhũ đáp ứng yêu cầu kỹ thuật của các nhà thầu dầu khí;
- Kết quả thử nghiệm thực tế hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul tại giàn CTP-2 của Vietsovpetro cho thấy trong quá trình thử nghiệm, hoạt động của hệ thống thu gom vận chuyển dầu tại CTP-2 và UBN VSP-01 hoạt động bình thường, không làm suy giảm chất lượng của dầu thương phẩm, không ảnh hưởng đến chất lượng xử lý dầu của hóa phẩm khai thác khác, hàm lượng nước còn lại trong dầu là 0,43% và hàm lượng dầu trong nước thải nằm trong giới hạn cho phép;
- VPI-Demul có hiệu quả kỹ thuật tương đương với hóa phẩm khử nhũ thương mại TPS-609 mà Vietsovpetro đang sử dụng và được Vietsovpetro khuyến nghị tiếp tục thử nghiệm trên toàn mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng.

LỜI CẢM ƠN

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

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Nahid Hassanshahi, Guangji Hu, and Jianbing Li, (2020) Application of ionic liquids for chemical demulsification: A review, *Molecules* 2020.
2. Murtada M.A., Siti A.H., Luqman C.A., (2018) Overview on petroleum emulsions, formation, influence and demulsification treatment techniques, *Arabian Journal of Chemistry*.
3. R. Zolfaghari, A. Fakhru'l-Razi, L.C. Abullah, S.S. Elnashaie, A.Pendashteh, (2016) Demulsification techniques of water-in-oil and oil-in-water emulsions in petroleum industry, *Sep. Purif. Technol.*, 170 (2016), p. 377-407.
4. D. Nguyen, N. Sadeghi, C. Houston, (2012) Chemical interactions and demulsifier characteristics for enhanced oil recovery applications, *Energy Fuels*, 26 (5), p. 2742-2750.
5. Atta, Ayman M, Ismail, H. S, Elsaeed, A. M, Fouad, R. R, Fada, A. A, Abdel-Rahman, A. A, (2013) Preparation and Application of Nonionic Polypropylene Oxide-graft-Polyethylene Glycol Copolymer Surfactants as Demulsifier for Petroleum Crude Oil Emulsions, *Journal of Dispersion Science and Technology*, Vol 34, p.161-172.
6. Malcolm A. Kelland, (2009) *Production chemicals for the oil and gas industry*, CRC Press Taylor & Francis Group.
7. AhmedM.Al-Sabagh, Nadia G. Kandile, Rasha A.El-Ghazawy Mahmoud R.Noor El-Din, (2011) Synthesis and evaluation of some new demulsifiers based on bisphenols for treating water-in-crude oil emulsions, *Egyptian Petroleum Research Institute*, Vol. 20, p. 67-77.
8. D. Nguyen, N. Sadeghi, C. Houston, (2012) Chemical interactions and demulsifier characteristics for enhanced oil recovery applications, *Energy Fuels*, 26 (5), p. 2742-2750.
9. Hanapi, B., Ariffin, S., Aizan, A., Siti, I., (2006), *Study on Demulsifier Formulation for Treating Malaysian Crude Oil Emulsion*.

ÁP DỤNG THUẬT TOÁN HỒI QUY RANDOM FOREST ĐỂ XÂY DỰNG MÔ HÌNH DỰ BÁO HỆ SỐ POISSON PHỤC VỤ CÔNG TÁC NÚT VỠ THỦY LỰC CÁC GIẾNG DẦU KHÍ TẦNG OLIGOCEN MỎ BẠCH HỒ

Trương Văn Từ; Nguyễn Thế Vinh; Lê Đức Vinh; Nguyễn Khắc Long
Khoa Dầu khí và Năng lượng, Trường Đại học Mở - Địa chất

TÓM TẮT

Nghiên cứu này đã sử dụng thuật toán Random Forest chạy trong môi trường phần mềm mã nguồn mở với ngôn ngữ lập trình python để xây dựng mô hình dự báo hệ số Poisson phục vụ công tác nứt vỡ thủy lực các giếng dầu khí tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ. Đồng thời, nhóm tác giả sử dụng công cụ trí tuệ nhân tạo để thiết lập mối tương quan giữa hệ số Poisson và các thông số khoan (tải trọng lên choòng, lưu lượng nước rửa, mô-men xoắn, tốc độ cơ học khoan, tổng tổn hao áp suất) trong tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ. Để xây dựng, huấn luyện, kiểm tra độ chính xác của mô hình trí tuệ nhân tạo, chúng tôi sử dụng dữ liệu đo được từ 02 giếng A và B trong địa tầng Oligocen, mỏ Bạch Hổ. Hai giếng này có nhiều điểm tương đồng về đặc điểm và thành phần thạch học. Kết quả nghiên cứu cho thấy, các mô hình trí tuệ nhân tạo có khả năng dự báo hệ số Poisson có độ chính xác cao với hệ số tương quan đối với mô hình Random forest - RF là 0,84 và với giá trị sai số tương đối trung bình (AAPE) là 3,06%.

Từ khóa: Random Forest, Mô hình dự báo, Hệ số Poisson, Nứt vỡ thủy lực

1. Giới thiệu chung

Nứt vỡ thủy lực là một phương pháp rất tốt để tăng lưu lượng các giếng khai thác dầu khí và độ tiếp nhận của các giếng bơm ép. Bản chất của phương pháp này là bơm chất lỏng dưới áp suất cao để tạo và mở rộng thêm các khe nứt trong vỉa sản phẩm, sau đó bơm ép hỗn hợp chất lỏng-hạt chèn vào vỉa để chèn ép những khe nứt tạo thành với mục đích đảm bảo khả năng chảy thấm tốt và duy trì độ thấm sau này khi kết thúc quá trình nứt vỡ. Trong thiết kế NVTL, khi mô phỏng khe nứt có đòi hỏi một trong các thông số đầu vào là Module Young và hệ số Poisson liên quan đến tính chất cơ học của đất đá [15].

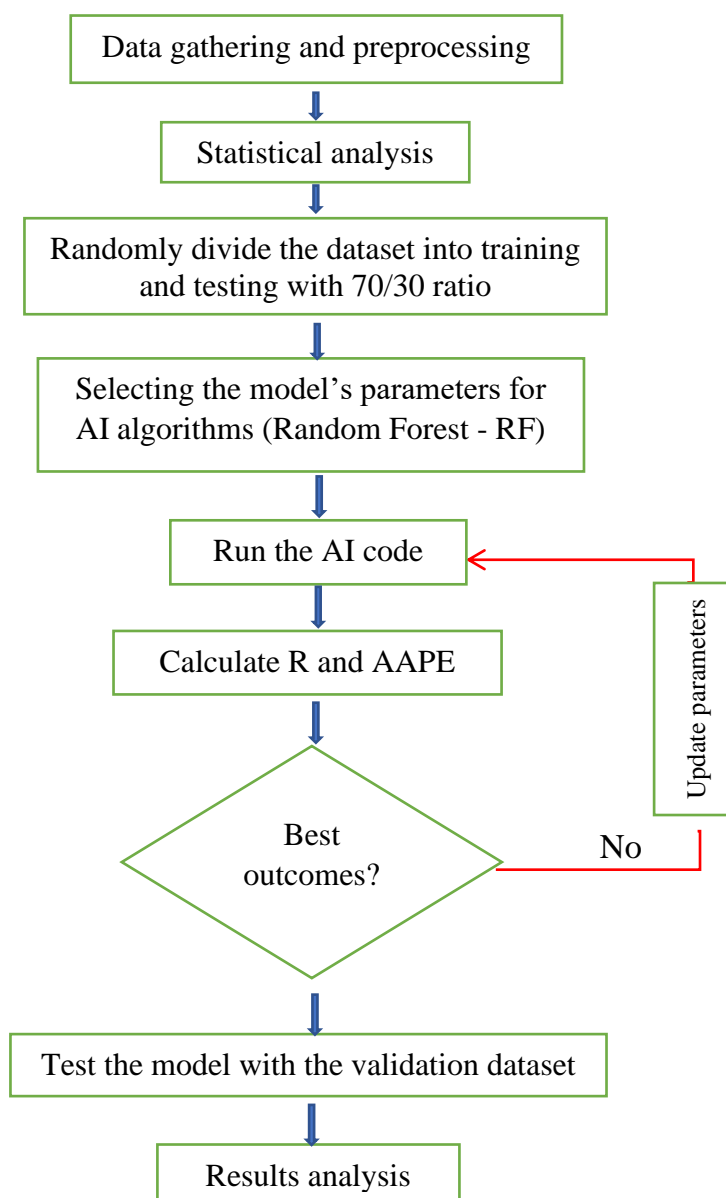
Module Young, hệ số Poisson và các thông số địa cơ của các tầng đất đá thường được xác định thông qua kết quả nghiên cứu nén mẫu lõi trong phòng thí nghiệm và minh giải dữ liệu địa vật lý giếng khoan. Các phương pháp này tồn tại những hạn chế: Đối với các giá trị được xác định thông qua số liệu đo địa vật lý giếng khoan được gọi là giá trị động "Dynamic", những giá trị này thường không thể dùng để tính toán độ ổn định thành giếng khoan. Để có được kết quả tính toán độ ổn định thành giếng tin cậy, cần phải chuyển đổi các giá trị "Dynamic" sang "Static" trong điều kiện địa tầng. Một số tài liệu cho rằng, giá trị hệ số Poisson động cao hơn giá trị tĩnh và giữa chúng không tồn tại mối quan hệ một cách rõ ràng. Thông thường các giá trị Dynamic lớn hơn giá trị Static và chúng phân dị, đặc biệt đối với các loại đất đá có độ đàn hồi thấp. Sự sai khác giữa những giá trị này được giải thích bằng sự ảnh hưởng của độ rỗng đất đá, kích thước và hướng của các khe nứt hoặc thể nằm của đất đá. Để tìm ra các công thức chuyển đổi phù hợp đòi hỏi nhiều thời gian, chi phí và tương đối phức tạp [1,9]; Phương pháp thí nghiệm nén mẫu lõi trong phòng có độ chính xác cao nhưng thường yêu cầu có sẵn mẫu thí nghiệm, đòi hỏi nhiều thiết bị đo phụ trợ và đôi khi yêu cầu kết quả đo mẫu lõi bổ sung tiêu tốn thời gian và chi phí lấy mẫu [2].

Vấn đề đặt ra cho các nhà nghiên cứu là tìm ra mối quan hệ biện chứng giữa hệ số Poisson với các thông số khoan trong quá trình thi công giếng khoan. Một số tác giả trên thế giới cũng đã thực hiện nghiên cứu ứng dụng trí tuệ nhân tạo (Artificial Intelligence-AI) dựa trên thông số đầu vào từ đường cong đo địa vật lý giếng khoan hoặc thông số khoan để có được giá trị các thông số địa cơ (modul đàn hồi dọc, hệ số Poisson, modul đàn hồi nén thể tích, modul đàn hồi ngang và

ứng suất nhỏ nhất theo phương ngang) ảnh hưởng tới hướng phát triển khe nứt và hiệu quả nứt vỡ trong thiết kế nứt vỡ thủy lực đơn giản, nhanh chóng và tiết kiệm hơn [4,10,12]. Ứng dụng trí tuệ nhân tạo để thiết lập mối tương quan giữa hệ số Poisson và nhiều thông số ảnh hưởng đến nó bao gồm các thông số khoan thực tế hứa hẹn là giải pháp hữu hiệu để giải quyết những bất cập nêu trên mà các phương pháp truyền thống đang gặp phải.

2. Phương pháp nghiên cứu

Để dự báo hệ số Poisson từ các thông số khoan nhóm tác giả sử dụng sơ đồ thuật toán (hình 1). Dữ liệu cho các thông số khoan và hệ số Poisson thực tế theo tài liệu địa vật lý giếng khoan đã được thu thập cho hai giếng. Dữ liệu từ giếng A đã được sử dụng để xây dựng mô hình bằng một số kỹ thuật học máy. Tập dữ liệu từ giếng B được sử dụng để xác thực mô hình đã xây dựng.

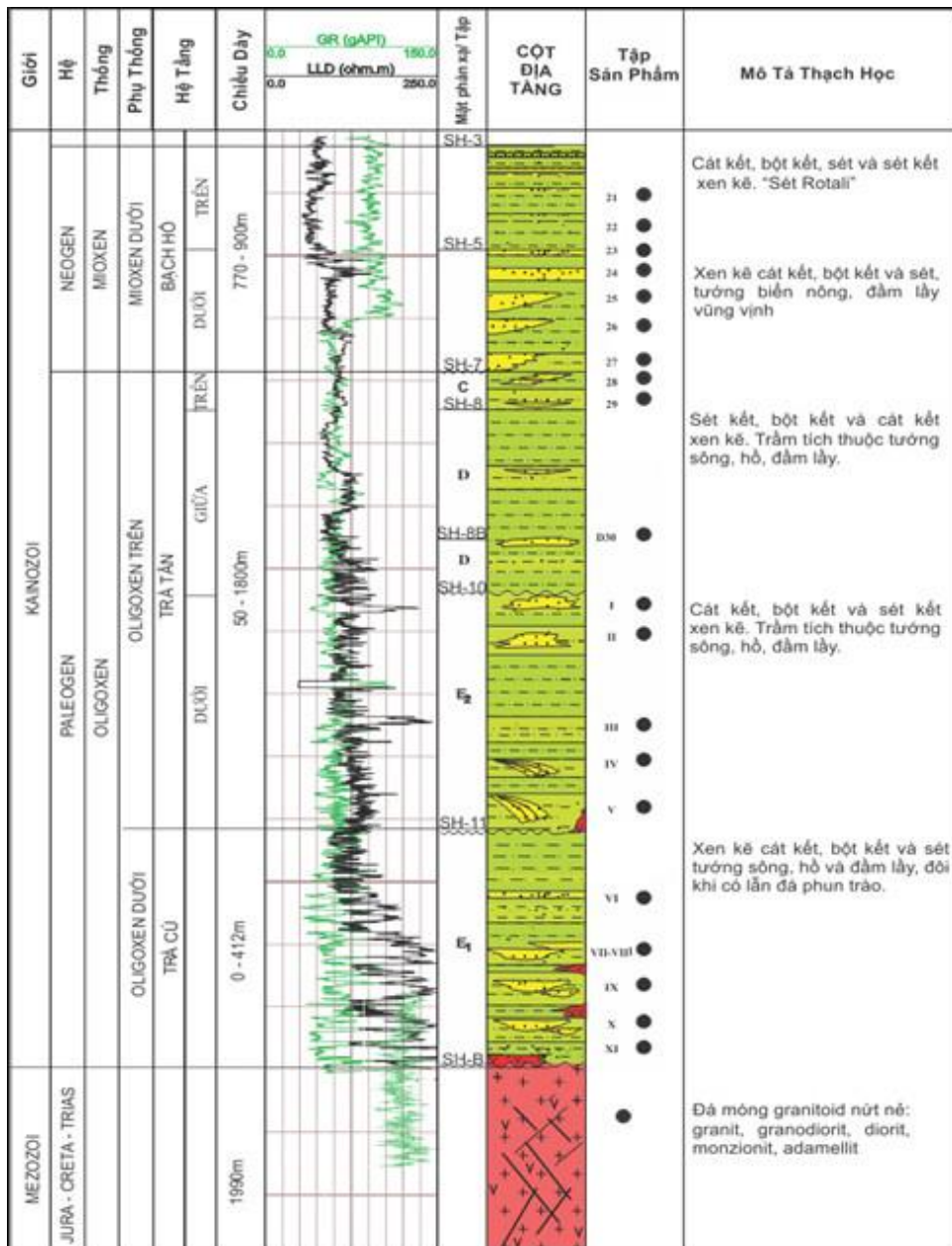


Hình 1. Sơ đồ thuật toán được sử dụng để dự đoán hệ số Poisson

2.1. Mô tả dữ liệu

Dữ liệu thu thập cho nghiên cứu này được thu thập từ các hoạt động giai đoạn khoan ở mỏ Bạch Hổ, Việt Nam. Dữ liệu bao gồm các thông số khoan và các giá trị hệ số Poisson có liên quan trong quá trình khoan công đoạn đường kính 8,5". Thành phần thạch học tầng Oligocen trên và dưới công đoạn khoan này bao gồm: sét, sét kết và cát kết thể hiện trong hình 2. Giếng A có tổng cộng 714 điểm dữ liệu được sử dụng để xây dựng mô hình với 70% điểm dữ liệu dùng để huấn luyện và 30% dùng để kiểm tra mô hình.

Trong khi đó, 196 điểm dữ liệu từ giếng B được sử dụng để xác thực mô hình đã xây dựng. Mỗi điểm dữ liệu chứa các tham số khoan được sử dụng làm đầu vào để dự báo hệ số Poisson. Các thông số khoan được liệt kê bên dưới và được lấy từ các phép đo tại hiện trường sử dụng để xây dựng mô hình dự báo: Tải trọng lên choòng WOB; Mô-men quay choòng TQR; Tổng tổn hao áp suất SPP; Tốc độ quay choòng RPM; Lưu lượng nước rửa FLOWIN; Tốc độ cơ học khoan ROP.



Hình 2. Cột địa tầng giếng A

2.2. Phân tích dữ liệu

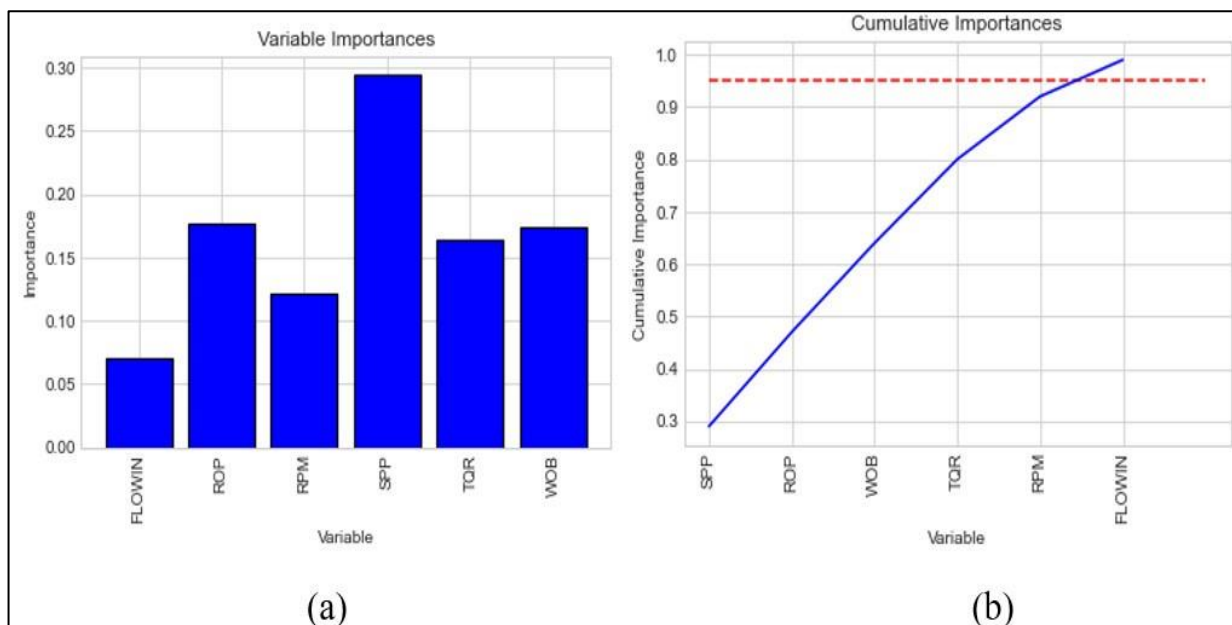
Trước khi chạy dữ liệu vào các thuật toán máy học, các bộ dữ liệu đã được lọc nhiễu và các giá trị ngoại lai bằng xác định các giá trị ngoại lai Z-score [13], phân tích dữ liệu dựa vào mối tương quan giữa 2 biến số. Phân tích thống kê của bộ dữ liệu được sử dụng để xây dựng mô hình được trình bày trong bảng 1.

Bảng 1. Thống kê dữ liệu xây dựng mô hình

	ROP	WOB	RPM	TQR	SPP	FLOWIN	POISSON
Count	714	714	714	714	714	714	714
Mean	17.44	8.27	117.47	1575.95	195.26	37.78	0.316
Std	9.99	1.90	20.96	204.29	24.18	9.30	0.029
Min	0.78	2.33	40.00	1037.60	143.32	22.06	0.200
25%	11.86	7.07	116.00	1534.15	184.28	34.77	0.301
50%	17.35	8.41	121.00	1593.30	202.85	38.05	0.320
75%	21.07	9.20	122.00	1669.88	212.06	38.10	0.337
Max	45.40	13.87	161.00	2185.30	224.00	54.64	0.392

Việc lựa chọn các thông số đầu vào để đào tạo và kiểm tra là một bước quan trọng quyết định tới độ chính xác của mô hình. Các hệ số tương quan giữa hệ số Poisson và các thông số khoan khác nhau được đưa ra trong hình 3. Qua hình 3a có thể nhận thấy, các hệ số tương quan của các thông số khoan và hệ số Poisson đều nhỏ hơn 0,3. Do đó, áp dụng các mô hình trí tuệ nhân tạo sẽ cho kết quả tốt hơn các phương pháp hồi quy tuyến tính vì có thể xấp xỉ các mối quan hệ phức tạp hơn.

Trong hình 3b cho thấy mối tương quan tương đối chặt chẽ giữa hệ số Poisson và một số thông số khoan như tổng tổn hao áp suất SPP, mô-men quay choòng TQR, tải trọng lên choòng WOB và tốc độ cơ học khoan ROP. Các hệ số tương quan thấp hơn đối với các tham số khác không nhất thiết ngụ ý sự vắng mặt của mối quan hệ giữa các đầu vào này và tỷ lệ Poisson, mà có nghĩa là phương trình tuyến tính không mô tả mối quan hệ giữa đầu vào và đầu ra.



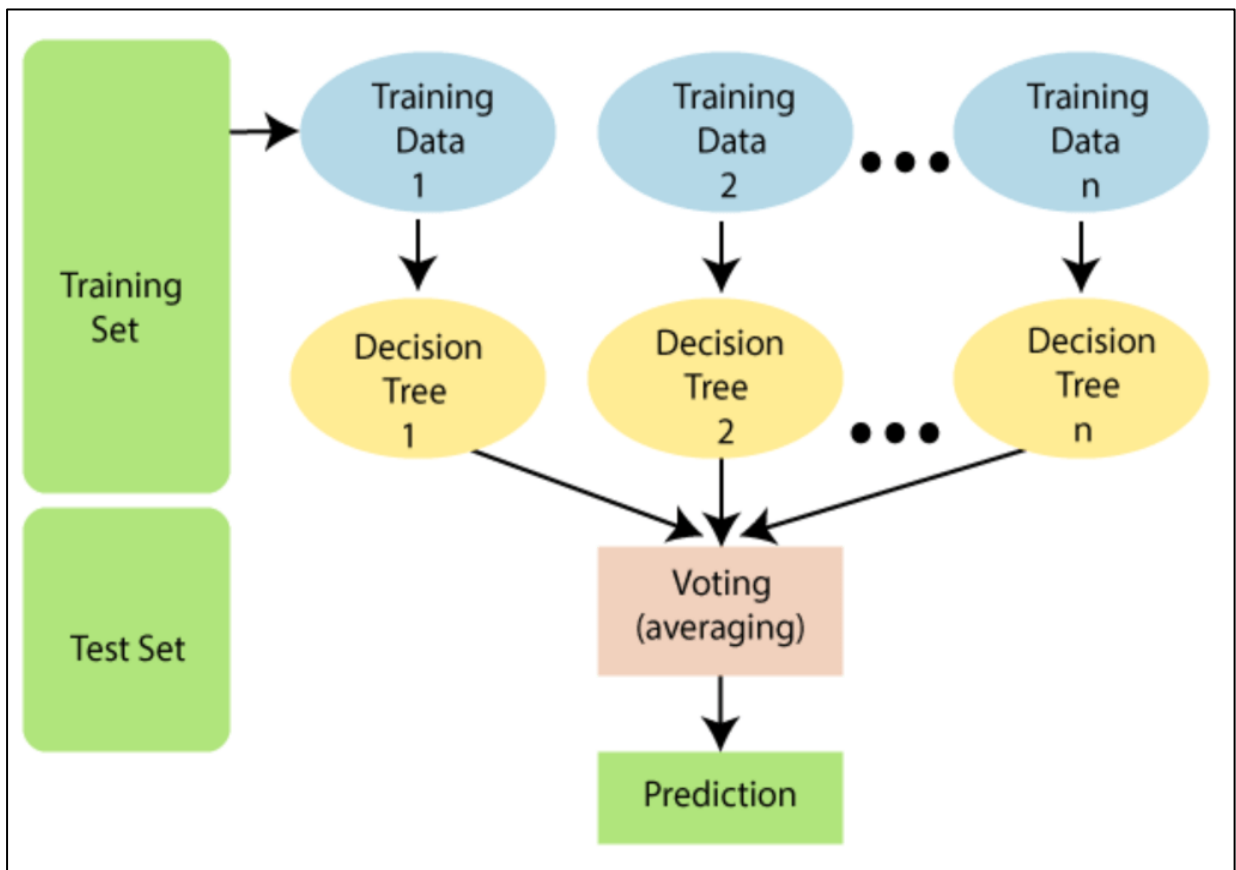
Hình 3. Mối tương quan giữa hệ số dự báo và các thông số dùng để dự báo

2.3. Xây dựng mô hình

Với mục đích xây dựng các mô hình mối quan hệ giữa hệ số Poisson và các thông số khoan, thuật toán máy học đã được sử dụng là Rừng ngẫu nhiên (Random forest - RF). Thuật toán này đều có hai khả năng là phân loại (classification) và hồi quy (regression). Trong khuôn khổ ứng dụng của bài báo này, chỉ có hồi quy được sử dụng và trình bày.

2.3.1. Thuật toán Rừng ngẫu nhiên

Rừng ngẫu nhiên là một thuật toán học tập đồng bộ được đề xuất bởi Breiman năm 2001 [3]. Nó xây dựng một số lượng lớn các cây quyết định ngẫu nhiên trên các mẫu huấn luyện đã khởi động và tổng hợp các dự đoán của chúng bằng cách lấy trung bình các kết quả [6]. Nó đã trở thành một công cụ khai thác dữ liệu chính cho cả vấn đề hồi quy và phân loại. Gần đây, tính nhất quán của Rừng ngẫu nhiên đã được chứng minh bởi Scornet năm 2015 [11]. So với các thuật toán học máy khác như mạng thần kinh, Rừng ngẫu nhiên có thể đạt được hiệu suất dự đoán tương đối cao chỉ với một vài tham số để điều chỉnh [7].



Hình 4. Sơ đồ của thuật toán Rừng ngẫu nhiên

Thuật toán Rừng ngẫu nhiên:

- Từ tập dữ liệu đào tạo D , ta tạo dữ liệu ngẫu nhiên (mẫu bootstrap);
- Sử dụng các tập con dữ liệu lấy mẫu ngẫu nhiên D_1, D_2, \dots, D_n xây dựng nên các cây T_1, T_2, \dots, T_n ;
- Kết hợp các cây quyết định: sử dụng chiến lược bình chọn theo số đông với bài toán phân loại hoặc lấy trung bình các giá trị dự báo từ các cây với bài toán hồi quy.
- Có nhiều gói nguồn mở triển khai thuật toán Rừng ngẫu nhiên, một trong số đó là scikit-learn [5, 14] là thư viện được sử dụng phổ biến trong học máy được lựa chọn trong các nghiên cứu này với các bộ thông số được mô tả trong phần tiếp theo.

2.3.2. Lựa chọn bộ thông số của rừng ngẫu nhiên

Việc lựa chọn các bộ thông số của thuật toán Random forest được mô tả trong bước thứ 3 của sơ đồ thuật toán ở hình 1 (Selecting the model's parameters for AI algorithms (Random Forest - RF). Các bộ thông số của cả hai thuật toán này thể hiện lần lượt trong bảng 2 [14].

Bảng 2. Các bộ thông số được sử dụng cho mô hình Random forest

RANDOM FOREST					
n_estimators	max_features	max_depth	min_samples_split	min_samples_leaf	bootstrap
1	auto	None	1	1	True
5	sqrt	1	2	2	False
10		5	3	3	
100		10	4	4	
200		15	5	5	
300		20	10	10	
400		25			
500		30			
600					
700					
800					
900					
1000					

2.3.3. Đánh giá mô hình

Thuật toán Rừng ngẫu nhiên đã được sử dụng để xây dựng mô hình. Thuật toán này sử dụng 70% tập dữ liệu từ giếng A để xây dựng mô hình và 30% dữ liệu để kiểm tra nội bộ trong một số lần lặp lại và chọn ra mô hình phù hợp nhất. Sau khi có mô hình, dữ liệu từ giếng B được sử dụng làm bộ xác thực bên ngoài cho các mô hình. Để đánh giá tất cả các thử nghiệm của mô hình, hai tham số thống kê đã được sử dụng, hệ số tương quan (R) và sai số phần trăm tuyệt đối trung bình (AAPE). Hệ số tương quan (R) và sai số phần trăm tuyệt đối trung bình (AAPE) được tính bằng các phương trình (1) và phương trình (2):

$$R = \frac{[N \sum_{i=1}^N (\mu_{given\ i} \times \mu_{Predicted\ i})] - [\sum_{i=1}^N (\mu_{given\ i} \times \mu_{Predicted\ i})]}{\sqrt{[N \sum_{i=1}^N (\mu_{given\ i})^2 - (\sum_{i=1}^N \mu_{given\ i})^2][N \sum_{i=1}^N (\mu_{Predicted\ i})^2 - (\sum_{i=1}^N \mu_{Predicted\ i})^2]}} \quad (1)$$

$$AAPE = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{\mu_{given\ i} - \mu_{Predicted\ i}}{\mu_{given\ i}} \times 100\%}{N} \quad (2)$$

Trong đó:

μ_{given} : Hệ số Poisson thực tế;

$\mu_{Predicted}$: Hệ số Poisson dự báo;

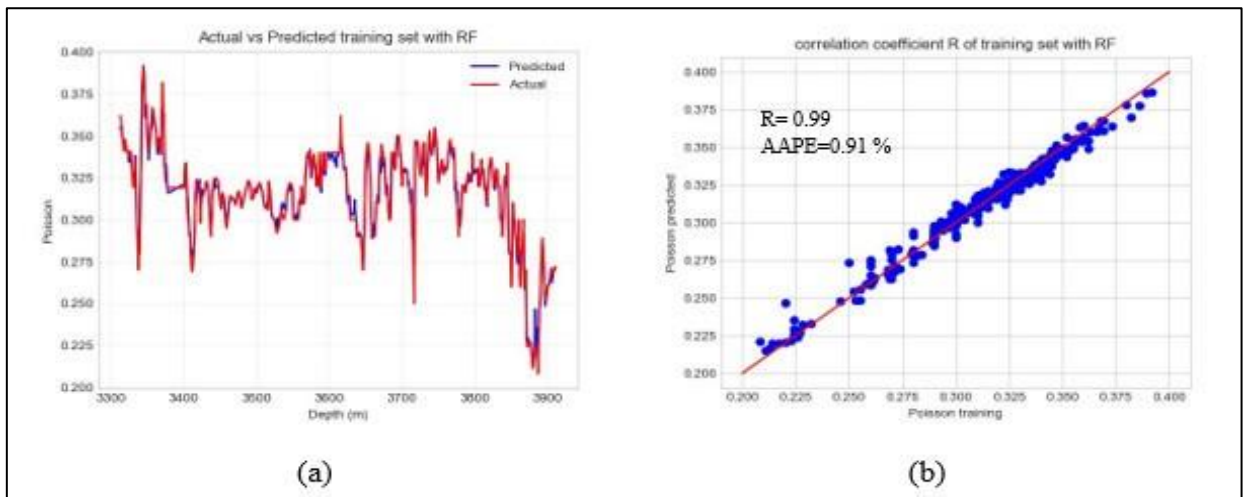
N: Tổng số điểm dữ liệu.

Sau khi thực hiện các vòng lặp của sơ đồ thuật toán như trong hình 1 và sử dụng các bộ thông số ở bảng 2, đã lựa chọn ra được bộ thông số tốt nhất đối với mô hình sử dụng thuật toán Random forest là 'n_estimators': 400, 'min_samples_split': 3, 'min_samples_leaf': 2, 'max_features': 'sqrt', 'max_depth': 20, 'bootstrap': False.

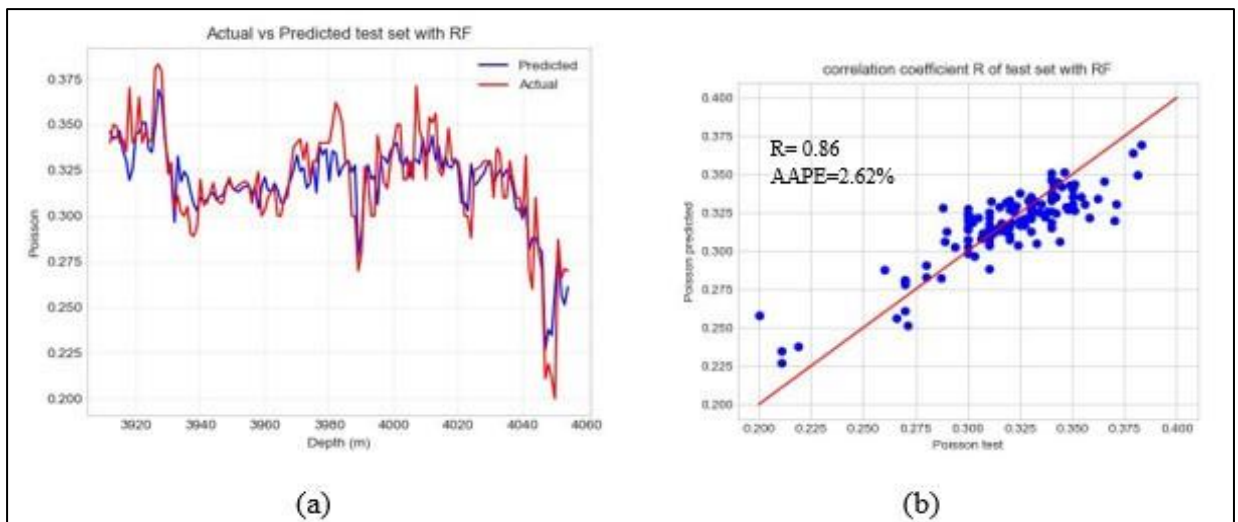
3. Kết quả và thảo luận

3.1. Đào tạo và kiểm tra mô hình xây dựng bằng thuật toán Rừng ngẫu nhiên

Mô hình Rừng ngẫu nhiên đã học cách dự đoán hệ số Poisson dựa trên: tải trọng lên chông (WOB), mô-men quay chông (TQR), tổng tổn hao áp suất (SPP), tốc độ quay chông (RPM), tốc độ cơ học khoan (ROP), lưu lượng nước rửa (FLOWIN). Mô hình đã được đào tạo và kiểm tra trên 714 điểm dữ liệu từ giếng A. Hình 5a và 6a cho thấy hệ số Poisson thực tế và dự báo theo độ sâu rất sát nhau với tập đào tạo và kiểm tra. Số tương đối trung bình (AAPE) của các tập này tương ứng là 0,91% và 2,62 %. Điều này cũng được thể hiện rõ ở hình 5b và 6b là hình thể hiện sự tương thích của hệ số Poisson dự báo và thực tế, với các hệ số tương quan (R) lần lượt là 0,99 và 0,86.



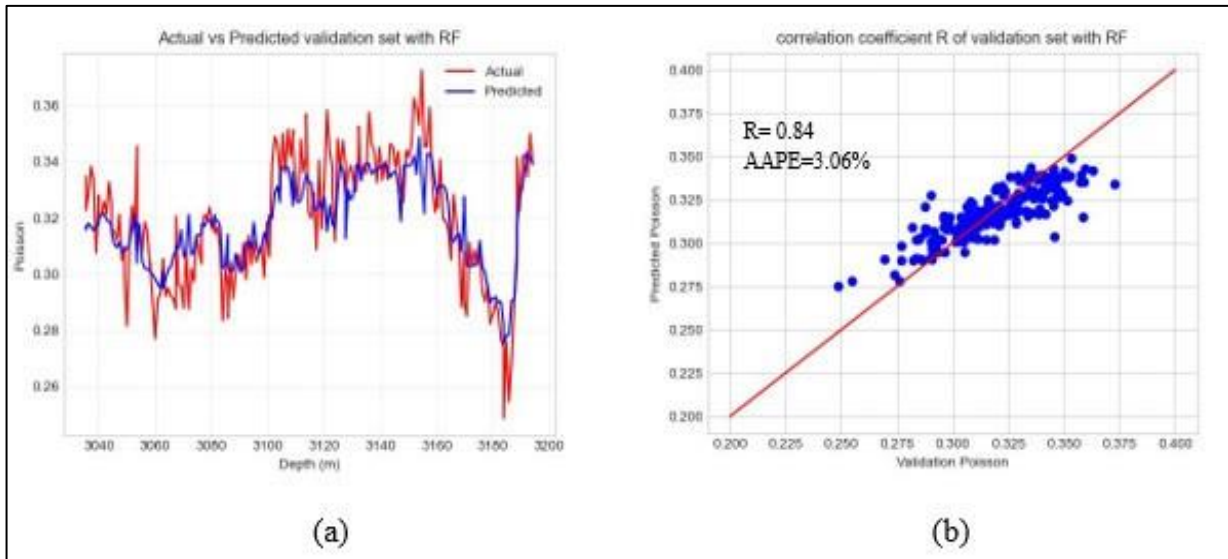
Hình 5. Hệ số Poisson thực tế và RF dự báo cho đào tạo



Hình 6. Hệ số Poisson thực tế và RF dự báo cho kiểm tra

3.2. Xác thực mô hình Rừng ngẫu nhiên

Nhóm tác giả xác thực mô hình Rừng ngẫu nhiên đã xây dựng trên 196 điểm dữ liệu từ giếng B. Hình 7a, 8b cho thấy độ chính xác của mô hình dự báo với giá trị sai số tương đối trung bình (AAPE) rất thấp chỉ 3,06% và hệ số tương quan (R) khá cao 0,84. Kết quả này khẳng định khả năng sử dụng tương quan thực nghiệm được phát triển trong nghiên cứu này dựa trên các thông số khoan để cho phép dự báo hệ số Poisson.



Hình 7. Hệ số Poisson thực tế và RF dự báo cho xác thực

Mô hình dự báo đối với tập đào tạo, kiểm tra và tập xác thực có hệ số tương quan cao và sai số thấp là do rừng ngẫu nhiên tạo ra một tập hợp các cây quyết định không cắt nhánh, mỗi cây được xây dựng trên tập mẫu bootstrap (lấy mẫu ngẫu nhiên có hoàn lại), tại mỗi nút phân hoạch tốt nhất được thực hiện từ việc chọn ngẫu nhiên một tập con các thuộc tính. Lỗi tổng quát của rừng phụ thuộc vào độ chính xác của từng cây thành viên trong rừng và sự phụ thuộc lẫn nhau giữa các cây thành viên. Giải thuật rừng ngẫu nhiên cho độ chính xác cao khi so sánh với các thuật toán học có giám sát hiện nay, giữ cho bias (lỗi của mô hình học không liên quan đến dữ liệu học) thấp và dùng tính ngẫu nhiên để điều khiển tính tương quan thấp giữa các cây trong rừng.

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

Thông thường, hệ số Poisson được xác định bằng hai phương pháp truyền thống: phương pháp sóng âm và phương pháp thí nghiệm nén mẫu lõi trong phòng. Tuy nhiên, các dữ liệu này không phải lúc nào cũng có sẵn. Dự báo hệ số Poisson thông qua các thông số khoan đã được đề cập trong báo cáo bằng việc ứng dụng trí tuệ nhân tạo. Dựa trên các kết quả được trình bày, nhóm tác giả có một số kết luận như sau:

- So với các phương pháp khác được sử dụng để xác định hệ số Poisson, thì sử dụng trí tuệ nhân tạo dự báo hệ số Poisson từ dữ liệu khoan sẽ có khả năng thiết lập mối tương quan giữa hệ số Poisson và các thông số liên quan chặt chẽ hơn, mang lại hiệu quả dự báo để phục vụ công tác nứt vỡ thủy lực trong vực khai thác và các lĩnh vực khác nhau trong công nghiệp dầu khí. Qua đó, tiết kiệm chi phí, thời gian, khắc phục thiếu các dữ liệu đo, thiết bị đo phụ trợ và kết quả đo mẫu lõi bổ sung. Vì vậy, việc dự đoán hệ số Poisson từ số liệu khoan sẽ mang lại nhiều lợi ích thiết thực.
- Hệ số tương quan giữa giá trị thực tế và giá trị dự đoán dao động trong khoảng 0,84 đến 0,86 sai số trung bình đều nhỏ hơn 5% khi sử dụng mô hình Rừng ngẫu nhiên (Random forest - RF). Mô hình tốt nhất được lựa chọn để dự báo hệ số Poisson với các bộ dữ liệu khác.
- Kết quả được trình bày trong bài báo này cho thấy, khả năng dự báo hệ số Poisson từ dữ liệu khoan là rất khả quan, tuy nhiên cũng nên nghiên cứu các phương pháp máy học khác. Ngoài ra, việc sử dụng dữ liệu khoan trong dự đoán các đặc tính địa cơ học khác có thể được nghiên cứu bằng cách sử dụng phương pháp tương tự. Cũng cần lưu ý rằng dữ liệu được sử dụng trong nghiên cứu này là từ một khu vực của mỏ Bạch Hổ tại Việt Nam, do đó để tạo ra mô hình có khả năng dự đoán đa dạng, cần đào tạo và kiểm tra với các bộ dữ liệu chung có thể được kết hợp từ các khu vực khác nhau của mỏ.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Abdallah Dauod Younis Elsadig, Hassan Osman Ali Elfaki et al (2014). Calibration of Wire-Line Mechanical Properties Using Core Measurements Results for Heglig Oilfield - Case Study. Submitted to College of Petroleum Engineering & Technology for a partial fulfillment of the requirement for B.sc Degree.
2. Angelina Müller , Matthias C. Wapler and Ulrike Wallrabe (2019). A quick and accurate method to determine the Poisson's ratio and the coefficient of thermal expansion of PDMS. Royal society of chemistry.
3. Breiman, L., 2001. Random Forests. Machine learning 45 (1), 5-32
4. Elkatatny S. (2021). Real-Time Prediction of the Dynamic Young's Modulus from the Drilling Parameters Using the Artificial Neural Networks. Arab J Sci Eng, 47(9), 10933–10942.(5)
5. F. Pedregosa et al., "Scikit-learn: Machine learning in Python", J. Mach. Learn. Res., vol. 12, pp. 2825-2830, Oct. 2011.
6. James, G., Witten, D., Hastie, T., Tibshirani, R., 2015. An introduction to statistical learning. Springer, NY, USA
7. Genuer, R., Poggi, J., Tuleau-Malot, C., Villa-Vialaneix, N., 2017. Random forests for big data. Big Data Research 9, 28-46.
8. G. James et al., An Introduction to Statistical Learning, Springer, 2021.
9. Lal M. (1999). Shale stability: drilling fluid interaction and shale strength. SPE Latin American and Caribbean Petrol Eng Conf held in Caracas, Venezuela. SPE 54356. Page 1-10.
10. Mutalova R.F. et al (2019). Machine learning on field data for hydraulic fracturing design optimization. Journal of Petroleum Science & Engineering.
11. Scornet, E., Biau, G., Vert, J., 2015. Consistency of random forests. The Annals of Statistics 43 (4), 1716-1741
12. Siddig O., Gamal H., Elkatatny S., et al. (2021). Real-time prediction of Poisson's ratio from drilling parameters using machine learning tools. Sci Rep, 11(1), 12611.
13. Tripathy S. S., Saxena R. K., Gupta P. K., (2013). Comparison of statistical methods for outlier detection in proficiency testing data on analysis of lead in aqueous solution. American Journal of Theoretical and Applied Statistics. Volume 2, Issue 6, Pages: 233-242
14. Từ Thành Nghĩa và nnk, Công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng các mỏ dầu khí ở thềm lục địa Nam Việt Nam, Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh (2017).

ПРИМЕНЕНИЕ И РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕДОБЫЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СП «ВЬЕТСОВПЕТРО»

*Д.И. Варламов, Е.Н. Грищенко, Ф.Д. Нянь
НИПИморнефтегаз – СП «Вьетсовпетро»*

АННОТАЦИЯ

Добыча нефти и газа месторождений СП «Вьетсовпетро» осуществляется из терригенных коллекторов и трещиноватого фундамента. Повышение проницаемости призабойных зон пласта является одной из важных задач повышения эффективности разработки месторождений. Применение различных методов воздействия на призабойную зону скважин позволяет существенно увеличить нефтеизвлечение. За историю развития СП ВСП было испытано и применено большое количество различных технологий интенсификации нефтедобычи.

В начальный и средний период разработки особое внимание уделялось интенсификации добычи нефти из залежи фундамента, так как основная доля добычи приходилась на данный объект разработки. Наиболее успешной технологий интенсификацией являлось применение кислотных обработок пласта в различных комбинациях.

В позднем периоде разработки, по мере истощения залежи фундамента, акцент применения методов интенсификации сместился в сторону терригенных отложений. Данные отложения характеризуются большой неоднородностью минералогического состава, различными термобарическими условиями, что вносит определенные трудности в подборе технологии интенсификации нефтедобычи. Основными направлениями повышения продуктивности скважин являлось применение кислотных обработок и проведение гидравлического разрыва пласта с закреплением трещин проппантом.

В процессе разработки условия для применения методов интенсификации нефтедобычи становятся более сложными: увеличивается обводненность скважин, снижается пластовое давление, происходят осложнения в скважинах в виде образования различных отложений (соли, АСПО), в слабосцементированных коллекторах выносятся механические частицы пласта. В следствие чего необходимо выполнение непрерывного совершенствования технологий и испытание новых методов интенсификации нефтедобычи.

Перспективным направлением на текущий момент является усовершенствование текущих кислотных составов, применяемых для терригенных коллекторов. Планируется достичь снижение негативных факторов вторичных осадкообразований в условиях сниженного пластового давления и низких проницаемостей пласта, обеспечить низкую набухаемость глинистых минералов, повысить эффективность извлечение продуктов реакции из пласта.

Для повышения эффективности разработки низкопроницаемых высокорасчлененных терригенных коллекторов верхнего олигоцена планируется испытание новой технологии многостадийного ГРП, которая должна позволить охватить воздействием весь нефтенасыщенный интервал пласта и тем самым повысить продуктивность скважин и нефтеизвлечение в целом по объекту. Для качественного планирования выполнения данных операций запланировано изучение механических свойств пород верхнего олигоцена.

Ключевое слово: ОПЗ, ПЗП, ГРП, КРС, ГДИ-КВД

ВВЕДЕНИЕ

Для повышения эффективности работы добывающего и нагнетательного фонда скважин в СП ВСП с 1988г выполняются различные методы интенсификации нефтедобычи. Особенностью выбора технологий обработки являются геолого-физические условия месторождений СП. Основными объектами разработки являются терригенные отложения и кристаллический фундамент. Соответственно подход к повышению продуктивности скважин по объектам обработки имеет свои отличия.

Фундамент сложен магматическими полнокристаллическими породами с дайками диабазовых и андезитобазальтовых порфиров и характеризуется, в значительной мере, петрофизической неоднородностью. Породы фундамента в различной степени изменены вторичными процессами. Среди вторичных минералов наиболее широко распространены цеолит и кальцит. Гранитоиды на месторождении Белый Тигр обладают повышенной кавернозностью и трещиноватостью. Особенностью фундамента является высокая температура (свыше 140оС), что отражается на скорости реакции кислотных составов.

Терригенные коллектора представлены отложениями олигоцена и нижнего миоцена. Анализ минералогического состава показал, что песчаники на месторождениях СП «Вьетсовпетро» являются преимущественно аркозовыми, т.е. с преобладанием полевых шпатов над кварцем, характеризуются высоким содержанием хлоритов, наличием цеолитов.

В процессе бурения, КРС, эксплуатации скважин происходит снижение продуктивности скважин, связанное с причинами: проникновение жидкой и твердых фаз бурового раствора, поглощениями технологических жидкостей, набухание частиц глинистого цемента терригенного коллектора при насыщении его пресной водой выпадение асфальто-смолистых веществ, массоперенос частиц породы, солеотложения, снижение фазовой проницаемости по нефти в ПЗП из-за продвижения пластовой воды к забою скважины и другие. За историю развития компании было испытано большое кол-во различных технологий, направленных на интенсификацию нефтедобычи. Условно проведенные мероприятия можно разделить на 4 группы:

- Обработка призабойной зоны пласта с помощью химических раствором (к ним относятся растворы кислот, хелаты, энзимы, щелочи, растворители и др);
- Создание искусственных зон с высокой проницаемостью (ГРП с проппантом, кислотный ГРП);
- Воздействие на призабойную зону пласта с помощью физических методов (акустическое, виброволновое, гидроимпульсное, тепловое);
- Применение различных перфосистем для реперфорации продуктивных интервалов.

Перечисленные мероприятия выполнялись как отдельно, так и комплексно. Анализируя опыт реализации различных методов, наиболее эффективными и прогнозируемыми являются проведение обработок призабойных зон химическими растворами и ГРП с закреплением трещин проппантом. Данные работы в основном выполняются с помощью размещения оборудования и реагентов на судне с подачей агентов в скважины по шлангу высокого давления.

1. Обработки призабойных зон химическими растворами (ОПЗ)

На рис. 1 представлено кол-во ежегодных операций ОПЗ и их успешность с 2007г. Эффективность ОПЗ скважин в среднем составляет 62%. Средний прирост дебита нефти на скважину составляет около 30 т/сут. Дополнительная добыча нефти более 2000 тонн на скважину.

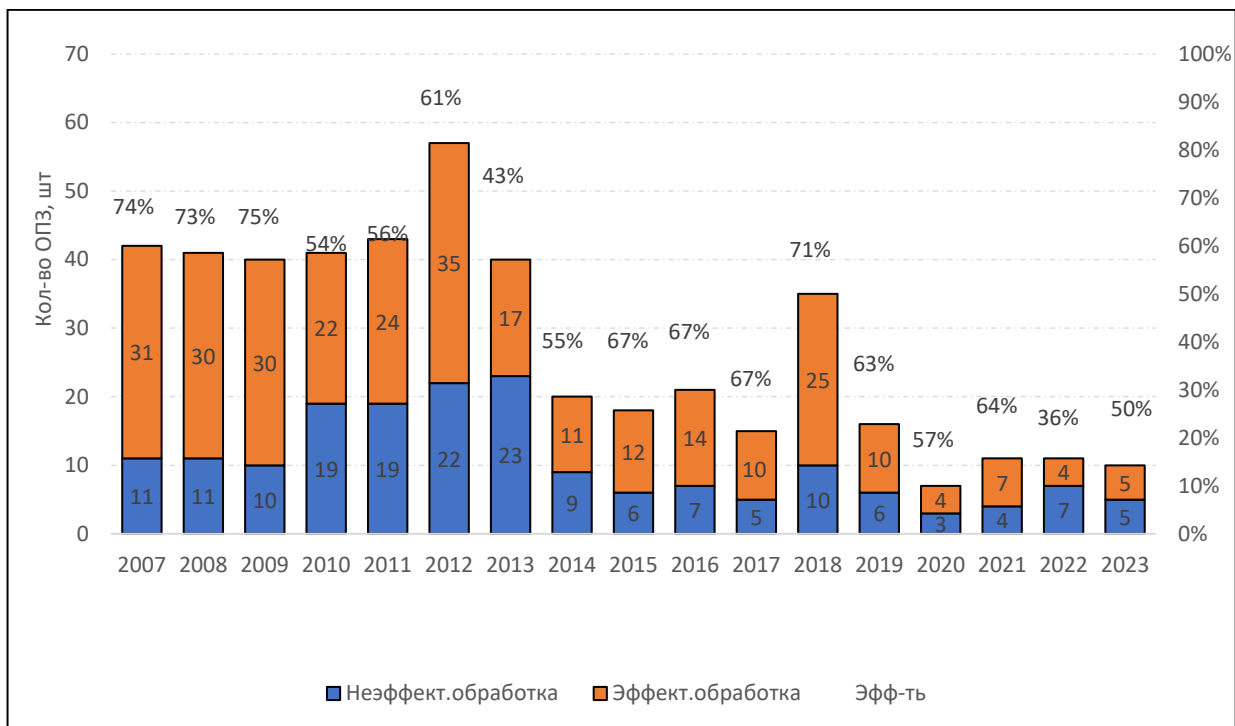


Рис. 1. Статистика и эффективность ОПЗ по СП ВСП

На рис. 2 представлена карта охвата фонда мероприятиями по обработке ПЗП. Значительное кол-во действующих скважин были подвергнуты обработкам (более 30%), а в некоторых скважинах такие мероприятия были выполнены несколько раз, что сокращает количество потенциальных скважин-кандидатов.

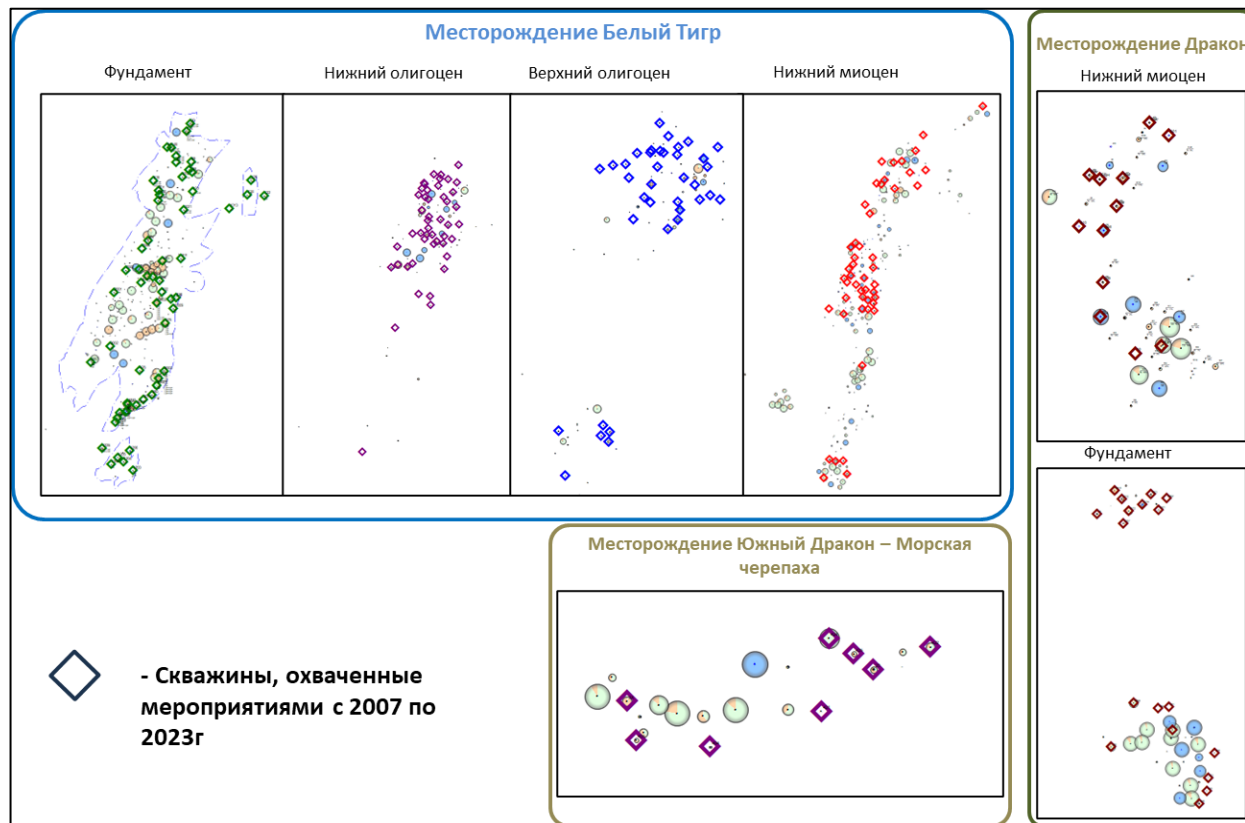


Рис. 2. Карта охвата фонда СП ВСП мероприятиями по ОПЗ

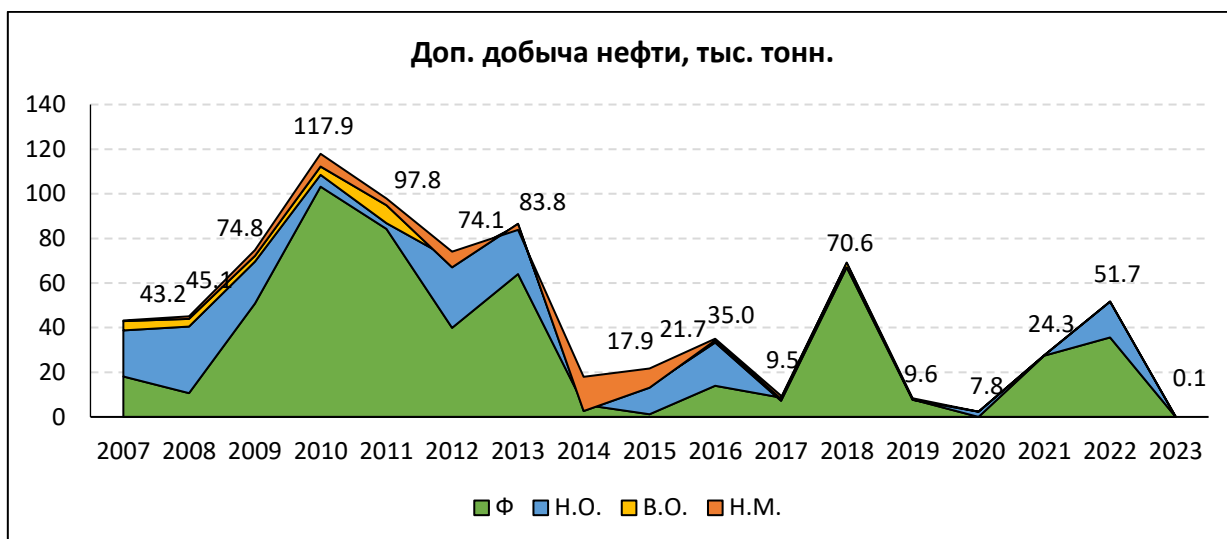


Рис. 3. Распределение дополнительной добычи нефти от ОПЗ по объектам разработки

До 2014г основная дополнительная добыча нефти была получена после ОПЗ скважин, эксплуатирующих фундамент (см. рис.3). По некоторым скважинам ОПЗ выполнялись по несколько раз с получением больших приростов. Так, например, на скв. 10002/БК10 ОПЗ было выполнено 9 раз с получением прироста в среднем 300 т/сут. На текущий момент скважины фундамента, по которым проводились наиболее эффективные обработки, имеют высокую обводненность и ОПЗ по ним не проводятся. Часть скважин фундамента переведена на эксплуатацию вышележащих терригенных коллекторов.

На рис. 4 представлено распределение и успешность различных технологий обработки призабойной зоны скважин. Для терригенных коллекторов наиболее успешными технологиями является применение составов с глинокислотой, а также применение нефтекислотных эмульсий. В фундаменте используются те же составы, отличия заключаются в концентрациях кислот.

Вид ОПЗ	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	кол-во, шт	успешность, %	доп. добыча, тыс. т
СКР+ГКР										10	10	15	6	4	9	16	3	73	63%	172.2
СКР							2		2	2		1						7	57%	0.7
ГКР	12	7	10	27	34	48	30	20	10	11		14	2	2	1			228	55%	336.8
ОКР+ГКР											1	1						2	50%	-0.1
ОКР											1							1	0%	0.0
АСПО+ГКР										2	2	3	2					7	33%	2.6
АСПО						4			2						3	3	2	14	83%	3.4
НКЭ-ГКР	27	12		7														46	78%	128.0
УКЭ-ДМС		3																3	100%	8.2
УКЭ-ГКР		3																3	100%	3.4
ДКЭ-ГКР		10	22		1	3												36	69%	76.1
Р/ДВ		3										2					1	6	50%	10.1
Р/Д	3																	3	67%	1.9
НКО-ГКР			7															7	100%	8.4
Раст.							1											1	100%	7.6
Не КО					3													3	67%	1.9
Промывка					1													1	0%	0.0
ТХВ		3		6	1	2	2											14	64%	12.1
Селектив			1	1	3				1								3	9	67%	4.5
ДМС									3					1				4	100%	1.4
Enzyme							2											2	50%	0.5
Хелатные							3						5		2		1	11	44%	0.9
Без Кисл											2		3					5	80%	4.3
ОВП													1		1			2	50%	-3.3
УВМ												3						3	67%	0.1
Mudcake Breaker																	2	2	50%	0.0
Restore														1				1	100%	2.4
Оптим. КС													2	1				3	0%	0.8
ScaleSqueeze													1	1				2	0%	0.3

Рис. 4. Успешность различных технологий ОПЗ за период 2007-2023г

Эффективность проведения работ по ОПЗ скважин во многом зависит от выбора скважин-кандидатов. В качестве кандидатов подлежат рассмотрению скважины:

- вводимые в эксплуатацию после бурения/КРС при недостижении расчетных параметров;
- снизившие продуктивность в процессе эксплуатации скважин по причине кольматации ПЗП из-за миграции частиц, выпадения солей, отложения АСПО
- снизившие продуктивность после КРС в результате глушения скважины;
- не вышедшие на заданный режим после ГРП;
- выводимые из длительного бездействия.

В СП ВСП выбор технологии для ОПЗ осуществляется по утвержденному в руководящем документе алгоритму (1).

Разработка месторождений СП ВСП осуществляется в сложных геологических условиях. Терригенные коллектора имеют высокую расчлененность. Эксплуатация скважин осуществляется при сниженном пластовом давлении, растет обводненность по фонду. Добываемый флюид имеет высокое содержание асфальтенов, смол и парафинов. При выборе скважин-кандидатов зачастую отсутствует информация о степени загрязнения ПЗП, а также о типе кольматирующего вещества. Все эти факторы формируют требования к химическим составам для ОПЗ:

- кислотные растворы не должны вызывать разрушение скелета породы;
- реагенты в составе раствора не должны образовывать вторичных осадков;
- в составе должен присутствовать отклонитель для равномерного воздействия на продуктивный интервал;
- ПАВ для отмыва пленки нефти с породы и подготовки поверхности для кислотного раствора;
- гидрофобизатор – для эффективного удаления продуктов реакций из ПЗП, а также препятствованию образованию эмульсий;
- растворитель – удаления АСПО в пласте и НКТ скважин.

В связи с возможным наличием в ПЗП скважин различных кольматирующих веществ необходима разработка комплексной технологии.

В СП ВСП постоянно проводятся работы по испытанию и внедрению новых технологий в области интенсификации нефтедобычи.

В настоящее время выполняются следующие работы:

- проводится усовершенствование разработанных ранее технологических составов для ОПЗ скважин;
- проходит испытание новых химических составов для удаления баритсодержащей корки бурового раствора;
- выполняется подготовка к проведению тендеров по ограничению водопритокков и изоляционным работам в фундаменте и нижнем миоцене, устранению заколонных перетоков воды.
- Для качественной оценки состояния призабойной зоны скважин и выбора скважин-кандидатов перспективными направлениями являются:
- выполнение ГДИ-КВД с закрытием скважины на забое (применение оборудования shut in tool);
- количественная оценка профиля притока (применение высокоточной шумометрии);
- проведение специальных лабораторных исследований и использование специализированных программных продуктов по моделированию ОПЗ.

2. Гидроразрыв пласта в СП ВСП

Как известно, ГРП является наиболее эффективным способом создания высокопроницаемого канала – трещины, заполненной проппантом. При этом данный метод интенсификации притока имеет как положительные, так и отрицательные стороны, которые существенно ограничивают его применение.

В условиях СП ВСП ограничениями массового применения ГРП являются:

- несформированная система ППД с нерегулярной сеткой скважин;
- недостаточный объем остаточных запасов;
- наличие и близость ВНК;
- использование СПБУ для проведения работы;
- проведение работ возможно только в сезон отсутствия штормов.

ГРП на терригенных коллекторах в СП ВСП проводится с 1994г. Опытно-промысловые работы по ГРП фундамента выполнялись в период с 1995 по 1999г.

Планирование гидроразрыва пласта в СП «Вьетсовпетро» осуществляется исходя из геолого-технических условий, а также экономической рентабельности мероприятий. Осуществляется выбор скважин-кандидатов, технологии ГРП, проектирование оптимального дизайна, включающего в себя: оптимизацию геометрии трещины ГРП и массы проппанта, оптимизацию технологических параметров проведения ГРП (кол-во стадий, тах концентрация проппанта, объем PAD и др) (2).

Основные факторы, от которых зависит успешность ГРП:

- правильный выбор объекта и скважины для проведения операции;
- использование технологии и дизайна гидроразрыва, оптимальных для данных условий.

Как представлено на рис. 5 с 2013г ГРП выполняются с увеличенной массой проппанта, что позволяет создавать более оптимальные геометрии трещины, что в свою очередь повышает эффективность эксплуатации скважины – происходит увеличение продуктивности, области дренирования скважиной.

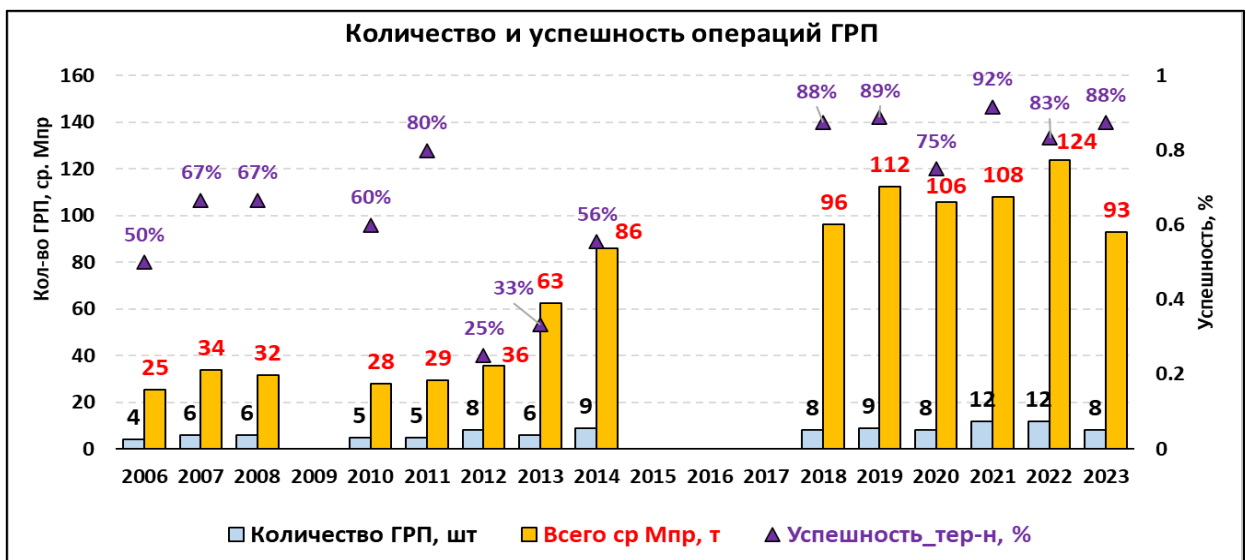


Рис. 5. Количество и успешность операций ГРП

Увеличение массы проппанта позволило замедлить темпы падения дебита после его интенсификации. По выполненным обработкам наблюдается зависимость дополнительной добычи нефти от удельной массы проппанта. При наличии

сформированной системы ППД, эффект от успешного ГРП может продолжаться несколько лет. На рис. 6 представлена накопленная доп. добыча от ГРП за период 2018-2023г, которая составила за 6 лет 704,5 тыс. тонн.

Также на эффект от ГРП существенное влияние оказывает текущее пластовое давление и сформированность системы ППД. В условиях низких пластовых давлений увеличиваются риски некачественного освоения скважин за счет низких значений депрессий.

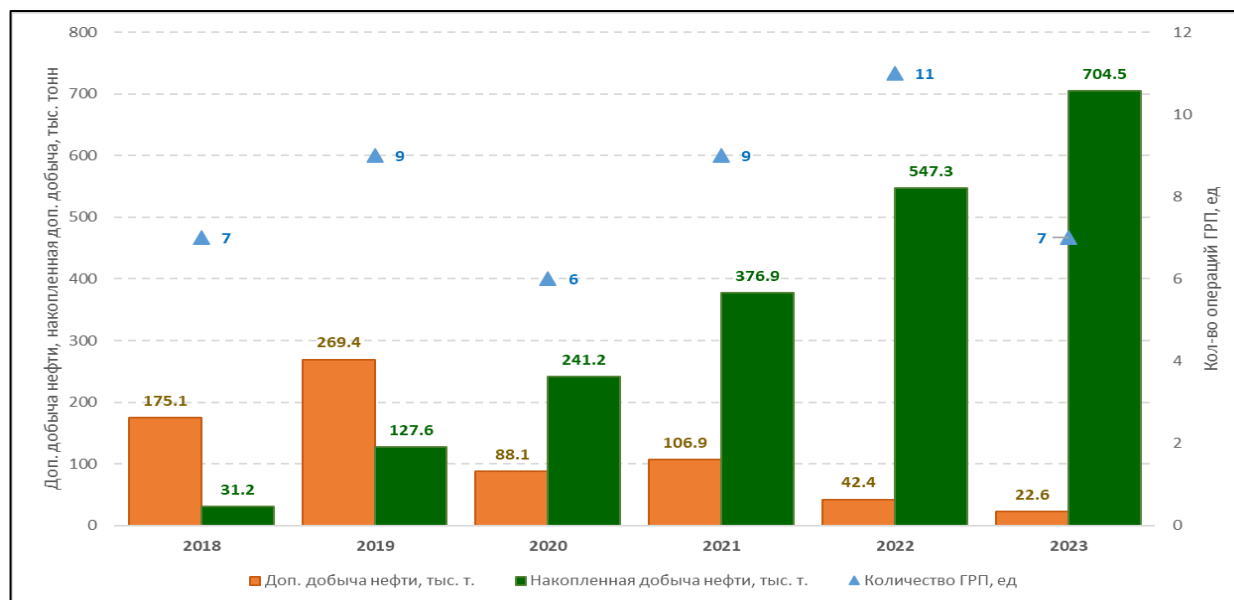


Рис. 6. Показатели по дополнительной добыче нефти от ГРП

Основными геологическими причинами неуспешных ГРП в СП ВСП являются:

- быстрое обводнение скважин при близком расположении ФНВ;
- проведение ГРП в краевых зонах/зонах неколлектора;
- развитие трещин в сторону нагнетательных скважин в отсутствии данных по направлению контраста напряжений;
- кратковременный эффект ввиду отсутствия влияния системы ППД.

Эффективность использования ГРП в значительной мере зависит от выбора скважин-кандидатов в сложных геолого-физических условиях шельфовых месторождений СП.

Основными направлениями развития ГРП в СП является повышение геологической изученности объекта интенсификации – это выполнение исследований ГДИ до и после выполнения ГРП, акустического каротажа, повышение качества интерпретации ГИС, изучение механических свойств объектов интенсификации. Также важна детальная проработка технологии проведения работ, в качестве основных перспективных направлений планируется:

- применение технологий ограничения роста трещин в высоту для снижения рисков прорыва трещин в водонасыщенные горизонты;
- использование проппанта большего типоразмера с высокой остаточной проницаемостью;
- проведение реперфорации продуктивных интервалов зарядами с большими диаметрами;
- выполнение многостадийных ГРП с использованием компоновок с Frac-портами;
- использование ГНКТ для выполнения более консервативных дизайнов и выполнения вымыва проппанта в случае получения «СТОПА».

ВЫВОДЫ

Основными направлениями применяемых методов интенсификации добычи нефти, ОПЗ и ГРП является:

- повышение геологической изученности объектов интенсификации;
- совершенствование дизайнов обработок;
- испытание и внедрение новых технико-технологических решений.

Также перспективными направлениями развития методов повышения продуктивности скважин является внедрение новых разработок в области ограничения/ликвидации водопритоков в скважинах, эксплуатирующих фундамент и терригенные коллектора.

За период с 2018 по 2023г за счет мероприятий повышения продуктивности скважин дополнительно добыто более 868 тыс. тонн нефти, при этом основная часть, свыше 80%, получена в результате проведения ГРП.

В условиях снижающейся добычи и снижения качества запасов (смещение в зону трудноизвлекаемых) необходим оперативный поиск, совершенствование и внедрение технологий, направленных на повышение продуктивности скважин и, соответственно, повышение нефтеизвлечения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Руководящий нормативный документ «Регламент по проведению химических обработок призабойной зоны пласта и очистке внутрискважинного оборудования добывающих и нагнетательных скважин СП «Вьетсовпетро» VSP-000-KTSX-665, Вунгтау, 2016.
2. Сборник инструкций «Планирование, анализ эффективности и контроль за проведением ГРП в скважинах СП «Вьетсовпетро»» VSP-000-DC-646, Вунгтау, 2020.
3. Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации его работы и интенсификации: отчет о НИР / НИПИморнефтегаз. – Вунгтау, с 2014 по 2023г.

ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП В СКВАЖИНАХ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫЕ КОЛЛЕКТОРА ОЛИГОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

*Хо Нам Чунг., Лотфуллин Ш.Р., Клевцов А.С.
СП «Вьетсовпетро»*

АННОТАЦИЯ

В процессе эволюции нефтегазовой отрасли во всем Мире неизбежно снижается качество остаточных запасов, что обуславливает необходимость поиска новых и усовершенствования применяемых в настоящее время технологий разработки.

В статье описаны общие результаты применения ГРП в низкопроницаемых, высокорасчлененных коллекторах олигоцена шельфовых месторождений Вьетнама, рассмотрены особенности реализации и планирования данного вида ГТМ на основании полученного опыта:

- Применение гидроразрыва пласта в расчлененных и литологически-неоднородных коллекторах позволяет вовлечь в разработку гидродинамически изолированные пропластки и линзы, не вскрытых бурением и перфорацией.

- За счет тиражирования технологии в промышленную разработку вовлекаются новые блоки и залежи, эксплуатация которых без ГРП ранее считалась нерентабельной.

- Использование новых технологий позволяет повысить адаптивность дизайнов и расширить критерии применения гидроразрыва пласта. Рассмотрены результаты оптимизации дизайнов ГРП и перспективы новых технологий: МГРП, ГРП с забойным клапаном, ГРП в ГС.

Ключевые слова: совместное предприятие (СП), шельф, олигоцен, гидравлический разрыв пласта (ГРП), скин-фактор, проппант, коллектор, геофизические исследования скважин (ГИС), геомеханические свойства, Самоподъёмная буровая установка (СПБУ).

1. Разработка нетрадиционных и низкопроницаемых залежей

На протяжении уже нескольких десятилетий СП «Вьетсовпетро» остается эффективным совместным предприятием в сфере поиска, разведки и добычи нефти и газа, внёсшим весомый вклад в укрепление стратегического партнерства и традиционных дружеских отношений между Социалистической Республикой Вьетнам (СРВ) и Российской Федерацией (РФ).

Основные разрабатываемые месторождения расположены в пределах Кыулонгского Бассейна и приурочены к уникальным нетрадиционным коллекторам докайнозойского кристаллического фундамента, а также коллекторам кайнозойских терригенных пород осадочного чехла.

СП «Вьетсовпетро» придерживается стратегии, направленной на поддержание текущих объемов добычи, в том числе и за счет повышения эффективности технологических процессов, наклонно-направленного бурения, геолого-технических мероприятий (ГТМ) и методов увеличения нефтеотдачи. Планы по поддержанию добычи также связаны с поиском нетрадиционных ловушек, малых залежей и разработкой низкопроницаемых коллекторов. Из-за большого объема остаточных запасов фокус внимания смещается на коллекторы верхнего олигоцена и некоторые участки нижнего олигоцена, представленные преимущественно тектоническо-литологически экранированными, слабосвязанными, линзовидными песчано-алевролитовыми пластами.

Эффективная разработка таких коллекторов невозможна без массового применения методов интенсификации и современных технологий. В разное время в скважинах, эксплуатирующих олигоценые отложения, были испытаны и с разной успешностью применялись следующие технологии:

- кислотные обработки в сочетании с поверхностно-активными веществами;
- разрыв пласта с применением пороховых генераторов давления и активных жидкостей;
- термохимическое воздействие на призабойную зону пласта;
- глубокое дренирование пласта и репрессивно-депресссионное воздействие с использованием химических реагентов и поверхностно-активных веществ;
- гидравлический разрыв пласта с закреплением трещин проппантом;
- селективные кислотные обработки.

2. Эффективность ГРП в скважинах СП «Вьетсовпетро»

ГРП является одним из наиболее эффективных методов повышения производительности, как добывающих нефтяных, так и нагнетательных скважин. Данная технология позволяет достигать экономически рентабельных дебитов, тем самым вовлекая в разработку запасы низкого качества, находящиеся в плотных коллекторах-песчаниках олигоцена.

При проведении ГРП особое внимание уделяют выбору скважин-кандидатов: в первую очередь выбирают скважины с высокими остаточными запасами, достаточной пластовой энергией и низкой продуктивностью. Так же повышенное внимание уделяется используемым технологическим жидкостям и проппанту.

В условиях морской эксплуатации шельфовых месторождений ГРП проводится с привлечением транспортно-буксирного судна (ТБС), на палубе которого размещается оборудование сервисной компании, а сама операция выполняется через гибкую линию высокого давления, соединяющую судно и устье скважины на гидротехническом сооружении (ГТС). Благоприятным для выполнения работ в море является период юго-западных муссонов: июнь-сентябрь, а также переходные периоды: апрель-май и ноябрь, когда происходит смена направлений муссонов.

Стоит отметить, что максимально возможный объем проппанта, который может быть размещен на ТБС всего 200 тонн. Таким образом в СП «Вьетсовпетро» имеется техническое ограничение по объему закачиваемого проппанта на 1 стадию. Привлечение дополнительных ТБС или барж для увеличения объема влечет за собой значительный рост стоимости операции ГРП и снижение рентабельности.

В СП «Вьетсовпетро» накоплен значительный опыт реализации ГРП, анализ выполненных операций указывает на высокую эффективность данного метода интенсификации добычи. За период 1994-2023 годов в скважинах, эксплуатирующих олигоценые коллекторы, было выполнено более 100 операций ГРП (рис. 1).

Дополнительная добыча нефти от ГРП, выполненных в скважинах нижнего и верхнего олигоцена в 2012-2023гг, составила более 500 тыс. тонн нефти. В среднем дебит после интенсификации увеличивается в 2-3 раза, а эффект от ГРП продолжается более 2-х лет. На рисунке 2 в качестве примера представлены дебиты скважин 2021/RC-RB1, 132/БК-15, 123Б/БК-15 1025/МСП-5 до и после интенсификации. Стоит обратить внимание на базовый дебит до ГРП, который не превышал 10 т/сут, а по скважине 2021/RC-RB1 и вовсе равнялся нулю. Данная скважина была пробурена на месторождении Дракон с целью эксплуатации нижнего олигоцена на юго-восточном участке. Однако после ввода в эксплуатацию приток не был получен, несмотря на выполненный целый комплекс мероприятий, включая перестрел, обработку призабойной зоны (ОПЗ) и другие. Только

после проведения гидроразрыва пласта скважина была успешно введена в эксплуатацию со стартовым дебитом более 90 тонн в сутки.

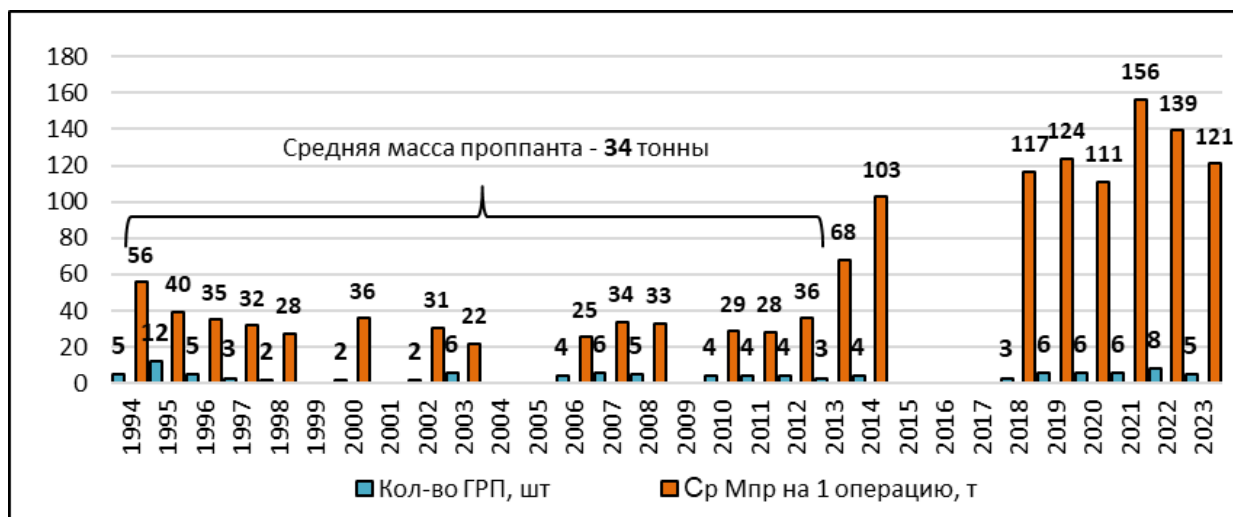


Рис. 1. Распределение выполненных ГРП в скважинах олигоцена по годам и средняя масса проппанта на одну операцию

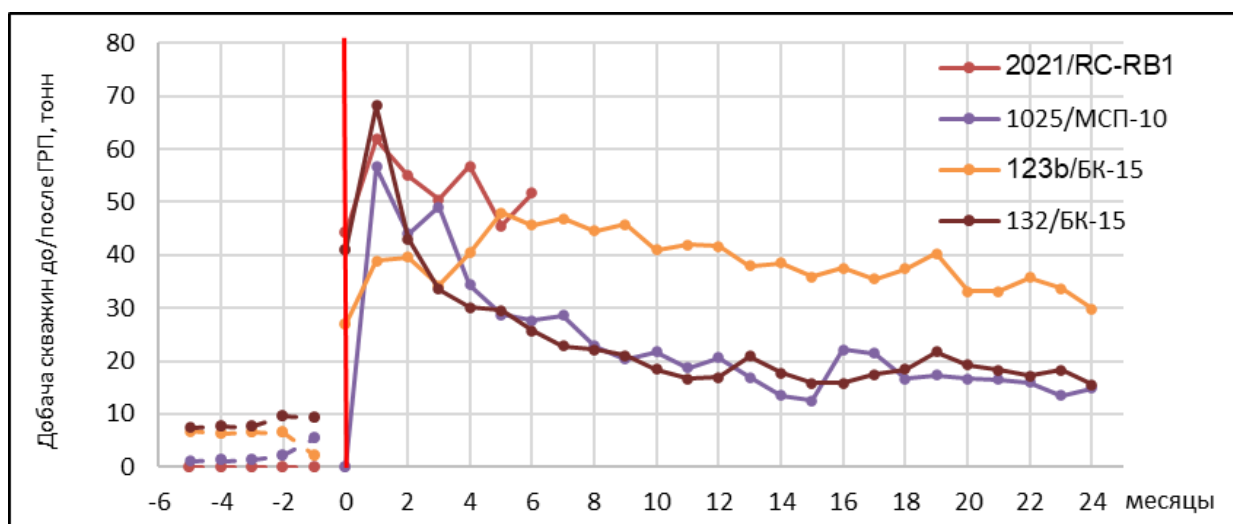


Рис. 2. Динамика среднесуточных дебитов нефти до и после ГРП.

При составлении дизайнов ГРП главным фактором является достижение баланса между геометрическими характеристиками трещины и свойствами пласта, непосредственно влияющими на продуктивность скважин и длительность эффекта от мероприятия. Добиться оптимальных значений основных параметров, определяющих коэффициент продуктивности скважины после ГРП, таких как: полудлина (X_f) и ширина трещины (W_f), безразмерная проводимость (F_{cd}) можно за счет детальной проработки дизайна и программы закачки.

3. Стратегия совершенствования технологии ГРП

С целью более эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов, в СП «Вьетсовпетро» сформирована стратегия совершенствования технологии ГРП с учетом «вызовов», которые нам ставят сложные геолого-технические условия олигоценых отложений:

Низкая проницаемость и линзовидное строение коллекторов – дизайн с максимальной полудлинной для обеспечения оптимальной геометрии трещины ГРП и максимального охвата коллектора трещиной по площади;

Высокий этаж нефтеносности и расчленённость вскрытого интервала - максимальный тоннаж пропанта на одну стадию для обеспечения охвата по высоте и обеспечения большей загрузки пропанта на метр эффективной толщины (рис. 3);

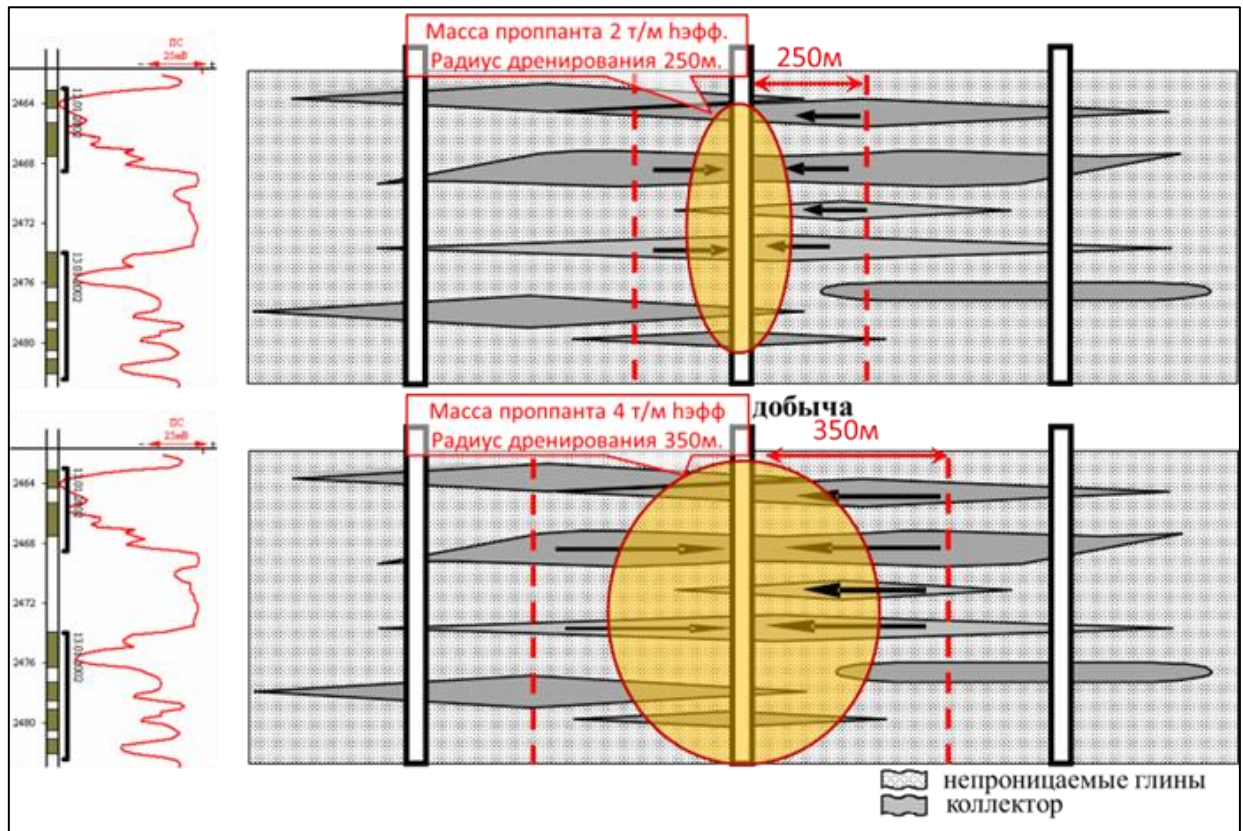


Рис. 3. Зависимость охвата трещиной ГРП коллектора с высокой расчленённостью от массы закачиваемого пропанта и загрузки.

Большая глубина, АВПД, высокие напряжения – использование пропанта высокой прочности (HSP) и RCP пропанта с покрытием, соответствующим пластовым условиям. Оптимизация дизайнов с целью снижения рисков получения СТОПа. Планируется работы по испытанию специального забойного клапана, который позволит избежать негативного воздействия тяжёлой жидкости глушения после ГРП;

Высокие давления закачки во время ГРП – оптимизация дизайна ГРП. Использование специального оборудования: НКТ 15000 PSI, пакеры ГРП, наземная обвязка, 5 насосов высокого давления;

Малая мощность перемычки между целевыми интервалами для ГРП и водонасыщенными интервалами (для нижнего олигоцена) – при планировании ГРП выполняется оценка рисков и оптимизации дизайнов ГРП;

Немаловажную роль при планировании ГРП играют промысловые и геофизические исследования. В настоящее время после бурения новых скважин выполняется запись расширенного комплекса ГИС, включающего кросс-дипольный акустический широкополосный каротаж (АКШ). Полученные данные в совокупности с результатами детальных исследований керна повышают качество геологической изученности и могут быть использованы для геомеханического моделирования околоскважинной зоны. Лучшее понимание геомеханических свойств пород позволяет сделать более точный

прогноз развития трещины на стадии дизайна, а также с большей точностью восстановить горизонтальные напряжения и спрогнозировать направление трещины ГРП. В свою очередь все эти ценные данные могут быть использованы при построении 3D геомеханических моделей участков залежей, а также геологическим и гидродинамическим моделированиях.

Комплексный подход к изучению геометрии трещин обеспечивает более достоверное моделирование процессов ГРП и, как следствие, позволяет оптимизировать проведение скважино-операций и систему разработки месторождения.

В скважинах, где выделяются несколько продуктивных интервалов для увеличения охвата, сокращения продолжительности работы СПБУ и повышения экономического эффекта от ГРП, целесообразно применять специальное оборудование. Так в 2024 году в СП «Вьетсовпетро» запланировано испытание технологии многостадийного ГРП (МГРП) с использованием хвостовика с портами, спускаемого в уже действующую скважину. Применение МГРП также позволит в перспективе снять техническое ограничение по максимальному объему проппанта (возможности ТБС) на одну скважину. На скважинах с высоким этажом нефтеносности, за счет разделения ГРП на стадии, будет повышена загрузка проппанта на единицу эффективной мощности пласта, тем самым обеспечив образование трещин именно в целевых интервалах.

Ожидается, что за счет применения новых технологий повысится адаптивность дизайнов, расширятся критерии применения гидроразрыва пласта. Успешно испытанные технологии могут быть тиражированы на новые блоки и участки, эксплуатация которых без мероприятий, повышающих продуктивность, считалась ранее неэффективной или низкорентабельной.

НЕРАВНОВЕСНЫЕ ЭФФЕКТЫ ПРИ ТЕЧЕНИИ ГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ В ТРУБАХ И МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ КОРРОЗИИ ГАЗОПРОВОДОВ

Гейлани Панахов¹, Алексей Иванов², Эльдар Аббасов¹,
Ле Вьет Зунг², Ле Данг Там², Гульнар Салманова³

¹Институт Математики и Механики, Баку, Азербайджан

²СП «Вьетсовпетро»

³Бакинский Государственный Университет, Баку, Азербайджан

АННОТАЦИЯ

В работе приведены результаты исследования неравновесных эффектов при течении влажного газа в трубах и методы предотвращения коррозии газопроводов. Показано влияние флуктуаций давления и плотности на неравновесные эффекты при транспорте влажного газа. Для оценки определяющих параметров в процессах течения газа использованы идентификационные модели и термодинамические подходы. Предложен новый метод очистки полости газопроводов от скоплений жидкости на основе пеногенерации. Показана эффективность очистки газопроводов сложного рельефа от скоплений воды вязкоупругими составами («пробками») для предотвращения коррозии внутренней полости газопроводов в морских условиях эксплуатации.

1. Влияние влажности газа на неравновесные параметры при трубопроводном транспорте

Турбулентное движение газа вместе с жидкостью в трубах приводит к нестационарным неравновесным условиям течения. Влажность - это количество водяного пара, растворенного в единице объема попутного нефтяного газа при определенных термодинамических условиях. Содержание водяного пара в газе характеризуется абсолютной и относительной влажностью [2, 4]. Влажность зависит от состава газа, давления, температуры конденсированной воды и физико-химических свойств, при которых газ находится в термодинамическом равновесии.

Влажность газа при заданном давлении и температуре оценивается следующим выражением [4]:

$$W_{Tver} = (A / P_{ver} + B) C_{ort}$$

где, A и B - коэффициенты, зависящие от температуры (рассчитываются для плотности газа 0,6 г/см³ при температурах от -40°C до +110°C); C_m - коррекция изменения значения плотности данного газа на 0,6; T_d - заданная температура (°C). По расчетам, выполненным по вышеуказанному методу, в таблице приведены весовые значения влажности газа от +30°C до +1°C, данные об изменении расхода газа от 10 до 55 тыс. м³/сут.

Следует учитывать, что с уменьшением давления и повышением температуры количество водяного пара в газовой фазе увеличивается. При поступлении газа в газопровод, при условии, что содержание воды в нем не ниже температуры точки росы газа в соответствии с условиями его транспортировки (изменение давления и температуры), то капли влаги в него не попадают. Конденсация воды в газопроводе будет происходить даже в том случае, если температура росы выше температуры, при которой

газ охлаждается в полости газопровода [4]. Расчетные данные для весовых значений влажности газа приведены в таблице 1:

Таблица 1. Расчетные данные для весовых значений влажности газа

Температура газа C°	Q=10	Q=15	Q=20	Q=25	Q=30	Q=35	Q=40	Q=45	Q=50	Q=55
	тыс. м³/сут									
5	0.028	0.043	0.057	0.071	0.085	0.100	0.114	0.128	0.142	0.156
10	0.040	0.060	0.080	0.099	0.119	0.139	0.159	0.179	0.199	0.219
15	0.056	0.083	0.111	0.139	0.167	0.194	0.222	0.250	0.278	0.306
20	0.075	0.113	0.150	0.188	0.226	0.263	0.301	0.338	0.376	0.413
25	0.101	0.152	0.202	0.253	0.304	0.354	0.405	0.456	0.506	0.557
30	0.135	0.202	0.270	0.337	0.405	0.472	0.540	0.607	0.675	0.742

2. Влияние флуктуаций давления и плотности на неравновесные эффекты при трубопроводном транспорте газовых смесей

При течении газовых смесей периодически возникают гидродинамические условия для осаждения жидкой фазы, которая конденсируется в полости трубопроводов из транспортируемых флюидов. Скорость ее осаждения зависит от скорости течения газа, а также от профиля трубопроводной системы. При транспорте газа по трубам на горизонтальном и вертикальном участках пути конденсированная жидкость движется по стенкам трубы в виде формирующегося на них слоя. Наибольший объем жидкости скапливается в восходящих участках трубопровода, создавая гидравлическое сопротивление и полностью или частично перекрывая участки трубы. Когда газ движется по стенкам трубы, толщина пограничного слоя постепенно увеличивается и достигает максимального значения на участке, где нивелирует центральная область потока в трубе.

При этом для поставленной задачи возникает случай внезапного скачка изменения давления и плотности газожидкостной смеси. Для оценки определяющих параметров в такого рода процессах используются как модели идентификации, так и термодинамические подходы. Использование обоих методов показывает, что для описания неравновесных эффектов в газожидкостных смесях в качестве простейшей модели можно использовать следующее соотношение для описания явлений [7 - 9]:

$$\frac{1}{C_0^2} \left(P - P_0 + \theta_1 \frac{\partial P}{\partial t} \right) = \rho - \rho_0 + \frac{C_\infty^2}{C_0^2} \theta_2 \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (1)$$

где P , ρ - текущие значения давления и плотности газожидкостной смеси; P_0 , ρ_0 - начальные значения давления и плотности газожидкостной смеси; C_0 , C_∞ - скорости распространения волн возбуждения в медленных и быстрых процессах; θ_1 , θ_2 - время релаксации давления и плотности газожидкостной смеси.

Уравнение состояния газожидкостных систем в случае внезапного пульсирующего скачка изменения плотности можно записать как:

$$\frac{1}{C_0^2} \left(P - P_0 + \theta_1 \frac{\partial P}{\partial t} \right) = \rho - \rho_0 \cdot (2)$$

После некоторых преобразований формула (2) может быть представлена в виде линейного дифференциального уравнения с правой частью, зависящей от давления:

$$\frac{dP}{dt} + \frac{1}{\theta_1} P = \frac{P_0 + C_0^2 (\rho_1 - \rho_0)}{\theta_1} \quad (3)$$

Решение для начального условия $P(0) = P_0$ представляется в виде:

$$P = P_0 + C_0^2 (\rho_1 - \rho_0) \left(1 - e^{-\frac{t}{\theta_1}} \right) \quad (4)$$

Для динамики изменения плотности газожидкостной смеси с пульсационным изменением давления между значениями P_0 и P_1 из (1) получается следующая зависимость:

$$\frac{1}{C_0^2} (P - P_0) = \rho - \rho_0 + \theta_2 \frac{C_\infty^2}{C_0^2} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (5)$$

Это соотношение можно рассматривать как дифференциальное уравнение:

$$\frac{dP}{dt} + \frac{1}{\theta_2 \frac{C_\infty^2}{C_0^2}} P = \frac{\rho_0 + \frac{1}{C_0^2} (P_1 - P_0)}{\theta_2 \frac{C_\infty^2}{C_0^2}} \quad (6)$$

Решение при начальных условиях $\rho(0) = \rho_0$ выглядит как:

$$\rho = \rho_0 + \frac{P_1 - P_0}{C_0^2} \left(1 - e^{-\frac{t}{\theta_2 \frac{C_\infty^2}{C_0^2}}} \right) \quad (7)$$

Таким образом, изучается динамика изменения давления и плотности газовой смеси при резком скачке давления в трубопроводе.

Возникновение интенсивного неравновесного состояния наряду с обычными турбулентными и вихревыми потоками и образованием жидкости в пограничном слое приводит к сильному пульсирующему течению [4]. Фронт волны, взаимодействуя с пограничным слоем, претерпевает изменения и образует лямбда-образные скачки с импульсами [6, 7]. Такие пульсационные режимы могут быть описаны законом изменения давления

$e^{-\sin\left(\frac{t}{\theta_1}\right)}$, как это показано в [11, 12]. Графически это можно представить в виде (рис. 1):

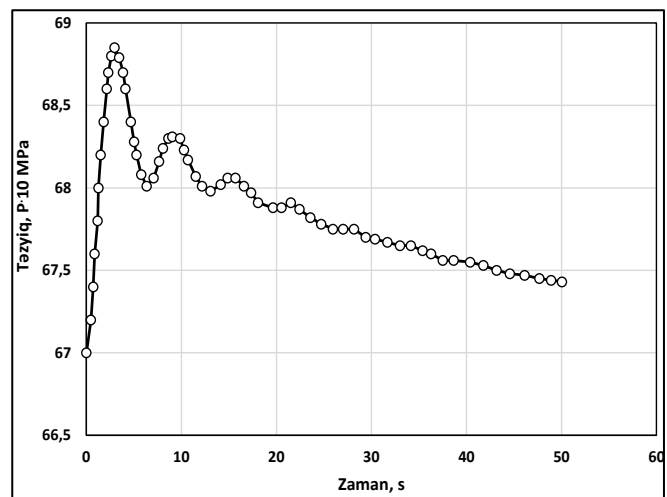


Рис. 1. Изменение давления в трубопроводе в режиме пульсационного течения

Накопление воды может происходить регулярно в широком диапазоне давлений и температур.

Учитывая тепловые эффекты конденсации паров влаги, мы можем записать процесс как уравнение изменения температуры по трубопроводу [5, 6]:

$$m_q C_p \frac{T_{qaz}}{dx} = \frac{m_q}{\rho_q} \frac{dp}{dx} + m_q l_v \frac{dk_1}{dx} - Q \quad (8)$$

где C_p - удельная теплоемкость газа в Дж/К (J / K), l_v - скрытая теплота испарения воды, m_q - скорость расходования массы газа (кг/ч), k_1 - количество газа в гидрате, T_g - температура газа (K). Интенсивность тепловыделения определяется выражением:

$$Q = 2\pi d_j q \quad (9)$$

Здесь Q - интенсивность тепловыделения; q - интенсивность тепловыделения на единицу длины трубопровода и на единицу площади его стенок соответственно.

Процесс конденсации жидкости на внутренней поверхности трубы продолжается только за счет охлаждения газопровода. Процессы теплопереноса на стенке трубы в жидком слое описываются уравнением теплопроводности с постоянным коэффициентом, записанным в цилиндрической системе координат [11 - 12]:

$$r \frac{\partial T}{\partial t} + r v_r \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{r \lambda}{\rho c_p} \frac{\partial T}{\partial r} \right) \quad (10)$$

где t - время, r - радиальная координата, измеренная от оси трубы, λ - коэффициент теплопроводности, ρ - плотность, c_p - удельная теплоемкость, T - температура, v_r - средняя скорость потока в трубопроводе.

Температура стенки в начальный момент времени считается постоянной и равной температуре потока газа:

$$T_{t=0} = T_0 \quad (11)$$

В обобщенной форме, с наложением на наружную поверхность трубы граничных условий 1-3-го рода:

$$\alpha_w \left(r \lambda \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \beta_w T \Big|_{r=r_w} = f_w \quad (12)$$

В частности, если трубопровод находится в воде, граничные условия 1-го типа определяются как:

$$\alpha_w = 0, \beta_w = 1, f_w = T_w$$

На границе контакта “труба - жидкий слой” определяются условия сшивки (равенство теплового потока и температуры):

$$\lambda_i \frac{\partial T}{\partial x} \Big|_{x=x_i-0} = \lambda_{i+1} \frac{\partial T}{\partial x} \Big|_{x=x_i+0} \quad (13)$$

$$T|_{x=x_i-0} = T|_{x=x_i+0}, i = \overline{1, N-1}$$

На поверхности–жидкого слоя устанавливается граничное условие 1-го типа, а скорость перемещения границы жидкого слоя определяется из отношения Стефана:

$$T|_{r=r_c} = T_e$$

$$v_g = -\frac{\lambda_g}{\rho_g Q_g} \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=r_c},$$

где $v_g, \lambda_g, \rho_g, Q_g$ - линейная скорость образования жидкости, коэффициент теплопроводности, плотность и теплота образования жидкости; "w", "e" - индексы, указывающие на внешнюю и внутреннюю поверхность жидкого слоя трубы. Задача решалась при помощи метода разностной схемы и описывается следующим образом.

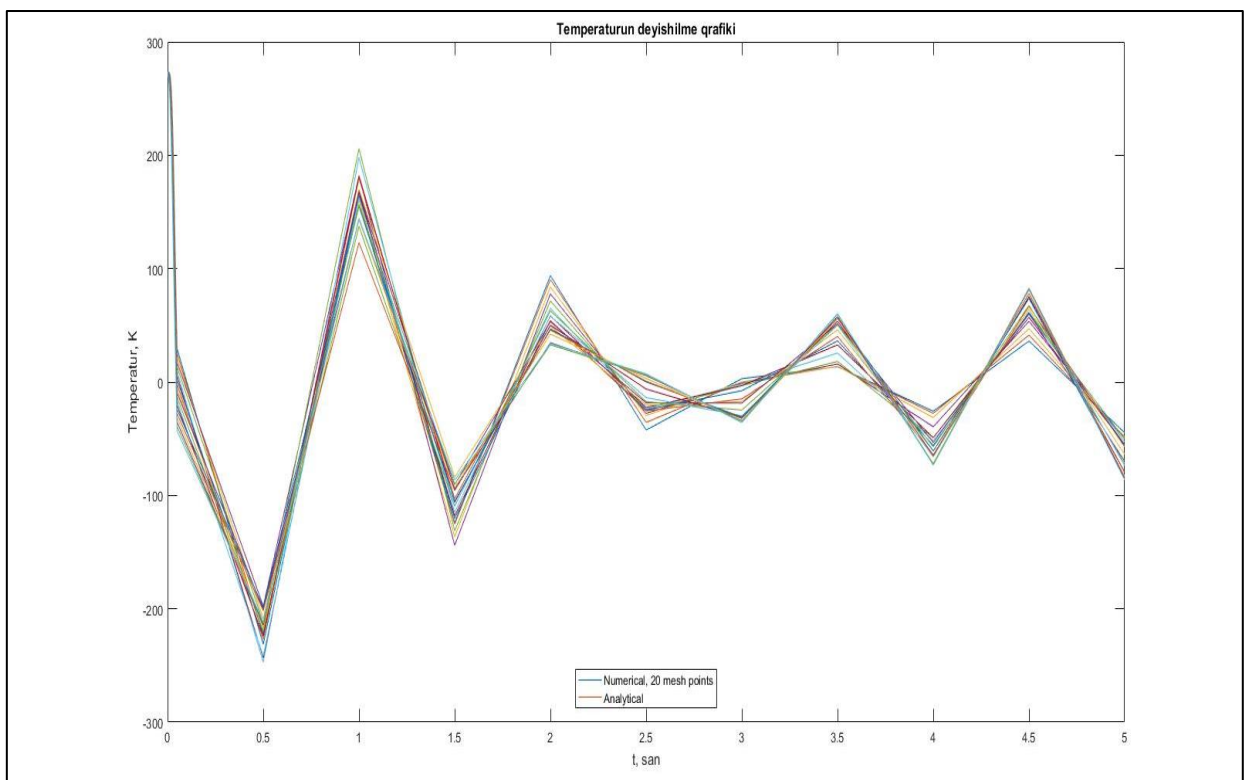


Рис. 2. Изменение температуры во времени (в двумерном случае)

Здесь, $v_r = 10 \text{ m/san}$, $r = 0.55 \text{ m}$, $\rho = 0.4 \text{ kq/m}^3$, $c_p = 2483 \text{ J/kq} \cdot \text{K}$ а также изображение для моментов времени $t = 0; 0,5; 1,0; 1,5; \dots$ с в трехмерном изображении на рис. 3. На рис. 4 представлен график изменения температуры по сечению трубопровода.

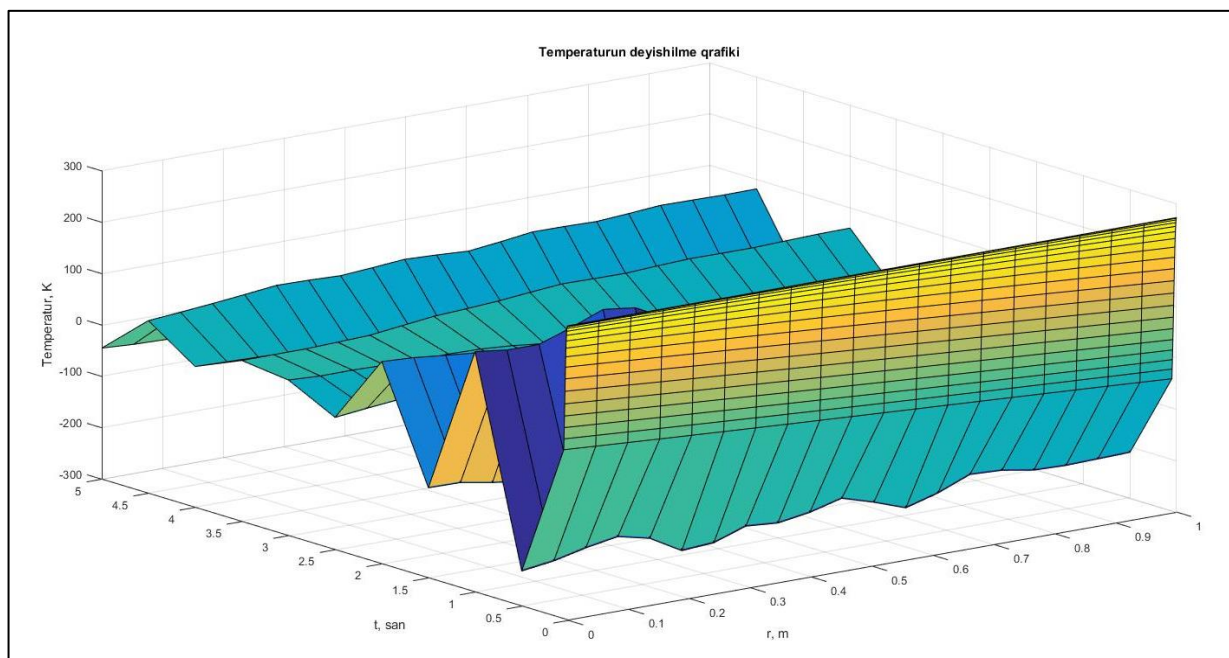


Рис. 3. 3D изображение изменения температуры во времени

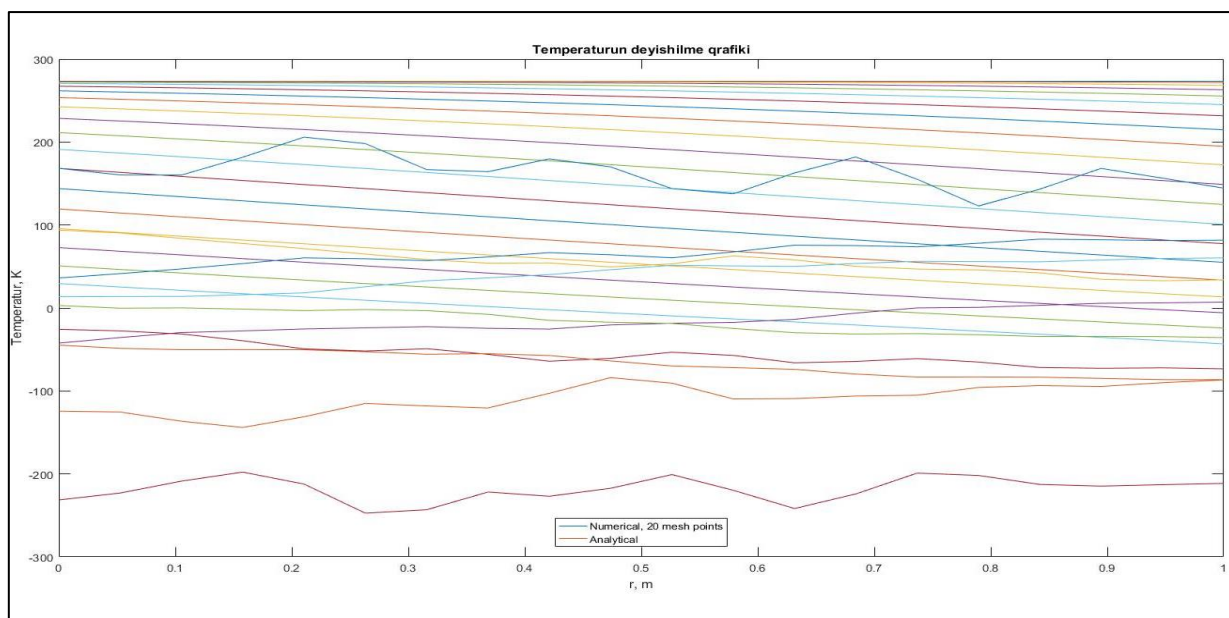


Рис. 4. Изменение температуры по сечению трубопровода.

3. Практические решения для предотвращения возникновения коррозии газопроводов в условиях неравновесности

К причинам возникновения коррозионно-опасных условий в полости трубопровода относятся неустойчивые соединения углеводородов с водой, а к технологическим условиям, влияющим на образование коррозии, относятся (рис. 5):

1. отсутствие выходных коллекторов и очистных труб на участках трубопровода, через которые в зависимости от рельефа может постоянно удаляться из-скопившаяся жидкость;
2. неэффективная очистка трубопровода перед его запуском (продувкой);
3. неполная очистка газа перед подачей его в магистральный трубопровод.



Рис. 5. Примеры корродированного газопровода

Наиболее простым методом в данной ситуации является периодическое ~~очистки~~ удаление накопившейся воды из газопроводов с путем продувки газом под давлением через открытое сечение трубы. Развивая большую скорость за счет перепада давления, поток газа выносит содержимое в течение определенного периода времени. При продувках длинных участков эффективность процесса очистки по длине не одинакова. В начале участка, где скорость потока ниже, чем в конце, вынос отложений будет меньше. Недостаток такого метода заключается в потерях больших объемов газа и загрязнении окружающей среды. После строительства трубопровода продувку через открытое сечение осуществляют с одновременным пропуском очистных поршней или скребков [3].

Известно, что эффективность очистки также зависит от характера загрязнений, термогазодинамических условий, и технологическая очистка внутренней полости газопроводов с помощью очистительных устройств различных конструкций ограничивают возможность их применения. В связи с этим в последние годы в нефтяной промышленности и нашли широкое применение поверхностно-активные вещества (ПАВ). Действительно, ПАВ, обволакивая включения жидкости в полости газопровода, придает им упругие свойства, предотвращающие накопление жидкости в трубопроводе.

В прикладных задачах для генерации пенной структуры используются специально разработанные пеногенераторы для эжектирования поверхностно-активных веществ [1, 5, 7, 10]. Кратность пены с повышением давления в системе, где она генерируется, уменьшается, а устойчивость – увеличивается. При давлении газа в закрытой системе равном 6,0 МПа устойчивость пены системы увеличивается более, чем в 5 раз по сравнению с устойчивостью пены, полученной в атмосферных условиях [3, 5, 7, 10].

Анализ применяемых методов и конструкций аппаратов пеногенерации позволил разработать метод пеногенерации для придания жидкостям упругих свойств. С целью предотвращения пульсаций и гидроударов, а также очистки трубопроводов от накоплений, предлагается разработанный пенообразователь (твердый ПАВ), установленный для генерации пены в специальных ответвлениях от основного газопровода - лупингах (рис. 6).

В пеногенераторах пена образуется после смешения газовой и жидкой фаз на специальных сеточных системах, расположенных перпендикулярно направлению движения смешанного потока. Рассмотренный подход позволяет проводить анализ динамики трубопровода при сколь угодно сложном и быстром изменении внутреннего давления.

Изучен случай перекачки многокомпонентных систем в трубах в условиях пульсационных изменений давления и плотности газожидкостной смеси условия с привлечением элементов модели дрейфа для задачи о пузырьковом режиме течения газо-жидкостной смеси в длинной трубе. Разработанная и использованная в реальных условиях газопровода схема и конструкция пеногенератора позволила сгенерировать пенную систему для очистки внутренней полости газопровода.

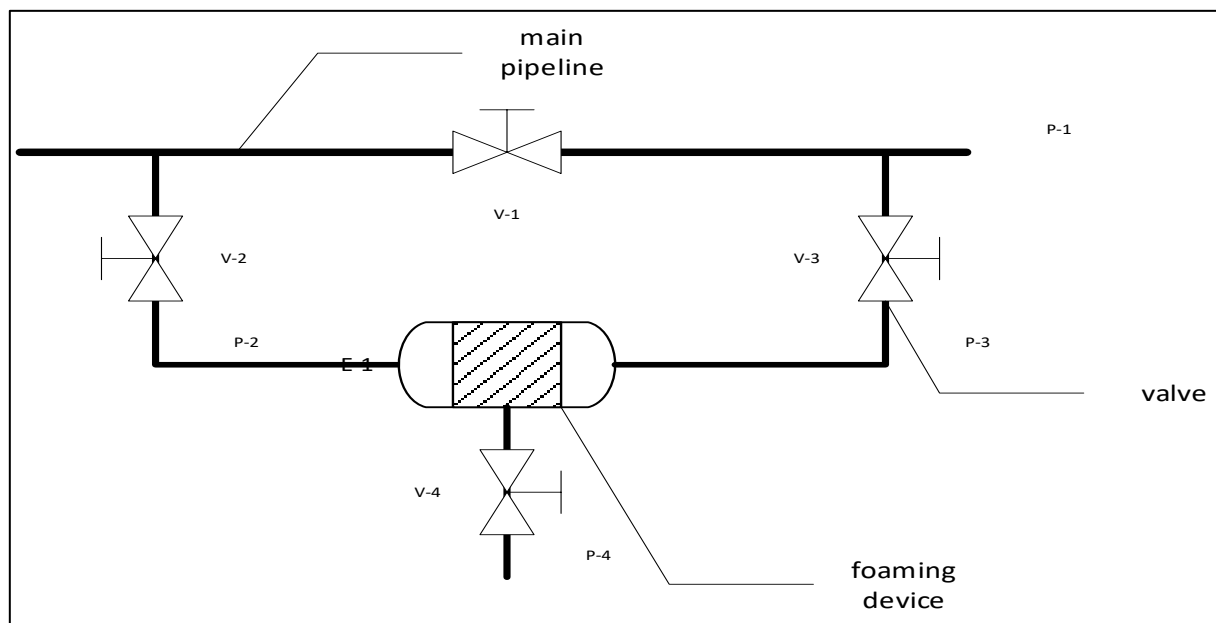


Рис. 6. Схематическая иллюстрация генератора пены высокого давления

В последнее время доминирует технология очистки внутренней полости газопроводов с помощью очистительных устройств различных конструкций и принципов действия [1, 3]. Технологический процесс очистки газопроводов осуществляется без остановки его работы и состоит из трех основных элементов: процесса запуска очистного устройства, контроля его прохождения по очищаемому участку и процесса приема продуктов очистки и очистного устройства в конце очищаемого участка. Для запуска и приема очистных устройств сооружаются специальные элементы, включающие камеры запуска и приема, сигнальную систему, утилизационные емкости, подъемные механизмы очистных устройств, технологическую обвязку и другое оборудование. Переменность сечения трубопроводов, наличие отводов, накладных хомутов и т.д. ограничивают возможность применения скребков и специальных шаров различных форм и конструкций.

С целью эффективной очистки газопроводов от различных отложений в работе предлагается использование вязкоупругих композиций, обеспечивающих восстановление пропускной способности трубопроводов и снижение потерь давления. Композитный состав позволяет эффективно реализовывать полную очистку трубопровода с сложной геометрией. Технология очистки обеспечивает увеличение пропускной способности трубопровода и значительное сокращение аварийных ситуаций при их работе.

В отличие от известных систем, вязкоупругие композиции в достаточной степени удовлетворяют комплексу предъявляемых требований и обладают следующими регулируемыми свойствами: релаксацией, тиксотропией, вязко-упругостью, а также динамическим гистерезисом.

Технологический метод имеет своей целью обеспечение выноса из трубопровода воды, конденсата и твердых накоплений путем проталкивания в полость свежеприготовленной композиции вязкоупругого состава и проталкивания его транспортируемым продуктом.

Предложенная концепция основана на подборе вязкоупругих составов для полной очистки газопроводов с целью улучшения показателей работы трубопроводной системы.

При осуществлении технологической операции очистки трубопровода рассчитывается необходимый объем вязкоупругой композиции в зависимости от геометрических параметров трубопровода. Объем композиции готовится непосредственно перед применением в специальной емкости. Приготовленный состав

закачивается под давлением в трубопровод и затем последовательно создается противодействие, обеспечивающее соответствующие условия для движения композиции в полости трубопровода и исключения ее блокирования на участках переменной геометрии и проскальзывания проталкивающего продукта.

Специально разработанный состав [5, 10] был применен на участке газопровода протяженностью 1500 м между морскими стационарными платформами МСП-7 и МСП-5 на месторождения Дракон СП «Вьетсовпетро» (рис. 7-8). Эксплуатация морских газопроводов – одна из сложных и ответственных составляющих технологического процесса разработки залежи. Поддержание стабильной работы газопровода ~~принимает~~ имеет особую актуальность в критических условиях подводного расположения газопровода, наличия райзеров, высокой коррозионной активности среды и транспортируемого продукта, снижения пропускной способности трубопровода вследствие накопления жидкости в полости трубы. Осложняющими факторами процесса очистки газопроводов в условиях морской нефтегазодобычи является отсутствие специальных камер запуска традиционных механических очистительных поршней, сложная геометрия трассы газопровода, протяженные (длиной 70 м) райзеры на платформах. Предложенный инновационный метод основан на закачке в полость газопровода специально разработанной полимерной гелевой композиции, позволяющей в кратчайшее время образовать в полости трубы стабильный вязкоупругий поршень, который при движении в трубопроводе вытесняет накопившуюся жидкость в систему сбора и сепарации на морской платформе. В процессе очистки газопровода из полости труб было вытеснено около 8 кубических метров воды и конденсата при давлении 5 атм, а закаченная на платформе МСП-7 композиция вязкоупругого состава (гелевый поршень) успешно принята в приемной установке на платформе МСП-5 (рис. 7 - 9) Полученные результаты могут быть использованы при анализе и расчете переходных режимов в газопроводных системах с целью исключения аварийных ситуаций и коррозии при транспортировке газа. Полученные оценки сделаны при предположениях, которые в ряде случаев могут быть существенными: $w > 0,1$.

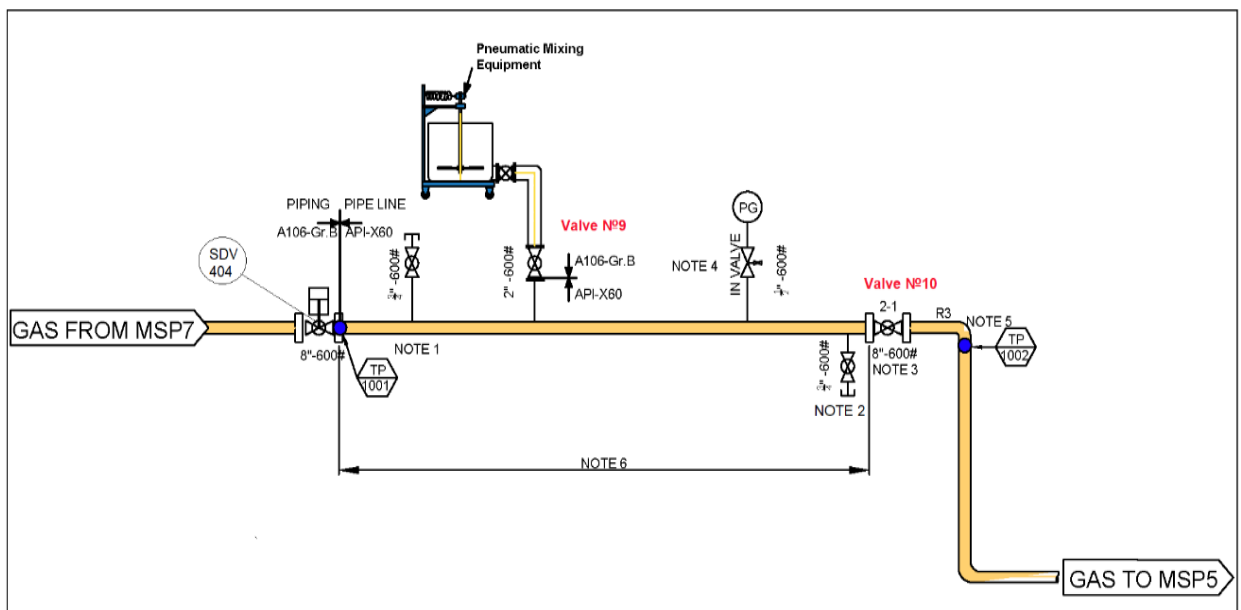


Рис. 7. Схема ввода гелевого скребка в газопровод

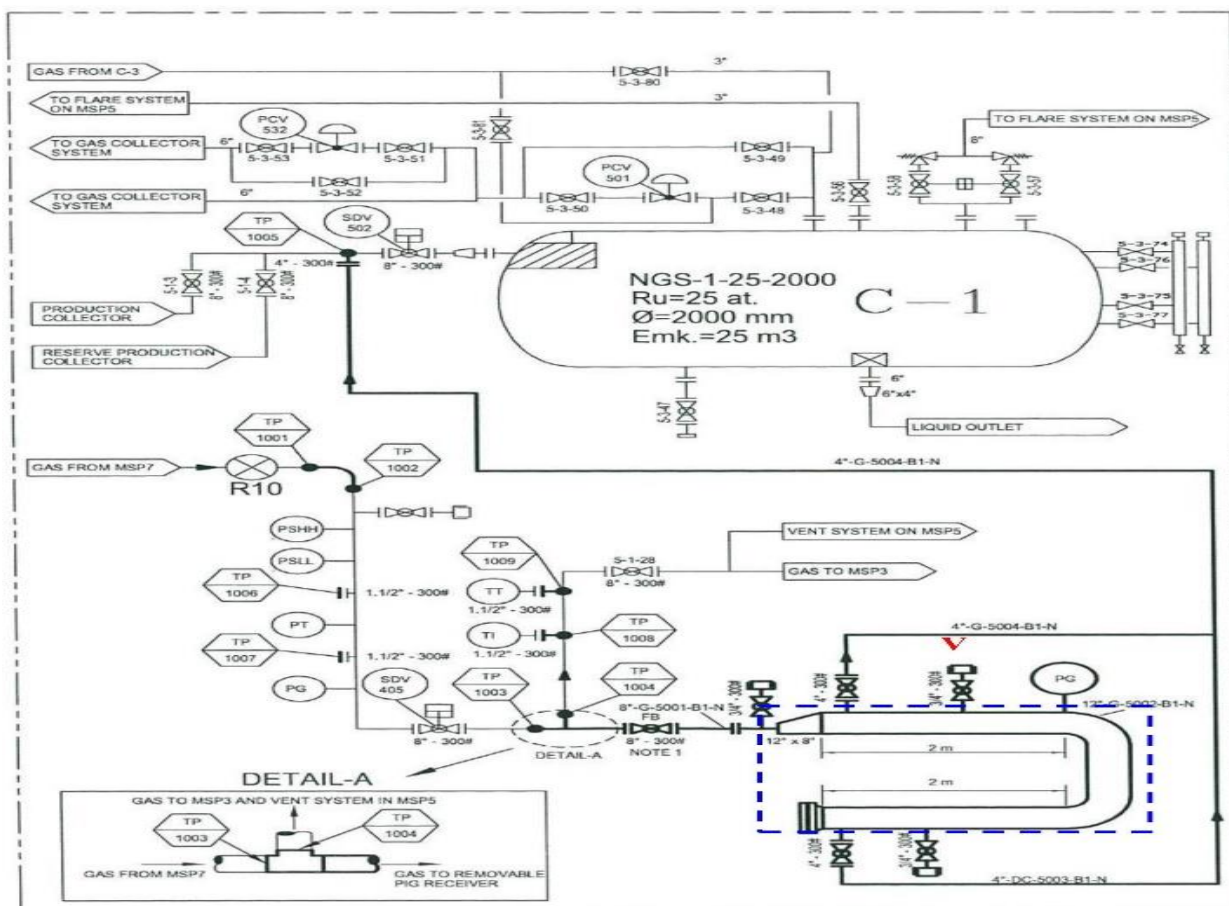


Рис. 8. Схема установки приема отложений и гелевого скребка из трубопровода после очистки (МСП-7)

Полученные результаты могут быть использованы в системах газопроводов для ликвидации аварийных ситуаций и предотвращения коррозии газопроводов при транспортировке газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аметов И.М., Шерстнев Н.М. Применение композитных систем в технологических операциях эксплуатации скважин, М.: Недра, 1989. – С. 166 - 170.
2. Балыбердина И.Т. Физические методы переработки и использования газа. М.: Недра, 1988. - 248 с.
3. Бурных В., Дубчак И. и др. Исследование технологического процесса очистки газопроводов гелями и области их применения. Нефтяник, № 3, 1994. - С.29 – 32.
4. Комилов М.З. Определение влагосодержания газа // Наука, техника и образование, no. 2 (20), 2016, pp. 14-16.
5. Панахов Г.М, Шахвердиев А.Х., Аббасов Э.М. Способ очистки внутренней полости газопроводов. Патент РФ RU 2174879 C1 B08B9/57 /2001.
6. Паранок А.А «Разработка методов раннего обнаружения гидратообразования в магистральных газопроводах и технологических трубопроводах компрессорных станций. – Док. дисс. – Краснодар. – 2014.
7. Саттаров Р.М., Тухфатов Б.З. Об уравнениях движения газоконденсатных систем в пористых средах и трубах вблизи давления конденсатообразования // Экспозиция Нефть Газ. 2013. №5 (30).
8. Шагапов В.Ш., Уразов Р.Р. Характеристики газопровода при наличии гидратоотложений // Теплофизика высоких температур. 2004. Т. 42, № 3. - С. 461-468
9. Шайдаков В.В., Сухонос А.Л., Людвицкая А.Р., Джафаров Р.Д., Драган Ф.В. Математическая модель процесса гидратообразования в трубопроводе малого диаметра в квази статическом приближении // Экспозиция Нефть Газ, No. 4 (43), 2015. - С. 34 - 37.
10. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Мандрик И.Э., Бахтияров С.И., Аббасов Э.М. Эффективность вязкоупругих композиций в сложных технологических операциях // «Изобретения и инновации в нефтегазовой промышленности», № 6, 2005. – С.55 - 61.
11. Al Harooni, K. M., Barifcani, A., Pack, D. and Iglaue, S., Evaluation of Different Hydrate Prediction Software and Impact of Different MEG Products on Gas Hydrate Formation and Inhibition, Offshore Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, Mar 22-25, 2016.
12. Haixia Wang et al 2019 IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 310 032033.

ПРИМЕНЕНИЕ АСМОЛЬНЫХ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ ДЛЯ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ И ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ СТРЕСС- КОРРОЗИИ

Гладких М.А.¹, Гладких И.Ф.¹, Велиев М.М.², Хван Р.В.¹, Середюк Е.Ю.¹, Н.В. Зунг³

¹ - Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «Юнисол» (Россия, г. Уфа),

² - Института нефти и газа ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (Россия, г. Октябрьск).

³ – СП «Вьетсовпетро»

АННОТАЦИЯ

Как известно [1, 9], более половины всех аварий на магистральных и подводных газопроводах (МГ) происходит по причине стресс-коррозии. При этом происходит охрупчивание и растрескивание металла труб, в большинстве случаев с наружной поверхности [2, 3, 6-8, 10-12]. На некоторых участках трубопроводов за 20 лет эксплуатации трещины достигают середины толщины стенки, что соответствует исчерпанию всех предусмотренных проектами запасов прочности. После этого происходит разрыв стенки трубы, выброс газа под большим давлением, самовозгорание с высотой пламени на десятки метров. Как правило, фрагменты трубопровода оказываются раскрытыми и выброшенными на несколько десятков метров от места разрыва. От высокой температуры выжигается поверхность земли, иногда до ста метров и более от очага разрушения. Таким образом, стресс-коррозия магистральных газопроводов представляет собой большую опасность, как для самих трубопроводов, так и для окружающей среды и населения. Механизм протекания стресс-коррозии отличается сложностью и многофакторностью. Всё это вместе определяет важность изучения данного явления, и актуальность разработки эффективных мер противодействия.

С явлением стресс-коррозии на магистральных газопроводах в мире столкнулись в 60-х годах прошлого века. Казалось бы, что за это время, учитывая важность и масштабность явления, должны были решить проблему окончательно. Но вплоть до последнего времени актуальность проблемы только растёт, а окончательное решение всё время уходит куда-то «за горизонт». Также возникает вопрос: почему на магистральных газопроводах стресс-коррозия происходит, а на других трубопроводах (нефтепроводах, нефтепродуктопроводах, промысловых трубопроводах, в системе газораспределения) стресс-коррозия отсутствует? Почему на резервуарах и другом оборудовании нефтегазового комплекса стресс-коррозия не замечена? В чём отличительная особенность магистральных газопроводов?

Продолжительная (свыше 35 лет) эксплуатация морских нефтегазодобывающих платформ (МСП и БК) и установленного на них технологического оборудования СП «Вьетсовпетро» в условиях морского тропического климата привела к их значительному износу. В условиях морской нефтегазодобычи на металлоконструкции МСП, БК и оборудование воздействует весь комплекс коррозионных факторов: морская вода, атмосферные осадки (дождь, туман), солнечная радиация, разнообразные механические воздействия при штормах, работе оборудования с наружной стороны, агрессивные перекачиваемые среды (пластовая и морская вода, попутный газ и пр.). Очевидно, что добыча будет продолжаться в течение длительного дополнительного срока (не менее 15 лет) до истощения

продуктивных пластов. На этот срок должны быть обеспечены безопасные условия работы при сохранении высокого качества продукции [4, 5].

В статье анализируется взаимосвязь и взаимовлияние двух типов проблем: проблемы защиты магистральных и подводных газопроводов от стресс-коррозии и проблемы человеческого фактора в разных проявлениях. Приводится логическая цепь размышлений и выводов, раскрывающих природу и механизмы стресс-коррозии на газопроводах. Показана ошибочность некоторых распространенных мнений и направлений по способам защиты от стресс-коррозии. Предлагается пересмотреть критерии выбора изоляционных материалов для переизоляции трубопроводов, используя положительные свойства асмола. Показано, что при нанесении асвольного покрытия его функциональные группы вступают в химическое взаимодействие с соединениями, образовавшимися на поверхности трубы и способствуют защите трубопровода от стресс-коррозии.

Ключевые слова: стресс-коррозия, изоляционные материалы, стенка трубы, магистральный газопровод, морские нефтегазодобывающие платформы, асмол.

1. Обзор

Как показал анализ, магистральные и подводные газопроводы (на тех участках, где обнаружена стресс-коррозия) имеют большие диаметры, эксплуатируются под большими рабочими давлениями. Это приводит к тому, что механические напряжения в стенке МГ значительно выше, чем на всех других трубопроводах. От действия рабочего давления кольцевые (окружные) напряжения больше осевых примерно в два раза. Это объясняет тот факт, что большинство обнаруженных стресс-коррозионных трещин ориентировано в продольном направлении (перпендикулярно окружным напряжениям, рис. 1).

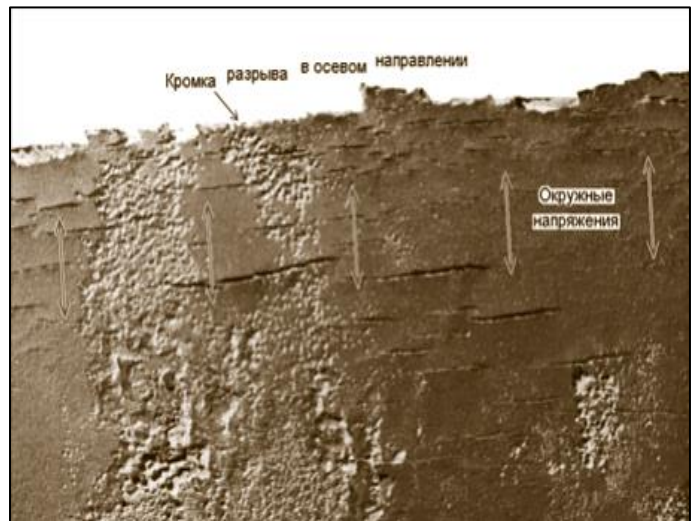


Рис. 1. Фрагмент наружной поверхности МГ на месте разрыва по механизму стресс-коррозии

На участках трубопроводов, проложенных по трассе со сложным рельефом, возникают значительные изгибные напряжения, которые ориентированы в продольном направлении. При равных других условиях эти напряжения тем выше, чем больше диаметр трубопровода. Это объясняет тот факт, что на некоторых таких участках МГ появляются стресс-коррозионные трещины, ориентированные в окружном направлении (перпендикулярно продольным напряжениям).

Таким образом, одним из факторов, определяющих условия развития стресс-коррозии, является наличие высоких растягивающих напряжений в стенке трубопровода. По-видимому, чем ближе напряжения к пределу текучести металла, тем быстрее развивается стресс-коррозия.

На рис. 2 показаны изломы стенки МГ после разрушения по стресс-коррозионному механизму. Видно, металл стенки трубы охрупчен и растрескан со стороны наружной поверхности. Остальная часть металла со стороны внутренней поверхности осталась с исходными свойствами и достаточным запасом пластичности (этот вывод подтверждается и испытаниями образцов на растяжение и изгиб). Однако механические напряжения по толщине стенки практически одинаковы. Если бы стресс-коррозия определялась только уровнем механических напряжений, то охрупчивание и растрескивание одинаково интенсивно происходили бы по всей толщине стенки трубы, включая и зоны, близкие к внутренней поверхности.

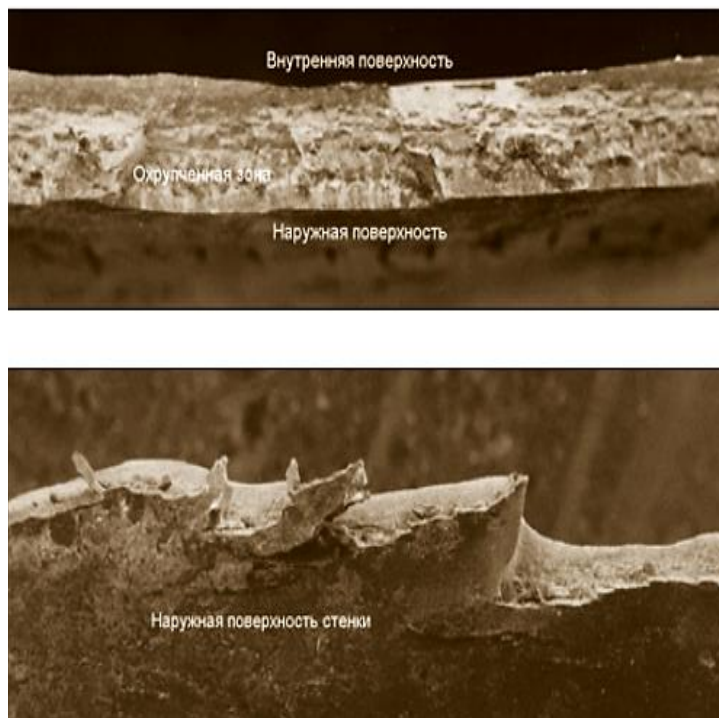


Рис. 2. Вид излома стенки трубы при стресс-коррозионном разрушении МГ

То, что процесс развивается только со стороны внешней поверхности, даёт повод предположить, что на внешней поверхности трубопровода происходит какой-то другой процесс, а стресс-коррозия является только следствием этого другого процесса. Отсюда может открыться перспектива найти эффективный метод остановить или замедлить стресс-коррозию, воздействуя на этот пока неизвестный процесс на внешней поверхности. Тот факт, что металл охрупчивается, приводит к мысли, что в металл проникают какие-то элементы (атомы, молекулы, что-то ещё) со стороны внешней поверхности и блокируют дислокации (известно, что пластичность металлов обеспечивается подвижностью дислокаций). Проникать в металл другие элементы (углерод, азот, водород и др.) могут только при высоких температурах, сопоставимых с температурой плавления. При обычных температурах, при которых происходит эксплуатация МГ, никакие молекулы не могут проникать в металл (во всяком случае, скорости возможного проникновения молекул не сопоставимы с теми явлениями, которые наблюдаются при стресс-коррозии).

Проникающей способностью обладают элементарные частицы: протоны, нейтроны, α -частицы и другие. Но таких частиц много и они везде существуют в виде радиационного фона, а стресс-коррозия происходит не везде. Следовательно, надо искать источники элементарных частиц на поверхности подземных трубопроводов (кстати, описанный вид стресс-коррозии происходит только на подземных участках МГ). Такой источник существует и он связан с электрохимической защитой трубопроводов.

Как известно, подземные трубопроводы находятся под двойной защитой от коррозии: изоляционное покрытие плюс электрохимическая защита. Последняя состоит в том, что трубопровод поддерживается под электрическим потенциалом порядка – 1-3 вольт по отношению к грунту. Это должно замедлить электрохимические процессы, приводящие к растворению металла в местах с нарушенной изоляцией. Но это – в идеальном случае; фактически картина несколько другая.

Большинство МГ имеет пленочную изоляцию, нанесённую в полевых условиях. При укладке и засыпке трубопровода в траншее пленочное покрытие сползает вниз вместе с грунтом и образует множество гофр на уровне ниже горизонтального диаметра сечения. Кроме того, клеящий слой в течение короткого времени теряет адгезионные свойства и пленка отслаивается от поверхности трубопровода. Таким образом, пленочное покрытие превращается в своеобразную «шубу», внутри которой находится трубопровод, а между трубой и «шубой» находится грунтовая вода (рис. 3). Распределение электрического потенциала в такой системе будет совершенно отличаться от той, которая должна быть по норме.

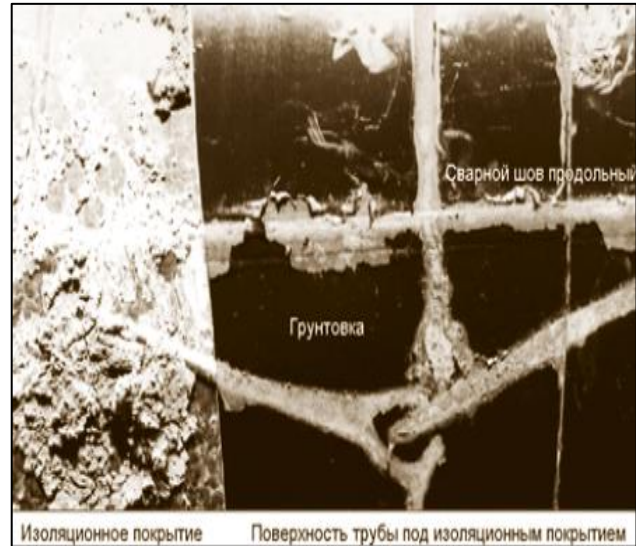


Рис. 3. Поверхность трубы после вскрытия грунта и изоляционного покрытия

В грунтовой воде присутствуют различные ионы, в том числе катионы водорода (H^+), которые окружены полярными молекулами воды. Это образование имеет общий положительный заряд и поэтому притягивается к отрицательно заряженной поверхности трубы. Там катион водорода получает недостающий электрон, становится атомом, освобождается от своего окружения и вплотную «прилипает» к поверхности металла. При этом единственный электрон атома водорода входит в состав электронного облака металла, а оставшееся ядро представляет не что иное, как протон, то есть элементарную частицу. Далее эта элементарная частица (протон) может легко проникать в металл, создавая те самые блокировки дислокаций. Блокаторами становятся все искажения кристаллической решётки, образованные при участии проникающих протонов (ядер атома водорода). Они же, накапливаясь в металле, приводят к росту внутренних напряжений, которые, складываясь с внешними напряжениями, приводят к растрескиванию.

Таким образом, вторым обязательным условием протекания стресс-коррозии является наличие источника атомарного водорода на поверхности металла труб. Кроме рассмотренного источника (грунтовая вода + ЭХЗ) могут быть другие источники атомарного водорода, например, сероводород в продукте перекачки, продукты жизнедеятельности бактерий (биокоррозия).

2. Анализ полученных результатов

Естественно, на скорость стресс-коррозии влияет множество факторов, например: солевой состав и влажность грунта, кислотность, температурный режим, вибрации, остаточные напряжения в трубопроводе, напряжения от всех видов нагрузок. Поэтому разные учёные, занимаясь одной и той же проблемой, часто приходят к разным умозаключениям и выводам [2, 3, 6-8, 10-12].

На наш взгляд, вышеизложенный механизм развития стресс-коррозии может охватить и объяснить все наблюдаемые особенности и закономерности. Этот же механизм даёт ключи к выработке эффективных методов борьбы с этим злом для трубопроводов.

Наши оппоненты на основании анализа статистических данных, опубликованных в докладах Ростехнадзора [1, 9], утверждают, что стресс-коррозия является свойством сугубо магистральных трубопроводов. Это слабое утверждение по следующим причинам.

На малонагруженных МГ (где рабочие напряжения не превышают половины предела текучести) стресс-коррозия также наблюдается редко. На магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах стресс-коррозию предпочитают не замечать, чтобы не создавать себе проблем. Но это не значит, что явления нет. Несколько аварий, обследованных при нашем участии, а также другими специалистами, показали, что стресс-коррозия всё-таки происходит, но носит больше локальный характер (на концентраторах напряжений). Поэтому такие разрушения обычно относят к другим причинам, приведшим к появлению этих самых концентраторов напряжений: дефект сварки, брак строительства, некачественный ремонт, низкое качество металла, заводской брак (если эти причины проследить глубже, то тоже придём к человеческому фактору).

Наши оппоненты говорят, что со стресс-коррозией следует бороться путём создания специальных марок сталей. Не будем спорить, наверное, это один из вариантов решения проблемы. У разных марок сталей разная структура, разные запасы пластичности. Это, несомненно, окажет влияние на скорость протекания процессов, связанных со стресс-коррозией. Но само явление не будет исключено, пока не исключатся условия протекания стресс-коррозии. Кроме того, останется вопрос – как защитить существующие трубопроводы?

На наш взгляд, защита трубопровода от стресс-коррозии должна строиться на исключении источника атомарного водорода с поверхности трубопровода. Поскольку изоляционное покрытие и ЭХЗ исключать нельзя, остается подбирать более эффективные изоляционные покрытия. Причём, покрытия должны обладать высокой технологичностью, чтобы можно было восстанавливать изоляцию действующих МГ.

В качестве примера рассмотрим свойства одного из классов изоляционных материалов на основе нефтеполимера «асмол» (асфальтосмолистый олигомер). Как показали исследования, механизм защитного действия асмолы складывается из двух факторов:

1. создание на поверхности металла барьера для агрессивной среды (обычного, как и все другие изоляционные покрытия);
2. образование адгезионной связи покрытия с металлом трубы за счет химического взаимодействия входящих в состав асмолы функциональных групп – радикалов (другие изоляционные материалы этим свойством не обладают).

Отметим, что химическая активность изоляционного материала по отношению к металлу трубы считалось отрицательным свойством (человеческий фактор). Однако оказалось, химическая активность приводит к образованию дополнительного защитного слоя толщиной 30-50 микрон (подобно алюминию, который защищает себя прочной оксидной пленкой). При нанесении функциональные кислородсодержащие группы вступают во взаимодействие с активными ионами железа с образованием устойчивых соединений комплекса «асмол – железо», и металл при этом не подвергается дальнейшему окислению. Со временем толщина и плотность этого слоя повышаются. Это положительное свойство может обеспечивать необходимую долговечность и надёжность при переизоляции трубопроводов в полевых условиях.

С целью обоснования химической природы адгезионного взаимодействия асмолы со стальной поверхностью исследовали появление привеса пластин из трубопроводостроительной стали 20 в растворе данного асфальтосмолистого олигомера (рис. 4 и 5).

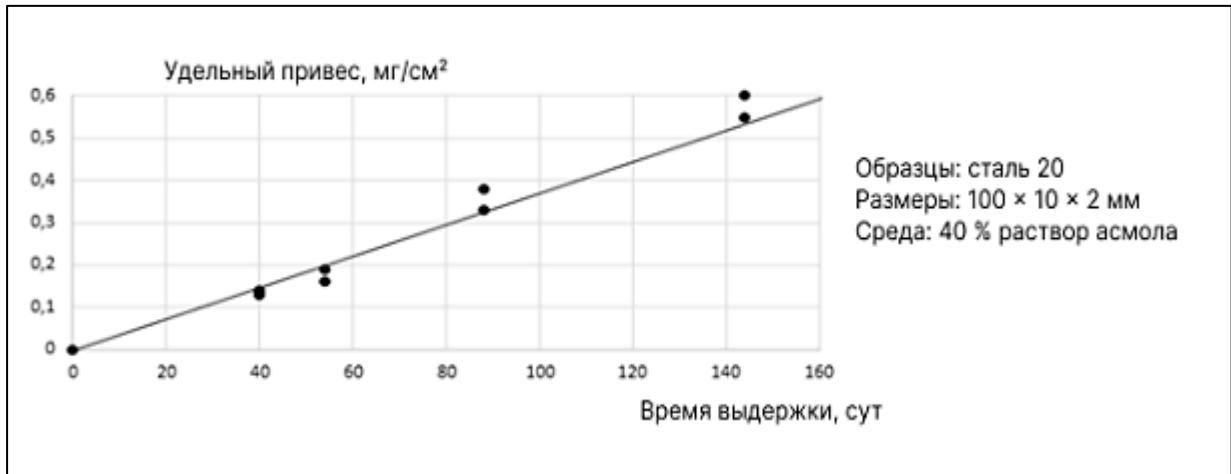
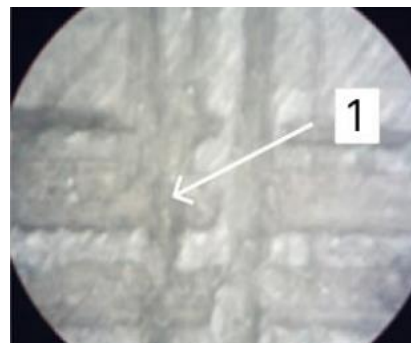


Рис. 4. Изменение привеса пластин от времени выдержки в растворе асфальта

При выдержке пластин в 40 %-ом растворе асфальта (солювент нефтяной марки А) наблюдали рост их привеса в течение 160 суток. Изменяется внешний вид поверхности пластин, что свидетельствует о появлении на пластинах нового химического соединения, прочно связанного с металлической подложкой. Происходит химическая адгезия асфальта на металле, при этом адгезированный слой асфальта не удаляется при интенсивном смыве.



1 – области более темного цвета (асфальт)

Рис. 5. Внешний вид поверхности пластин после выдержки в растворе асфальта (x1000).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Накопленные к настоящему моменту сведения позволяют утверждать, что изоляционное покрытие на основе асфальта способно затормозить коррозию подземных и подводных трубопроводов не только по механизмам потери металла (общую и язвенную коррозию), но и по механизму стресскоррозии.

Таким образом, при правильном разрешении проблем, связанных с человеческим фактором в разных проявлениях, за относительно короткое время и максимально эффективно можно решить проблемы защиты МГ от стресс-коррозии. Для этого имеется значительный объем научных и технических работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдуллин И.Г., Гареев А.Г., Мостовой А.В. Диагностика коррозионного растрескивания трубопроводов. — Уфа: Гилем, 2003. 100 с.
2. Асадуллин М.З., Усманов Р.Р., Аскарлов Р.М. и др. Коррозионное растрескивание труб магистральных газопроводов. // Газовая промышленность. 2000. № 2. С. 38–39.
3. Болотов А.С., Розов В.Н., Коатес А.К. и др. Коррозионное растрескивание на магистральных газопроводах. // Газовая промышленность. 1994. №
4. Велиев М.М., Бондаренко В.А., Зунг Л.В. и др. Техника и технология добычи нефти на шельфе месторождений СП «Вьетсовпетро» / под ред. М.М. Велиева. - С.Пб.: Недра, 2019. – 512 с.
5. Велиев М.М., Бондаренко В.А., Зунг Л.В. и др. Сбор, подготовка и транспорт продукции скважин шельфовых месторождений СП «Вьетсовпетро» / под ред. М.М. Велиева. - С.Пб.: Недра, 2020. – 456 с.
6. Галиуллин З.Т., Веслинг Д. Обзор исследований по коррозионному растрескиванию под напряжением, проведённых с 1996 по 1998 гг.: Семинар по коррозионному растрескиванию трубопроводов под напряжением. М.: 1998. С. 12–15.
7. Мазель А.Г. О стресс-коррозии газопроводов. // Газовая промышленность. 1993. №7. С. 36–39.
8. Отт К.Ф. Стресс-коррозия на газопроводах. Гипотезы, аргументы и факты. / Обзорная информация. М.: ИРЦ Газпром. 1998. 73 с.
9. Отчёты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2004–2007 годах. М.: ГГТН РФ, 2004– 2008.
10. Притула В.В. Механизмы и кинетика стресс-коррозии подземных газопроводов. // Защита от коррозии в газовой промышленности. М.: ИРЦ Газпром, 1997. 56 с.
11. Сергеева Т.К. и др. Состояние проблемы стресс-коррозии в странах СНГ и за рубежом. // Защита от коррозии оборудования в газовой промышленности. М.: ИРЦ «Газпром». 1997. 99 с.
12. Черкасов Н.М. и др. «Асмор» и новые изоляционные материалы для подземных трубопроводов. М.: Недра, 2005. 155 с.

ИННОВАЦИОННОЕ ИЗОЛЯЦИОННОЕ ПОКРЫТИЕ ДЛЯ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ И ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Гладких М.А.¹, Гладких И.Ф.¹, Велиев М.М.², Хван Р.В.¹,
Середюк Е.Ю.¹, Ле Данг Там³

¹ - Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «Юнисол» (Россия, г. Уфа),

² - Института нефти и газа ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (Россия, г. Октябрьск).

³ – СП «Вьетсовпетро»

АННОТАЦИЯ

Длительная и безопасная эксплуатации магистральных и подводных трубопроводов в большой степени зависит от обеспечения эффективной защиты металла труб от коррозии. Защита трубопроводов от коррозии традиционно обеспечивается двумя составляющими — антикоррозионными покрытиями и средствами ЭХЗ (электрохимическая защита). Изоляционные покрытия обеспечивают первичную («пассивную») защиту трубопроводов от коррозии, выполняя функцию диффузионного барьера, через который затрудняется доступ к металлу коррозионно-активных агентов (воды, кислорода воздуха). При появлении в покрытии дефектов предусматривается система электрохимической защиты трубопроводов — «активная» защита от коррозии.

Большинство старых трубопроводов СП «Вьетсовпетро», построенных до 1990 г., изготовлено из углеродистых сталей, стойкость которых в промышленных средах (подтоварной воде, влажном газе, морской воде) была ограничена. Однако в условиях низкой обводненности продукции, низкого содержания сероводорода и СВБ (сульфатовосстанавливающие бактерии), ограниченного применения химических реагентов и кислотных обработок, трубы из таких сталей эксплуатировались без особых проблем в течение 30 и более лет. К настоящему времени в дополнение к общему износу трубопроводных сетей добавился ряд факторов, ускоряющих износ труб. К числу указанных факторов относятся [1, 2]:

- переход разрабатываемых месторождений в позднюю стадию разработки с резким ростом обводненности и заметным приростом минерализации попутной воды, заражением пластов СВБ, повышением концентрации сероводорода;
- рост объемов добычных продуктов, внедрение методов интенсификации добычи (гидроразрыв пласта, кислотные обработки), приводящие к росту агрессивности перекачиваемых сред, и, соответственно, росту скорости коррозии за счет увеличения скорости потока, появления кислорода, уменьшения pH (рост кислотности растворов), глушения солей от растворов;
- вовлечение в разработку месторождений с осложненными условиями добычи (высоким газовым фактором, сложным составом нефти и газа, наличием сероводорода и пр.);
- с внутренней и наружной воздействием, коррозии процесс происходит более серьезно на системе сбора, подготовки и транспорта нефти и газы СП «Вьетсовпетро», также требуется выполнение мониторинга и оценивания коррозии периодически.

Для антикоррозионной защиты магистральных и подводных трубопроводов применялись и применяются различные изоляционные материалы и покрытия, начиная от битумно-мастичных материалов трассового нанесения и заканчивая заводскими многослойными покрытиями на основе полимерных материалов.

Но, несмотря на то, что все магистральные и подводные газонефтепроводы находятся под двойной защитой, наружная коррозия является одной из основных причин повреждения трубопроводов при длительной эксплуатации. Причина этого в том, что изоляционные покрытия недолговечны. Через 15–20 лет эксплуатации они в значительной степени теряют защитные свойства и требуют замены. По экспертным оценкам более 70% действующих трубопроводов требует замены изоляции. Фактические объемы ремонта изоляции трубопроводов намного ниже необходимого уровня и не позволяют произвести полную замену изоляции в эти сроки. Поэтому трубопроводы продолжают эксплуатироваться с некачественным изоляционным покрытием, а существующие станции катодной защиты не могут подавлять почвенную и тем более морскую коррозию при больших площадях отслаивания изоляции на трубопроводах.

Опыт эксплуатации подземных и морских трубопроводов свидетельствует о том, что их рабочий ресурс и надежность в значительной степени зависят от эффективности противокоррозионной защиты металла как внутренней, так и внешней поверхности. В последнем случае, наряду с электрохимической защитой, важную роль играют изоляционные покрытия.

Целью данной работы являлось исследование состава битумно-полимерных и асмовых мастик на их адгезию к металлу трубы и эксплуатационные характеристики изоляционного материала в лабораторных и трассовых условиях.

В статье авторы подняли проблему изоляционных покрытий для ремонта трубопроводов. Рассмотрены недостатки битумно-полимерных покрытий. Предложено новое покрытие на основе нового реакционноспособного вещества Асмол. Представлены результаты исследования взаимодействия Асмол с металлом.

Ключевые слова: магистральные трубопроводы, коррозия, изоляционное покрытие, Асмол, химическое взаимодействие, адгезионное соединение.

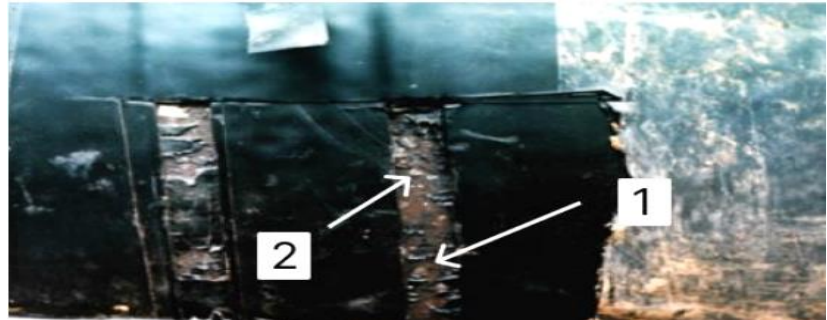
1. Обзор

В настоящее время для переизоляции газопроводов при капитальном ремонте широко применяются покрытия на основе битумно-полимерных мастик. Однако эти материалы изначально имеют ряд недостатков, которые усугубляются в процессе эксплуатации. Анализ физико-механических свойств этих материалов и покрытий на их основе свидетельствует о том, что механизм их защитного действия основан только на барьерном эффекте, предотвращающем проникновение агрессивной среды к металлу трубы. Адгезия этих покрытий к металлу имеет физическую природу. Компоненты агрессивной среды, проникая под покрытие, приводят к развитию коррозионных процессов. Продукты коррозии, образуясь под покрытием, отторгают его от поверхности металла. В результате этого адгезионная прочность покрытий снижается, и как следствие происходит развитие коррозии.

На рис. 1 и 2 показано состояние битумно-полимерных покрытий с разным основным слоем, выявленное после шурфования на газопроводе диаметром 720 мм (г. Каменск-Уральский). Конструкция первого покрытия (рис. 1): грунтовка – ТРАНСКОР-ГАЗ, основной

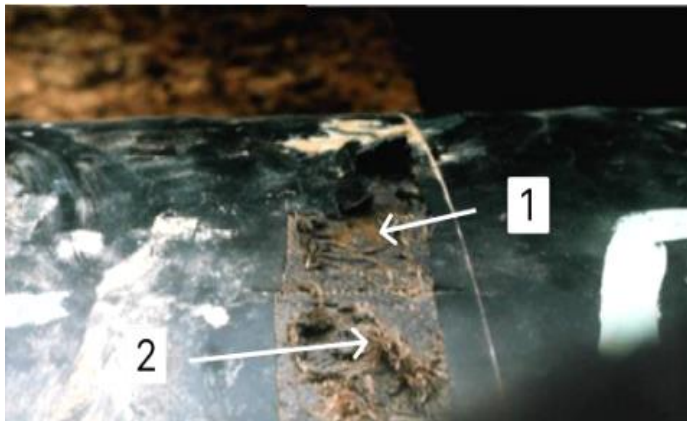
слой – ЛИТКОР (зимняя), оберточный слой – Полилен-ОБ. Второе покрытие (рис. 2) имело в качестве основного слоя – РАМ (зимняя).

Из рис. 1 следует, что состояние битумно-полимерного покрытия на основе ленты ЛИТКОР (зимняя) через 1,5 года эксплуатации характеризуется частичным отслоением покрытия от металла: наблюдаются коррозионные дефекты и солевые отложения белого цвета.



1 – очаг коррозии; 2 – солевые белые пятна

Рис. 1. Состояние битумно-полимерного покрытия на основе ленты ЛИТКОР (зимняя) через 1,5 года эксплуатации



1 – очаг коррозии; 2 – результат когезионного отрыва

Рис. 2. Состояние битумно-полимерного покрытия на основе ленты РАМ (зимняя) через 1,5 года эксплуатации

Что касается состояния битумно-полимерного покрытия на основе ленты РАМ (зимняя) (рис. 2), то в данном случае явные следы коррозии отсутствуют, и отрыв ленты не носит массовый характер. Это свидетельствует о более эффективной защите поверхности трубы в процессе эксплуатации. Полимерная пленка (обертка) защищает изоляционное покрытие от механических повреждений. Однако она недостаточно эффективно снижает скорость сорбции электролитов. Из-за некачественного нанесения оберточного слоя на поверхность ленты через него происходит диффузия грунтовых вод.

Последние, проникая под покрытие, приводят к нарушению сплошности физического барьера и, соответственно, значительному отслоению покрытия. При наличии грунтового электролита под изоляционным покрытием катодная защита не эффективна, и срок службы покрытия снижается.

Многолетняя практика эксплуатации известных изоляционных покрытий трубопроводов свидетельствует о том, что физическая природа адгезионных связей покрытия с металлом не может обеспечить их сохранение в течение длительного срока. Одним из необходимых условий создания надежных, в долговременной перспективе, покрытий является создание условий химического взаимодействия материалов с металлом, т.е. формирование адгезии за счет химических связей.

Разработан ряд изоляционных материалов на основе нового химически активного материала – нефтеполимера Асмол.

Исследования последних лет [4-6] свидетельствуют о том, что Асмол является чрезвычайно эффективным протектором коррозии стальных труб. При нанесении на поверхность металла этого нефтеполимера, функциональные кислородосодержащие группы Асмол вступают во взаимодействие с активными атомами железа, с

образованием устойчивых соединений – комплекса Асмол-железо, металл при этом не подвергается дальнейшему окислению. Помимо этого, кислородсодержащие группы Асмол вступают в химическое взаимодействие и с уже имеющимися на поверхности продуктами коррозии с образованием комплекса, также ориентированного на поверхности металла. В результате этих реакций на поверхности металла происходит не накопление продуктов коррозии, как в случае обычных защитных покрытий, а их растворение с образованием комплексов в поверхностном слое (рис. 3).

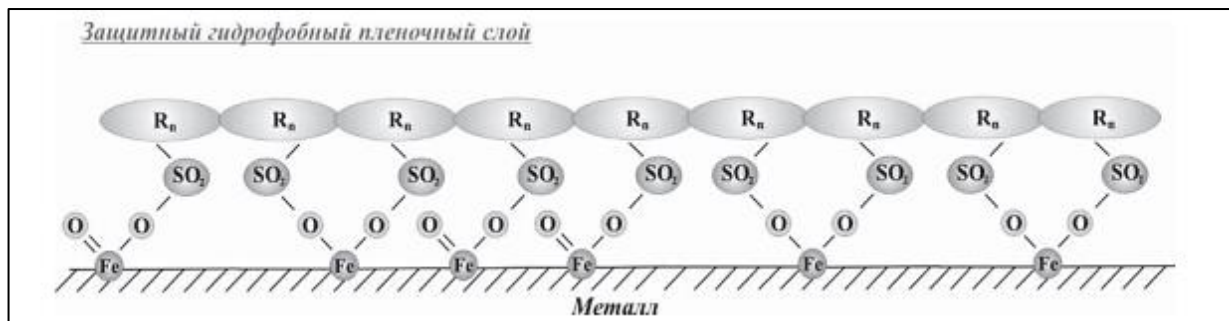


Рис. 3. Образование ориентированного комплекса Асмол-металл

Можно предположить, что ориентация этого комплекса на поверхности металла обеспечивает гидрофобность поверхностного слоя покрытия у поверхности металла, т.е. на поверхности металла, внутри покрытия образуется гидрофобный слой. Дополнительным положительным свойством покрытий с использованием нефтеполимера Асмол является водопоглощение покрытия, обеспечивающее полное удаление влаги с поверхности металла в момент нанесения и, как следствие, полный сплошной контакт покрытия с металлом. Функциональные группы полимера способны образовывать гель при взаимодействии с водой, в этом случае вода становится не коррозионно-активной, т.к. она химически связана. С другой стороны, этот гель является дополнительным барьером, исключающим дальнейшее проникновение к поверхности металла влаги и кислорода, как на неповрежденных, так и на случайно поврежденных участках покрытия.

Покрытие на основе нефтеполимера Асмол не только препятствует проникновению коррозионно активных веществ к поверхности металла трубы, но и как показывают исследования, создает условия для изменения химического состава поверхностного слоя металла трубы и увеличения коррозионной стойкости стали. Кроме того, материал обладает способностью модифицировать и транспортировать вглубь покрытия продукты коррозии, что предотвращает отслаивание покрытия от защищаемой поверхности [5].

Указанные научные выводы подтверждаются на практике. Было проведено комиссионное обследование состояния изоляционных покрытий на основе нефтеполимера Асмол после нескольких лет эксплуатации на ряде газопроводов ОАО «Газпром». Стоит отметить, что исследованные участки газопроводов различались условиями пролегания и эксплуатации.

Результаты обследования, проведенного в шести полнопрофильных шурфах, показали, что после 5-6 лет эксплуатации, покрытия сохранили свои защитные свойства и обеспечивают пассивную защиту газопроводов от почвенной коррозии (рис. 4). Изоляционный слой на основе нефтеполимера Асмол выполняет свою защитную функцию. Покрытие плотно прилегает к телу трубы. Доступа коррозионной среды под покрытие не обнаружено. Во всех шурфах независимо от состояния покрытия и условий эксплуатации (деформация мастичного слоя при засыпке каменистым грунтом) отмечается полное отсутствие следов коррозионных процессов (рис. 5). Мастичный слой на основе нефтеполимера Асмол сохранил свои свойства: мастика пластичная, без видимых следов окисления. Отрыв покрытия во всех шурфах когезионный. Уровень pH среды, как на металле, так и на мастичном слое нейтральный.



Рис. 4. Внешний вид покрытия на основе нефтеполимера Асмор после шести лет эксплуатации.

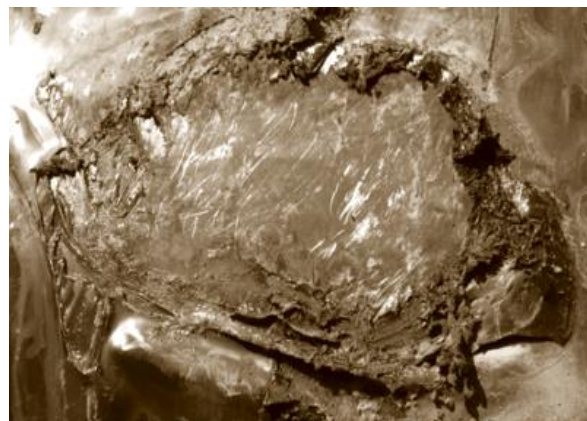


Рис. 5. Внешний вид сквозного дефекта. На поверхности металла отсутствуют следы коррозии. По периметру дефекта не наблюдается отслоения покрытия и отложения солей, характерных для работы катодной защиты

Это свидетельствует о совместимости покрытия с катодной защитой трубопровода даже при высоком уровне защитного потенциала (до $-1,6$ В), что подтверждается и экспериментальными исследованиями. За шесть лет эксплуатации на металле трубы в условиях обводненного глинистого грунта с каменистыми включениями следы коррозии отсутствуют.

Поверхность металла в зоне дефекта имеет не бурю окраску, что присуще оксидам трехвалентного железа, а черного цвета. Этот факт подтверждает результаты лабораторных исследований по изучению поверхностного слоя металла после взаимодействия его с асморными покрытиями.

Исследованиями установлено, что при взаимодействии с асморным покрытием происходит преобразование структуры металла на глубину до 5-7 мкм. При больших увеличениях отчетливо видно, что риски в приповерхностных слоях металла труб становятся заметно толще (рис. 6).

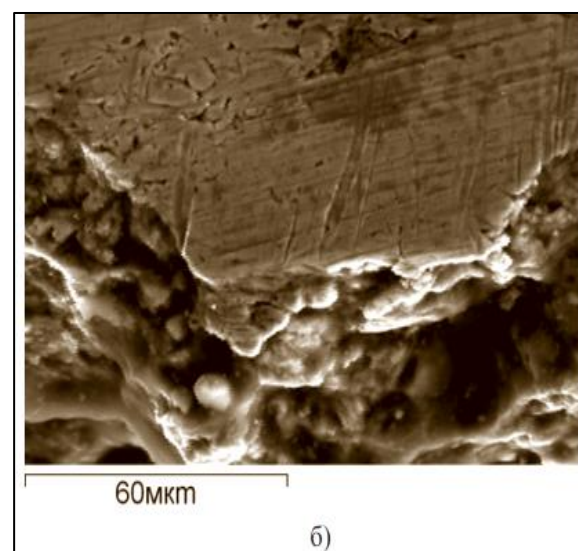
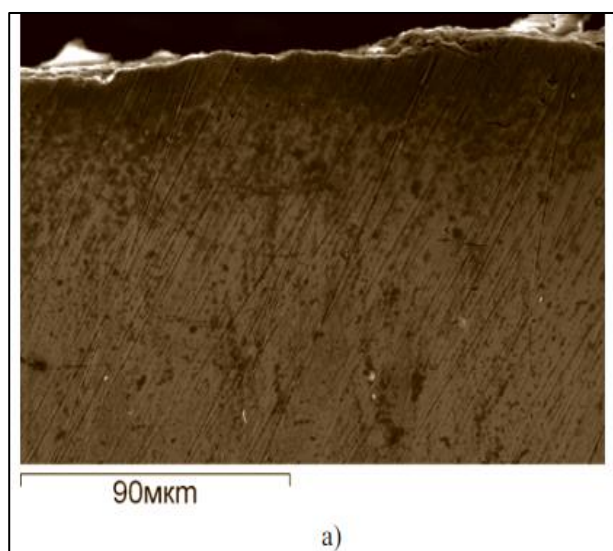


Рис. 6. Вид обр. со стороны, покрытой АСМОЛом (а) и с противоположной стороны (б)

Типичная фотография поверхности металла, обработанной Асмомом, приведена на рис. 7. На снимке отчетливо просматриваются области, коррелирующие по форме и размерам с зернами феррита в стали. При определении кристаллографической природы продукта реакции методом EBSD обнаружено, что Кикучи-линии, соответствующие плоскостям (110) феррита, накладываются на линии (200) вюсцита. Кроме того, неплохо совпадают линии (200) феррита с линиями (220) вюсцита. Вместе с тем, линии (200) феррита коррелируют с линиями (112) гематита.

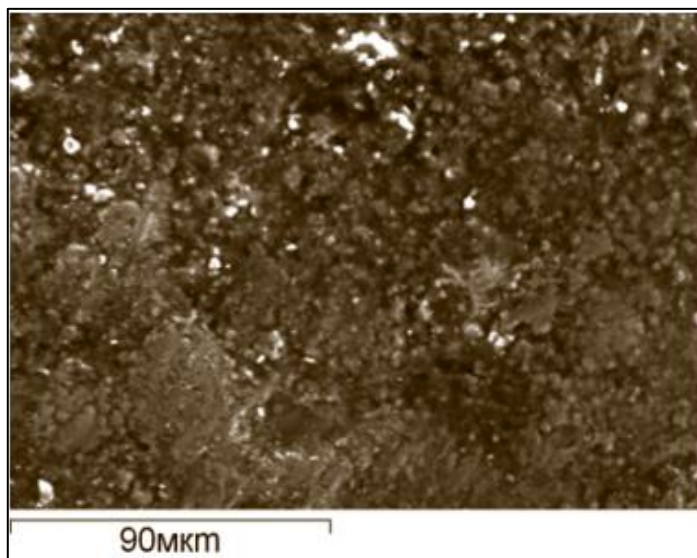


Рис. 7. Поверхность металлического образца после взаимодействия с Асмомом

Также была предпринята попытка провести EBSD анализ при нестандартном пониженном ускоряющем напряжении 15 кВ. Кикучи-линии оказались размытыми, что очевидно связано с искажением кристаллической решетки феррита в приповерхностных слоях.

Полученные результаты можно объяснить следующим образом. Высокая химическая активность Асмолы приводит к тому, что он сорбирует ионы металлов. Процесс окисления железа останавливается на стадии образования двухвалентного железа, перехода в трехвалентное железо не происходит. Поэтому оксидная пленка на поверхности стальных труб в основном является пленкой FeO. Поскольку периоды решеток у железа и FeO не совпадают, происходит микродеформация железа, причем решетка железа оказывается растянутой. Таким образом, создаются условия для растворения цементита в феррите, по типу раствора внедрения и диффузии алюминия из Асмолы в феррит с образованием раствора замещения. Вследствие искажения кристаллической решетки энергия атомов повышается, и разница между энергией атомов в теле зерен и на границах зерен снижается. Тем самым, химические потенциалы атомов выравниваются, и растет коррозионная стойкость материала.

2. Анализ полученных результатов

Указанные результаты исследований показывают, что асмовое покрытие отличается от традиционных битумно-полимерных покрытий. Сравнительные характеристики полимерно-асмового и битумно-полимерного покрытий на основе лент ЛИАМ и ДЕКОМ-РАМ приведены в таблице. Строительные марки битумов, которые являются основой выпускаемых сегодня полимерно-битумных мастик, имеют нестабильный состав, являются хрупкими, не содержат масляных фракций, обеспечивающих требуемые эксплуатационные свойства. Введение пластификаторов, других наполнителей приводит со временем к расслоению смеси. Битумные мастики нельзя применять для изоляции трубопроводов больших диаметров вследствие их невысоких прочностных свойств.

Таблица 1. Характеристики асмово-мастичного и битумно-полимерного покрытий

Показатели	Асмово-мастичное покрытие на основе ленты ЛИАМ, ГОСТ Р 52 602	Битумно-полимерное покрытие на основе ленты ДЕКОМ-РАМ, ТУ-5774-015-32989231-2013
1. Конструкция изоляционного покрытия	- грунтовка асмовая; - лента ЛИАМ в 1 слой; - обертка из термоусаживающейся ленты толщиной 1,2 мм (для трубопроводов большого диаметра)	- грунтовка термостойкая полимерно-битумная ДЕКОМ-ГАЗ; - материал рулонный мастичный армированный ДЕКОМ-РАМ толщина 1,5 мм в 2 слоя; - лента термостойкая радиационно-модифицированная мастичная ДЕКОМ-КОР
2. Толщина покрытия, мм	2,7-4,4	4,6-5,8
3. Диэлектрическая сплошность, кВ/мм	5,0	не менее 5,0
4. Адгезия ленты к загрунтованной поверхности при 20 °С, кгс/см	2,5	1,5
5. Площадь отслоения покрытия при катодной поляризации после выдержки в электролите при 20 °С в течение 30 сут, см ²	5,0	5,0
6. Ударная прочность покрытия в интервале от минус 30 до плюс 40 °С, Дж	4,0	4,0
7. Переходное сопротивление покрытия после выдержки в 3 %-ном растворе NaCl при 20 °С, Ом м ² :	10 ¹⁰	10 ⁹

Для повышения прочности производители вынуждены вводить в мастику наполнители (например, термоэластопласты), которые поднимают температуру размягчения до 100° С. Это, в свою очередь, приводит к необходимости проводить разогрев большого объема мастики до температуры 200° С, а это является температурой деструкции битума и тех добавок, которые введены в него.

С другой стороны, введение большого количества полимерных наполнителей приводит к значительному уменьшению адгезии битумной мастики к поверхности трубопровода. Вновь нанесённые изоляционные покрытия быстро теряют адгезию (особенно если поверхность трубы недостаточно очищена от продуктов коррозии), почвенный электролит и морская вода проникают под покрытие и происходит коррозия металла труб. При этом, поскольку зачастую покрытие обладает большим электрическим

сопротивлением, катодная защита неэффективна на больших площадях отслоившегося покрытия.

Благодаря своей пластичности асмольный слой обеспечивает заполнение всех неровностей поверхности трубы, вследствие чего в зоне сварных швов не наблюдается, так называемого, шатрового эффекта. Обычные стандартные методы измерения адгезии Асмолы приводят к цифрам порядка 0,3-0,4 МПа. При этом отрыв всегда происходил когезионно по мастичному слою, т.е. практически определяется когезионная прочность материала.

Для измерения адгезии Асмолы к металлической поверхности были взяты металлические стержни, торцы которых соединялись тонким слоем расплава Асмолы (0,5 мм). Были испытаны три одинаковых образца, среднее напряжение отрыва составило $\sigma = 1,74$ МПа. Но при разрушении не произошло полного (адгезионного) отрыва Асмолы от металла (рис. 7), поэтому истинное значение адгезии, вероятно, имеет большее значение.

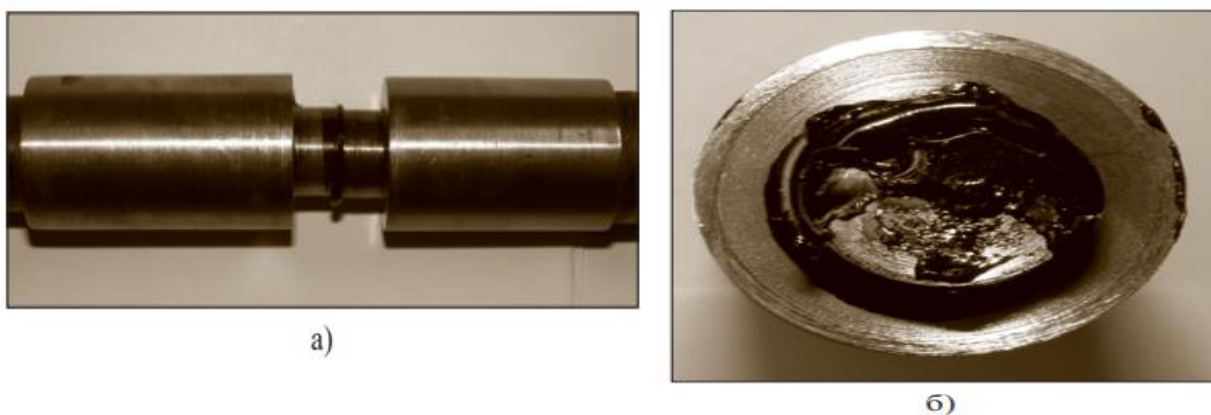


Рис. 7. Металлические стержни, соединенные слоем Асмолы (а). Вид образца после испытания (б)

Таким образом, адгезия Асмолы к металлу гораздо выше, чем когезионная прочность самого покрытия. При деформационных сдвигах покрытия не происходит отрыва мастичного слоя от металла трубы, чем обеспечивается сохранение защитных свойств покрытия.

Изучены особенности физического и химического взаимодействия компонентов изоляционных материалов. Показан механизм взаимодействия асмольно-мастичного и битумно-полимерного слоя с металлической подложкой. Произведена оценка соотношения эксплуатационных показателей рассмотренных изоляционных покрытий. Проведенные исследования подтверждают химическое взаимодействие функциональных групп Асмолы с металлом трубы, что отличает нефтеполимер Асмол от широко используемых полимерно-битумных мастик и позволяет рекомендовать изоляционные покрытия на его основе для ремонта магистральных и подводных трубопроводов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Велиев М.М., Бондаренко В.А., Зунг Л.В. и др. Техника и технология добычи нефти на шельфе месторождений СП «Вьетсовпетро» / под ред. М.М. Велиева. - С. Пб.: Недра, 2019. – 512 с.
2. Велиев М.М., Бондаренко В.А., Зунг Л.В. и др. Сбор, подготовка и транспорт продукции скважин шельфовых месторождений СП «Вьетсовпетро» / под ред. М.М. Велиева. - С. Пб.: Недра, 2020. – 456 с.
3. ГОСТ 51164-98. Трубопроводы стальные. Общие требования к защите от коррозии [ГОСТ 51164-98. Магистральные стальные трубы. Общие требования к защите от коррозии]. Elektronnyi fond pravovykh i normativno-tekhnicheskikh dokumentov. Available at: <https://docs.cntd.ru/document/1200001879>.
4. Кравцов В.В. и др. Неметаллические материалы и покрытия в противокоррозионной технике. / Кравцов В.В., Черкасов Н.М., Гладких И.Ф., Шингаркина О.В. М.: Недра. 2008. 456 с.
5. Черкасов Н.М. и др. Асмол и новые изоляционные материалы для подземных трубопроводов. / Черкасов Н.М., Гладких И.Ф., Гумеров К.М., Субаев И.У. М.: Недра, 2005. 155 с.
6. Черкасов Н.М. и др. Инновационный подход к повышению надежности изоляционного покрытия трубопроводов / Черкасов Н.М., Гладких И.Ф., Загретдинова Н.М., Гумеров К.М. // Коррозия Территории Нефтегаз. 2007. №3. С.24 – 29.

ЗАЩИТА НЕФТЕПРОВОДОВ ОТ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ

Бойко В.И.¹, Nguyen Thuc Khang²

¹ - РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

² - Ассоциация нефтяников г. Вунгтау

АННОТАЦИЯ

Общая протяженность подводных трубопроводов системы сбора и транспорта нефти и газа на месторождениях СП «Вьетсовпетро» составляет сотни километров. Причем большинство из них имеют срок службы более 15-20 лет, что ведет к росту повреждений по причине внутренней коррозии.

Разработка способов защиты от коррозии особенно актуальна для подводных нефтепроводов, доступ к которым ограничен и, как следствие, обнаружение и устранение порывов намного сложнее.

В настоящее время для защиты нефтепроводов от внутренней коррозии применяют ингибиторы коррозии и антикоррозионные покрытия. Ингибиторная защита несовершенна, т.к. неизвестно когда надо начинать защиту, сколько и какого ингибитора подавать в поток. Защитные покрытия недолговечны и возникают проблемы в зоне сварного стыка.

Между тем известно, что нефть и нефтяной газ не вызывают коррозии. Внутренняя коррозия является следствием электрохимических процессов, протекающих при контакте пластовой воды с металлом, и усиливается под действием агрессивных компонентов, которые могут содержаться в продукции скважин - сероводорода, углекислого газа и соединений хлора.

Необходимым условием начала внутренней коррозии является расслоение водонефтяной эмульсии и образование слоя воды, контактирующего со стенкой трубопровода, что создает условия для коррозии вдоль нижней образующей на «6 часов» в виде язв и канавок.

Эффективным способом защиты нефтепроводов от внутренней коррозии является технологический при котором исключается контакт пластовой воды со стенками трубопровода. Однако этот способ защиты возможен только до водосодержания при котором образуются эмульсии типа «вода в нефти», т.е. до точки инверсии фаз эмульсии. Для нефти месторождения «Белый Тигр» инверсия фаз эмульсии происходит при водосодержании более 68%.

Для определения степени влияния основных параметров потока на условия расслоения эмульсий и образование слоя воды, контактирующего со стенками трубопровода, были проведены экспериментальные исследования на лабораторных и промысловых установках.

Первый этап работ выполнен в Грозненском нефтяном институте на лабораторной установке и на промысловом стенде [1]. Второй этап работ выполнен во Вьетнаме [2] в Институте механики (г. Ханой) и на морской стационарной платформе МСП-7.

В результате исследований установлены закономерности расслоения эмульсий. На рисунке 1 показана граница перехода от расслоенного течения к полностью эмульсионному, а также приведены фотографии режимов течения при водосодержании 30%, сделанные через прозрачную вставку.

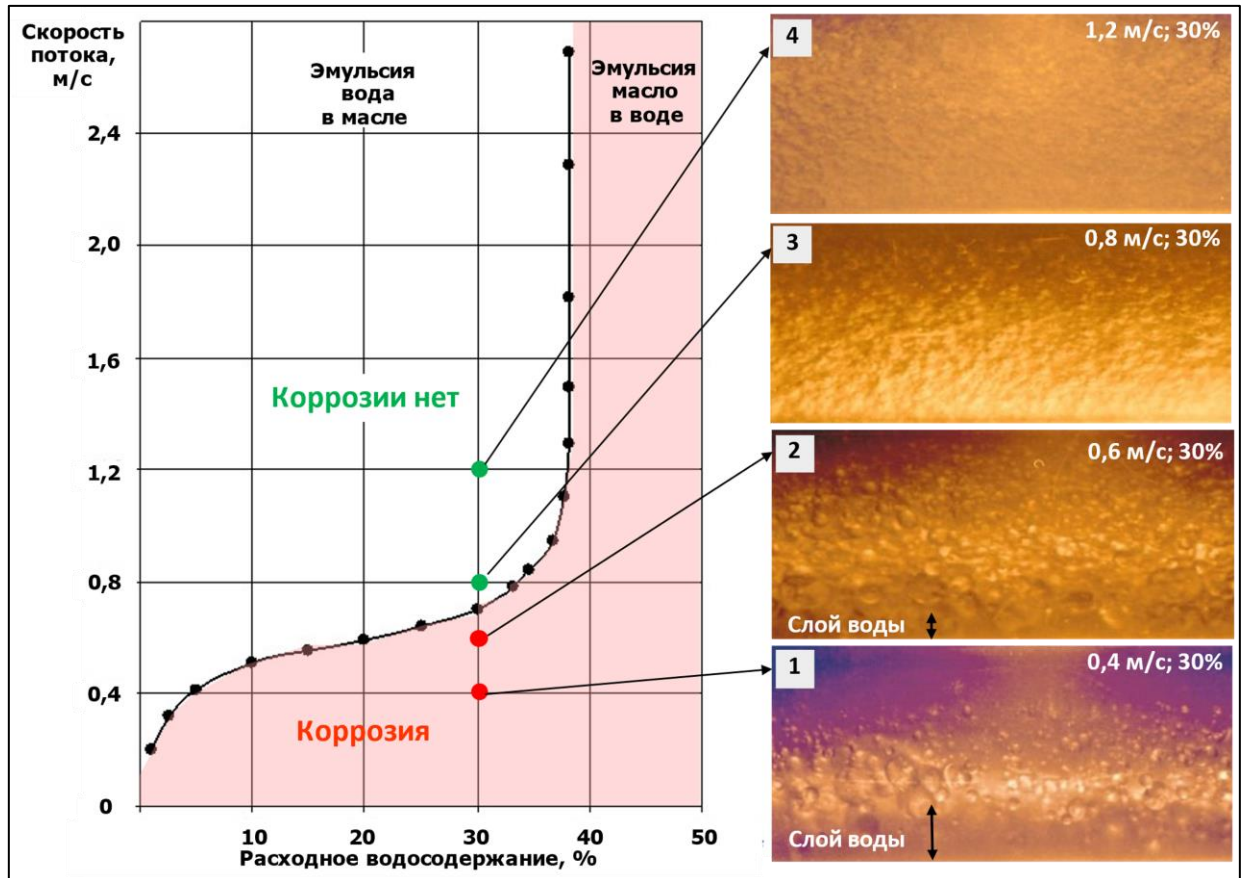


Рис. 1. Граница перехода от расслоенного течения к полностью эмульсионному при течении трансформаторного масла и воды

При малой скорости потока образуется расслоенное течение масла и воды при котором вода контактирует со стенкой трубопровода, что создает условия для возникновения внутренней коррозии на 6 часов. Например, при скорости 0,4 м/с и водосодержании 30% образуется расслоенная структура со слоем воды вдоль нижней образующей трубы (рисунок 1, фото 1). Однако с увеличением скорости потока и роста турбулентности происходит проникновения капель воды в объем масла с образованием эмульсии на границе раздела фаз. На фото видно (рисунок 1, фото 2), что с увеличением скорости потока до 0,6 м/с толщина слоя воды стала меньше, однако вода контактирует со стенкой на 6 часов.

При скорости 0,8 м/с энергии турбулентных пульсаций достаточно для перевода всей воды в объем масла, т.е. образуется полностью эмульсионное течение воды в масле. При этой скорости потока нет слоя воды, поэтому нет коррозии (рисунок 1, фото 3).

Увеличение скорости потока приводит к росту турбулентности потока и уменьшению диаметра капель воды. При высокой скорости эмульсии не расслаиваются. На фото видно (рисунок 1, фото 4), что при скорости 1,2 м/с диаметр капель воды стал меньше, в этих условиях образуются устойчивые антикоррозионные режимы течения.

Однако, при увеличении водосодержания выше точки инверсии фаз, даже при высокой скорости потока образуются эмульсии масло в воде и со стенками трубопровода контактирует вода, что ведет к коррозии.

Намного сложнее процессы расслоения эмульсий и образование слоя воды происходят в газожидкостных потоках, где сильное влияние оказывают профиль

трубопровода и газосодержание потока. Результаты исследований по расслоению газожидкостных потоков, в том числе на нефти, пластовой воде и газе приведены в работе [3].

На основе обобщения результатов экспериментальных исследований и с использованием теории локально-изотропной турбулентности получена формула для определения критической скорости потока при транспорте водонефтяных эмульсий, выше которой образуются антикоррозионные режимы течения:

$$\omega_{кр} = 0,07 \frac{\sigma^{0,56} (\rho_g - \rho_n)^{0,24} g^{0,24}}{D^{0,21} \rho_n^{0,19} \mu_n^{0,61} (1 - \beta_g)^{0,38}} \left(\frac{\beta_{ин} - \beta_g}{\beta_{ин}} \right)^{-0,48} \left(\frac{3\mu_g + 3\mu_n}{3\mu_g + 2\mu_n} \right)^{0,81}$$

где: $\omega_{кр}$ - критическая скорость потока, м/с; D - внутренний диаметр нефтепровода, м; ρ_g и ρ_n - плотность воды и нефти, кг/м³; μ_g и μ_n - вязкость воды и нефти, Па·с; σ - поверхностное натяжение на границе раздела между нефтью и водой, Н/м; β_g - расходное водосодержание нефти, доли единицы; $\beta_{ин}$ - водосодержание в точке инверсии фаз, доли единицы; g - ускорение свободного падения, м/с.

Сравнивая фактическую скорость движения потока с критической, можно решать следующие практические задачи:

1. Определять участки нефтепроводов, где происходит расслоение эмульсий для разработки мероприятий по их защите от коррозии.
2. Периодически прокачивать с увеличенными расходами нефть или газ по трубопроводам для удаления воды и снижения скорости коррозии.
3. Прогнозировать начало коррозии при увеличении обводненности нефти или снижении загрузки нефтепроводов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Медведев В.Ф., Гужов А.И., Бойко В.И. Условие полного эмульгирования пластовой воды и нефти в трубопроводе. Нефтепромысловое дело, 1984, №2, с. 11-13.
2. Бойко В.И., Кханг Н.Т. Влияние режима течения газоводонефтяных смесей на внутреннюю коррозию нефтепроводов. Сб. докладов на международной конференции «Безопасность трубопроводов». Москва, 1997, с. 8-15.
3. Бойко В.И. Прогнозирование и предотвращение внутренней коррозии нефтепроводов. Neftegaz.RU offshore 2017, №7, стр. 36-40.

BREAKING LIMIT – A CASE STUDY OF OPEN-HOLE SIDETRACK AND WORLD RECORD's HIGHEST DOGLEG SEVERITY IN BASEMENT DRILLING OF SU TU VANG SOUTH WEST FIELD, BLOCK 15.1

Tran Duc Minh Chau, Le Dac Hoa, Le Vu Dung
Cuu Long Joint Operating Company

ABSTRACT

Although there are lot of basement wells even ERD world records successfully, it has never been proven a feasibility and economic for a plan of Open-hole sidetracking in basement then continous drilling an horizontal basement section by an extremely high Torque & Drag profile with maximum 12.0° Dog Leg Severity (DLS) curve. Cost and risks related to the challenges of drilling could easily increase as the basement section lengthens. These challenges are:

- **Drilling engineering:**
 - + *Fatigue management*
 - + *Torque & Drag managements*
 - + *It will be included the equipment selection to meet all the above analysis also drilling strategy (number of bit run; interval of each run, ect.)*
- **Drilling Execution:**
 - + *Time-drill for open-hole sidetracking with a cement kick off plug in basement (1st time in Vietnam)*
 - + *Failure to follow the well tracjectory plan with the required extremely high DSL curves 8-12 deg drilling in basement section. This is 1st time in the world using RSS hybrid tools with a Rock Bit.*
 - + *Drilling through extreme challenges known in basement (slow ROP driven long drilling time in basement section, numerous bit runs and significant tripping time, high vibration combined with very abrasive formation that quickly causes the bottomhole assembly (BHA) to deteriorate, high applied weight on bit for faster rate of penetration risks the buckling of drillpipes, unpredictable cuttings deposits in the wellbore while drilling with mud losses, lack of available downhole tools to drill the long basement interval).*

The collaboration of all these aspects has resulted in the success of drilling the world's highest DLS horizontal well in basement rocks with proven cost savings than drilling a new well option with normal profile.

INTRODUCTION

The Su Tu Vang (Golden Lion) Field is located at the central-eastern part of block 15-1 and has been producing oil from the fractured basement reservoir since October, 2008. The Su Tu Vang South West Field was discovered in 2012 and started production in September 2014.

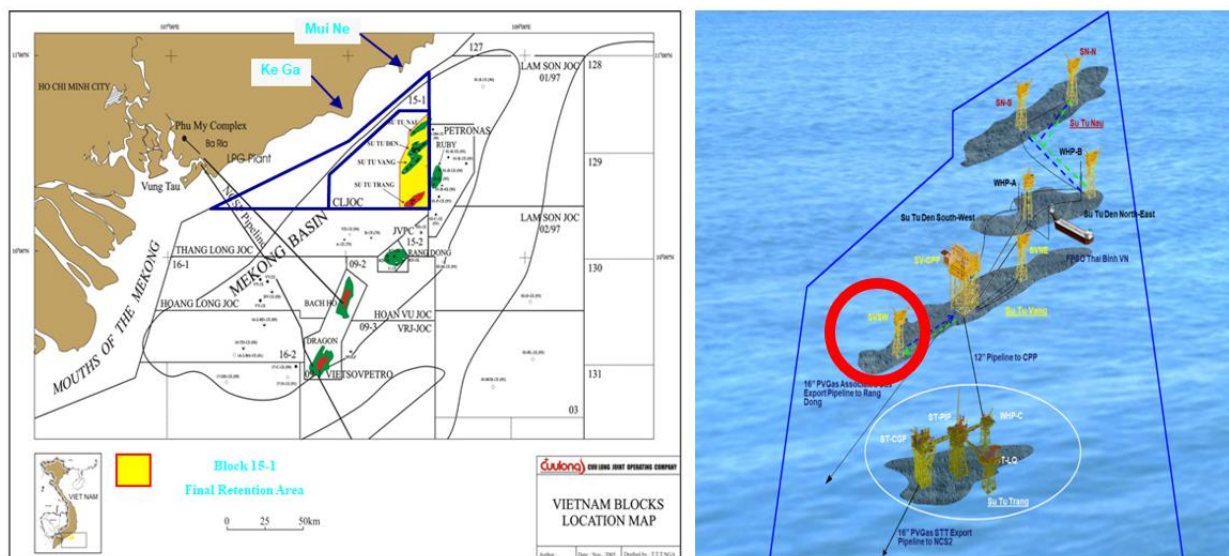


Figure 1. Block 15.1 and its Fields Maps

It is mainly composed of fractured granite with minor quartz monzodiorite, monzodiorite and basalt dikes/veins. The uppermost part may have been weathered. Granite is mainly composed of quartz, K-feldspar, plagioclase, and minor mica and commonly associates with secondary mineral, such as clay minerals, chlorite, zeolite, and calcite. Generally, basalt has been altered more significantly than quartz monzodiorite and monzodiorite. The fractured granite rock is associated with good oil production, and the fractured basement reservoir has been proven to be capable of commercial oil production with the development of the adjacent Su Tu Den - Su Tu Vang Fields.

This paper is to present an open-hole sidetrack in basement well named SVSW-A-ST well to develop the basement reserve in the Southern area of the SVSW field whilst gaining significant cost saving (+/- US \$5MM) than drilling a new well option.

Inside the Basement, the SVSW-A-ST well trajectory has been designed to drill approximately 2,086mMD basement interval and intersect six (6) potential, fault/fracture targets that have been identified from the seismic as Figure 2.

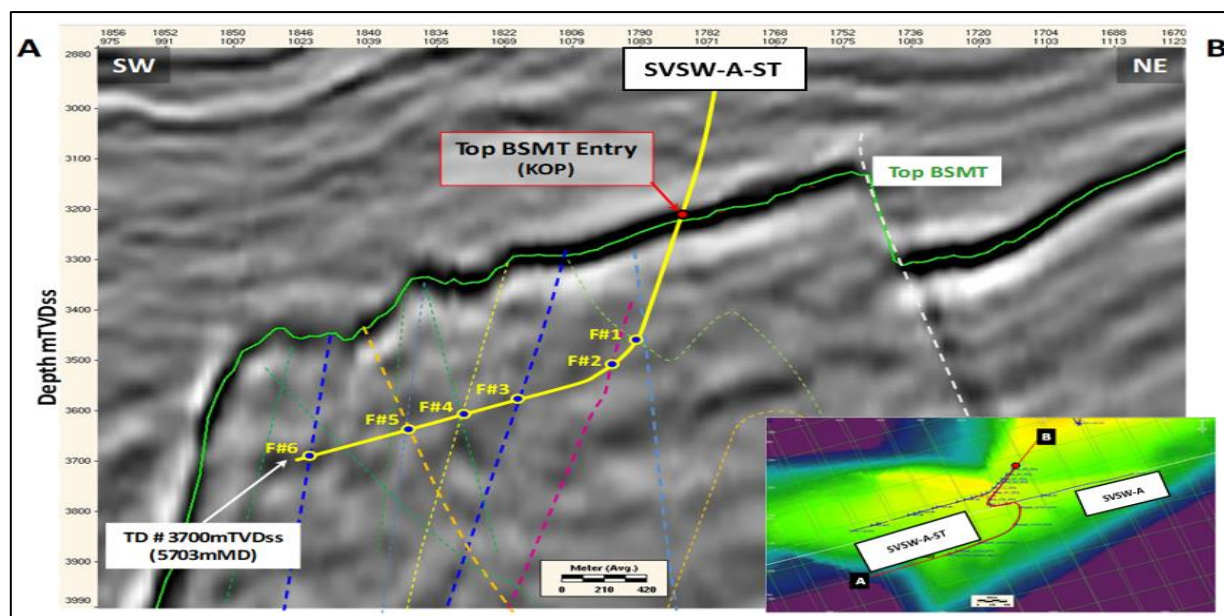


Figure 2. SVSW-A-ST Seismic cross section alongside well path

The SVSW-A-ST well has a very challenging well profile with high dogleg which can be compared to all previous ERD wells in term of **Directional Difficulty Index**⁽¹⁾ as Figure 3

Well Name	Directional Difficulty Index	Well TD (mMD)	Well TVD (m)	Inclination at Well TD	Max. DLS	Reservoir Type
SD-B ERD	6.888	4829	1764.55	89.60	6.75 (at 2180.00mMD)	Miocene
SD-A ERD	6.792	4985	1775.15	86.35	4.09 (at 1093.38mMD)	Miocene
SV-A	6.792	6412	3088.20	88.00	3.55 (at 765.70mMD)	Basement
SNN-A ERD	6.757	7300	3798.83	89.62	4.24 (at 4484.08mMD)	Basement
SVSW-A-ST	6.747	5851	3725.24	88.50	11.95 (at 3660m MD)	Basement
SD-A-ST	6.655	5195	2959.45	89.50	5.85 (at 1808.00mMD)	Basement
SD-B-ST ERD	6.612	4357	1789.99	88.10	6.41 (at 3895.76mMD)	Miocene
SV-B	6.564	6281	3990.96	82.00	3.41 (at 366.19mMD)	Basement

Figure 3. Statistic Directional Difficulty Index of CLJOC

1. Pre-job Engineering

The Pore pressure in the basment is predicted around 9.4 ppg as Figure 4.

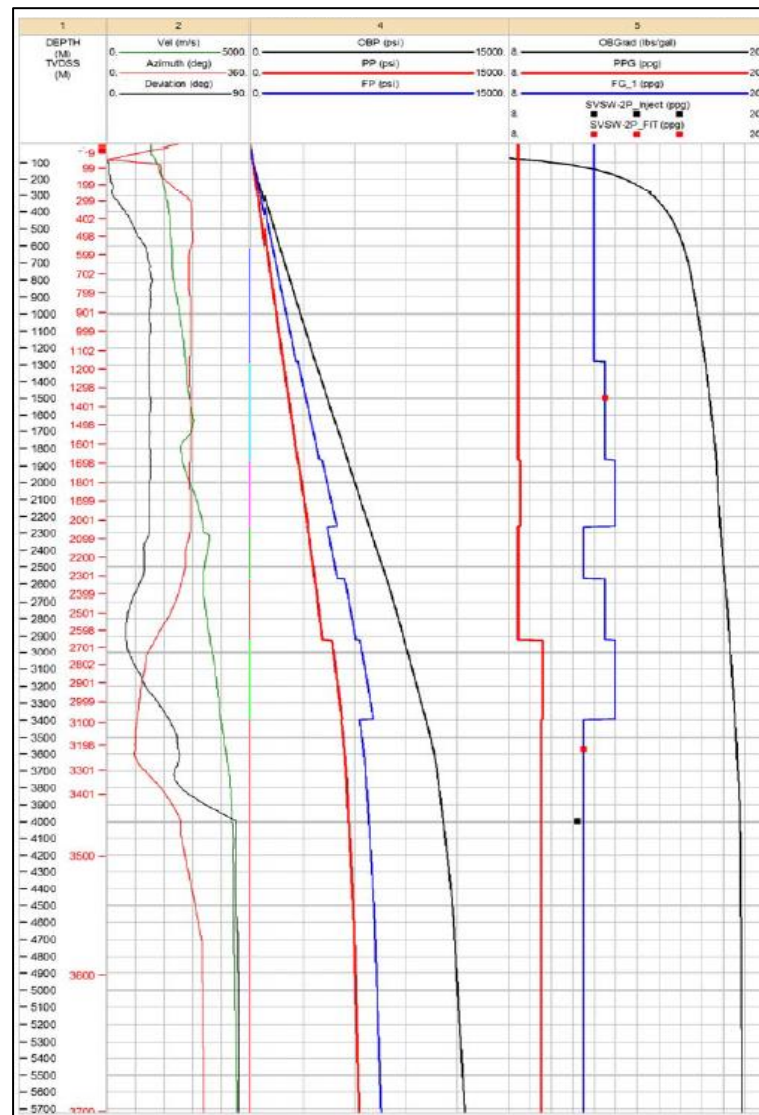


Figure 4. Anticipated Pore & Fracture Pressure of SVSW-A-ST Well

The anticipated temperature gradient of SVSW-A-ST well was calculated from the results of the wells in Su Tu Den and Su Tu Vang area. Temperature gradients measured from each well in the area are similar. The range varies from 3.23 to 3.75°C/100m. Average temperature gradient is 3.47°C/100m which is normal in this area. From these characteristics, anticipated temperature at TD is 150.3°C.

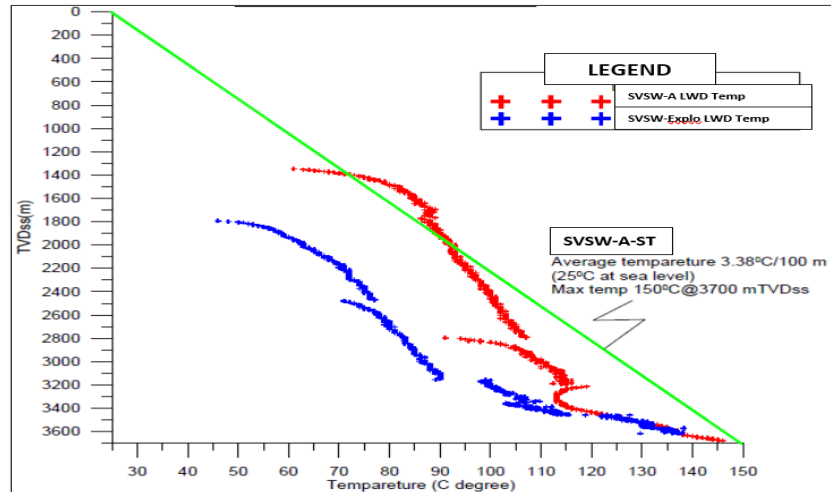


Figure 5. Anticipated Undisturbed Temperature of SVSW-A-ST Well

Well SVSW-A-ST is planned an 8-1/2" open hole sidetrack and will feature intervals of high DLS throughout the section whilst in the granite basement as Figure 6.

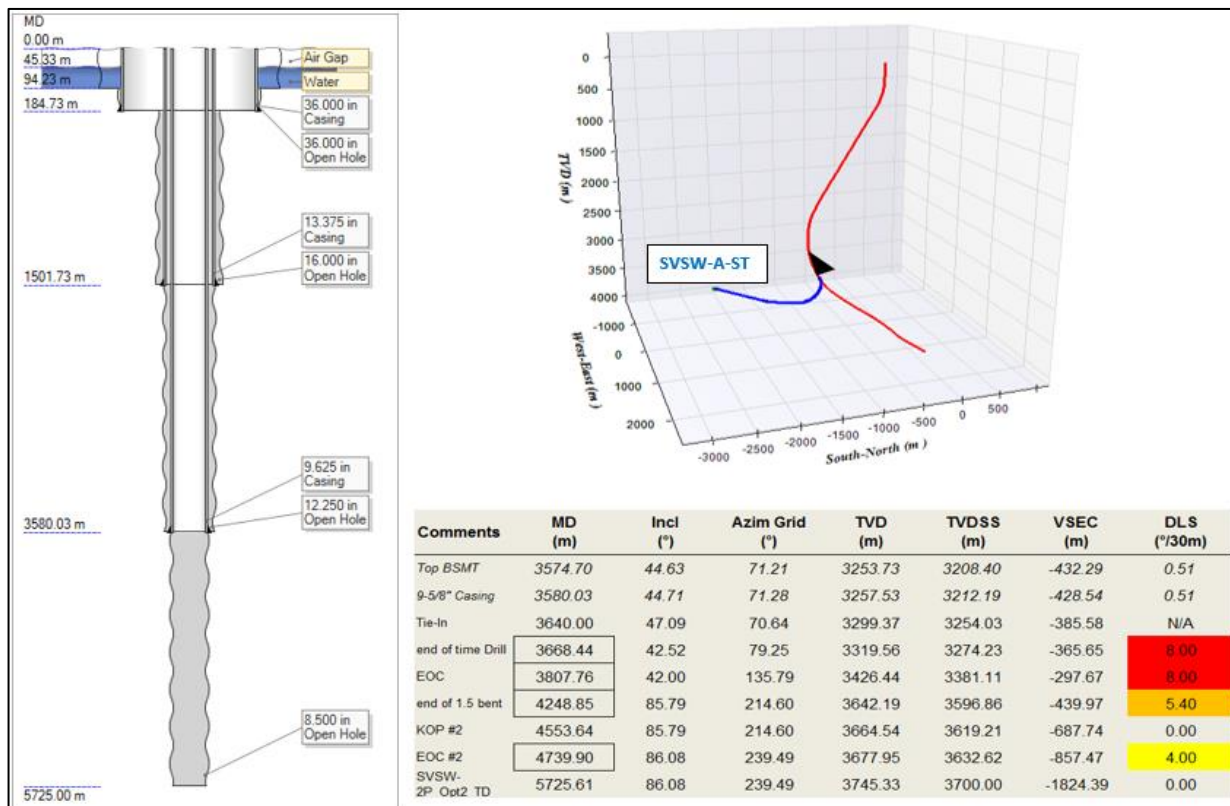


Figure 6. Pre-job Schematic SVSW-A-ST Well

Whereas we has had many years of experience drilling low dog-leg or tangent sections, this is the first application that we have undertaken with a long interval with a requirement of high dogleg. This sidetrack is designed to be drilled in 7 runs in accordance with the detailed Fatigue analysis statistical 8-1/2" TCI bit life as Figure 7 & 8.

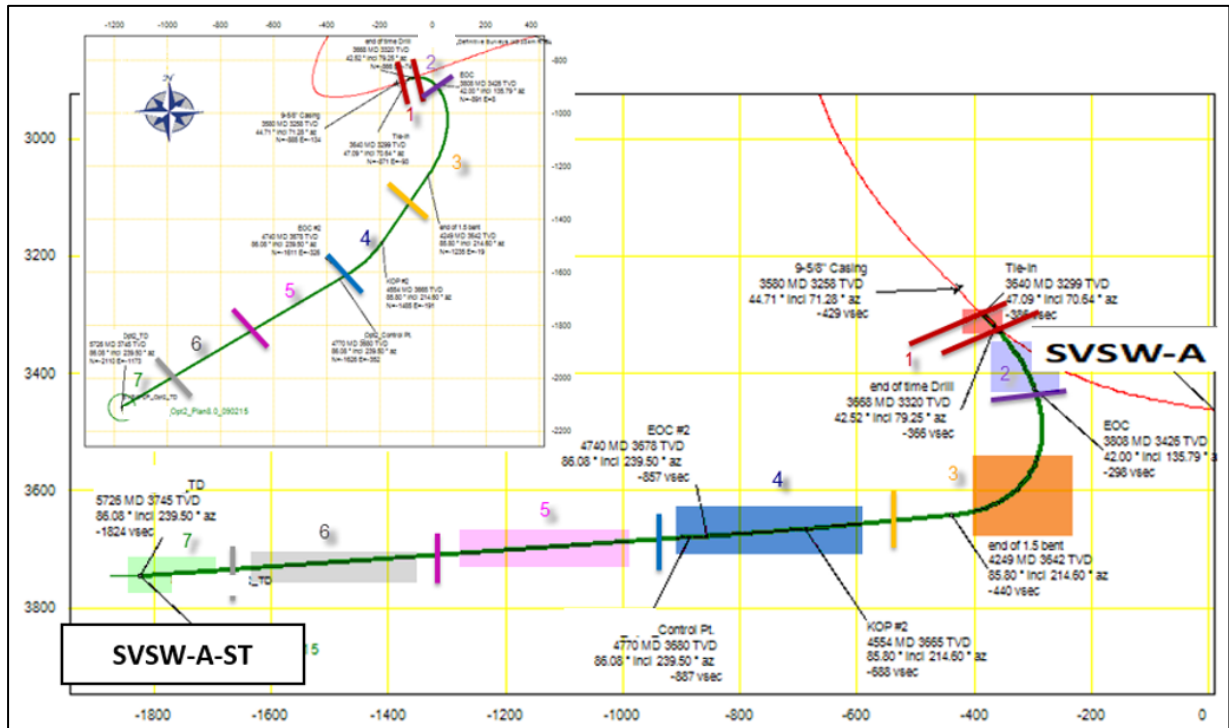


Figure 7. Pre-job depth plan for 7 runs

Description	Bit Run 1	Bit Run 2	Bit Run 3	Bit Run 4	Bit Run 5	Bit Run 6	Bit Run 7
Start MD (m)	3640	3660	3900	4300	4700	5100	5500
End MD (m)	3660	3900	4300	4700	5100	5500	5725
Interval	20	240	400	400	400	400	225
Primary tool	A675XP 4:5	PD Archer	PD Vortex Archer	PD Vortex Xceed	PD Vortex Xceed	PD Vortex Xceed	PD Vortex Xceed
Back-up tool	A675XP 4:5	A675XP 7:8	A700GT	A700GT	A700GT	A700GT / PD X6	A700GT / PD X6
MWD tool	SlimPulse	TeleScope	SlimPulse	SlimPulse	SlimPulse	SlimPulse	SlimPulse
Bend angle	1.83	1.5	straight	straight	straight	straight	straight
Comments	Time Drilling	Dogleg of 8deg/30m	Dogleg of 5.4deg/30m	Dogleg of 4deg/30m End of Curve	Tangent Expected Fault @ 4725mMD	Tangent	Tangent

Figure 8. Pre-job Interval & BHA plan for 7 runs

Bit run #1:

- **Objective:** open-hole sidetrack. This is the 2nd time for the open-hole sidetracking in basement. There are 2 x key points for the success:
 - + Select kick-off point for time-drilling:
 - Basic criteria is to have ledge (changing from rotating mode to sliding mode); high ROP and minor fracture zones are additional points to consider
 - “Virtual” ledge by changing from over-gauge hole to in-gauge hole (confirmed by Ultrasonic log)
 - On bottom ROP 22m/hr with low rock strength calculated by Sonic wash down run (8-9kpsi UCS)

- Select proper TCI bit design for time-drilling: It is having some upgrad features from the successful TCI bit for the 1st time open-hole sidetracking in SDNE-A well as Figure 9

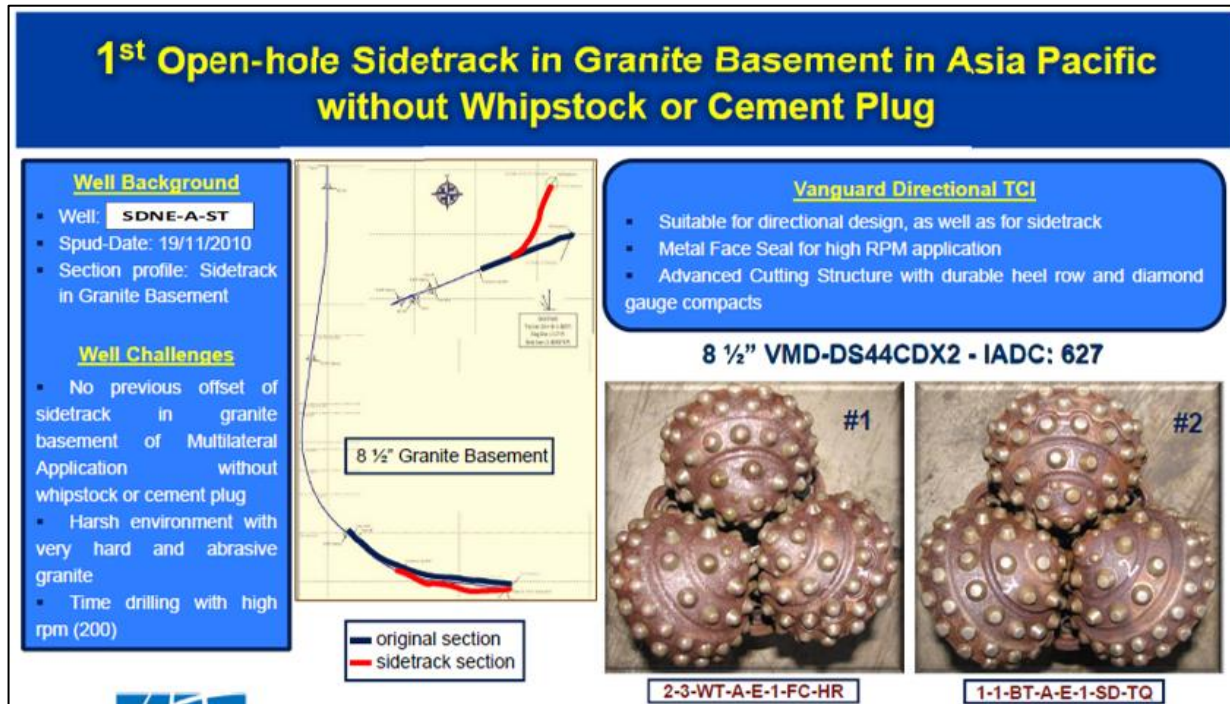


Figure 9. TCI Bit Selection for The 1st Successful Open-hole Sidetrack In Basement

Full Rotary Steerable System (RSS) BHAs are planned for all the rest of bit runs to well TD

The directional objective of this SVSW-A-ST well is very tight which no compromises on the dogleg. The fine line of achieving the exact dogleg delivery will define how we would be successful in getting into our TD objectives. Besides the Motor application, CLJOC has used all type of RSS BHA for the basement drilling in previous offset wells from Push The Bit system to Point The Bit System with summary as Figure 10.

Basement Characteristic / Requirements

Deviation Method	Abrasive Formation	Hard Formation	Weight Transfer	Directional Control	Shocks & Vibrations
Motor	Challenge	Challenge	Challenge	Challenge	Challenge
Type-A	Challenge	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit
Type-B	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit
Powered Type-B	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit

Challenge ■ Neutral ■ Benefit ■

Figure 10. Summary of Deviation Control Method

And the Pros and Cons, also limitation of each system for basement drilling is summarized below:

- Drilling Basement with Motors:

- + Although it is the most economic option in term of cost (operational cost and also Lost In Hole or/and Damage-Beyond-Repair cost), the Motors has lot of limitations

in term of Directional control, Shock & Vibration, Low ROP, the efficiency of Weight on Bit transfer.

- + Create high Sliding Tortuosity with ~2 to 4degDLS higher than plan as the micro-dogleg analysis as Figure 17 which will be driven much higher Friction Factor, more difficulty of BHA design safely in term of buckling risk and enough overpull margin.

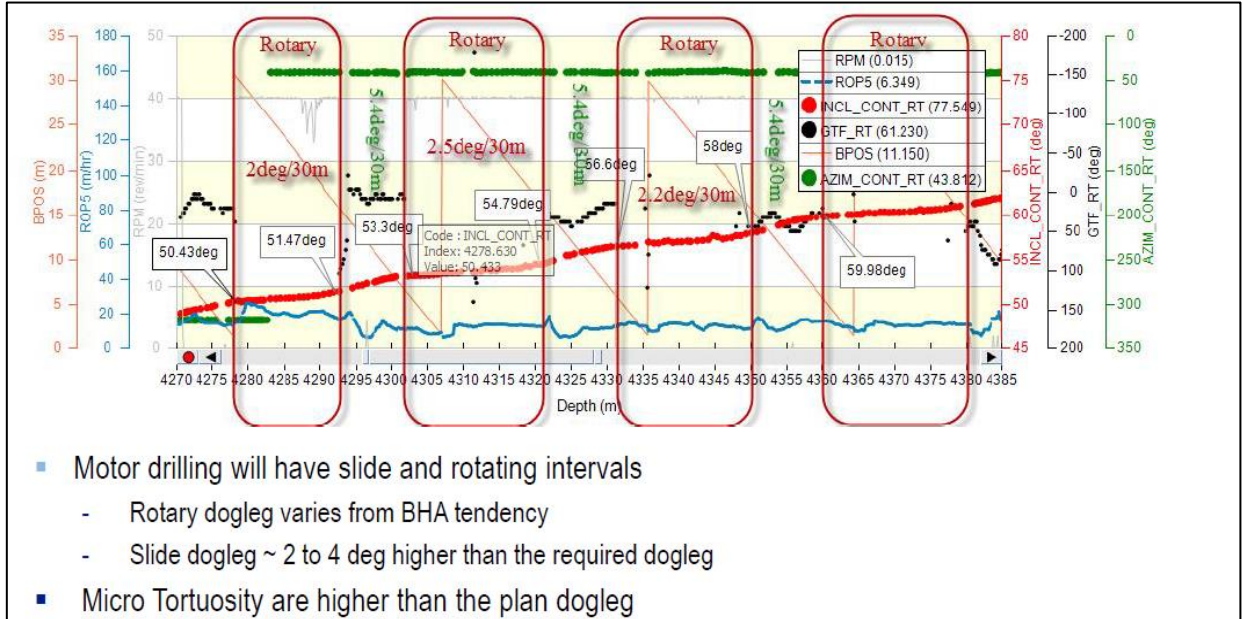


Figure 11. Analysis Micro-Dogleg of Motor for basement drilling

- Drilling Basement with RSS:

- + Although the much better efficeicy of Weight On Bit transfer by using RSS BHAs than the motor, it is driven the 2 operational risks of Fatigue (wear to Drill Pipe & BHA components) and Casing Wear especially for drilling through very hard and abrasive formation like Basement.

- + **RSS Type A** is actually a Push The Bit system with 3 external pads continuously touch to formation. And it is experienced severe damage for basement drilling as Figure 12.

Abrasive formation & High RPM's

- Extreme wear on external pads
- Stabilisers/BHA wear
- Wear on drillpipe



Figure 12. Limitation of RSS Type A (Push The Bit) for basement drilling

- + **RSS Type B** is actually a Point The Bit system without the need of any pads continuously touch to formation, consisted of:

- **PowerDrive Exceed:** has no moving external pad with the working principle described at Figure 20. It is experienced the limiation of max. Dogled delivery in the basement varied from 4 to 6deg DLS with 100% setting of previous offset wells.

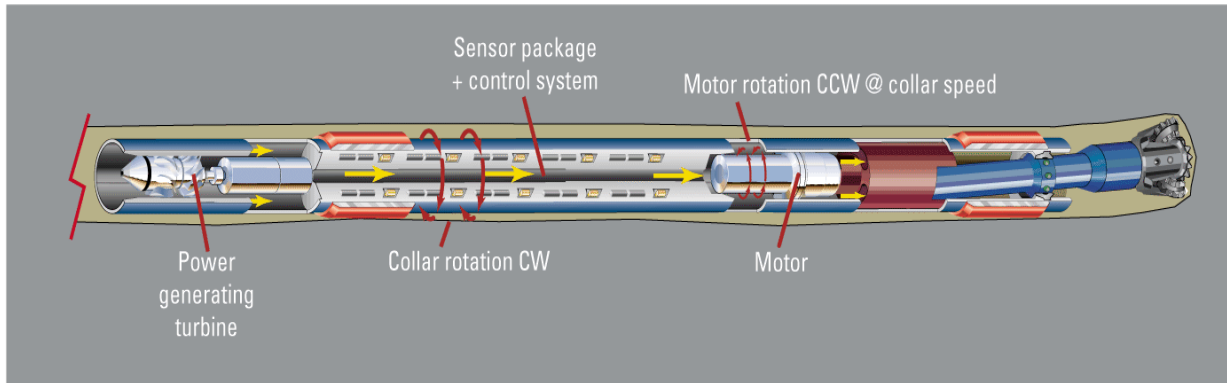


Figure 13. Working Principle of PowerDrive Exceed RSS

- **PowerDrive Archer:** is a hybrid tool of Push & Point The Bit with the working principle described at Figure 14. It can deliver much higher DLS in a complex 3D profile than the PowerDrive Exceed tool

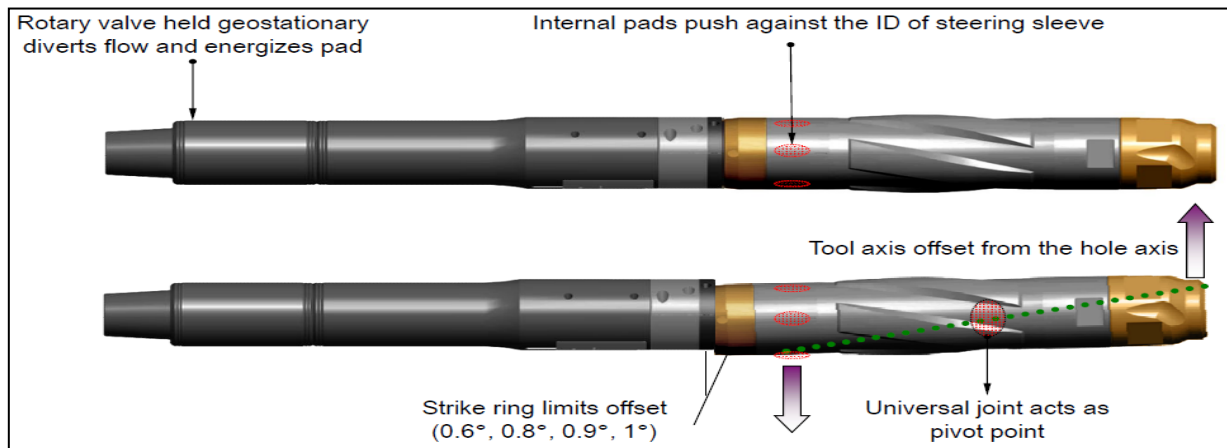


Figure 14. Working Principle of PowerDrive Archer RSS

- **Powered RSS:** is integrated the motor on top of a RSS to reduce the casing wear, and also Fatigue of BHA components & Drill Pipe above the motor by reducing the string RPM.

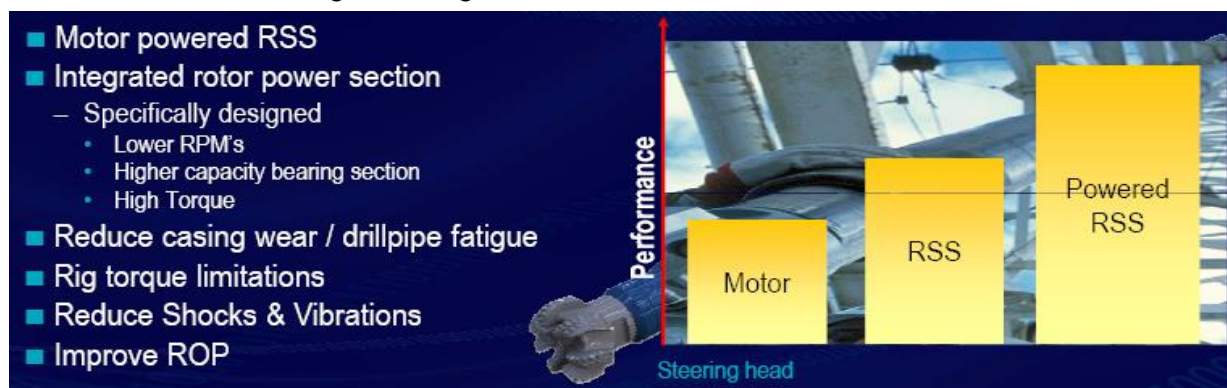


Figure 15. Summary Introduction of Powered RSS

- **Bit run #2 & #3:**

- + The PowerDrive Archer RSS BHA is selected for these runs to achieve the objective of drilling the high dogleg interval of the curve (8deg DLS for Run #2 and 5.4deg DLS for Run #3) and avoid excessive dogleg (to minimize the micro-dogleg).

- + All BHA components and Drill pipe must be checked and pass the Fatigue Analysis (included Bending Moment) also to set the max. rotating hour as Figure 16.

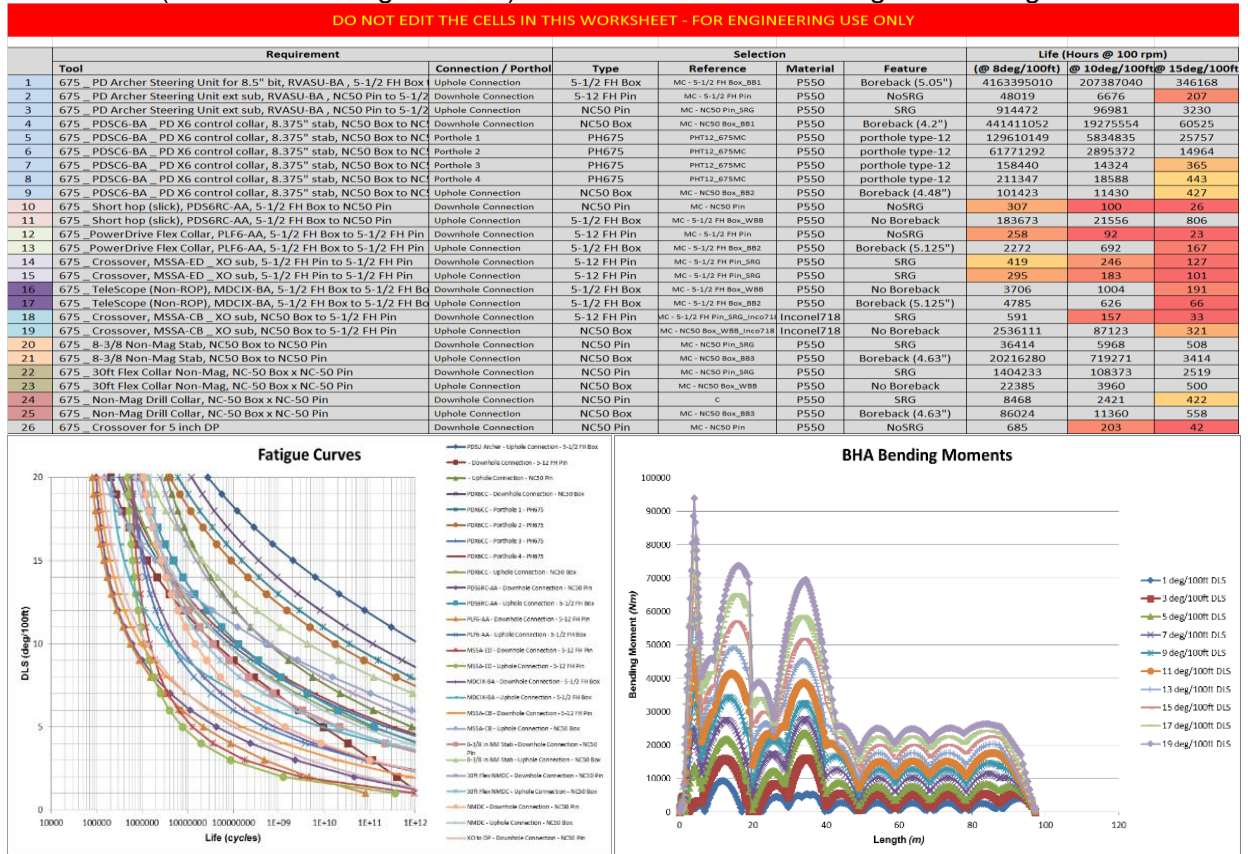


Figure 16. Fatigue Analysis (included Bending moment)

- Bit run from #4 to #7:

- + The PowerDrive Exceed RSS BHA is selected for these runs to achieve the objective of drilling the medium dogleg interval of the curve (4deg DLS for Run #4 and hold tangent for all the rest) and avoid excessive dogleg (to minimize the micro-dogleg).
- + Potential risk of Sinusoidal Buckling at max. 37klbs WOB at 0.2/0.3 Friction Factor (Case Hole / Open Hole). Therefore, it is required to periodically add Radiagreen into annulus to reduce FF and also Stick & Slip at the optimum Concentration % in accordance with the analysis in previous offset well as Figure 17.

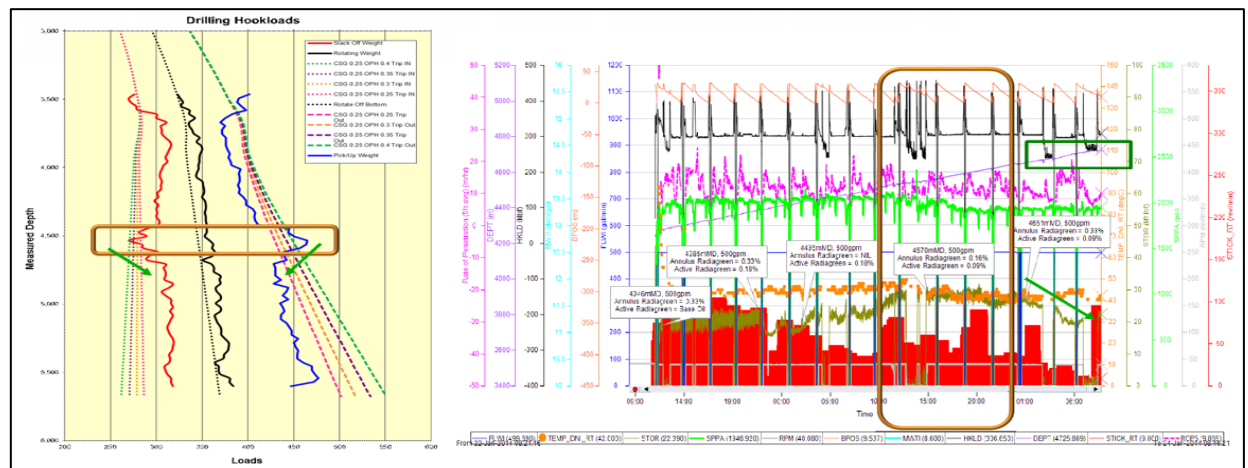


Figure 17. Radiagreen concentrations and Pumping strategy

- After run #2 (compoletion 8deg DLS curve), to use the Non-Rotating Drill Pipe Protector (clamp on type) of WWT (Western well tool) for the high side force (> 2,000lbf/30m) interval to mitigate the risk of Casing wear and also enhancing Critical Buckling force of Drillpipe as well as reducing the drilling torque as Figure 19.

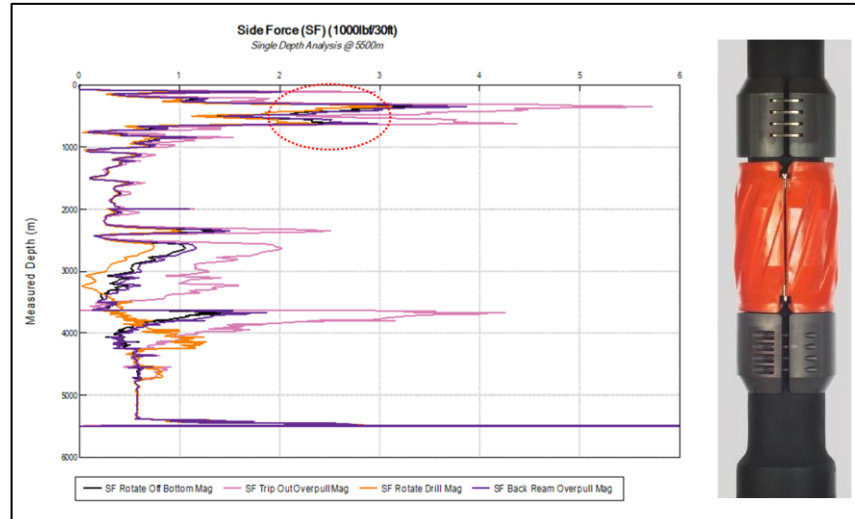


Figure 19. Installation Strategy of Non-Rotating Drill Pipe Protector

2. Post-job Result

- The well SVSW-A-ST is reached well TD with total 9 Bit runs than 7 as per plan with summary as Figure 20.

PLAN

Description	Bit Run 1	Bit Run 2	Bit Run 3	Bit Run 4	Bit Run 5	Bit Run 6	Bit Run 7
Start MD (m)	3640	3660	3900	4300	4700	5100	5500
End MD (m)	3660	3900	4300	4700	5100	5500	5725
Interval	20	240	400	400	400	400	225
Primary tool	A675XP 4.5	PD Archer	PD Vortex Archer	PD Vortex Xceed	PD Vortex Xceed	PD Vortex Xceed	PD Vortex Xceed
Back-up tool	A675XP 4.5	A675XP 7.8	A700GT	A700GT	A700GT	A700GT / PD X6	A700GT / PD X6
MWD tool	SlimPulse	TeleScope	SlimPulse	SlimPulse	SlimPulse	SlimPulse	SlimPulse
Bend angle	1.83	1.5	straight	straight	straight	straight	straight
Comments	Time Drilling	Dogleg of 8deg/30m	Dogleg of 5.4deg/30m	Dogleg of 4deg/30m End of Curve	Tangent Expected Fault @ 4725mMD	Tangent	Tangent

ACTUAL

Description	Drilling Bit Run 1	Drilling Bit Run 2	Drilling Bit Run 3	Drilling Bit Run 4	Drilling Bit Run 5	Drilling Bit Run 6	Drilling Bit Run 7	Drilling Bit Run 8	Drilling Bit Run 9
Start MD (m)	3640	3660	3893	4198	4568	4661	4928	5278	5559
End MD (m)	3660	3893	4198	4568	4661	4928	5278	5559	5851
Interval	20	233	305	370	93	267	350	281	292
Primary tool	A675XP 4.5	1st PD Archer	2nd PD Vortex Archer w/ C-link	1st PD Vortex Xceed	2nd PD Vortex Xceed	A700GT Motor	PDK6 Vortex w/ C-link	A675XP Motor w/ Agitator & Shock Tool	A700GT Motor w/ Agitator & Shock Tool
Back-up tool	A675XP 4.5	A675XP 7.8	A700GT	A700GT	A700GT	A700GT / PD X6	A700GT / PD X6	A700GT / PD X6	A700GT / PD X6
MWD tool	SlimPulse	TeleScope	TeleScope	SlimPulse	SlimPulse	SlimPulse	TeleScope & SlimPulse	SlimPulse	SlimPulse
Max. DLS	11.95	7.22	7.22	3.31	2.83	3.85	0.75	1.85	1.63
Ave ROP (ave ROP in rotating for Motor BHA ONLY)	0.2 - 1	6.64	8.03	8.37	10	9.05 (8.9)	10.09	11.33 (11.6)	13.04 (12)
Ave ROP in sliding (% Sliding) for Motor Run ONLY	0.2 - 1 (100%)	-	-	-	-	8.2 (33%)	-	8.6 (15%)	10.7 (20%)
Bit Run Information: Hr on bitm/Kreys/Dull	28.40 hrs / 365 kreys 3-2-WT-A-E-1-NO-BHA	35.10 hrs / 205.30 kreys 2-2-WT-A-E-1-CT-BHA	38.00 hrs / 205.30 kreys 2-3-WT-A-E-1-BT-HR	44.20 hrs / 449.54 kreys 2-3-CT-A-E-1-BT/LT-HR	9.30 hrs / 96.30 kreys 1-1-WT-A-E-1-NO-DTF	29.50 hrs / 289.60 kreys 2-3-WT-A-E-1-BT/CT-HR/PP	34.70 hrs / 353.68 kreys 2-3-WT-A-E-1-BT/CT-HR	24.80 hrs / 250.60 kreys 2-3-WT-A-E-1-BT-PP	22.40 hrs / 233.30 kreys 1-2-WT-A-E-1-BT/CT-PP
Faulting Identification	-	-	* Fault#1 @ 3924.2mMD: Not Indicated * Fault#2 @ 4172.6mMD: Not Indicated	* Fault#3 @ 4493.7mMD: Not Indicated	-	* Fault#4 @ 4760.6mMD: Not Indicated * Fault#5 @ 5051mMD: Confirmed by ROP, GR, Gas & Cuttings	* Fault#6 @ 5155.5mMD: Not Indicated	* Fault#6A @ 5285mMD: Confirmed by Cuttings & GR * Fault#7 @ 5389.6mMD: Not Indicated	* Fault#8 @ 5594.4mMD: Not Indicated
Comments	* Time Drilling for sidetracking * Observed 100% cutting at 3648mMD	* Wearing condition on Sleeve Stabs. of PD Archer: Lower Stab. (5/16" UG with final 8-1/16" vs. initial 8-3/8") & Upper Stab. (w/ TSP hardfacing - 3/16" UG) at top and 6/8" UG at bottom with final 7-5/8" vs. initial 8-3/8")	* Wearing condition on Sleeve Stabs. of PD Archer: Lower Stab. (w/ TSP hardfacing - 3/16" UG) & Upper Stab. (w/ TSP hardfacing - 3/8" UG)	* Wearing condition on Sleeve Stabs. of PD Exceed: Lower Stab. (9/32" UG at bottom & 1/8" UG at top) & Upper Stab. (1/16" UG)	* Not able to control the "dropping" tendency and tool not respond to downlink * Wearing condition on Sleeve Stabs. of PD Exceed: In Gauge for both Lower & Upper Sleeve Stab. * Initial finding a failure of Brake Circuit (component to control the steering ability of PD Exceed)	* Observed 290psi SPP gradually dropped * 4 x wash out points found on NMDC	* Pads on PD severely worn & actuating pistons exposed	* Observed instantly 550psi SPP dropped after survey (100% rotating when drilling last stand) * Wash out on NMDC * Twisted off at Pin connection of Saver Sub (bottom of SlimPulse)	* 110m drilled extension from plan of well TD @ 5741mMD * Well TD position vs. plan: 0.9m below & 2.45m left * Not find out any washout in string caused 200psi SPP gradually dropped

Figure 20. Summary Comparison between Post-job vs. Pre-job Interval & BHA plan

- + The open-hole sidetrack Bit run #1 is delivered up to 12deg DLS and TCI bit and motor dull grading in good shape as expectation

- + The 2 bit runs (#2 and #3) with PowerDrive Archer is fully achieved the expectation (with max. DLS at 7.22deg) and in good condition after POOH



GRADING: 3 - 2 - WT - A - E - 1 - NO - BHA

Meterage 20m, Bit on Btm 28.4hrs, Av ROP 0.70m/hr, K-Revs 365

Figure 21. Dull Grading of 8-1/2" TCI Bit of Run #1 (Open-hole sidetrack)

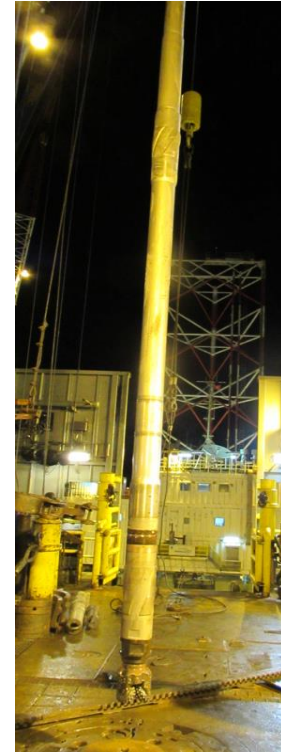


Figure 22. Dull Grading of PowerDrive Archer and 8-1/2" TCI Bit of Run #2

- + After the failure of PowerDrive Exceed tool over the Bit run #5 (due to the high temperature as drilling without mud-losses), the motor BHA was picked up for the Bit run #6 to achieve more DLS for wellpath correction. All PowerDrive Exceed tool runs are POOH at normal wear condition
- The well SVSW-A-ST was clearly classified as an extreme high T&D well profile and the desired TD might not be reached if FF was not controlled less than 0.18/0.2 CH/OH. Beside the low tortuosity well trajectory drilled by RSS tools as per plan, the final FF at well TD was perfectly controlled at 0.1/0.15 CH/OH (vs. 0.2/0.3 achieved in SNN-A ERD well) by the optimized the concentration of Radiagreen (the better result was also supported by no mud losses down hole) as Figure 26.
- + The WWT Non-Rotating Drill Pipe Protector (slip on type) was also a very successful run to reduce the casing wear (proven by quantity of metal recovered after each run, clearly compared the effect before vs. after installed the protector), also good result in torque reduction (around 10% - but, the actual result is hard to be precisely quantity due to the other support by Radiagreen).

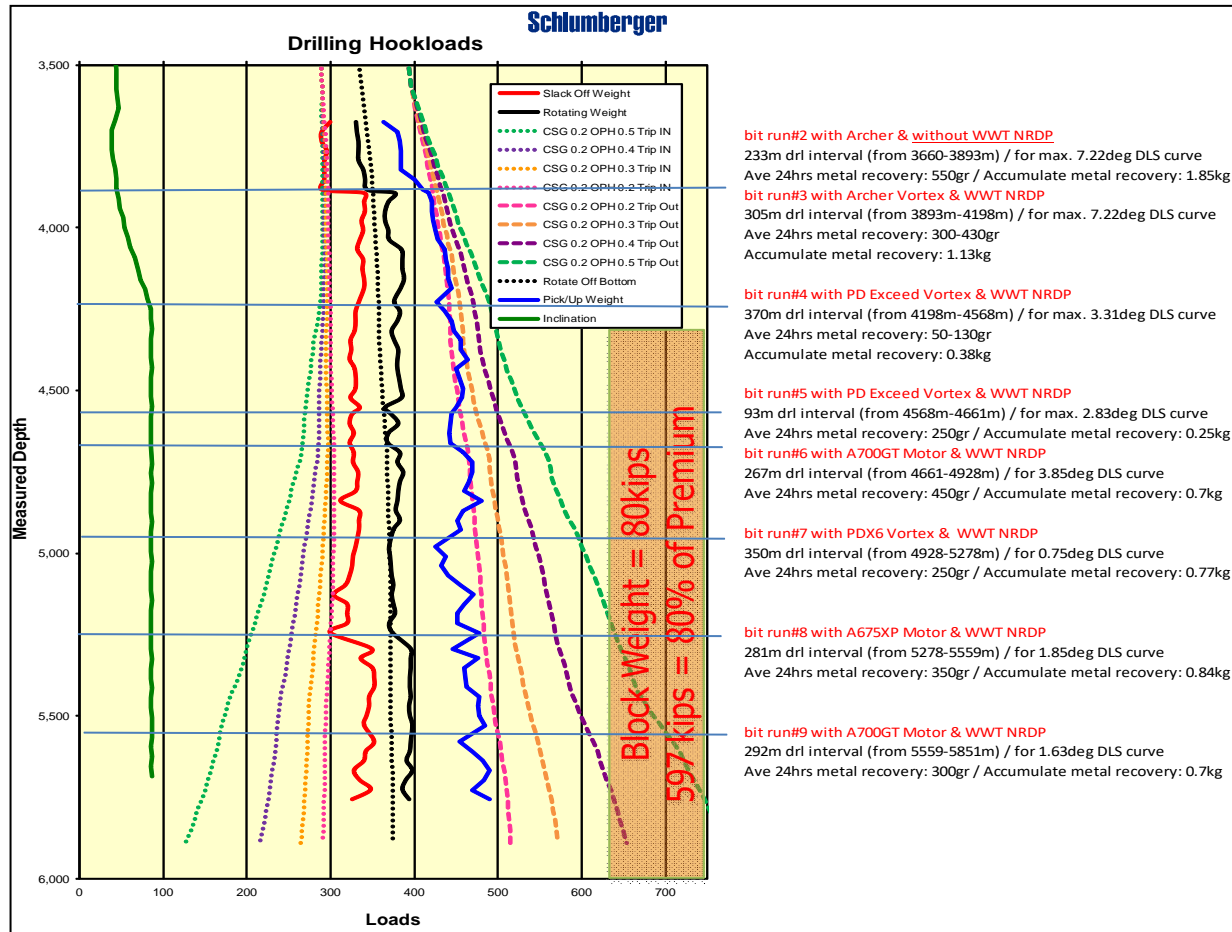


Figure 26. Final Friction Factor Calibration at Well TD

CONCLUSION

The SVSW-A-ST well is a technical success:

- Fully satisfied all basement targets required by Subsurface team
- Saving US \$0.6MM than approved budget and US\$5.4MM than drilling new well
- Achieved some records below:
 - + 1st time in the world: success with PowerDrive Archer tool drilling in basement section
 - + World record of highest dogleg for drilling in basement
 - + 2nd time success on the Open hole sidetrack in basement
 - + 1st time in the world: success with Non-Drill Pipe Protector (clamp on type) for torque reduction and casing wear (reduction of metal junk recovery) in basement drilling

The success of the SVSW-A-ST well is proven the benefit of RSS tools application that can help Operator with proper engineering and good planning to overcome the extreme Torque & Drag well profile in basement environment.

REFERENCE

1. SPE #59196 "The Directional Difficulty Index – A New Approach to Performance Benchmarking" by Alistair W.Oag and Mike Williams
2. Directional Drilling Engineering Program of SVSW-A-ST Well, SLB
3. Introduction slides of PowerDrive Archer, SLB

OPTIMISED PRODUCTION PROFILES USING A COUPLED RESERVOIR-SURFACE NETWORK MODEL-A CASE STUDY IN CA NGU VANG FIELD, CUU LONG BASIN

Dang Viet Long¹, Tony Roche¹, Do Dinh Phan¹, George Hepler¹, Le Quang Dat¹,
Bui Van Lam¹, Vũ Hữu Huy¹, Ngo Khanh Dong¹, Do Tien Dung¹, Pham Khanh Thanh Long¹,
Le Cong Trung¹, Nguyen Viet Dung¹, Bui Huu Phuoc¹, Ho Van Tam², Tran Van Lam²
Tran Minh Dung³

¹Hoan Vu Joint Operating Company

²PetroVietnam Exploration Production Corporation

³PetroVietnam

ABSTRACT

The Ca Ngu Vang (CNV) field in offshore Vietnam is experiencing excessive surface back pressure due to a long (25km) production pipeline and increasing field gas-oil ratio (GOR), which not only constrains the production from existing wells, but also creates a challenge in evaluating production gains which might be realized from future development activities. Therefore, it is critical to properly account for the back pressure effect in order to generate a reliable long-term production forecast for future investment decisions.

This paper describes the details of integrating a subsurface dynamic reservoir simulation model with a surface network simulation model to holistically assess the impact of back pressure. The well control mode in the reservoir model is continuously updated with the response of the surface network model, which consists of wells, topside piping, facility equipment and export pipelines. With this approach, the surface pressure constraints will be modeled, and their impact on the reservoir, well and network performance will be captured. A unified field management was designed using an advanced orchestration engine to control the operating conditions, schedule well activities and perform activation of equipment in the operational cycle. Thorough assessment are possible with the inclusion of accounting interactions between reservoir and network parameters. To address the back pressure problem in the current facility, a procedure was evaluated to debottleneck the surface network and improve production by installation of additional surface equipment in this model.

In general, the integrated model provides critical insights to the field development planning, evaluation options for de-bottle necking the surface system and for long-term production optimization.

Keywords: Ca Ngu Vang Field, coupling model, integrated model, simulation model, surface network model, optimised production profile.

INTRODUCTION

CNV is an oil field located in the Southeast of the Cuu Long Basin. The field consists of 1 wellhead platform (WHP) with 05 production wells and tied-in to a central processing platform (CPP) in a neighboring field. Well stream fluids flow directly to the production manifold or are diverted through the multi-phase flow meter (MPFM) for well test measurement purposes. All fluids are then re-combined at the production manifold and transferred via a 3-phase 10" production pipeline through a 25km production pipeline to CPP for separation, processing and storage. A 10" subsea water injection pipeline was initially designed to pump injected water from the CPP to WHP; however, as there are no further plans for water injection, it was decided to convert the water injection pipeline to gas-lift pipeline for supplying the gas-lift consumption to CNV wells. In summary, the main facility of CNV field consists of 1 WHP, a 3-phase production

pipeline from WHP to neighboring field's CPP, a gas-lift pipeline from CPP to WHP, the CNV fluids are then stored in the neighboring field's FSO.

- Due to the 25km long production pipeline, a significant pressure loss from the CPP (outlet pressure) to the WHP (inlet pressure) occurs. At the time of this study, a 250-psi pressure difference was observed between the inlet and outlet pressure of the production pipeline due to pressure losses during transportation of production fluids from WHP to CPP. Implementation of gas-lift has been proven effective and has had a positive impact on well performance. The gas-lift consumption will be required more frequently during the production phase as reservoir pressure continues to decline. Consequently, more lift gas returning to the 3-phase production pipeline contributes to a higher back pressure in the pipeline. In addition, the field has been producing for a long time and increases in the GOR have been observed. More produced gas going into the system also makes for excessive back pressure in the pipeline. Well production chokes are already fully opened at this period; hence, the tubing head pressures is quite similar to the production manifold pressure or inlet pressure of the surface system. Higher inlet pipeline pressure or tubing head pressure impacts production deliverability and makes the wells sensitive to intervention activities in the field.
- Identifying bottlenecks and optimization of production on a daily basis was necessary to ensure uninterrupted and efficient operations. Historically, these activities showed positive results when the surface system was optimized. There were other efforts made to improve field production using acid treatments, and scale clean-outs in the surface pipeline with realized gains of ca. 200 bopd. This was sufficient evidence to prove that reduction of surface back pressure plays an important role in production optimization of this particular field. In order to further enhance production for the field, multiple options to reduce back pressure were screened. As a result, additional facilities are required to be installed on WHP to reduce surface back pressure, and to boost pressures in order to deliver produced fluids to the CPP via the 25km multiphase production pipeline.

1. Problem Statement

Full field reservoir simulation modelling has been carried out in support of the long- term production forecast for the field. The remaining potential is significant; therefore, it is necessary to obtain a proper evaluation for long-term development planning. Reservoir simulation has proven to be a good tool to predict and manage field / well performance in the future. Simulation prediction runs are made using the history matched model to evaluate the optimum future development activity requirement for the field. Many target options have been identified, such as re-evaluation in terms of remaining hydrocarbon, fracture quality, drilling feasibility, actual production performance etc., which are then fed into the dynamic simulation for prediction. However, conventional dynamic reservoir simulation modeling does not accurately take into account back pressure effects and ignores their impact on the long-term production forecast and development scenarios. This is not true for the CNV field with excessive surface back pressure from existing system.

Field production can be limited by many constraints related to the facility, well deliverability, bubble point pressure, well economic limits, etc. In the case of CNV field, it is common to observe severe surface back pressure during the production phase as shown in **Figure 1 & 2**. Historical data indicated a certain level of pipeline pressure increase when additional production fluids from new wells came into the system. The pipeline pressure increased right after the new well came online as illustrated in **Figure 1**. This increased pressure caused certain amount of production loss from existing wells as shown in **Figure 2**. This was not captured in the conventional reservoir model (standalone model) as the effects of back pressure were ignored.

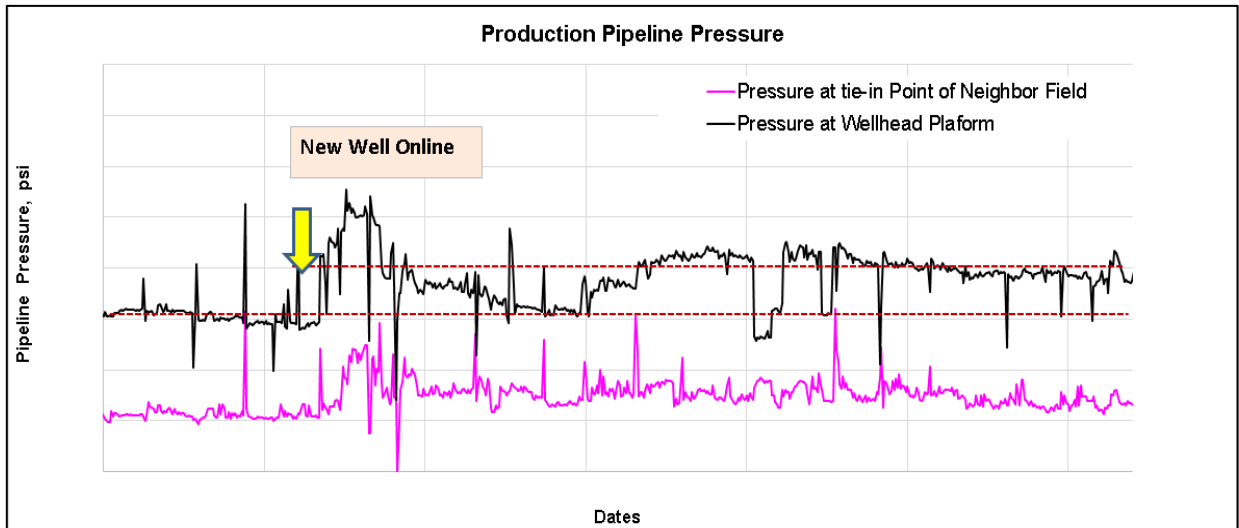


Figure 1. Observed back pressure increased when additional well online

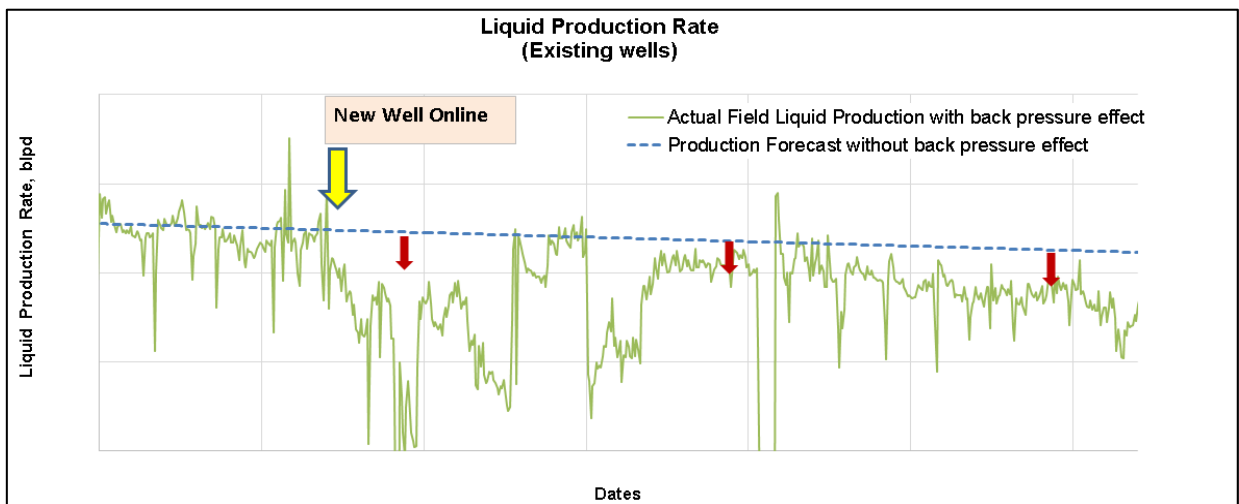


Figure 2. Observed production rate reduction due to back pressure effect

The requirement to resolve this issue was to build an integrated model, between the reservoir and surface, in order to address this issue and evaluate de-bottlenecking solutions (Osama Khedr et al., 2009). The conventional method of using a standalone dynamic simulation model ignores this back pressure effect, realized when additional production comes into the system, which creates more back pressure and imposes constraints on the production deliverability of existing wells. Hence, new infill well evaluations tend to show a more optimistic prediction as it does not consider the impact of back pressure.

In reservoir simulation models, the tubing head pressure or inlet pipeline pressure is a key constraint in the prediction set-up. The tubing head pressure constraint is manually integrated in the prediction model. It is the last pressure boundary node in the conventional model set-up, which remains unchanged throughout the prediction run. However, this is not the case for the CNV field. While the CPP pressure at the tie-in point (outlet) has always been maintained at a certain level, the WHP (inlet) is changing depending on the liquid production and gas volume in the production pipeline. So, once there is activity at the field, there will be a change in pipeline pressure or tubing head pressure. This is the prediction issue that conventional models do not capture at all. **Table 1** describes the constraint pressure node in standalone and integrated (coupled) models when running predictions. The coupled model is able to account for the pressure constraint at the end of production system (tie-in point) and helps to simulate the whole surface system.

Table 1. Prediction constraint set-up between standalone and coupled model

Pressure at	Standalone model	Coupling model
Neighbor tie-in point	-	Used to constrain prediction
Wellhead platform (WHP)	-	Calculated by surface network
Tubing head pressure (THP)	Used to constrain prediction	Calculated by surface network

While controlling GOR increases is complicated to manage, de-bottlenecking recognition and modification of the surface facility is the most effective solution to reduce back pressure and increase the production. For this purpose, the model is required to simulate back pressure changes over time with production rates from the subsurface model integrated with the surface equipment facility. The model is then more reliable to be used for production development scenarios. The following illustrates a detailed workflow to integrate surface network simulations to the dynamic simulation model for this field with the objective of capturing back pressure issue and investigating de-bottle-necking potential.

2. Workflow

The objective of the study is to model the surface back pressure impact on long-term production predictions, which has been ignored in most production forecasts by using standalone dynamic simulations. Coupling the subsurface with Next generation reservoir simulators and the surface with Multiphase network simulators section to evaluate an integrated model in which the reservoir production target and network constraints will be interactively shared through a combined balancing of actions in field management of IX while honoring the pressure dynamics throughout the network.

In order to implement this study, a surface network model was built to simulate the surface back pressure at each node as shown in **Figure 4**. Actual surface data is used to validate the surface network model before coupling with the subsurface model. Data gathering and review are important steps to achieve a good match of the surface network model (Boubaker et al., 2020). Data input for matching should be selected during a stable operating condition and be representative of the system. To build the surface network model, it was required to collect data as described below:

- Surface equipment layout (existing and new equipment's configurations)
- Reservoir parameters (pressure, temperature)
- Well parameter (productivity index, gas-lift injection, well construction, well trajectory)
- PVT data (fluid model)
- Well test data (actual production data to match and calibrate model)

There are 5 boundary nodes to represent the 5 production wellheads, which allow receiving production at each well node. The WHP was inserted to collect fluids from all producers. WHP pressures can be extracted from these boundary nodes which correspond to pressure losses due to fluid transportation from the WHP to CPP. Topsides were designed to accommodate producing wells and to connect between the wells and WHP in the network. A insulated 10" subsea production pipeline was added to transport raw fluids without compression from the WHP to CPP. The CPP was defined as a pressure sink at the tie-in point. In addition, new equipment installation (compressor, booster pump, etc.) was added in the network to simulate back pressure reduction of the field. The additional equipment is setup to be on or off at a desired timestep in prediction cases to evaluate project benefit. These enable options (on

and off) help to reduce the running time and avoid re-building other network models to represent other back pressure reduction solutions. All equipment configurations and field operation conditions were input to constrain the typical operation of the field.

Once the surface network model was setup successfully, a standalone surface network model was run with inputs from actual production data. At this validation step, each pressure node was extracted and plotted together with the actual pressure data. This step was required to ensure quality of the standalone surface network model before coupling it with dynamic reservoir model. If the results did not meet expectations; it was necessary to review the network construction and equipment set-up and modify as necessary. Building the surface network was completed when its outcome results captured real operational conditions.

Based on the integrated approach between subsurface and surface model, the following workflow was developed in Figure 3.

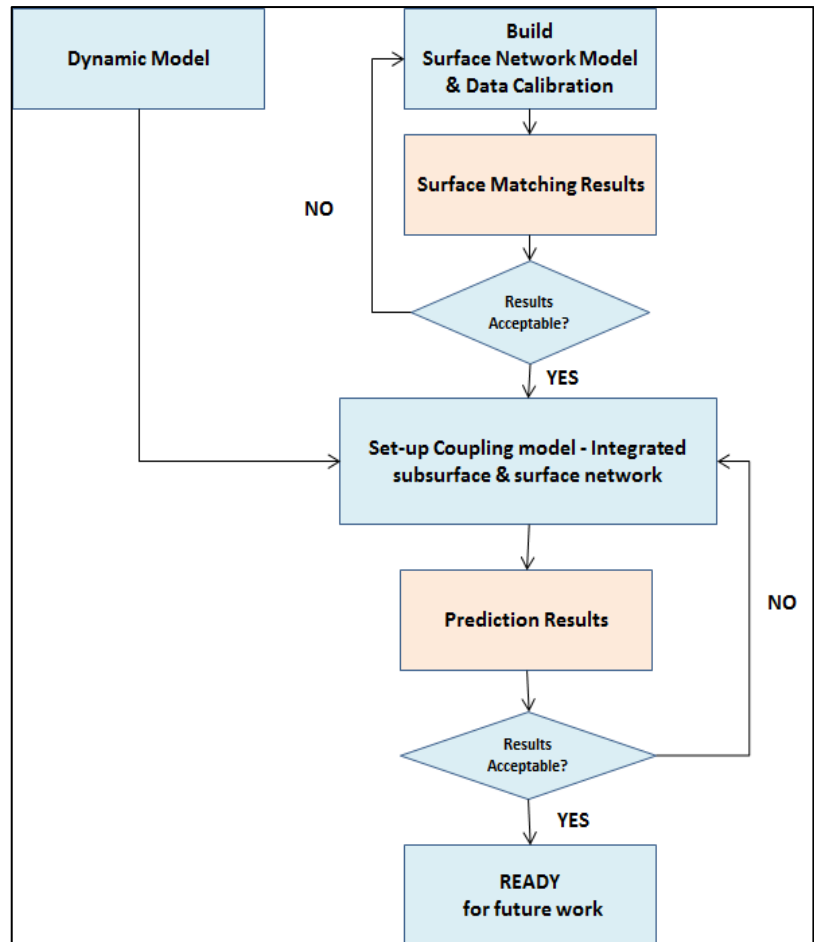


Figure 3. Summary of coupling model workflow

The available dynamic simulation model in IX format was prepared to use for coupling with Pipesim as illustrated in **Figure 4**. There was a required step to map the dynamic simulation model with surface network model which was done in field management in IX. Coupling IX with the Pipesim network model takes details from the network built from Pipesim, and incorporates them into IX simulation. The user is then able to view results such as pressure and flow rates at each node from bottom to surface. Basic coupling principle are as follows:

- Connect reservoir to surface through coupling point at tubing head/bottomhole location
- IPR curves are transferred from dynamic simulation model to surface at the coupling point.
- Reservoir uses pre-generated vertical lift curves to calculate pressure along the wellbore.

Field management (FM) in the Next generation reservoir simulator is used to construct operational constraint and incorporate complex operating conditions into the field. Complexity from various data sources were included in the FM scripts such as sink, network junctions, network wells, node, branch, etc. Pressure and production data can be extracted at any desired node for analysing output data and validating the responses of each node in the whole network system in the context of integrating with reservoir model. In the integrated workflow, the well inflow performance models (IPR) are sent to surface network and the surface network model then will calculate surface pressure which is sent back to the dynamic reservoir model. The process was done automatically for each timestep and advanced for the next timestep. This interaction was completed when the coupled model matched subsurface and surface data and

achieved a balanced system. Then, the prediction advanced to the next time step and problem solving was repeated. The analysis result was also important to validate the coupling model; otherwise, the model had to be re-calibrated. As a result, well performance changes during field life; pressure and rate at each node from subsurface to surface, was analysed as required.

Additional equipment (booster pump, compressor, etc.) were added to the surface network (**Figure 4**) for the back pressure reduction project. The new equipment configuration was provided by the process engineering team with the objectives being to reduce back pressure and boost production to the CPP. This new surface system was inactive in the base case scenario and active in the back pressure reduction case in order to evaluate long term benefits of the project.

The next step was to run sensitivity with some scenarios to get the insight of the back pressure response in the field operation. In the scope of this study, integrated model is used to predict back pressure impact with drilling additional well on the existing facility as well as activating back pressure reduction project in surface network model.

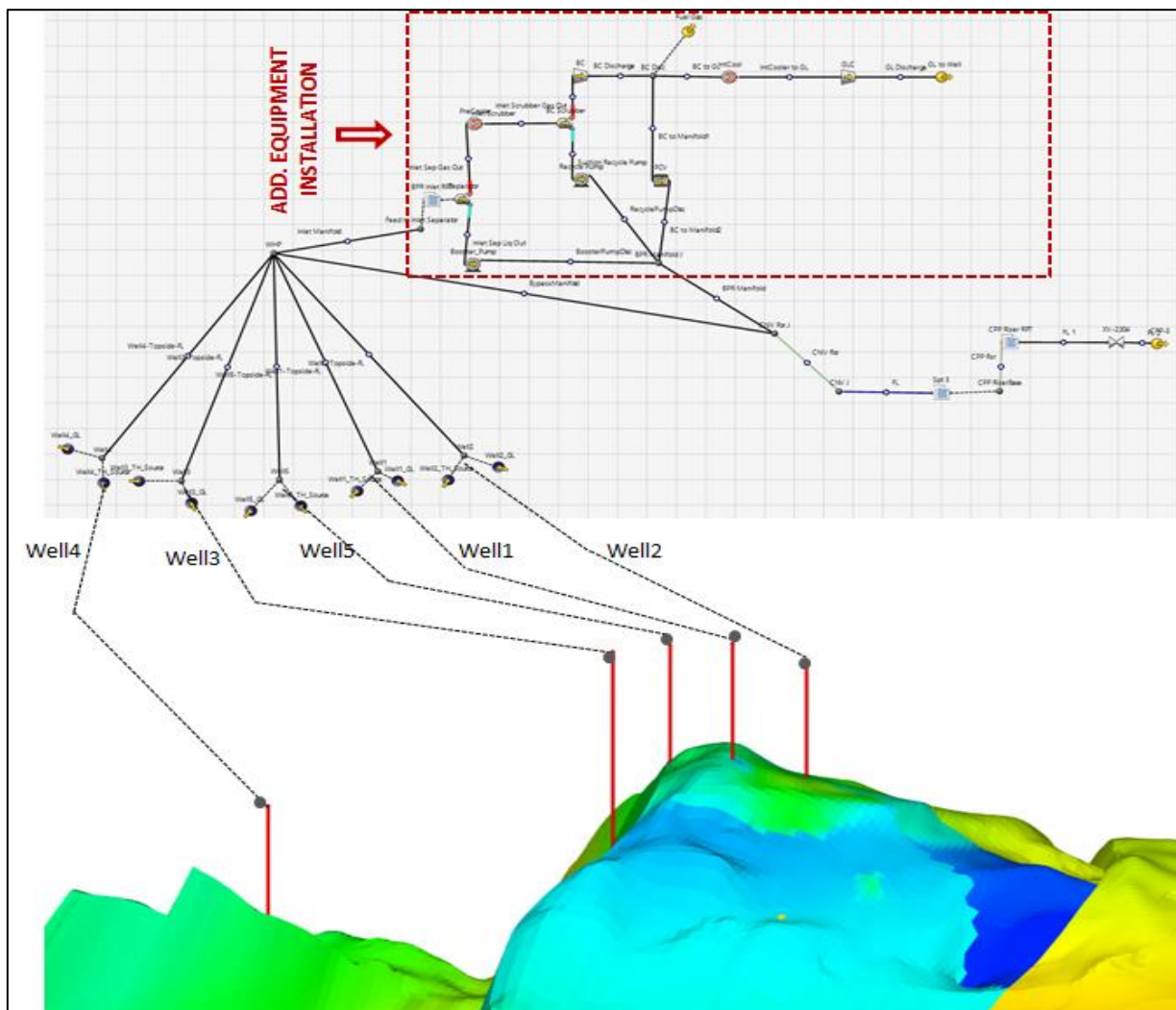


Figure 4. Coupling model description

3. Validation of coupling model

It is important to validate the coupling model to demonstrate that the model works accurately in terms of capturing the actual system pressure. In order to observe pressure at each node for analysis purposes actual liquid production rate was input into the coupling model and then output pressure nodes were collected at the end of tested case. This action was to ensure

the model was performing good interaction comparing with actual condition during field operation. The node pressures were then plotted with actual data. As the result outcomes in **Figure 5 & 6**, the coupling model achieved a good match in both in terms of WHP pressure and well THP.

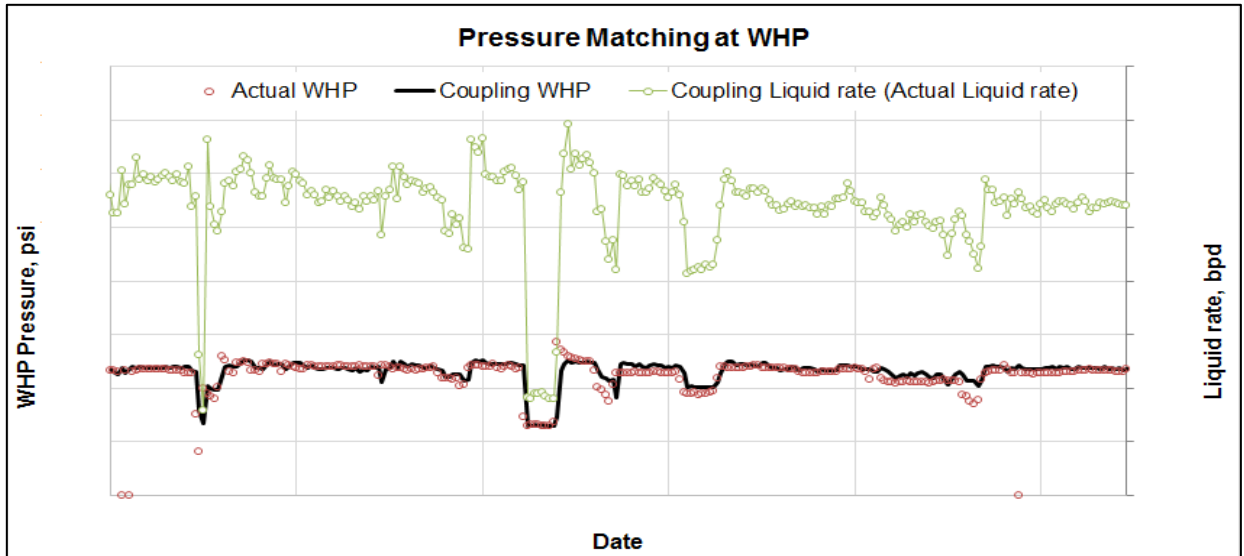


Figure 5. WHP matching in coupling model

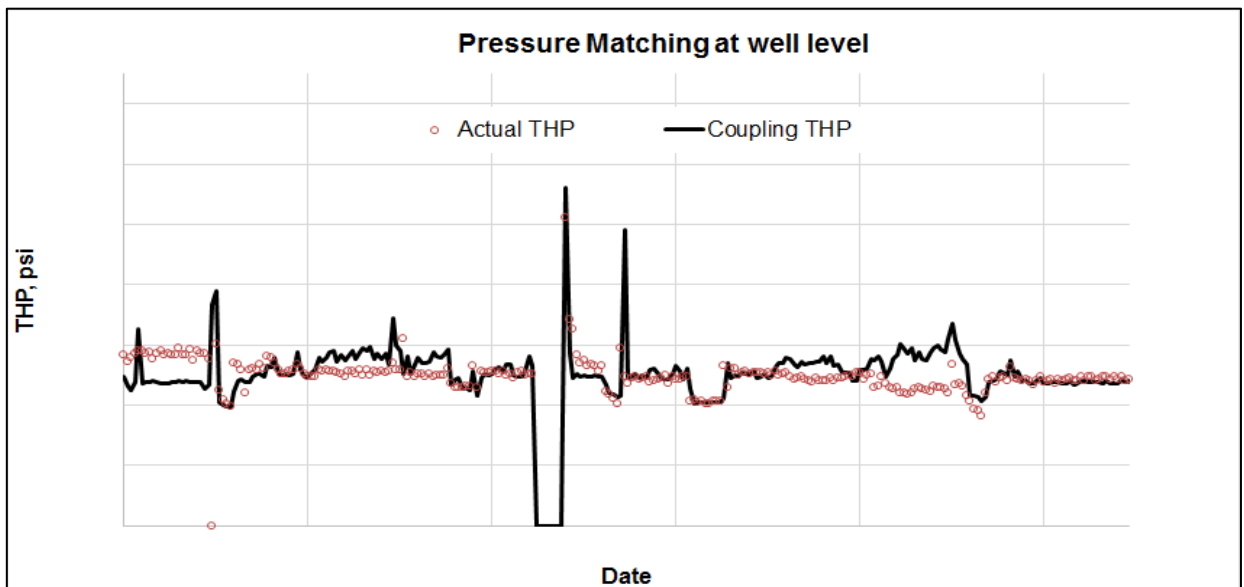


Figure 6. Well THP matching in coupling model

To consolidate the coupling model, predictions were runs to check the response of the back pressure during field life. Field production is supposed to reduce over time in the “no further activity” case of due to reservoir pressure depletion, GOR increases or water-cut increases. Given production that continues to decline, both the liquid and gas volumes reduce in pipeline; therefore, back pressure is supposed to reduce over time. **Figure 7** illustrates the back pressure changing along with field liquid production decline as expected. The WHP pressure at a calculated time step becomes pressure node in the surface system and automatically updates its constrained value during predictions. This feature is different with standalone dynamic simulations which use current values of THP pressure and keep a constant THP to generate long term production profiles. Given a lower THP in the coupling model as shown in **Figure 8**, wells are expected to deliver higher production rates and flow longer.

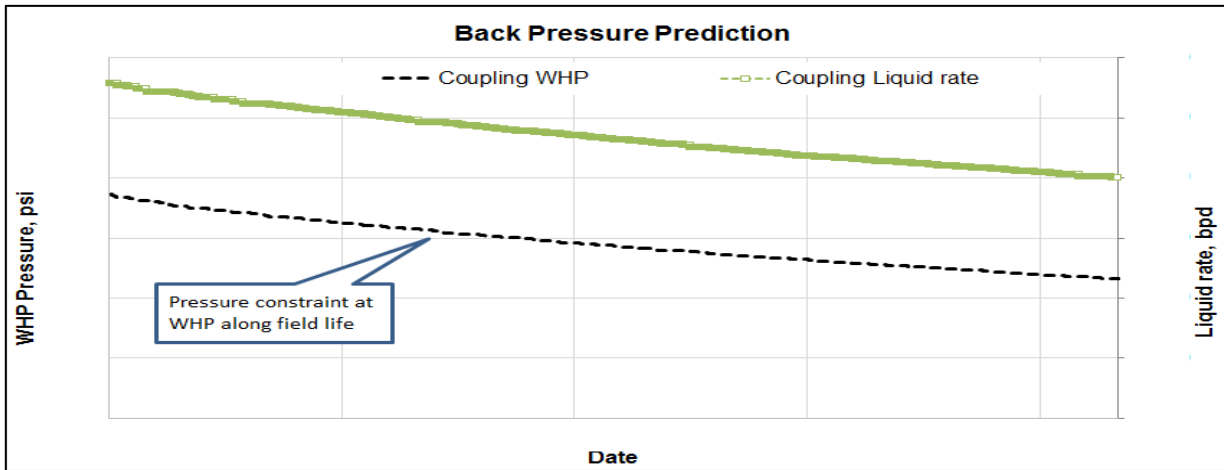


Figure 7. Back pressure prediction in coupling model

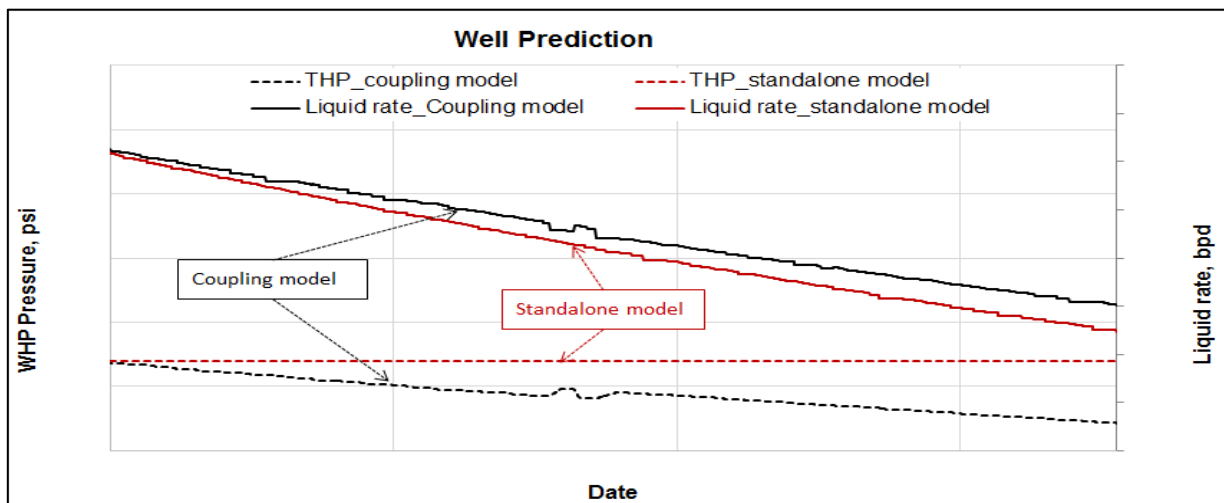


Figure 8. Well prediction response with coupling and standalone model

However, negative impacts due to back pressure were observed when drilling additional wells from the WHP. This phenomenon is discussed in detail in the results section below.

4. Results & Observation

Following the methodology of this study, predictions were run in certain scenarios to support future development plans in the CNV field. The predictions were more realistic after taking into account the back pressure associated with the surface system. The results from this study are divided into two parts. While infill drilling is the first solution to increase field production, recognition that de-bottlenecking of the surface system is required in order to make a proper evaluation for production optimization. Using this integrated tool, various prediction cases were run to evaluate and provide results for detailed analysis.

Case 1: Back pressure responses with future development infill well

As expected, additional liquid from new wells comes into the existing surface system, this has a negative impact to the entire system as shown in Figure 9. In the worst case, some weak wells may stop flowing for a brief period of time due to sudden increases in the THP. It is especially useful to keep this issue in mind when preparing for a new well to be placed online. Mitigation solutions should be prepared in advance to optimize field production during this time. System stabilization should be achieved by using well production choke adjustments, gas-lift optimization, etc. In short, this is a good field practice to apply when new well drilling is being considered.

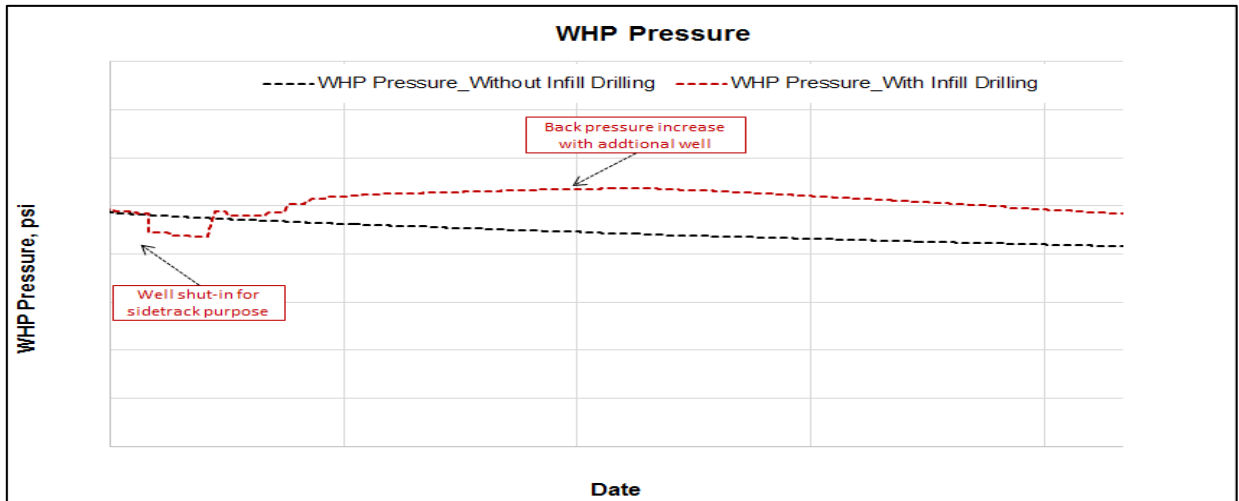


Figure 9. Back pressure increases with additional infill well

The negative impact on existing wells was observed clearly from results of this scenario. Increased back pressure of ~100psi in the pipeline pressure makes a significant impact on the entire facility system. Firstly, when new wells are placed online and contributes significant amounts of liquid, produced gas and gas-lift volumes to the production pipeline, these additional volumes typically cause the pipeline pressure to increase. This back pressure then forces higher pressures at the WHP and all existing wells are impacted directly. Well drawdown of each producer is now limited in this case. Given well productivity index PI is unchanged, but well drawdown is reduced, the well production deliverability is then lower to reflect this impact. **Figure 10** describes the impact of higher THP to lower liquid production rates of existing wells in the case of infill drilling.

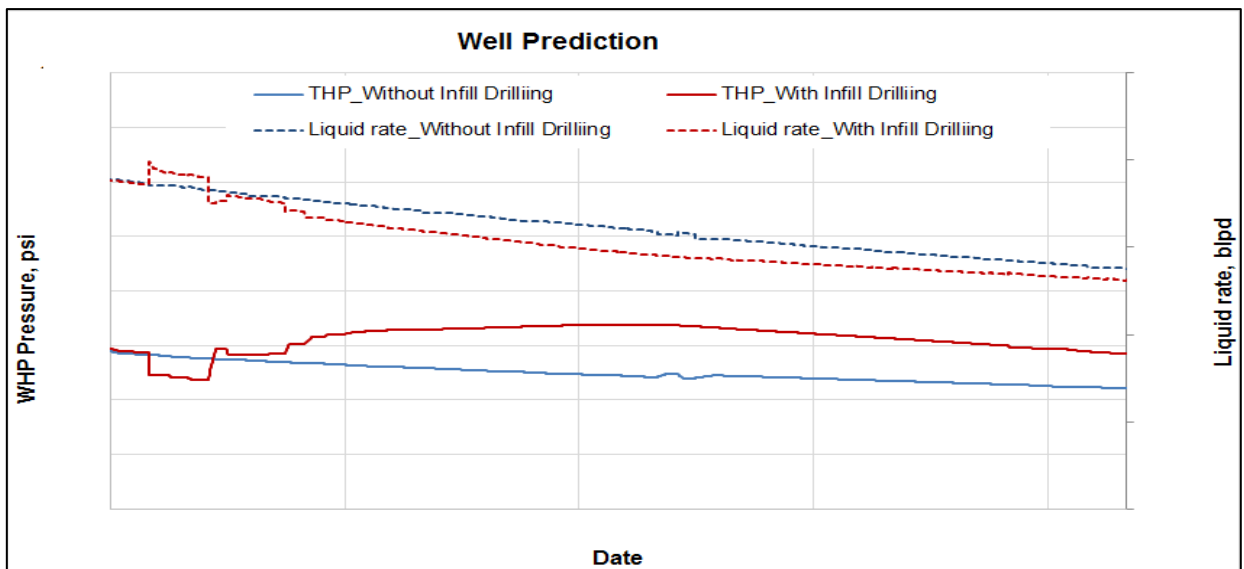


Figure 10. Well prediction response with additional back pressure

The integrated model performed as expected. Production gains from new wells is not realized from infill drilling without accounting for oil production loss from the existing wells.

Case 2: De-bottlenecking surface system with additional equipment installation

Investigation of previous cases indicated the extended production pipeline and additional new well would make excessive back pressure on the existing facility. The coupling model was used to recognize potential of de-bottlenecking by installation of a gas-lift booster pump compressor in the WHP.

Standalone model may not work well for this complicated case since it requires pressure reduction level in the prediction constraint setting. This value can be achieved from a separate study or by using a standalone network model. The standalone model has to gather necessary production data when new equipment installation is expected to be active. Then, back pressure reduction is calculated at this time step. However, this back pressure reduction is not constant along field life as the previous case pointed-out; back pressure changed with production level. This is also complicated the workflow when it requires process engineer and subsurface working for many scenarios during sensitivity run. Fortunately, the coupling model was able to capture all things after activating new equipment in the surface network. WHP or THP reductions were observed after installation of the additional equipment.

Process de-bottlenecking for the gas-lift booster pump compressor will ensure the gas availability for gas-lift. Gas-lift booster pump compressor will boost the fluids to CPP and produce gas-lift for consumption at the WHP.

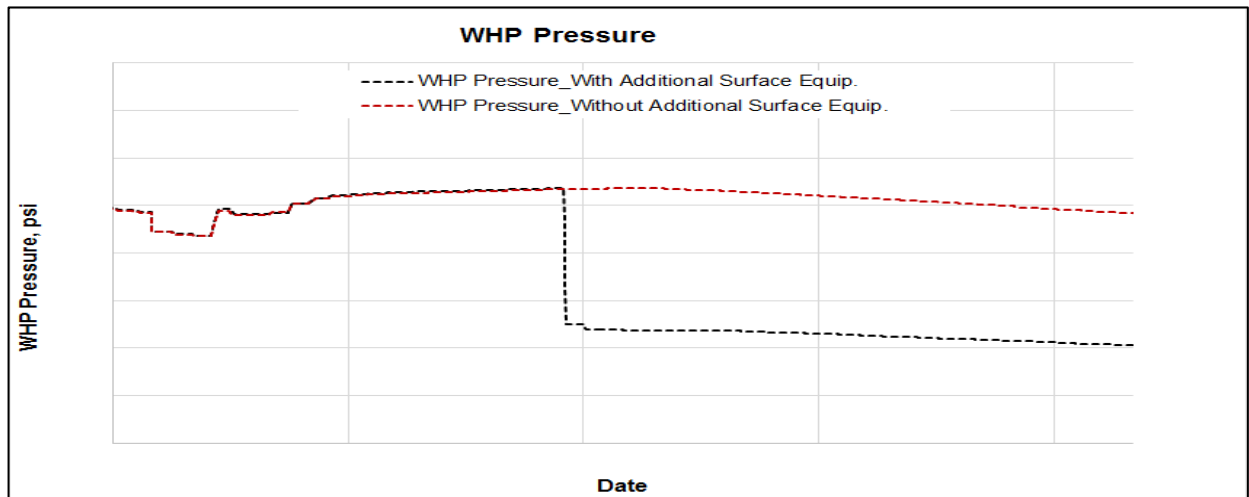


Figure 11. Back pressure reduces with additional equipment installation

Figures 12 & 13 demonstrate the production gain realized with a THP reduction when the gas-lift booster pump compressor was active in the surface network model. Production fluids are flowed through a dedicated new system with additional equipment installation. Capacity of the compressor is set by compressor ratio. The discharge pressure and suction pressure of the compressor is also monitored by plotting network junctions in the coupling model.

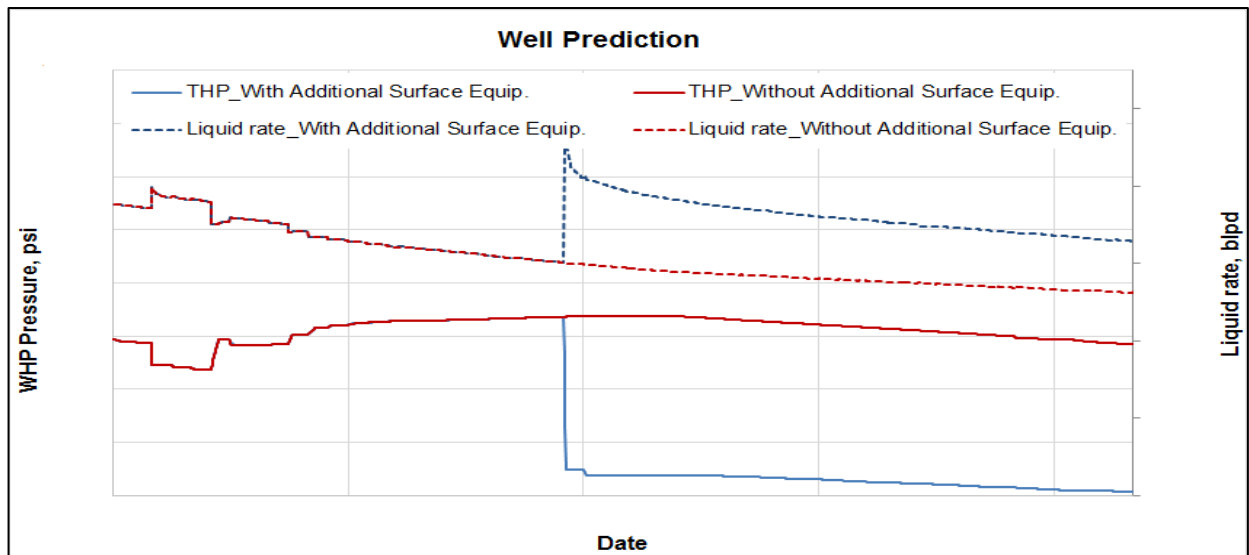


Figure 12. Well prediction response with additional equipment installation

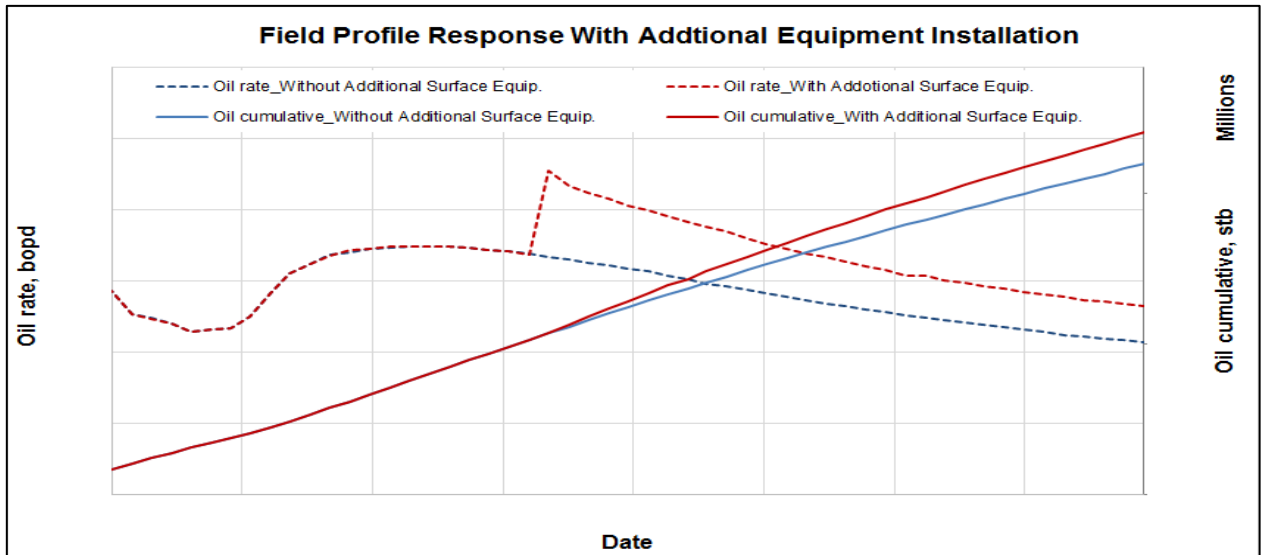


Figure 13. Field prediction response with additional equipment installation

CONCLUSION

The coupling of a dynamic reservoir and a surface network model has been applied successfully in order to obtain realistic whole system responses. The integrated model is able to represent complex field conditions and accommodate actual field performance. This helps to manage and resolve the uncertainty on production profiles due to not fully taking into account the dynamic surface pressure response (full surface equipment to CPP). In conclusion, the integrated model is able to provide an effective tool to predict a realistic results for various scenarios as part of development planning.

The study provides an integrated methodology to calculate and model the back pressure impact with more accurate results. Based on the results of this study, the integrated model proves its benefit in solving the concerns of back pressure impact when evaluating infill well drilling. This aspect may not be focused seriously at early production period in the field due to lack of data. Nevertheless, it is necessary to include this impact into full evaluation for a field which has excessive back pressure.

Furthermore, the integrated model proved to be an effective tool to evaluate debottlenecking the surface system. Based on the study results, a gas-lift booster pump compressor installation is showing benefit in terms of reducing tubing head pressure and increase liquid production.

The workflow for the whole system simulation work becomes much simpler as it can perform any optimization and development design while incorporating both surface pressure responses and subsurface in the same run.

Saving working time from both production & subsurface team as the integrated model can optimize the design cases for the whole system in one simulation run rather than trial and error. This brings a positive impact to overall projects time and can minimize the back & forth process between productions & subsurface.

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors wish to express their appreciation to the management of HVJOC for their support in carrying out the research. The authors would like to thank the management of PVN & Shareholders for granting permission to present and publish this paper.

NOMENCLATURE

WHP	wellhead platform
THP	tubing head pressure
CPP	central processing platform
FSO	floating storage and offloading unit
MPFM	multiphase flow meter
GOR	gas-oil ratio
Bopd	barrels of oil per day
Blpd	barrels of liquid per day
PI	productivity index
IPR	inflow performance relationship
FM	field management

REFERENCES

1. Boubaker Hammadi and Karim Agoudjil, et al.: “Unlocking the Production Potential of Brown Fields through Gas Lift Optimization GLO” IPTC-19786-MS presented at the International Petroleum Technology Conference held in Dhahran, Saudi Arabia, 13 – 15 January 2020.
2. Osama Khedr and M. Al Marzouqi, et al.: “On the Importance and Application of Integrated Asset Modeling of a Giant Offshore Oil Field” SPE 123689 presented at the 2009 SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference held in Abu Dhabi, UAE, 19–21 October 2009.

PHẦN THỨ TƯ
CÔNG NGHỆ KHOAN

NHỮNG THÀNH TỰU VỀ NGHIÊN CỨU ÁP DỤNG HIỆU QUẢ CÔNG NGHỆ THI CÔNG CÁC GIẾNG KHOAN THẨM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ TRONG ĐIỀU KIỆN ĐẶC THÙ CỦA VIETSOVPETRO

Nguyễn Thái Sơn, Tạ Ngọc Ánh, Tạ Văn Thịnh,
Mai Duy Khánh, Đặng Trọng Hiếu, Nguyễn Hữu Chính
LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

Hoạt động khoan thăm dò-khai thác dầu khí ở Vietsovpetro có nhiều khó khăn và đặc thù riêng. Để thi công hiệu quả cần nghiên cứu và áp dụng sáng tạo KH-CN. Bài báo này tổng hợp các công trình tiêu biểu của việc áp dụng công nghệ trong công tác khoan và những thành tựu đạt được.

MỞ ĐẦU

Trong tự nhiên, dầu mỏ và khí đốt thường được hình thành và tích tụ ở độ sâu rất lớn, lên đến hàng ngàn mét. Do đó, để tiến hành công tác thăm dò và khai thác dầu khí, cách tiếp cận duy nhất là phải tiến hành khoan các giếng khoan sâu vào lòng đất.

Ở thời điểm Vietsovpetro bắt đầu hoạt động, Việt Nam đang bị bao vây cấm vận, đất nước vừa ra khỏi các cuộc chiến tranh khốc liệt, bị tàn phá nặng nề. Bên cạnh đó, các Nhà thầu nước ngoài rút đi, ngoài tài liệu giếng khoan theo quy định phải giao nộp cho Nhà nước Việt Nam, họ không để lại bất kỳ một cơ sở vật chất – kỹ thuật nào, dù nhỏ nhất để có thể kế thừa, phát triển và sử dụng tiếp theo cho công tác thi công giếng khoan trong điều kiện biển trên thềm lục địa Việt Nam. Đối tác của Việt Nam trong Vietsovpetro là Liên Xô, một cường quốc về khai thác dầu khí nhưng chủ yếu khai thác trên đất liền và vùng biển kín ở Caspien với đặc điểm địa chất, điều kiện địa lý – thủy văn hoàn toàn khác biệt so với thềm lục địa Việt Nam.

Vượt qua những điều kiện khắc nghiệt và bất lợi ban đầu kể trên cũng như liên tục khắc phục những khó khăn xuất hiện về sau, sau hơn 40 năm hình thành và phát triển, ngành khoan của Vietsovpetro đã xây dựng được hệ thống cơ sở vật chất, kỹ thuật vững chắc, đồng bộ, hiện đại, đào tạo được một đội ngũ chuyên gia, cán bộ khoa học- kỹ thuật, kỹ sư, công nhân lành nghề có khả năng đảm nhiệm tất cả các khâu từ quản lý, điều hành, nghiên cứu thiết kế đến thi công, vận hành, sửa chữa tất cả các giếng khoan, kể cả các giếng khoan có điều kiện địa chất- công nghệ phức tạp như nhiệt độ cao, áp suất cao, giếng khoan ngang, khoan cắt thân hai,...

Trong hoạt động thăm dò – khai thác dầu khí nói chung, công tác khoan chiếm chi phí rất lớn: theo số liệu thống kê sơ bộ thì chi phí cho công tác khoan chiếm khoảng 75-80% tổng số vốn đầu tư cho dự án trong giai đoạn tìm kiếm, thăm dò và 45-50% tổng vốn đầu tư cho giai đoạn khai thác. Mặt khác, khoan dầu khí trên biển là lĩnh vực kỹ thuật- công nghệ hoàn toàn mới mẻ với nước ta vào những năm 80 thế kỷ trước. Đây là lĩnh vực khó, rộng lớn, cần có sự kết hợp nhiều phương diện khoa học – kỹ thuật từ địa chất, cơ học, động học đến cơ khí, máy móc, vật liệu... và hiển nhiên đây là ngành công nghiệp có hàm lượng khoa học cao, ứng dụng nhiều giải pháp công nghệ hiện đại. Do vậy hoạt động sản xuất liên quan đến công tác khoan ở Vietsovpetro luôn gắn liền với công tác nghiên cứu khoa học. Và một trong những nguyên nhân quan trọng dẫn đến thành công của Vietsovpetro trong suốt 40 năm qua là đã tổ chức nghiên cứu có hiệu quả và giải quyết thành công hàng loạt các vấn đề về khoa học công nghệ trong các lĩnh vực khoan dầu khí biển từ nghiên cứu tối ưu hóa cấu trúc, quỹ đạo giếng khoan đến việc hoán cải, vận hành giàn khoan, xác định chế độ thi công tối ưu, chế tạo dung dịch khoan và bơm trám, gia cố, hoàn thiện giếng,... Cho đến nay LVietsovpetro đã khoan thành công trên 700 giếng khoan trên thềm lục địa Việt Nam, với tổng số hơn 3 triệu mét khoan, góp phần quan trọng vào việc phát hiện 9 mỏ dầu – khí với trữ lượng thu hồi gần 300 triệu tấn dầu, khai thác

gần 250 triệu tấn, đạt mức doanh thu hơn 87 tỷ đô la Mỹ, nộp vào ngân sách Nhà nước trên 60 tỷ đô la Mỹ, đã đóng góp một phần hết sức quan trọng vào thành tựu to lớn trong công tác thăm dò và khai thác dầu khí của Vietsovpetro nói riêng và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nói chung.

1. Những khó khăn, phức tạp và đặc thù trong thi công giếng khoan tại Vietsovpetro

Vào năm 1981 Xí nghiệp Liên doanh dầu khí Việt Xô (nay là Liên doanh Vietsovpetro) ra đời với nhiệm vụ nghiên cứu địa chất và tiến hành khoan tìm kiếm – thăm dò dầu khí nhanh nhất để có thể phát hiện và đánh giá quy mô tiềm năng dầu khí trên thềm lục địa phía nam Việt Nam và đưa vào khai thác sớm nhất. Ở thời điểm Vietsovpetro bắt đầu hoạt động, Việt Nam đang bị bao vây cấm vận, đất nước vừa ra khỏi các cuộc chiến tranh khốc liệt, bị tàn phá nặng nề. Bên cạnh đó, do các Nhà thầu khoan trước đây không có phát hiện dầu khí công nghiệp nên quan điểm thăm dò, nhiệm vụ địa chất cũng đã được các nhà địa chất xem xét lại và đề ra nhiệm vụ khoan phức tạp hơn. Xuất phát từ những nguyên nhân trên cũng như kết quả công tác thăm dò, phát triển khai thác mỏ về sau đã làm cho công tác thi công giếng khoan ở Vietsovpetro gặp phải những khó khăn, thách thức và các đặc thù sau:

1.1. Đặc thù về địa chất

Hầu hết các giếng khoan của Vietsovpetro phải thi công qua nhiều lớp địa tầng có các tính chất cơ lý đá và năng lượng vỉa khác biệt nhau, đặc biệt là các lớp địa tầng D, E1 nơi có dị thường áp suất cao, biến đổi phức tạp và lớp đá móng granite có đá chứa nứt nẻ, gây nên hiện tượng mất dung dịch, mất tuần hoàn trong quá trình khoan.

Như đã đề cập ở trên, theo quan điểm của các nhà địa chất dầu khí lúc bấy giờ, khu vực thềm lục địa Việt Nam, dầu khí chủ yếu tích tụ ở các trầm tích nằm bên trên tập sét D (tức chủ yếu trong Miocen và Oligocen C) nên các giếng khoan đầu tiên được thi công chỉ đến nóc tập D với điều kiện địa chất đơn giản. Tuy nhiên, quá trình thăm dò và khai thác sớm tiếp theo các thân dầu trong Miocen cho thấy tiềm năng dầu khí ở các tầng nông của mỏ Bạch Hổ là rất hạn chế. Xuất phát từ lý do trên, các nhà địa chất dầu khí Việt Nam và Liên Xô tại thời điểm đó đã đề xuất khoan xuyên qua tập sét D ở khu vực Vòm Bắc mỏ Bạch Hổ tại giếng khoan BH-4, sau đó tại Vòm Trung Tâm tại các giếng khoan BH-3 và BH-6. Kết quả những giếng khoan này đã phát hiện ra các thân dầu có trữ lượng lớn trong trầm tích Oligocen E1, E2 (giếng BH-4) và đặc biệt là trong đá móng hang hốc nứt nẻ (giếng BH-6).

Việc phát hiện ra các thân dầu có trữ lượng lớn trong đá móng hang hốc nứt nẻ và Oligocen dưới một mặt đã mở ra một chương mới trong lịch sử thăm dò và khai thác dầu khí của Vietsovpetro nói riêng và Petrovietnam nói chung, một mặt đặt ra thách thức hết sức to lớn cho công tác thi công giếng khoan. Kể từ thời điểm này các giếng khoan thăm dò và khai thác trong phạm vi hoạt động của Vietsovpetro phải khoan xuyên suốt qua 4 phức hệ địa tầng chứa dầu khí: Miocen dưới, Oligocen trên, Oligocen dưới và móng trước Kainazoi, có các tính chất cơ lý đá, năng lượng vỉa phức tạp và khác biệt nhau.

1.2. Đặc thù về khoan phát triển mỏ và tận thăm dò

Thực hiện thi công một khối lượng lớn giếng khoan đan dày ở những khu vực khai thác và khoan thăm dò mở rộng ra các vùng rìa cấu tạo. Bạch Hổ là một mỏ dầu lớn, trải dài trên diện tích rộng (gần 1000 km²) có hàng trăm thân dầu ở nhiều địa tầng khác nhau với cấu trúc địa chất phức tạp về hình dạng phân bố, mức độ bất đồng nhất tính chất thấm chứa cao nên không thể thăm dò và thăm lượng toàn bộ mỏ rồi mới đưa vào phát triển khai thác. Hơn nữa trong lúc đất nước còn muôn vàn khó khăn, việc đưa nhanh các thân dầu đã phát hiện vào khai thác sẽ góp phần cải thiện tình hình kinh tế xã hội của đất nước lúc bấy giờ.

Vì các lý do kể trên, chiến lược khai thác dầu khí ở mỏ Bạch Hổ được thực hiện từng bước: thăm dò – thăm lượng đến đâu sẽ đưa vào khai thác đến đó. Hệ thống phân bố giếng khoan chưa hoàn thiện ngay từ đầu, không tiến hành khoan thăm dò đầy đủ cho cả mỏ, phải tiến hành khoan khai thác để đưa giếng vào lấy sản phẩm, vừa khoan khai thác vừa khoan thăm

dò đòi hỏi số lượng giếng đan dày rất lớn. Đến nay, sau hơn 35 năm đưa vào khai thác, khối lượng các giếng khoan đan dày tại khu vực mỏ Bạch Hổ và các vùng lân cận vẫn còn rất lớn, lên đến gần 30 giếng một năm.

Chiến lược từng bước khai thác và khoan bổ sung đan dày liên tục đã đem lại hiệu quả kinh tế lớn cho quá trình vận hành khai thác mỏ. Tuy nhiên đây lại là thách thức cực lớn cho quá trình thi công các giếng bổ sung do các giếng mới được tiếp tục khoan trong khu vực đã khai thác, điều kiện tự nhiên của vỉa, địa tầng bị phá hủy, năng lượng vỉa suy giảm dẫn đến nhiều phức tạp, không tuân thủ quy luật phân bố ban đầu. Để tiến hành thi công giếng khoan ở các khu vực như vậy đòi hỏi phải có các nghiên cứu tỉ mỉ về động thái khai thác mỏ, có thiết kế cấu trúc giếng và giải pháp thi công phù hợp cho từng giếng cụ thể.

Đối với công tác khoan đan dày mở rộng ra các vùng rìa sẽ gặp phải những khó khăn phức tạp do lớp trầm tích (chủ yếu là sét kết) dày, biến đổi nhanh về thành phần thạch học, dẫn đến những đặc trưng về điều kiện thi công khác biệt so với các khu vực truyền thống, đòi hỏi thay đổi tư duy về thiết kế và đưa vào nhiều công nghệ - kỹ thuật khoan mới để đảm bảo khoan giếng thành công.

1.3. Hoạt động trong thời kỳ đất nước bị bao vây cấm vận

Ở thời điểm Vietsovetropetro bắt đầu hoạt động, Việt Nam đang bị bao vây cấm vận nên chỉ có thể tiếp cận với công nghệ và thiết bị của Liên Xô cũ, một cường quốc về khai thác dầu khí nhưng chủ yếu hoạt động trên đất liền hoặc biển kín, có điều kiện địa chất – địa lý hoàn toàn khác biệt với thềm lục địa Việt Nam. Với việc bao vây cấm vận của phương Tây (đến năm 1994 Mỹ mới bỏ cấm vận) đối với Việt Nam, Vietsovetropetro không thể tiếp cận với các thiết bị công nghệ tiên tiến trên thế giới mà chủ yếu sử dụng thiết bị kỹ thuật - công nghệ của Liên Xô cũ, vật tư thiết bị thay thế không đáp ứng đủ, kịp thời và theo cơ chế bao cấp nên ít có sự lựa chọn tối ưu cho điều kiện của Vietsovetropetro. Việc sử dụng kỹ thuật- công nghệ của Liên Xô có nhiều đặc thù và hạn chế.

1.4. Đặc thù trong mô hình hoạt động

Vietsovetropetro hoạt động trên cơ sở Hiệp định liên chính phủ, ra đời ở giai đoạn bao cấp, kinh tế kế hoạch tập trung có nhiều bất cập. Hơn nữa, công tác khoan tại Vietsovetropetro áp dụng mô hình công ty khoan nằm trong công ty thăm dò – khai thác dầu khí. Mô hình gần như duy nhất, không có tiền lệ trên thế giới, dẫn đến nhiều khó khăn, lúng túng trong việc triển khai sản xuất.

Đặc thù này đã dẫn đến công tác xây dựng giếng của Vietsovetropetro được thực hiện tự lực toàn bộ, từ khâu thiết kế đầu tiên cho đến thi công khoan, tất cả các dịch vụ công tác khoan xiên định hướng, dịch vụ về dung dịch, thả ống chống và bơm trám xi măng, đo, hoàn thiện giếng và đưa giếng vào khai thác, tất cả đều do các bộ phận chuyên môn của Vietsovetropetro thực hiện. Đối với các công ty khác trên thế giới công tác khoan được thực hiện bởi các công ty dịch vụ.

2. Các công trình tiêu biểu trong việc nghiên cứu và áp dụng hiệu quả công nghệ thi công giếng khoan

2.1. Hoàn thiện cấu trúc giếng khoan trong điều kiện đặc thù ở Vietsovetropetro

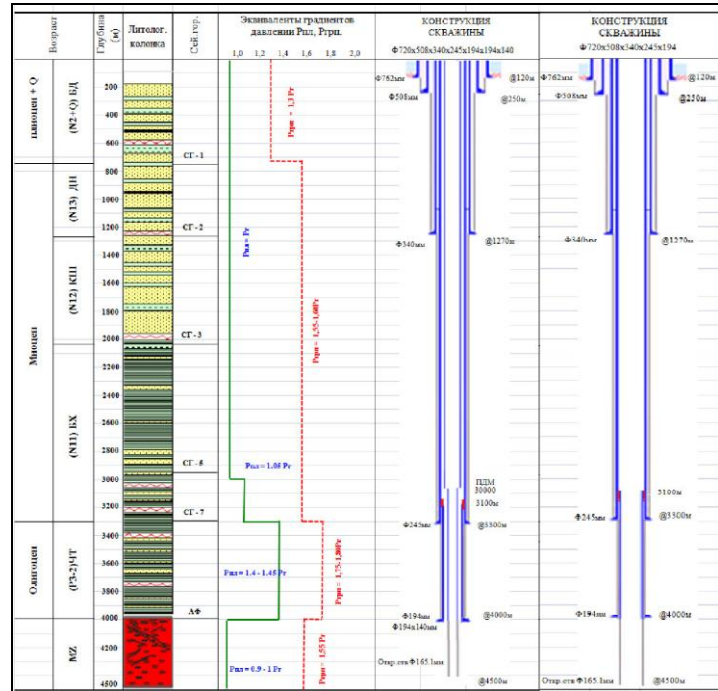
Nhiệm vụ đầu tiên trong thiết kế thi công giếng khoan nói chung đó là thiết kế cấu trúc giếng khoan. Đây có thể nói là bước rất quan trọng góp phần vào sự thành công của giếng, nhưng cũng rất khó khăn, phức tạp vì đây là bài toán phải giải quyết tổng hòa các mâu thuẫn giữa yêu cầu chủ quan của con người và trình độ khoa công nghệ. Cấu trúc giếng phải đảm bảo có tính khả thi cao khi thi công và đáp ứng được các yêu cầu khi đưa vào sử dụng. Do vậy, việc nghiên cứu, tính toán thiết kế, đề xuất cấu trúc giếng khoan phù hợp cho từng trường hợp luôn là đề tài có tính khoa học và thực tiễn cao. Tại Vietsovetropetro cấu trúc giếng khoan liên tục được

nghiên cứu để hoàn thiện. Việc này không chỉ góp phần tiết giảm chi phí giếng khoan mà còn tăng hiệu quả thi công. Các giải pháp hoàn thiện tiêu biểu sau đây:

2.1.1. Áp dụng các giải pháp giúp giảm bớt cấp ống chống khai thác bổ sung cho các giếng khoan trong móng và Oligocen tại mỏ BH

Giai đoạn cấm vận, các loại ống chống trong đó có ống 194mm và ống 245mm nhập từ Liên Xô có độ bền vật liệu thấp. Khi thiết kế theo tiêu chuẩn thiết kế GOST sau khi khoan xong tầng Móng phải thả bổ sung cột ống 194x140mm vào bên trong cấp ống 245mm và 194mm để kéo lên tới miệng giếng nhằm đảm bảo an toàn trong quá trình khai thác. Hệ quả tăng thời gian thi công, tăng chi phí vật tư, gây khó khăn cho quá trình sửa giếng, hủy giếng sau này, dễ gây ra hiện tượng áp suất vành xuyên.

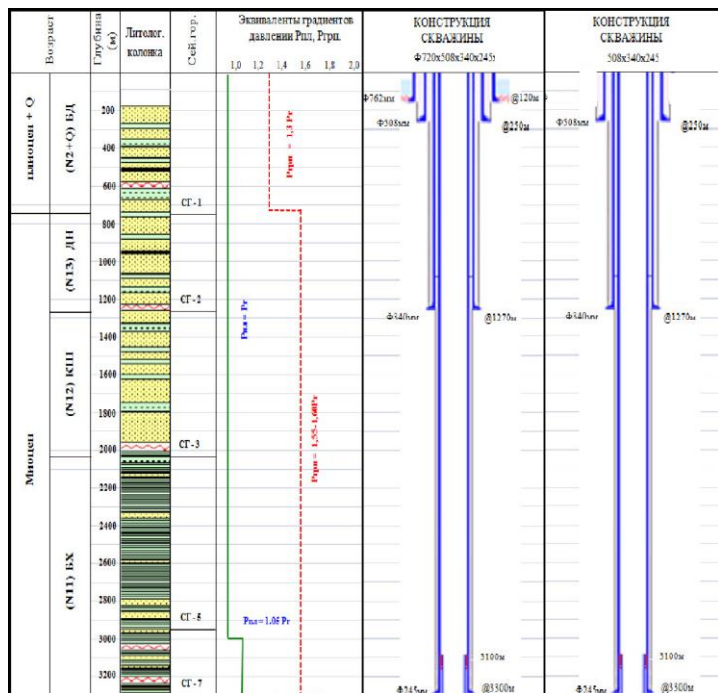
Trên cơ sở nghiên cứu, tính toán kích thước, độ bền cũng như lựa chọn mức thép, vật liệu ống chống đã đưa ra giải pháp phù hợp theo đó cho phép giảm bớt cấp ống chống khai thác bổ sung bên trong 194x140mm.



2.1.2. Thay ống cách nước đường kính 720mm bằng 508mm

Theo tiêu chuẩn của Liên Xô thường sử dụng cấu trúc giếng khoan bao gồm Ống cách nước; ống dẫn hướng; ống chống trung gian; ống chống khai thác.

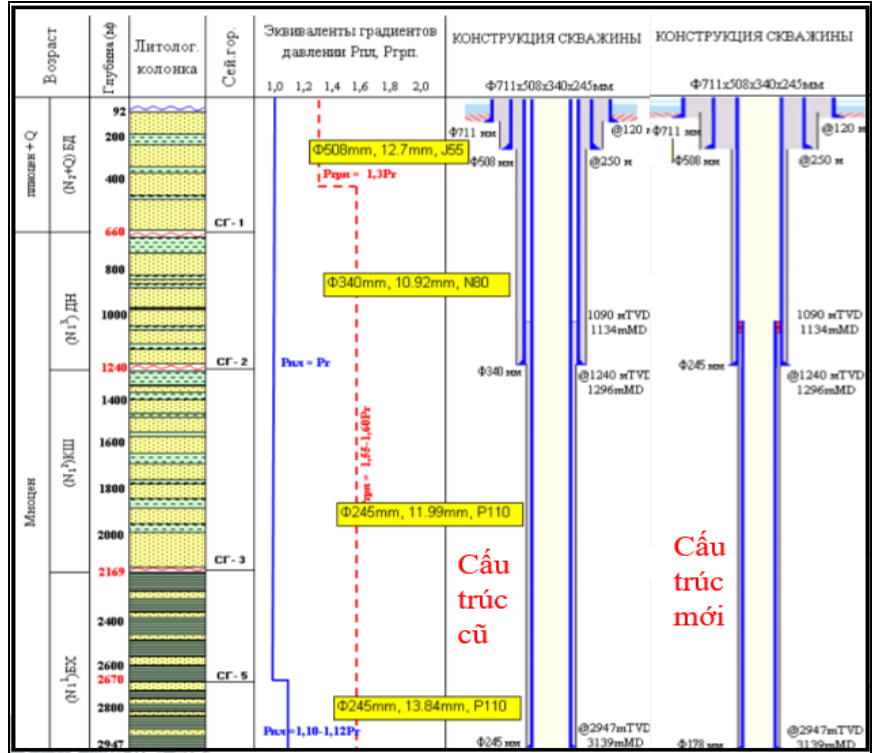
Khi xây dựng các giàn khoan khai thác đã tiến hành đóng sẵn ống cách nước 720mm, còn ống 508mm khoan thả làm ống trung gian. Trên cơ sở xây dựng mô hình tác động của sóng, dòng chảy tới độ bền ống chống từ đó lựa chọn được độ dày phù hợp cho ống chống 508mm, đánh giá sự ảnh hưởng tới các yếu tố công nghệ với việc thay thế ống chống 508mm với bề dày thành ống mới đã cho phép tiến hành sử dụng ống 508mm kết hợp đóng vai trò là ống cách nước thay thế ống 720mm. Việc này đã giúp giảm chi phí giếng khoan.



2.1.3. Áp dụng các giải pháp công nghệ để sử dụng cấu trúc nhẹ Ø508x245x178mm cho các giếng khoan khai thác Miocen

Vietsovpetro một thời gian dài áp dụng cấu trúc giếng khoan $\Phi 711 \times 508 \times 340 \times 245 \text{mm}$ để thi công phần lớn các giếng khoan khai thác tầng Miocen và một phần tầng Oligocen trên.

Trên cơ sở nghiên cứu và áp dụng các công nghệ thi công giếng khoan phù hợp đã cho phép sử dụng cấu trúc nhẹ thay thế $\Phi 508 \times 245 \times 178 \text{mm}$. Với cấu trúc mới thì ngoài việc tiết kiệm ống chống còn tăng hiệu suất khoan, tăng tốc độ thương mại, giảm thời gian thi công, giảm tiêu hao dung dịch, xi măng.



2.2. Nghiên cứu lựa chọn bộ khoan cụ và chế độ công nghệ khoan để thi công các giếng tại Vietsovpetro

lựa chọn bộ khoan cụ và chế độ công nghệ khoan và có được những thành tựu sau:

Phần lớn các giếng khoan tại Vietsovpetro là các giếng khoan xiên định hướng. Lựa chọn được bộ khoan cụ và chế độ khoan phù hợp đóng vai trò quyết định trong việc thi công thành công giếng khoan.

Trong giai đoạn đầu mới thành lập, VSP sử dụng thiết bị, công nghệ, áp dụng chế độ khoan của Liên xô, thời gian khoan kéo dài, gặp nhiều phức tạp sự cố. Thực tế cho thấy trong quá trình thi công các giếng khoan xiên định hướng với trang thiết bị lạc hậu của Liên Xô cũ thì việc đảm bảo quỹ đạo thực tế của giếng đi đúng quỹ đạo thiết kế không phải lúc nào cũng như ý muốn, việc đảm bảo ổn định góc nghiêng của thân giếng đã khó, nhưng việc đảm bảo góc phương vị của thân giếng lại còn khó hơn. Từ thực tiễn khó khăn để hoàn thành nhiệm vụ sản xuất, Vietsovpetro đã không ngừng nghiên cứu lựa chọn bộ khoan cụ và chế độ công nghệ khoan và có được những thành tựu sau:

2.2.1. Nghiên cứu lựa chọn giải pháp công nghệ về choòng khoan và tối ưu thông số chế độ công nghệ khoan

Việc lựa chọn choòng khoan cũng như lựa chọn chế độ khoan (tải trọng, vòng quay, thủy lực) từ trước đến nay được thực hiện theo nhiều phương pháp. Tuy nhiên, các phương pháp truyền thống chỉ đánh giá một cách tổng thể cho một khoảng khoan, chỉ đưa ra mối tương quan vật lý giữa chế độ khoan và tốc độ khoan cơ học. Ngoài ra, trong các phương trình theo phương pháp truyền thống không tính đến sự thay đổi đất đá, yếu tố ảnh hưởng bởi đất đá, điều này ảnh hưởng nhiều đến kết quả tính toán. Vì thế không thể hiện được bản chất năng lượng phá vỡ đất đá, không thể giúp nhận biết, đánh giá trực tiếp được các vấn đề gây hạn chế hiệu quả làm việc của choòng khoan như bó choòng, bó đáy giếng khoan, sự mòn của răng, sự rung lắc tại choòng khoan...

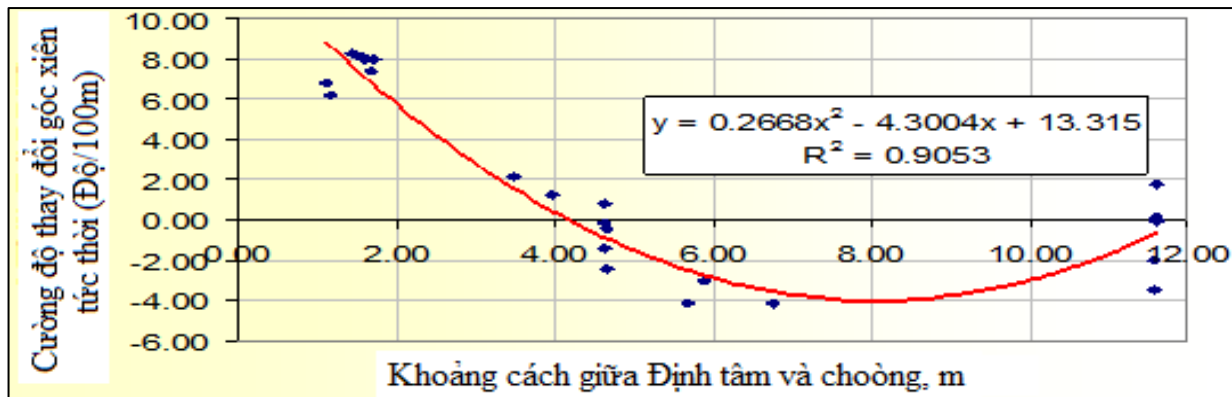
Vietsovpetro bằng nhiều cách khác nhau đã xây dựng được "Phương trình đặc trưng khoan" dựa trên phương pháp thống kê từ các số liệu thu được từ trạm đo Geoservice, cũng như sử dụng nguyên lý năng lượng cơ học riêng (MSE), mô hình Landcaster (mô hình chiến tranh và hòa bình), "lý thuyết phân tán" và "Lý thuyết tập hợp mờ" nhằm đa dạng hóa và đa biên hóa tất cả các thành phần tham gia trong quá trình khoan, từ đó đưa ra được các thông số, chế độ làm việc tối ưu giúp sử dụng hiệu quả chوòng khoan.

Bảng 1. Kết quả lựa chọn thông số chế độ khoan theo quan điểm bền động học

Phương pháp khoan	Các thông số chế độ khoan hợp lý			Các thông số chế độ khoan tối ưu		
	G, kN	n, v/ph	Q, m ³ /h	G _{op} , kN	n _{op} , v/ph	Q _{op} , m ³ /h
Khoan bằng chوòng 215,9mm						
Động cơ đáy	100 - 150	200 - 230	70 - 180	140	213	133
Rôto	160 - 230	65 - 85	50 - 110	191	72	86
Khoan bằng chوòng 165,1mm						
Động cơ đáy	50 - 70	180 - 210	40 - 90	48	190	58
Rôto	80 - 130	60 - 80	35 - 80	108	67	50

2.2.2. Tính toán và xây dựng bộ khoan cụ chuẩn phù hợp với quỹ đạo của thân giếng

Thi công các giếng khoan xiên định hướng gặp rất nhiều khó khăn do thiết bị Liên Xô lạc hậu, khó tiếp cận thiết bị khoan xiên hiện đại do cấm vận, chi phí cao. Nghiên cứu quy luật hướng chuyển động của chوòng khoan với bộ khoan cụ roto, phân tích cơ chế phân bố lực trên chوòng và hướng chuyển động của chوòng xác định được quy luật, từ đó đưa ra được quy tắc lựa chọn và đã xây dựng thành công bộ khoan cụ không định hướng phù hợp với quỹ đạo mà không đòi hỏi phải sử dụng thiết bị công nghệ hiện đại. Công trình vẫn được áp dụng cho đến ngày nay đã đem lại hiệu quả vô cùng to lớn.



2.2.3. Nghiên cứu và xây dựng mô hình tính toán vận tốc cơ học khoan phù hợp với điều kiện Vietsovpetro

Với mục đích xây dựng các mô hình tính toán vận tốc cơ học khoan nhằm tìm ra các chế độ công nghệ khoan tối ưu, đặc biệt là các mô hình tính toán vận tốc khoan trong tầng đá móng granitoid nứt nẻ ở bể Cửu long. Mô hình tốc độ cơ học khoan cho chوòng đường kính nhỏ được xây dựng trên cơ sở phương trình bậc hai biểu diễn mối tương quan giữa vận tốc và các thông số chế độ khoan.

$$V_{ch} = -2,6776 \times 10^{-7} G^2 - 0,02135 n^2 - 46,7682 Q^2 + 3,1145 \times 10^{-5} G n + 0,00682 G Q + 2,2293 Q n - 0,0071 G n Q \text{ cho chوòng } 165.1\text{mm với } R = 83.48\%$$

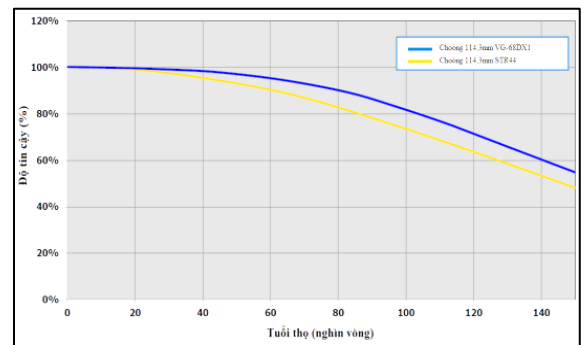
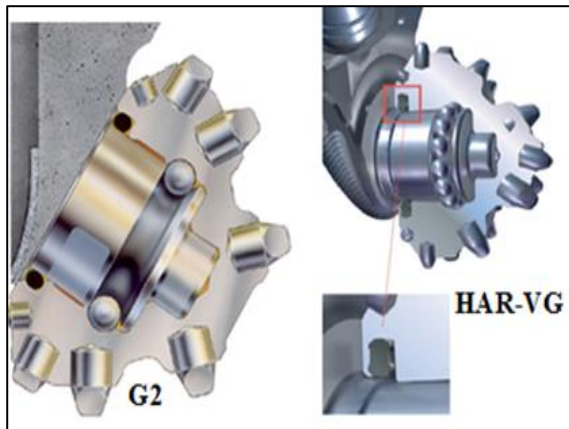
$$V_{ch} = 3,4386 \times 10^{-7} G^2 - 8,4091 \times 10^{-4} n^2 - 20,6151 Q^2 - 6,3005 \times 10^{-5} G n + 1,8684 \times 10^{-3} G Q + 0,5434 Q n + 3,334 \times 10^{-4} G n Q \text{ cho chوòng } 114.1\text{mm với } R = 81.2\%$$

Chính những thành tựu và kinh nghiệm đó đang được áp dụng rộng rãi và thành công cho các mỏ dầu khí tại Vietsovpetro cũng như các mỏ dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam.

2.2.4. Nghiên cứu áp dụng các giải pháp công nghệ kỹ thuật để nâng cao hiệu quả sử dụng choòng chóp xoay $\Phi 114.1\text{mm}$ khi khoan tầng móng

Trước đây, việc khoan trong tầng đá Móng tại LD Vietsovpetro luôn có tính thời sự cao, do đặc tính đất đá Móng cứng, nứt nẻ gây ra nhiều vấn đề trong thi công khoan như tốc độ cơ học thấp, số mét khoan trên mỗi choòng ngắn và không xác định được chính xác (có choòng chỉ khoan được 10m), choòng bị bể răng, mòn răng, rớt chóp... dẫn đến thời gian thi công kéo dài. Số lần bị rớt chóp lên đến 50%.

Việc lựa chọn, cải tiến choòng khoan cho phù hợp luôn là bài toán khó đối với các chuyên gia thiết kế, đã tiến hành nghiên cứu theo hướng tăng độ bền choòng bằng cách tăng số lượng răng và bố trí để chống tái phá hủy, tăng mã IADC từ 627 lên 647, phủ lớp hợp kim bên hông để chống mòn đường kính choòng, và đặc biệt sử dụng gioăng làm kín loại mới (HAR). Kết quả choòng làm việc rất hiệu quả, ổn định (30h quay, 100-110m mỗi choòng).



Mức độ tin cậy của ổ bi HAR-VG và G2 của choòng 114,3mm

Với việc áp dụng công trình nghiên cứu này vào thực tế đã góp phần đem lại hiệu quả kinh tế rất lớn cho các giếng khoan móng bằng đường kính 114,3mm. Góp phần giúp Vietsovpetro khoan thành công và hiệu quả hàng loạt giếng vào các khu vực móng sâu, các giếng khoan cắt thân hai vào tầng móng mà trước đây việc thi công gặp rất nhiều khó khăn.

2.3. Nghiên cứu nâng cấp, hoán cải giàn khoan tự nâng phù hợp với đặc thù sản xuất

Vietsovpetro là doanh nghiệp Việt Nam đầu tiên sở hữu và vận hành giàn khoan tự nâng. Từ giàn khoan đầu tiên mang tên Tam Đảo 01 (1988) đến nay, Vietsovpetro đã lần lượt mua và đưa vào hoạt động 5 giàn khoan tự nâng (Tam Đảo 01, Cừu Long, Tam Đảo 02, Tam Đảo 03, Tam Đảo 05), trở thành công ty có số lượng giàn khoan tự nâng lớn nhất Việt Nam.



Do hoàn cảnh đặc biệt, các giàn tự nâng do Vietsovpetro mua và đóng mới thuộc thiết kế của các hãng khác nhau, mỗi giàn có đặc tính kỹ thuật, trang bị hệ thống máy móc thiết bị riêng, không hoàn toàn giống nhau. Việc làm chủ các giàn khoan này là một thách thức lớn đối với đội ngũ chuyên gia và người thợ của Vietsovpetro. Với mục đích nâng cao hiệu quả sử dụng các giàn tự nâng hiện có với chi phí hợp lý, tiết kiệm ngân sách, đội ngũ cán bộ kỹ thuật của Vietsovpetro đã tìm hiểu, phân tích, lựa chọn các phương án để nâng cấp, cải tiến thiết bị sao cho phù hợp với thiết kế ban đầu mà vẫn đáp ứng các tiêu chuẩn nghiêm ngặt, đủ điều kiện duy trì cấp đăng kiểm.

2.3.1. Chuyển đổi hệ thống Kelly System dẫn động cần khoan trên giàn tự nâng “Tam Đảo-01” và “Cửu Long” bằng Hệ thống Topdrive

Giàn tự nâng Tam Đảo-01 & Cửu Long theo thiết kế ban đầu sử dụng Kelly System với nhược điểm là thao tác chậm, tốn thời gian tiếp cần, nặng nhọc cho người vận hành. Vietsovpetro đã nghiên cứu chuyển đổi hệ thống Kelly System lạc hậu sang sử dụng hệ thống truyền động trên cao.

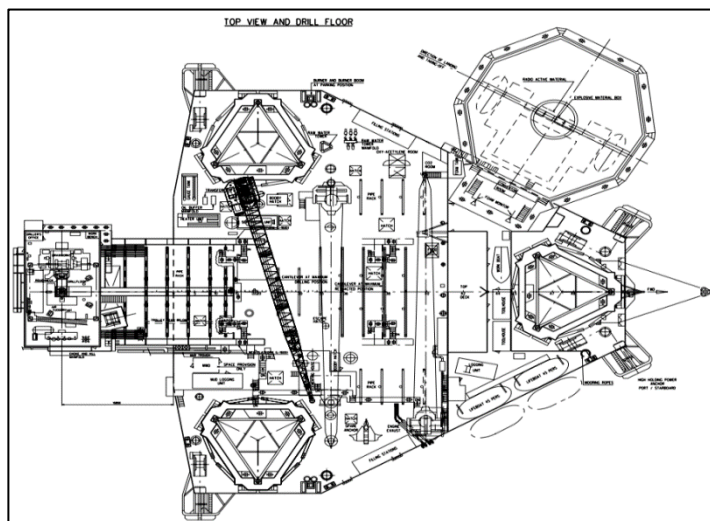
Đây là một thiết bị khoan thuộc thế hệ mới, hệ thống này thay đổi căn bản cách thức dẫn động điều khiển cột cần khoan, giúp tăng tính hiệu quả và an toàn cho quá trình khoan. Hệ thống cho phép truyền trực tiếp momen xoắn từ động cơ của Topdrive thông qua hộp giảm tốc để dẫn động cột cần thay cho sử dụng bàn rotor. Hiệu quả của việc chuyển đổi này là rất lớn, giúp giảm thời gian thi công giếng khoan đến 25% và cho phép áp dụng được các công nghệ hiện đại sau này như RSS, CRTi.



2.3.2. Kéo dài Cantilever mở rộng khả năng hoạt động giàn khoan tự nâng Tam Đảo-01

Theo thiết kế ban đầu, cantilever giàn tự nâng TD-01 có tầm vươn xa nhất là 12,19m là tương đối hạn chế nên việc hoán cải mở rộng phạm vi hoạt động của Cantilever là cần thiết nhằm đảm bảo khả năng vươn tới được nhiều vị trí giếng, giúp tiết kiệm lớn về chi phí cho thời gian, phương tiện, công sức.

Dựa trên tính toán phân tích đối với hệ thống trượt (Skidding System) cùng với thiết kế bộ phận cơ cấu cơ khí để cố định cantilever và sàn khoan cho phép nâng cantilever từ 12,19m lên hơn 15m.



2.3.3. Nối dài chân giàn khoan tự nâng Tam Đảo-02 để hoạt động ở vùng nước sâu

Giàn Tam Đảo 02 được Vietsovpetro đưa vào hoạt động tháng 8/2010, giàn được đóng tại PPL Shipyard Singapore theo thiết kế Pacific Class 375 của Baker Marine với khả năng khoan tại những vùng nước sâu đến 375ft (114.3 mét).

Để tăng khả năng khoan cho giàn, ngày 19-8-2014, VSP đã đưa giàn khoan cập cảng PV Shipyard để thực hiện các hạng mục liên quan đến việc nối dài chân giàn. Sau khi hoàn thành nối dài ngày 9/10/2014, chiều dài chân giàn đã được nâng lên mức 160,56m, đủ khả năng thi công tại những vị trí có chiều sâu nước đến 400ft (tương đương 121.9m) trong đó có dự án khoan ở mỏ Thiên Ưng lô 04-3.



2.4. Nghiên cứu, phát triển và ứng dụng các hệ dung dịch khoan tiên tiến

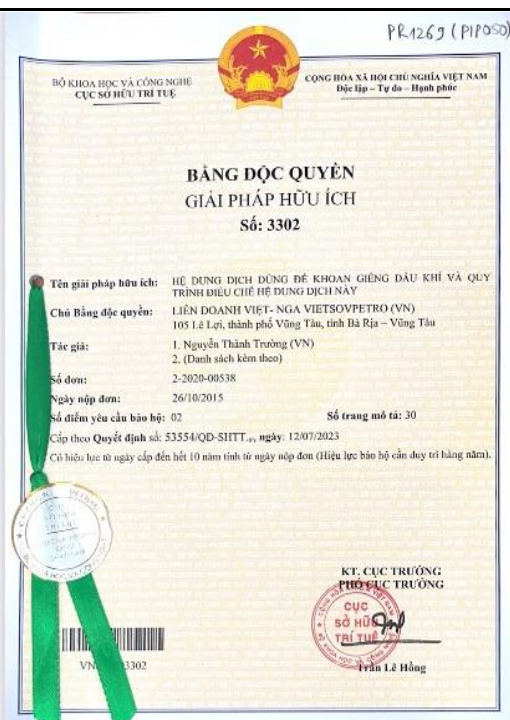
Do bị lệnh cấm vận của Mỹ nên suốt một thời gian dài Vietsovpetro không tiếp cận được với công nghệ dung dịch khoan tiên tiến trên thế giới. Đồng thời cũng do lệnh cấm vận này, hệ thống tách lọc pha rắn được lắp đặt trên các giàn khoan của Vietsovpetro chủ yếu được nhập về từ Liên Xô (cũ) nên không hiện đại và thiếu đồng bộ.

Ở giai đoạn đầu, hệ dung dịch FLC sử dụng đã cho thấy một số hạn chế mức độ phù hợp với địa tầng khoan qua là không cao, cụ thể như khả năng ức chế sét kém và cấu trúc liên kết không bền với nhiệt độ cao, đòi hỏi phải nghiên cứu bổ sung nhằm nâng cao khả năng ức chế sét và bền nhiệt hơn. Hệ dung dịch khoan ức chế phen nhôm – kali (FCL-AKK) được sử dụng để khoan qua các địa tầng Miocen dưới, Oligocen trên, được điều chế trên nền của hệ dung dịch khoan lignosulfonate có bổ sung thêm hợp chất ức chế phen nhôm kali (AKK). Hệ dung dịch khoan ức chế phen nhôm – kali (FCL-AKK) có tính chất ức chế kép, do đó thể hiện tính ưu việt hơn hẳn so với hệ dung dịch khoan ức chế lignosulfonate. Ưu điểm của hệ dung dịch khoan này là khả năng ức chế sét cao của phen nhôm kali đối với sét đã làm tăng độ ổn định thành giếng, hệ dung dịch này cũng bền nhiệt hơn so với hệ Lignosulfonate, vì FCL (Ferrochrome Lignosulfonate) bền nhiệt hơn so với lignosulfonate do có các cation kim loại hóa trị cao trong thành phần. Hệ FCL-AKK đã được Vietsovpetro áp dụng tại các giếng khoan khi thi công những thành hệ sét hoạt tính cao tại mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng trong thời gian dài.

Sau khi lệnh cấm vận được bãi bỏ, Vietsovpetro có điều kiện được tiếp cận với những hóa phẩm dung dịch mới. Tuy nhiên, hệ thống tách lọc pha rắn đã lắp đặt trên các giàn khoan không thể thay đổi và làm đồng bộ ngay. Mặt khác, các công ty dung dịch khoan quốc tế không chuyển giao công nghệ dung dịch tiên tiến của họ, mà buộc Vietsovpetro phải thuê dịch vụ dung dịch trọn gói, với giá thành rất cao và bị phụ thuộc công nghệ vào họ. Do đó, tập thể tác giả dung dịch Vietsovpetro đã dày công nghiên cứu, kết hợp hợp lý giữa dung dịch truyền thống với dung dịch hiện đại, nhằm pha chế ra được những hệ dung dịch tiên tiến của Vietsovpetro, để vừa nâng cao khả năng ức chế sét, vừa tận dụng những ưu điểm của sét (như: tạo lớp vỏ bùn

không thấm & bền chắc trên thành giếng khoan và tính bền nhiệt cao,...), đồng thời lại phù hợp với hệ thống thiết bị tách lọc pha rắn đã được lắp trên các giàn khoan của Vietsovpetro.

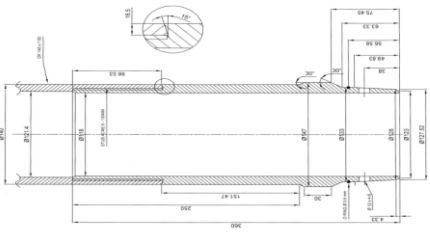
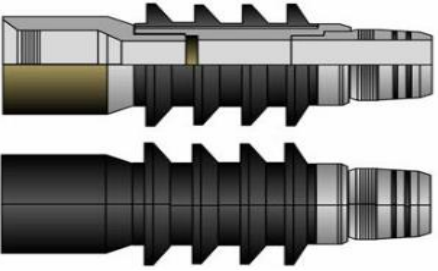
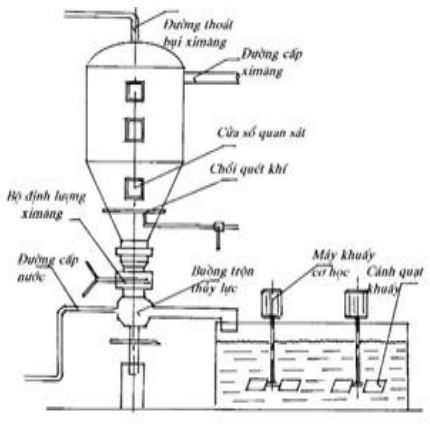
Hệ dung dịch KGAC, tiếp theo là hệ KGAC PLUS, rồi đến hệ KGAC PLUS M1 được ra đời, là trong bối cảnh đó. Nghiên cứu, phát triển những hệ Dung dịch ức chế sét mới KGAC, KGAC PLUS, KGAC PLUS M1 để tự lực thi công dung dịch cho khoan những thành hệ sét hoạt tính cao, tại các giếng khoan dầu khí của Vietsovpetro. Thiết lập được những hệ dung dịch ức chế sét mới, có chất lượng tương đương với một số hệ dung dịch tiên tiến của nước ngoài và giảm thiểu những nhược điểm của các hệ dung dịch đã nêu trên, đồng thời Vietsovpetro không bị độc quyền bởi bất kỳ công ty dung dịch ở bên ngoài nào. Hệ dung dịch mới KGAC có chất lượng tương đương với hệ dung dịch Glydril và hai hệ dung dịch KGAC PLUS & KGAC PLUS M1 có chất lượng tương đương hệ dung dịch ULTRADRIL của công ty MI SWACO (USA), có giá thành thấp hơn nhiều và đảm bảo an toàn cho môi trường sinh thái.

Hệ dung dịch KGAC		
Thành phần	Chức năng	
Na ₂ CO ₃	Kết tủa ion Ca ²⁺ , Mg ²⁺	
Xanthangum	Tạo cấu trúc	
PAC-LV	Giảm độ thải nước	
PEG 4000	Ức chế sét, giảm bó chèoong	
HyPR-CAP	Ức chế tạo màng	
FCL	Ức chế sét, giảm độ nhớt	
Polyamine	Ức chế sét, ổn định pH	
Soltex	Ổn định thành giếng, giảm độ thải nước	
KCl	Ức chế sét	
CaCO ₃ F	Bít nứt, ổn định thành giếng	
Vietlub-150K	Bôi trơn, giảm bó chèoong	

2.5. Nghiên cứu, hoàn thiện thiết bị, đáp ứng vật tư cho công tác gia cố giếng khoan

2.5.1. Nghiên cứu tự thiết kế chế tạo dụng cụ thiết bị phục vụ công tác BTXM, gia cố giếng khoan

Trong giai đoạn đầu đến những năm trước 1993, do bị cấm vận nên Vietsovpetro không được tiếp cận với công nghệ của các nước phát triển, phải sử dụng công nghệ kỹ thuật của Liên Xô. Mặc dù vậy vẫn thiếu rất nhiều và cần nghiên cứu hoàn thiện hoặc tự thiết kế chế tạo các dụng cụ thiết bị cần thiết và phù hợp với thực tế sản xuất. Các dụng cụ, cơ cấu và thiết bị cơ khí như vậy được các chuyên gia trong lĩnh vực nghiên cứu, thiết kế bản vẽ ý tưởng và thực hiện chế tạo tại chỗ, đã đáp ứng hàng loạt các yêu cầu cấp bách của thực tế sản xuất chống ống và bơm trám xi măng.

<p>Chế tạo đầu đầu nối ren trái để thả cột ống chống lừng</p>	<p>Đầu nối ren trái là một trong các cơ cấu thiết bị cơ khí được sử dụng thường xuyên, không được cung cấp đầy đủ từ Liên Xô, nên phải tự chế tạo để kịp thời phục vụ nhu cầu của sản xuất khi thả cột ống chống lừng.</p>	
<p>Chế tạo linh kiện ống chống (chân đế, van ngược, nút bơm trám)</p>	<p>Khi dần chuyển sang cấu trúc giếng chuẩn API với ống chống đường kính Ø508mm và Ø340mm, nhưng lại không mua được chân đế và van ngược, nút bơm trám tương ứng. VSP nghiên cứu và chế tạo hàng loạt chân đế, bộ van ngược cho ống Ø508mm và Ø340mm.</p>	
<p>Cải tiến hệ thống trộn vữa xi măng trên các giàn khoan</p>	<p>Hệ thống trộn vữa xi măng lắp trên các MSP được nhập nguyên bộ từ Liên Xô, là hệ thống trộn "hở" với hàng loạt các nhược điểm. Bột xi măng xuống phễu không ổn định và hậu quả là tỷ trọng vữa bơm vào giếng luôn không ổn định. Bể trộn xi măng có thể tích chỉ 1,0 m³ nên thường xuyên gây trào xi măng ra sàn hoặc thiếu hụt vữa để bơm vào giếng. Vì vậy, đòi hỏi cải tiến sâu và hoàn thiện nhằm nâng cao chất lượng trám với hệ thống với buồng trộn vữa liên kết kín.</p>	

2.5.2. Nghiên cứu sản xuất và sử dụng xi măng tại Việt Nam để bơm trám các giếng khoan dầu khí

Ở Vietsovpetro, trong những năm đầu mới thành lập, khi bơm trám các giếng khoan đã chủ yếu sử dụng các loại xi măng trám giếng khoan (PCG) nhập từ Liên Xô cũ, được sản xuất theo tiêu chuẩn GOST. Vì là nhập ngoại, mỗi lần cung cấp thường với số lượng lớn nên thời gian lưu kho và bảo quản phải kéo dài khá lâu, gây giảm chất lượng. Các loại xi măng này đều là xi măng nền, nên để sử dụng cần cấp phối thêm các phụ gia khác tùy theo yêu cầu của điều kiện thực tế. Khi Liên Xô tan rã, việc cung cấp vật tư và xi măng gặp khó khăn. Vì thế, Vietsovpetro đã nghiên cứu và lập đề án sản xuất xi măng tại Việt Nam thay thế xi măng nhập.

Căn cứ vào thực tế điều kiện khoan giếng tại mỏ Bạch Hổ và lân cận của lô 09-1, Vietsovpetro đã đưa ra đề án sản xuất 4 chủng loại sản phẩm xi măng chuyên dụng trám giếng: xi măng tỉ trọng nhẹ (OWCL), xi măng tỉ trọng nhẹ cát (OWCL-S), xi măng tỉ trọng thường (OWC) và xi măng tỉ trọng thường cát (OWC-S). Mỗi chủng loại là tương ứng với điều kiện sử dụng cụ thể, giảm được một bước cấp phối thêm các phụ gia khi bơm trám xi măng nếu so sánh với cách truyền thống dùng xi măng nền. Kết quả nghiên cứu của đề án là cơ sở khoa học để lựa chọn và cấp phối các vật liệu trong nước, tạo ra loại xi măng bơm trám giếng khoan phù hợp với điều kiện của mỏ. Thay thế được việc nhập ngoại vật liệu bơm trám cho Liên doanh Vietsovpetro trong giai đoạn cấm vận và đem lại lợi ích to lớn cả về kinh tế kỹ thuật, và về xã hội - góp phần thúc đẩy sản xuất và sử dụng vật liệu trong nước vào lĩnh vực dầu khí.

3. Những thành tựu đạt được và định hướng áp dụng công nghệ khoan trong tương lai

3.1. Những thành tựu đạt được

Trong điều kiện vô vàn khó khăn vào những ngày đầu thành lập Vietsovpetro, những giải pháp công nghệ trong công tác khoan ở giai đoạn đầu đã có những đóng góp cực kỳ quan trọng, giải quyết hàng loạt các bài toán về thiết kế giếng khoan, cải tiến thiết bị, chế độ công nghệ khoan và hoàn thiện giếng phù hợp với điều kiện thiếu thốn vật tư, bị bao vây cấm vận, hạn chế tiếp cận với công nghệ tiên tiến trên thế giới. Điều này có ý nghĩa thực tiễn vô cùng to lớn, góp phần quyết định vào việc phát hiện các vỉa dầu có giá trị công nghiệp ở mỏ Bạch Hổ ở Miocen (1984); Oligocen (1986) và đặc biệt là Móng Granite trước Đệ Tam (1987) là những mỏ dầu có trữ lượng lớn nhất, xác lập quy mô phát triển ngành dầu khí Việt Nam như hiện nay;

Việc giải quyết thành công hàng loạt bài toán về khoa học – công nghệ đã cho phép Liên doanh Vietsovpetro tiến hành khoan thành công trên 700 giếng khoan dầu khí, với tổng số hơn 3 triệu mét khoan, góp phần đưa nhanh mỏ Bạch Hổ vào khai thác, đẩy mạnh sản lượng của mỏ đạt các cột mốc 50 triệu tấn vào năm 1997; 100 triệu tấn vào năm 2001 và 250 triệu tấn vào năm 2024 có ý nghĩa vô cùng to lớn đối với đất nước trong giai đoạn muôn vàn khó khăn về kinh tế - xã hội, qua đó đã hình thành một ngành công nghiệp mới, non trẻ, hiện đại, ứng dụng công nghệ cao ở Việt Nam: Ngành khoan dầu khí biển. Và đặc biệt hơn, có thể khẳng định Vietsovpetro là công ty khai thác dầu khí duy nhất trên thế giới đã làm chủ, tự thực hiện toàn bộ chuỗi các công việc phục vụ cho công tác này từ thiết kế cấu trúc, quỹ đạo giếng khoan đến việc hoàn cải, vận hành giàn khoan, xác định chế độ thi công tối ưu, thực hiện dịch vụ chế tạo dung dịch khoan và bơm trám, gia cố, hoàn thiện giếng.

Việc có thể tự thực hiện toàn bộ chuỗi công việc của một giếng khoan dầu khí cho phép Vietsovpetro chủ động hoàn toàn trong công tác khoan thăm dò và khai thác dầu khí, đảm bảo ổn định sản lượng trong mọi điều kiện hoàn cảnh: thích nghi nhanh chóng với sự thay đổi điều kiện địa chất, địa lý – thủy văn ở các khu vực thăm dò – khai thác dầu khí mới, không phụ thuộc vào biến động lớn của thị trường dịch vụ, giảm thiểu những rủi ro khi chuỗi cung ứng bị gián đoạn do dịch bệnh, giá dầu thay đổi hoặc xung đột địa chính trị phức tạp như hiện nay;

Việc giải quyết thành công hàng loạt bài toán về khoa học – công nghệ cũng đã đào tạo được đội ngũ chuyên gia kỹ thuật chuyên ngành và quản lý người Việt Nam có trình độ cao, chuyên nghiệp, làm việc hiệu quả, đáp ứng được yêu cầu sản xuất và có khả năng tiếp thu, ứng dụng các công nghệ mới trong lĩnh vực khoan các giếng khoan dầu khí.

Một số kỷ lục đạt được trong quá trình xây dựng giếng khoan của Vietsovpetro được thể hiện qua các con số sau:

- Giếng có chiều sâu lớn nhất theo thân giếng nhất là giếng 1718 ở BK-17 với chiều sâu theo thân giếng 5900m (chiều sâu theo phương thẳng đứng là 4285m). Tính theo phương thẳng đứng thì giếng khoan xiên định hướng sâu nhất là 9007 BK-9 có chiều sâu thẳng đứng là 5045m (chiều sâu theo thân giếng là 5320m). Còn giếng khoan thẳng có chiều sâu lớn nhất là 905 MSP-9 (5050m).
- Các giếng có độ lệch ngang lớn hơn 3000m, có thể kể đến các giếng như 1230 BT-7 (3027m), CT-108 (3094m), 907 RC-9 (3121m), 20004 BK-20 (3166m). Giếng 1718 BK-17 có độ lệch ngang 3255m, giếng này được thi công bằng giàn tự nâng Tam Đảo-03 với hệ dung dịch KGAC do Vietsovpetro tự đảm nhiệm. Còn giếng có độ lệch ngang lớn nhất cho đến nay là giếng TU-12 mỏ Thiên Ưng (3438m).
- Đối với các giếng thân ngang, Vietsovpetro đã khoan một số giếng khoan ngang và các giếng có góc nghiêng lớn như 917 MSP 9 (92.7°), 815 MSP 8 (84.25°), 1010 MSP 10 (70.6°), 203 RC 2 (92.0°), 428 BK 2 (85.9°), 467 BK 8 (89.5°) và giếng có góc nghiêng lớn nhất là giếng 410-RCDM với góc 97°.

- Tốc độ khoan nhanh nhất ở giếng khoan 1702 BK-17 (đối tượng Oligocen) là 7,5 ngày/1000m với chiều sâu theo thân giếng 3747m và độ lệch ngang 1652m.

3.2. Định hướng áp dụng công nghệ trong tương lai

Mặc dù đã triển khai và áp dụng hiệu quả hàng loạt các giải pháp khoa học công nghệ trong thiết kế và xây dựng giếng khoan, giúp thực hiện thành công kế hoạch sản xuất của Vietsovpetro với số lượng mét khoan khổng lồ như trên, tuy nhiên một số công nghệ thi công giếng khoan còn chưa được hiện đại và đồng bộ. Để tiếp tục nâng cao chất lượng thi công giếng khoan, giảm chi phí sản xuất cần tiếp tục nghiên cứu và áp dụng công nghệ mới trong lĩnh vực khoan theo định hướng chính sau:

- Về cấu trúc giếng khoan: tiếp tục nghiên cứu tối ưu cấu trúc giếng khoan theo hướng nhỏ gọn cho các giếng khoan vào địa tầng Miocen để tiết giảm chi phí, tiến tới áp dụng công nghệ khoan giếng slim hole; nghiên cứu áp dụng cấu trúc giếng khoan đa nhánh phù hợp với các yêu cầu về địa tầng địa chất vùng mỏ của Vietsovpetro; áp dụng cấu trúc giếng phù hợp cho các giếng khoan có điều kiện áp suất cao, giếng khoan qua nhiều phức hệ địa tầng có điều kiện thành hệ biến đổi lớn.
- Về bộ khoan cụ và chế độ công nghệ khoan: tiếp tục nghiên cứu áp dụng các công nghệ thi công nhanh hơn, chính xác hơn (RSS đời mới, MLWD), công nghệ khoan vươn xa, công nghệ giúp tăng độ ổn định thân giếng, giảm các phức tạp, sự cố khi thi công như công nghệ kiểm soát áp suất trong quá trình khoan phù hợp với các mức độ phức tạp của giếng khoan, các thiết bị giảm moment xoắn, áp dụng kỹ thuật số tiến tới tự động hóa trong thi công giếng khoan.
- Về nâng cấp hoán cải giàn khoan: cải tiến nâng cấp, đồng bộ trang thiết bị cho các giàn khoan của Vietsovpetro với các thiết bị hiện đại nhất, áp dụng quy trình quản lý hiện đại, tiến tới tự động hóa một phần trong vận hành và thi công giếng khoan.
- Về dung dịch khoan: tiếp tục nghiên cứu hoàn thiện hệ dung dịch KGAC theo hướng gia tăng tính ức chế sét, tăng khả năng chịu nhiệt lên đến 175 độ C; áp dụng hệ dung dịch gốc dầu để thi công các giếng áp suất cao nhiệt độ cao, giếng ngang, giếng vươn xa; áp dụng các vật liệu và công nghệ chống mất dung dịch chủ động trong quá trình khoan.
- Về gia cố hoàn thiện giếng: tiếp tục hiện đại và đồng bộ hóa hệ thống bơm trám xi măng cho các giàn khoan của VSP; hoàn thiện công nghệ bơm trám giếng khoan cho các giếng có thành hệ yếu, xảy ra mất dung dịch nặng; áp dụng xi măng có tính năng ưu việt trong điều kiện nhiệt độ, áp suất cao, giúp nâng cao hệ số gắn cách vữa đặc biệt các vữa mỏng xen kẽ.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Báo cáo hội thảo Cụm công trình KH-CN trong lĩnh vực khoan đăng ký giải thưởng cấp nhà nước, Vũng tàu – 2023.

CÔNG NGHỆ KHOAN MỚI KHI THI CÔNG QUA ĐỊA TẦNG CÓ “CỬA SỔ” DUNG DỊCH HỢP

Tạ Văn Thịnh, Nguyễn Bảo Trung Anh, Nguyễn Thái Sơn, Tạ Ngọc Ánh
LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

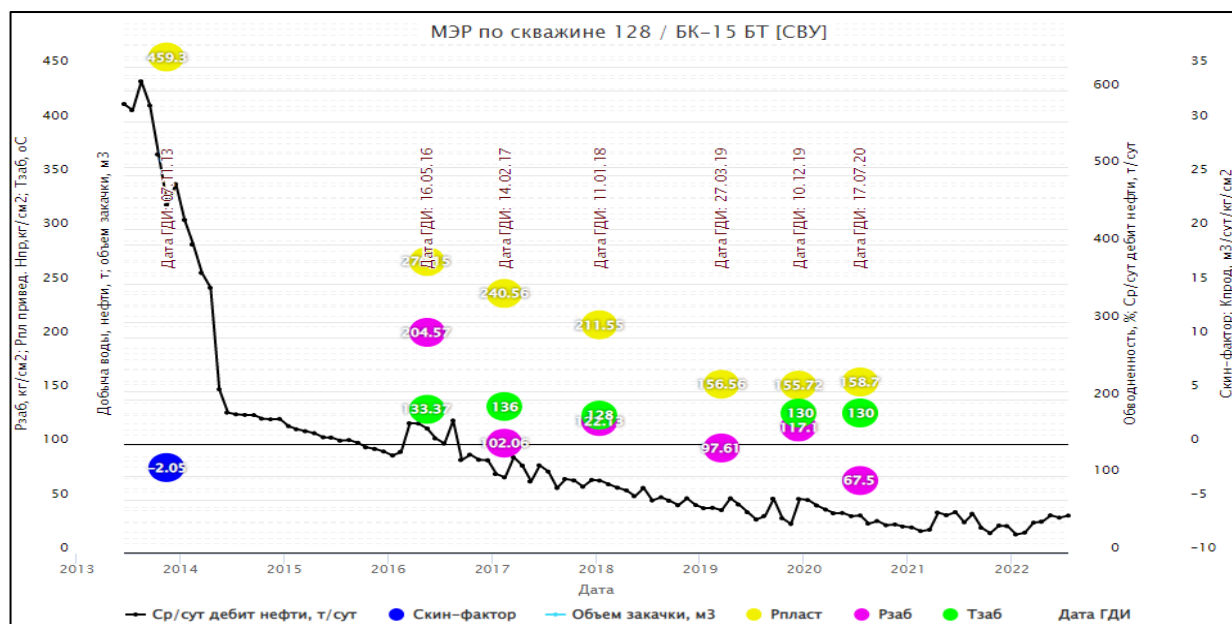
“Cửa sổ” dung dịch của 1 công đoạn khoan được xác định bởi giá trị áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa hoặc giá trị áp suất mất dung dịch. Nếu cửa sổ dung dịch này đủ rộng để áp suất thủy tĩnh của cột dung dịch và giá trị tỷ trọng tuần hoàn tương đương (ECD) vẫn nằm trong biên độ của cửa sổ dung dịch thì quá trình khoan sẽ diễn ra bình thường. Tuy nhiên, nếu cửa sổ dung dịch chỉ vừa sát hoặc thậm chí nhỏ hơn biên độ dao động giữa ECD và thủy tĩnh thì khi đó ta gọi đó là cửa sổ dung dịch hẹp hoặc không có cửa sổ khoan.

Trong những trường hợp cửa sổ dung dịch khoan hẹp thì quá trình khoan với phương pháp thông thường sẽ luôn gặp 1 trong 2 hiện tượng mất dung dịch hoặc dầu khí xâm nhập, đôi khi sẽ gặp cả 2 hiện tượng cùng lúc tạo ra thách thức nghiêm trọng tới an toàn khoan.

Bài viết đánh giá thực trạng phức tạp sự cố khoan hiện nay Vietsovpetro đang phải đối mặt tại 1 số khu vực địa chất mới hoặc các khu vực đã khai thác trong thời gian dài gây ra hiện tượng suy giảm áp suất vỉa. Đồng thời trình bày 1 trong số giải pháp mà Vietsovpetro áp dụng để tăng cường an toàn cho công tác khoan ở những khu vực địa tầng có cửa sổ dung dịch hẹp.

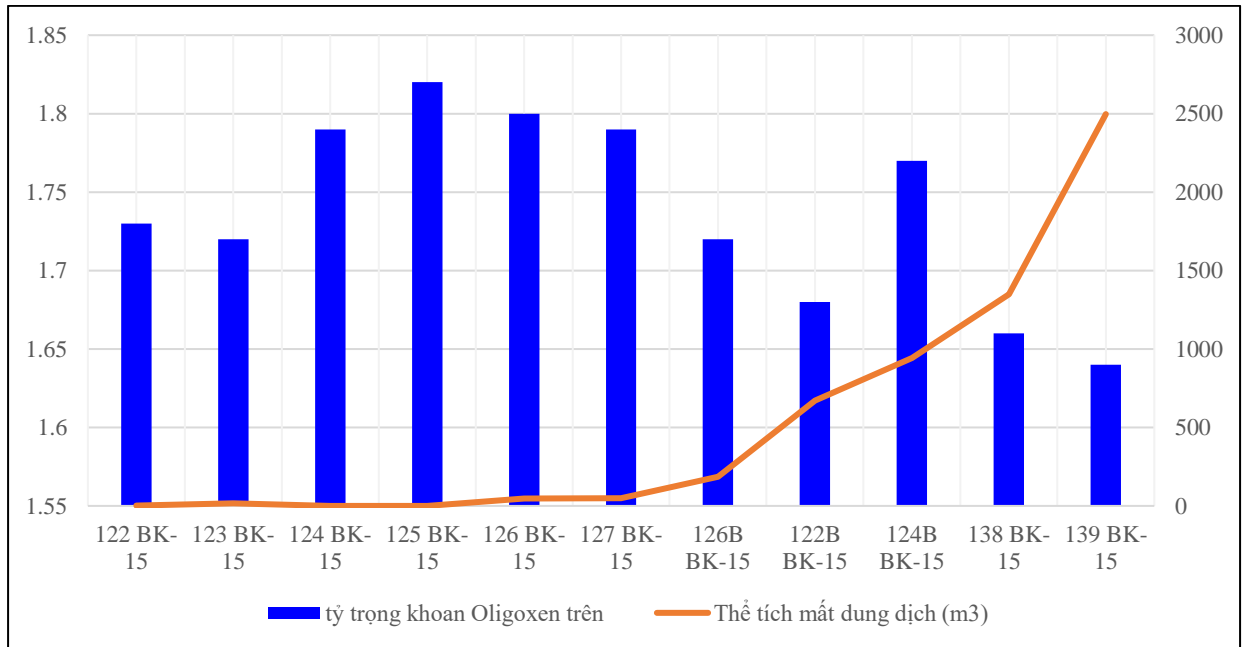
MỞ ĐẦU

Vietsovpetro đã khai thác những tấn dầu đầu tiên cách đây tới 40 năm, chính vì vậy mà giá trị áp suất hầu hết các vỉa sản phẩm đều đã suy giảm rất nhiều.



Hình 1. Bể đồ khai thác giếng khoan 128 BK-15

Có 1 thực tế là khi tiến hành khoan thêm các giếng khoan mới vào các khu vực đã khai thác sẽ có hiện tượng mất dung dịch khá nghiêm trọng đặc biệt là trong các tầng Oligocen. Dưới đây là 1 ví dụ minh họa về mức độ mất dung dịch ở khu vực BK-15.



Hình 2. Biểu đồ thống kê sự thay đổi tỷ trọng và thể tích mất dung dịch ở BK-15

Theo thời gian thể tích mất dung dịch tăng mạnh ngay cả khi đã giảm tỷ trọng để giảm cường độ mất dung dịch. BK-15 cũng chỉ là 1 ví dụ cho những trường hợp thi công phức tạp khi khoan vào các khu vực đã khai thác trong thời gian dài.

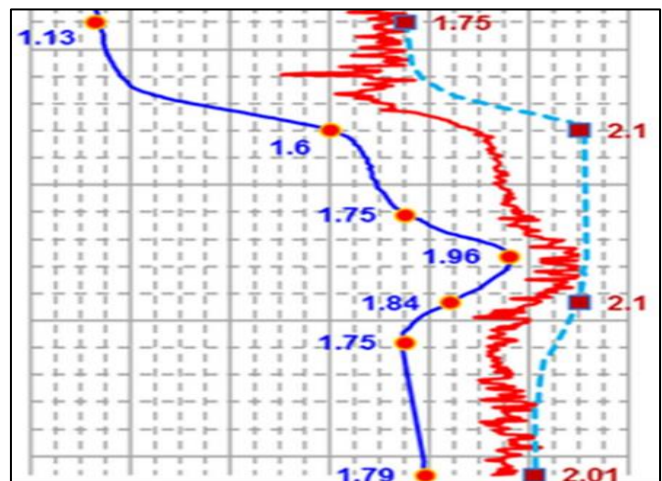
1. Tổng quan công nghệ khoan trước đây của Vietsovpetro khi gặp các giếng khoan có cửa sổ dung dịch hẹp

1.1. Điều kiện địa chất - kỹ thuật gây ra hiện tượng cửa sổ dung dịch hẹp

Cửa sổ dung dịch khoan hẹp có thể được xem xét do 2 trường hợp gây ra là:

1.1.1. Cửa sổ dung dịch hẹp do bản chất của cột địa tầng

Một số khu vực địa chất đặc thù có sự phân dị áp suất giữa các địa tầng như Miocen với Oligocen không rõ ràng hoặc kéo dài gây khó khăn cho việc lựa chọn chiều sâu chân đế ống chống. Nhiều giếng khoan sâu không đủ cấp ống chống cần tiến hành khoan chập Nền giá trị vỡ vỉa của cát sét không chênh lệch nhau nhiều với giá trị áp suất vỉa. Phương pháp khoan truyền thống có độ biến thiên giữa giá trị thủy tĩnh và giá trị ECD lớn hơn cửa sổ dung dịch khoan, gây ra hiện tượng vỡ vỉa mất dung dịch.



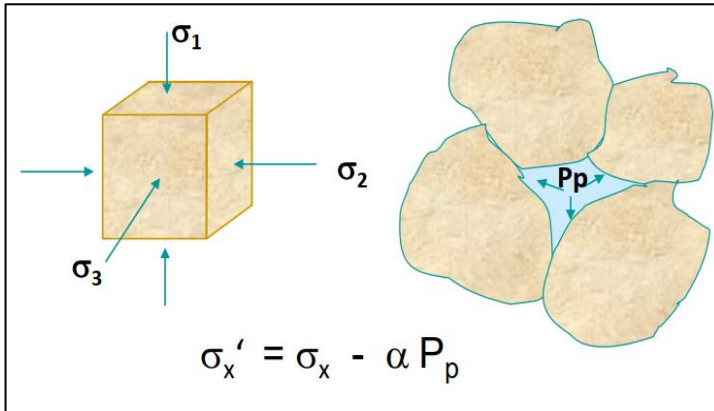
Hình 3. Biểu đồ áp suất vỉa/vỡ vỉa của 1 khu vực địa chất phức tạp

1.1.2. Cửa sổ dung dịch hẹp do quá trình suy giảm áp suất vỉa gây ra

Các khối đất đá tồn tại trong địa tầng sẽ chịu tác độ nén ép 3 chiều do lực nén dọc trục và lực nén theo phương ngang. Để chống đỡ lại các lực nén ép đó thì các khối đất đá này sẽ có

các lực tương ứng theo hướng ngược lại để cân bằng giúp ổn định. Các lực đó được hình thành từ khả năng bền vững của thân đá và áp suất chất lưu tồn tại bên trong lỗ rỗng của đá (hình 4).

Do đặc điểm sét, đá phiến sét thì các lỗ rỗng này rất khó liên thông và không thể tạo dòng cho các chất lưu trong đá sét di chuyển. Nhưng trong các tầng cát kết thì các lỗ rỗng này liên thông khá tốt. Vì vậy, chúng ta có thể khai thác được phần chất lưu chứa trong các lỗ rỗng của các tập cát kết.



Trong đó:

σ'_x là ứng suất của xương đá chống lại lực tác động theo phương x

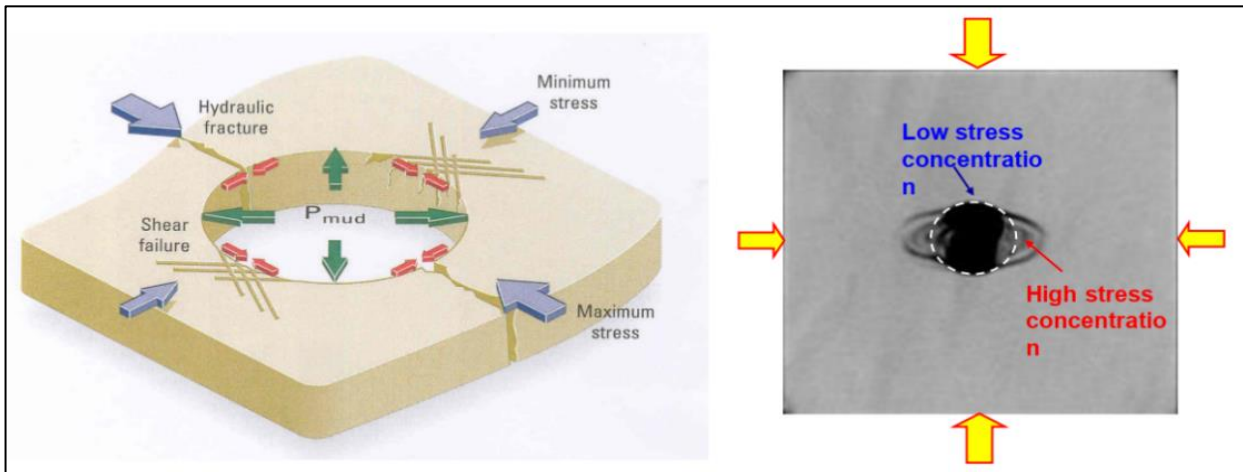
σ_x là ứng suất tác động lên đất đá theo phương x

P_p là áp suất lỗ rỗng tồn tại bên trong đất đá

α là hệ số Biot

Hình 4. Ứng suất tác động lên các khối đất đá

Quá trình khai thác dầu khí làm cho áp suất lỗ rỗng của các tầng sản phẩm bị thay đổi theo hướng giảm dần. Sự thay đổi này sẽ làm cho ứng suất $\sigma_{h \max}$ và $\sigma_{h \min}$ thay đổi. Trong khi ứng lực do cột tỷ trọng dung dịch tạo ra theo các hướng là không đổi.



Hình 5. Ứng suất tác động lên thành giếng khoan

Khi tỷ trọng dung dịch không phù hợp sẽ tạo ra hiện tượng sập lở, mở rộng thân giếng, khi tỷ trọng cao hơn mức cần thiết thì lại gây hiện tượng mất dung dịch. Trong khi đó, áp suất của các tập sét thì gần như không bị ảnh hưởng bởi quá trình khai thác, vẫn phải cần tỷ trọng dung dịch cao để tạo sự ổn định thành hệ. Do vậy mà cửa sổ khoan của các khu vực kể trên sẽ bị hẹp dần. Đây cũng là nguyên nhân dẫn tới hiện tượng tỷ trọng khoan chưa đủ đảm bảo ổn định thành hệ sét nhưng vẫn xảy ra mất dung dịch ở thành hệ cát.

1.2. Các phương pháp xử lý trước đây khi gặp địa tầng có cửa sổ dung dịch hẹp

Khi khoan vào khu vực địa chất có cửa sổ hẹp, Vietsovpetro thường gặp vấn đề về mất dung dịch. Do phương pháp khoan trên cân bằng sẽ hạn chế việc dầu khí xâm nhập. Vấn đề kiểm soát giếng chống phun hay chống sập lở là nhiệm vụ quan trọng hơn nếu so sánh với kiểm

soát chống mất dung dịch. Nên đôi khi sẽ phải tiến hành khoan khi hiện tượng mất dung dịch liên tục diễn ra.

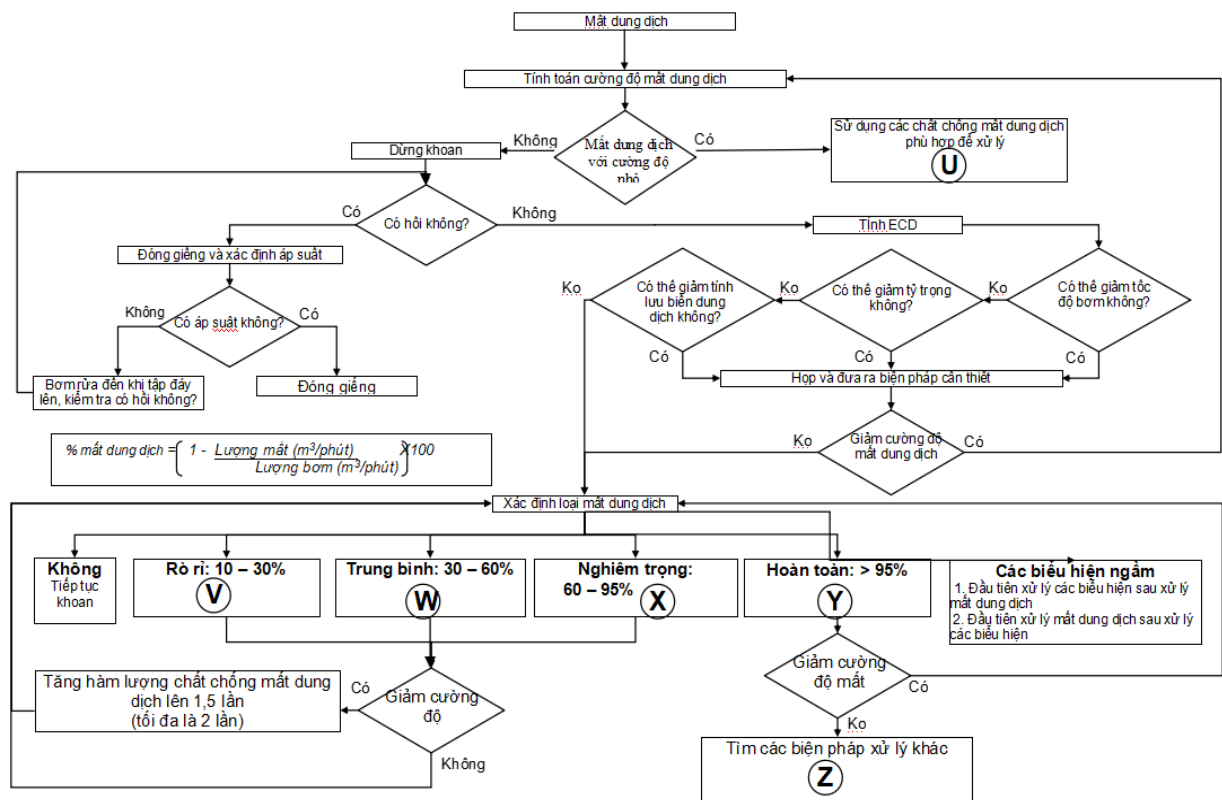
Trước đây khi Vietsovpetro thi công giếng khoan và gặp khu vực phức tạp thì các tập tampon chống mất dung dịch (LCM) chính là giải pháp. Phụ thuộc theo tốc độ tiêu hao dung dịch trên bề mặt mà chia ra làm 1 số dạng mất dung dịch khác nhau.

Bảng 1. Bảng phân loại mức độ mất dung dịch

Loại mất dung dịch	Rò rỉ, thẩm thấu	Mất 1 phần	Mất nghiêm trọng	Mất tuần hoàn
Cường độ mất dung dịch (m ³ /h)	<1,6	1,6 - 16	>16	Không có tuần hoàn

Tùy theo loại mất dung dịch mà có thể tiến hành 1 số thao tác xử lý khác nhau, cũng như dựa trên kết quả của các hành động đó để lựa chọn các đơn pha chế LCM khác nhau để bơm xuống giếng (Hình 6).

Quy trình xác định đơn pha chế LCM cũng như đơn pha chế LCM này được các chuyên gia Vietsovpetro xây dựng trên cơ sở kinh nghiệm nên có nhiều trường hợp chống mất dung dịch thành công nhưng cũng nhiều trường hợp không thành công. BK-15 là ví dụ điển hình với hàng nghìn m3 dung dịch, vài nghìn tấn hóa phẩm, barit mất vào các địa tầng nhưng vẫn có giếng phải kết thúc mà không thể đạt được mục tiêu địa chất.



Hình 6. Sơ đồ lựa chọn đơn pha chế LCM chống mất dung dịch

1.3. Vật liệu sử dụng để xử lý vấn đề mất dung dịch

Trong sơ đồ lựa chọn đơn pha chế LCM ở hình 6 có thể hiện ít nhất là 6 đơn tham khảo. Phụ thuộc vào kết quả sử dụng mà có thể thay thế điều chỉnh khác nhau. Trong đó về cơ bản các vật liệu LCM bao gồm các loại chính được Vietsovepro sử dụng là:

CaCO₃ với các kích thước hạt từ mịn tới trung bình và dạng vảy kích thước lớn 1-2mm.

Các vật liệu dạng sợi, DV Celba F / Drill-Celmix F: 44 – 74 µm; DV Celba M / Drill-Celmix M: 104 – 149 µm; DV Celba C / Drill-Celmix C: 420 – 840 µm; DV Misc F / Drill-FRACSEAL F 40 840 µm; DV Misc M / Drill-FRACSEAL M 840 - 1680 µm; DV Misc C / Drill-FRACSEAL C 1680 -2380 µm;....

Đối với các trường hợp mất tuần hoàn sẽ được Vietsoveptro kết hợp với trấu theo các kích thước khác nhau có thể dài từ 6-10mm và rộng từ 1-2mm. Vật liệu này trong nước khá sần có và dễ tiếp cận với giá thành rẻ. Tuy nhiên chất bít nhét trơn này có kích thước khá lớn chỉ xâm nhập vào các vết nứt lớn và gần như bị loại bỏ khỏi giếng khi bơm rửa.

2. Xử lý vấn đề mất dung dịch khi khoan qua địa tầng có cửa sổ dung dịch hẹp giai đoạn gần đây của Vietsovpetro

Việc khoan qua địa tầng có cửa sổ hẹp có thể áp dụng các công nghệ khác nhau hoặc kết hợp các công nghệ đó cho cùng 1 giếng. Điển hình cho công nghệ khoan áp dụng khoan tại các khu vực địa chất có cửa sổ dung dịch hẹp là công nghệ khoan kiểm soát áp suất, công nghệ gia cường thành hệ.

Với những khu vực địa chất phức tạp mà nguyên bản của nó đã tạo ra cửa sổ hẹp thì công nghệ khoan kiểm soát áp suất (MPD) là công nghệ phù hợp.

Nhưng đối với khu vực cửa sổ dung dịch hẹp gây ra bởi sự suy giảm áp suất vỉa thì công nghệ gia cường sẽ là cốt lõi để xử lý vấn đề.

2.1. Hướng tiếp cận mới về vấn đề chống mất dung dịch chủ động khi khoan qua địa tầng có cửa sổ dung dịch hẹp

Sự suy giảm áp suất vỉa ảnh hưởng tới ứng suất đã được Hoek nghiên cứu và xây dựng thành công thức:

$$\begin{cases} \sigma_{H1} = \sigma_H + \frac{1-2\nu}{1-\nu} \times \alpha (P_{p1} - P_p) \\ \sigma_{h1} = \sigma_h + \frac{1-2\nu}{1-\nu} \times \alpha (P_{p1} - P_p) \end{cases}$$

Trong đó:

σ_H , σ_h , P_p : tương ứng là các giá trị cực đại và cực tiểu tự nhiên của đất đá trước khi suy giảm áp suất

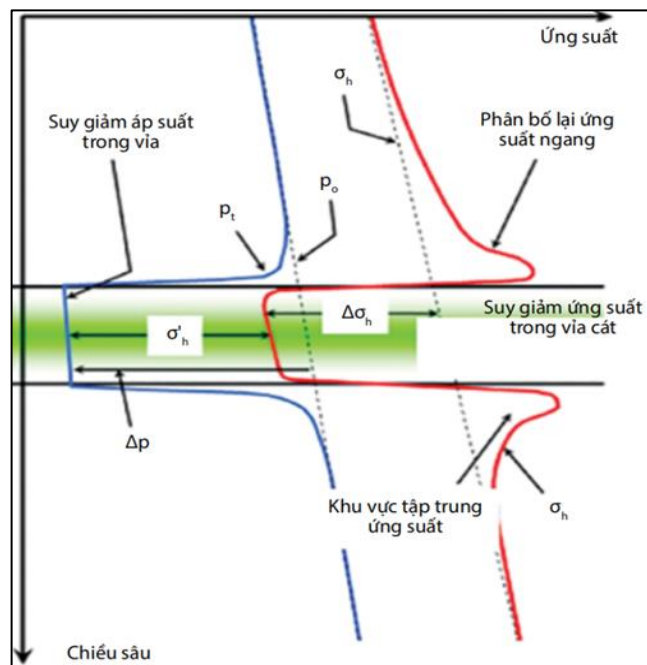
σ_{H1} , σ_{h1} , P_{p1} : Tương ứng là các giá trị ứng suất cực đại và cực tiểu nằm ngang khi suy giảm áp suất

ν : Hệ số Poisson

α : Hệ số Biot

Một số tác giả (2, 3) khi nghiên cứu nứt vỉa thủy lực kết hợp bít nhét các vật liệu với kích cỡ khác nhau vào các khe nứt thứ sinh giúp tăng cường độ bền của thành hệ, kéo theo giá trị áp suất vỡ vỉa mới của thành hệ tăng lên, giúp xử lý mất dung dịch một cách hiệu quả.

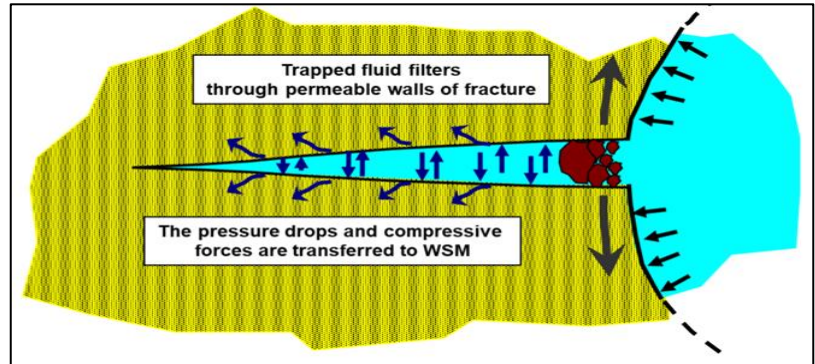
Một logic khá hiển nhiên đó là, nếu dung dịch bị mất vào các khe nứt thứ sinh sẽ bị chặn lại bởi lớp chắn có độ thấm thấp. Trong đó cũng có khá nhiều nhà khoa học đưa ra các học thuyết liên quan tới sự xếp chồng của các vật liệu có kích thước khác nhau để tạo ra độ thấm



nhỏ nhất như: Abram $\frac{1}{3}$ rule [5]; $\frac{2}{3}$ bridging rule của Luo; thuyết xếp chồng lý tưởng Ideal packing theory của Kaeuffer [6]; Vickers method của tác giả Vicker.

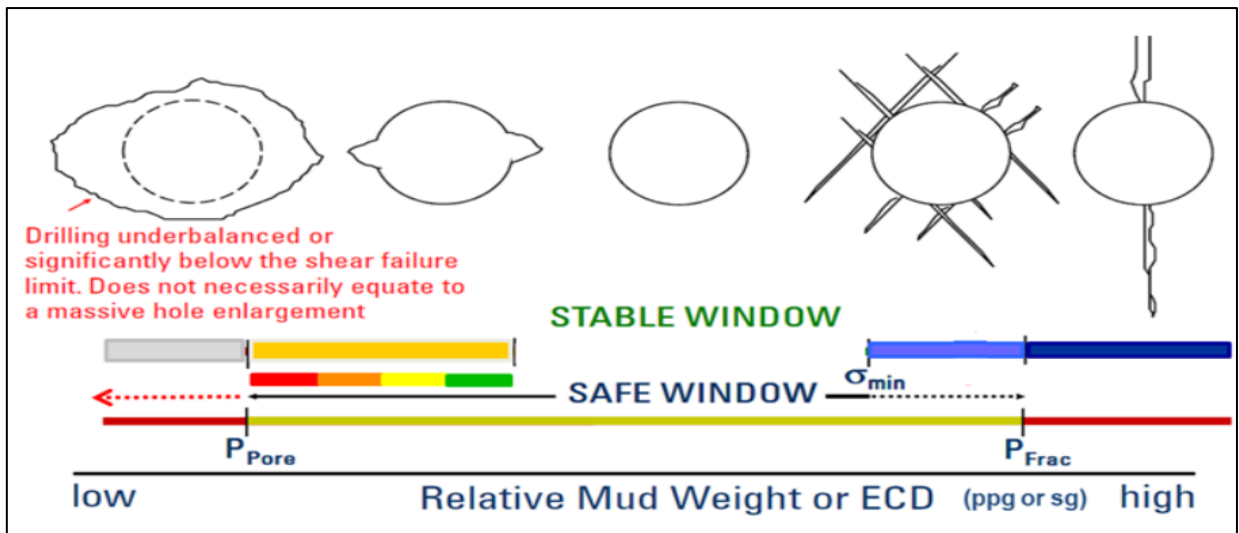
Như vậy với hỗn hợp CaCO_3 có các kích cỡ khác nhau sẽ dễ đi vào trong các khe nứt thứ sinh, ngăn cản quá trình mất dung dịch. Đồng thời việc các khe nứt hình thành thứ sinh dưới tác động của chênh áp sẽ có dạng nêm. Các vật liệu bít nhét xếp chồng trong các khe nứt này cũng làm tăng mật độ đá ở các vùng xung quanh nhờ vậy mà làm tăng ứng suất vòng.

Với đặc điểm đi vào khe nứt không phải tồn tại ngay ngoài thành giếng khoan, hỗn hợp không gây ra hiện tượng vướng phải doa và không tạo ra vòng lặp mất dung dịch. Chính vì vậy mà những hỗn hợp này đã được các nhà cung cấp dịch vụ sử dụng tên thương mại “Wellbore strengthening material-WBSM” vật liệu gia cường thành hệ.



Hình 8. Cơ chế bít nhét WBSM giúp tăng cường ứng suất vòng (hoop stress)

Bên cạnh đó, khi tiến hành nghiên cứu các mô hình địa cơ “wellbore stability” cũng thường đi kèm với nó là các đánh giá điều kiện thân giếng ổn định với tỷ trọng nào khi nào hình thành khe nứt gây mất dung dịch, khi nào sập lở.



Hình 9. Sự ổn định thân giếng tương ứng với tỷ trọng tương đương của dung dịch

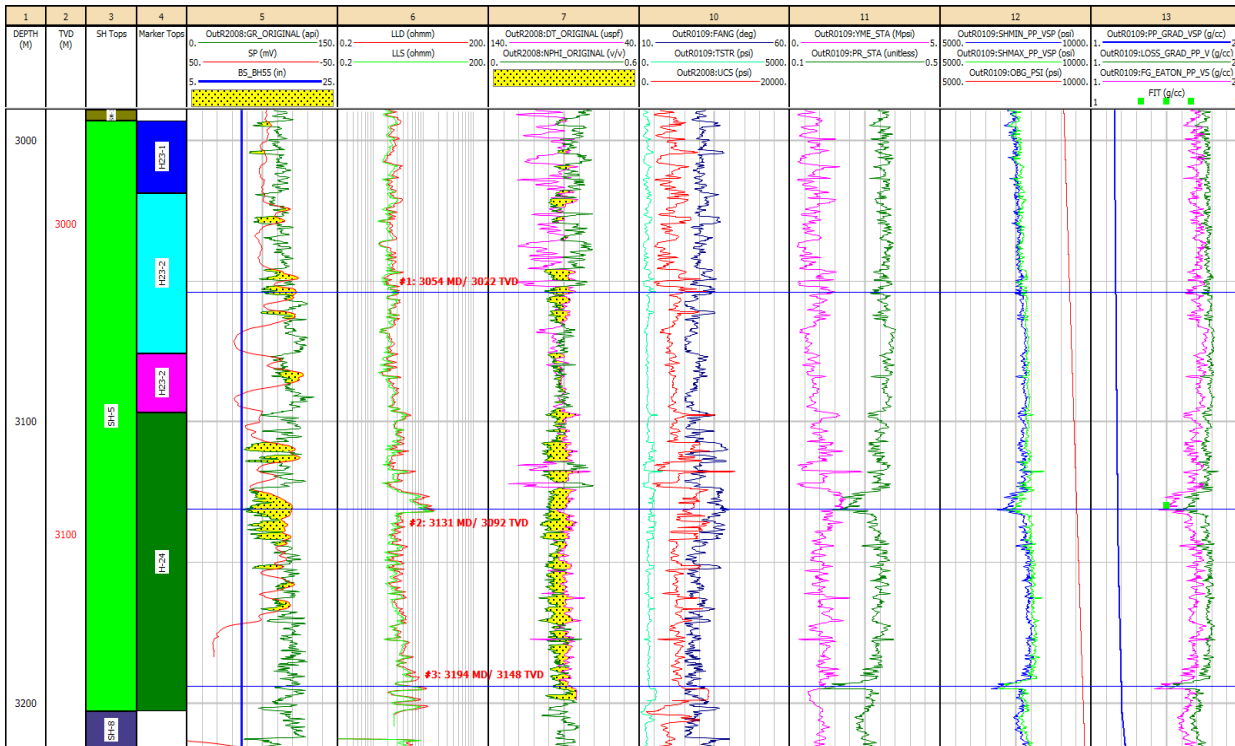
Tùy thuộc vào nhà cung cấp dịch vụ dung dịch sẽ sử dụng các thuật toán khác nhau để tính toán độ ổn định thành giếng, độ mở của vi khe nứt. Nhưng trình tự cơ bản để thực hiện cho thi công dung dịch của 1 giếng khoan có áp dụng WBSM như sau:

- Thu thập số liệu địa chất khu vực thi công
- Thu thập thông tin khoan
- Xây dựng mô hình để tính toán kích thước vi khe nứt
- Lựa chọn vật liệu và kích thước vật liệu bít nhét
- Lập kế hoạch thi công nhằm đáp ứng khả năng bít nhét vi khe nứt nhanh nhất
- Thi công và giám sát
- Hiệu chỉnh mô hình tính toán trên cơ sở kết quả thi công

Với cách tiếp cận mới này, vấn đề chống mất dung dịch được đi từ nguồn gốc vấn đề, triển khai xử lý vấn đề 1 cách chủ động sẽ nâng cao được hiệu quả công tác chống mất dung dịch, cũng như gia cường thành hệ giúp quá trình khoan an toàn hơn.

2.2. Áp dụng WBSM ở một số giếng khoan có cửa sổ dung dịch hẹp gần đây

Sau khi thi công giếng khoan thăm dò BH-54 gặp rất nhiều vấn đề phức tạp liên quan kiểm soát giếng khi khoan qua khoảng địa tầng có cửa sổ dung dịch hẹp. Vietsovpetro đã quyết định xem xét tới các công nghệ mới để xử lý vấn đề này ở giếng khoan thăm dò tiếp theo BH-55.



Hình 10. Dữ liệu mô hình địa chất cho giếng BH-55

Trên cơ sở thông tin địa vật lý thu thập được từ giếng BH-54 và 1 số giếng lân cận tiến hành phân tích để xác nhận các thông số đầu vào phục vụ cho tính toán độ mở vi khe nứt và lựa chọn công thức WBSM.

Bảng 2. Công thức chính hỗn hợp WBSM dùng ở SH-5

WBSM product	SG	D50	D90	Conc (ppb)	D50	D90
Safe-Carb 20	2.8	20	100	7.00	328	386
Safe-Carb 250	2.8	250	450	16.00		
Mix II M	1.65	150	300	2.00		
Safe-Carb 500	2.8	500	750	If required		
Total WBSM concentration, ppb				25.00		

Với sự hỗ trợ của hỗn hợp WBSM trong công đoạn 311mm ở giếng khoan BH-55 đã có thể lên tới tỷ trọng 1,62 g/cm³. Thông thường trước đây khoảng khoan 311mm này chỉ dùng tới tỷ trọng khoảng 1,26 g/cm³. Đồng thời khoảng khoan này đã đi qua nhiều tập vỉa yếu mà ở giếng

BH-54 trước đó bị mất dung dịch với tỷ trọng $1,47 \text{ g/cm}^3$. Tuy nhiên, khi khoan tới 3373m với tỷ trọng 1,62 sg thì bắt đầu thấy hiện tượng mất dung dịch.

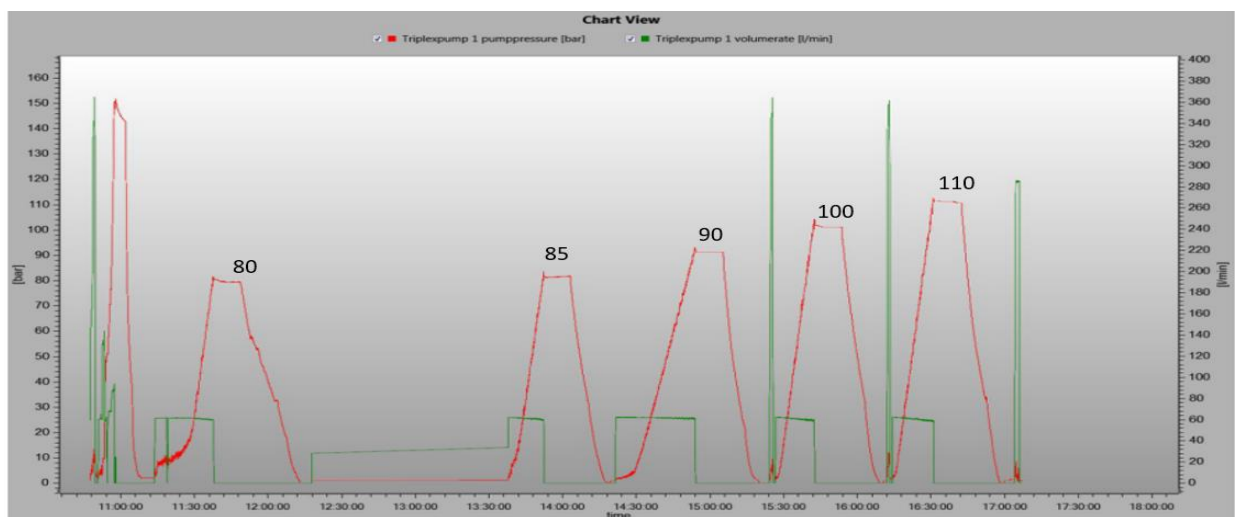
Ở công đoạn khoan 215,9mm ở giếng khoan BH-55 sau khi khoan phá chân đế ống chống 245mm tiến hành làm FIT đã không đạt được kết quả như thiết kế yêu cầu. Thực hiện ép WBSM với nhiều nồng độ khác nhau từ 40kg/m^3 lên tới 140 kg/m^3 nhưng kích thước hạt trong hỗn hợp vẫn chỉ khoảng 500- 600 micromet tương đương với công thức ban đầu. Kết quả là tiến hành khoan với tốc độ mất dung dịch khoảng 3-8 m^3 dung dịch mỗi giờ. Tổng thể tích mất của công đoạn lên tới 1361 m^3 .

Đứng trước việc áp dụng WBSM vào trong điều kiện giếng của Vietsovpetro ở lần đầu không thành công, Vietsovpetro cũng đã đưa ra những cải tiến nhất định để nhà thầu triển khai lần tiếp sau hiệu quả hơn như:

- Mô phỏng lần lượt và đầy đủ theo các dải tỷ trọng của công đoạn khoan. Thay vì tiến hành mô phỏng mức độ mở của các vi khe nứt bằng giá trị lớn nhất khi tiến hành khoan hết công đoạn cần xem xét. Do địa tầng ở Vietsovpetro xem kẽ nhiều đối tượng nên cách tiếp cận này cho ra giá trị độ mở khe nứt không phù hợp. Kết quả tính toán cho thấy kích thước vi khe nứt theo cách tiếp cận mới chỉ khoảng $200\mu\text{m}$ còn kích thước vi khe nứt theo quy trình cũ lên tới $800\text{-}900\mu\text{m}$.
- Thành phần WBSM trong lần đầu áp dụng có kích thước đáp ứng được đầy đủ các tiêu chí về khả năng xếp chồng tạo độ thấm nhỏ nhất. Nhưng do thành phần chủ yếu là hạt nên khả năng gắn kết kém chính là nguyên nhân gây ra sự không ổn định. Ở lần áp dụng tiếp theo sử dụng thêm thành phần sợi, đặc biệt là loại sợi có khả năng đàn hồi biến dạng cao như Graphene. Điều này không chỉ tạo sự gắn kết, ổn định mà còn giúp tăng khả năng bít nhét khi bị tính toán sai kích thước vi khe nứt.
- Thay đổi quy trình làm FIT. Khi thực hiện việc xả áp nhanh chỉ từ 2-5 phút sau khi ép như quy trình FIT cũ sẽ dễ làm cho áp suất của thành hệ đẩy ngược các vật liệu WBSM trở lại giếng. Nên quy trình cũ không thể khôi phục được giá trị áp suất vùng chân đế như trước thời điểm bị vỡ vữa. Còn quy trình FIT mới có thể khôi phục như cũ thậm chí còn cao hơn giá trị ban đầu nhờ 2 điểm khác biệt:

Thứ nhất là cần phải ép áp suất thành nhiều bước để tiếp cận dần với giá trị áp suất theo yêu cầu thiết kế. Đặc biệt là khi thấy giá trị áp suất ép FIT yêu cầu tiệm cận với giá trị vỡ vữa của thành hệ.

Thứ 2 là sau khi ép áp suất lên cao cần tiến hành giữ và giảm áp 1 cách chậm rãi khoảng 15 phút, nhằm mục đích giúp các hạt chèn được các lớp đất đá khi khép miệng khe nứt sẽ giữ ổn định. Từ đó tăng ảnh hưởng tới ứng suất vòng, gia cường được thành hệ bền vững.



Hình 11. Biểu đồ bơm ép ống chống 245mm giếng BH-256 ngày 03/06/2022

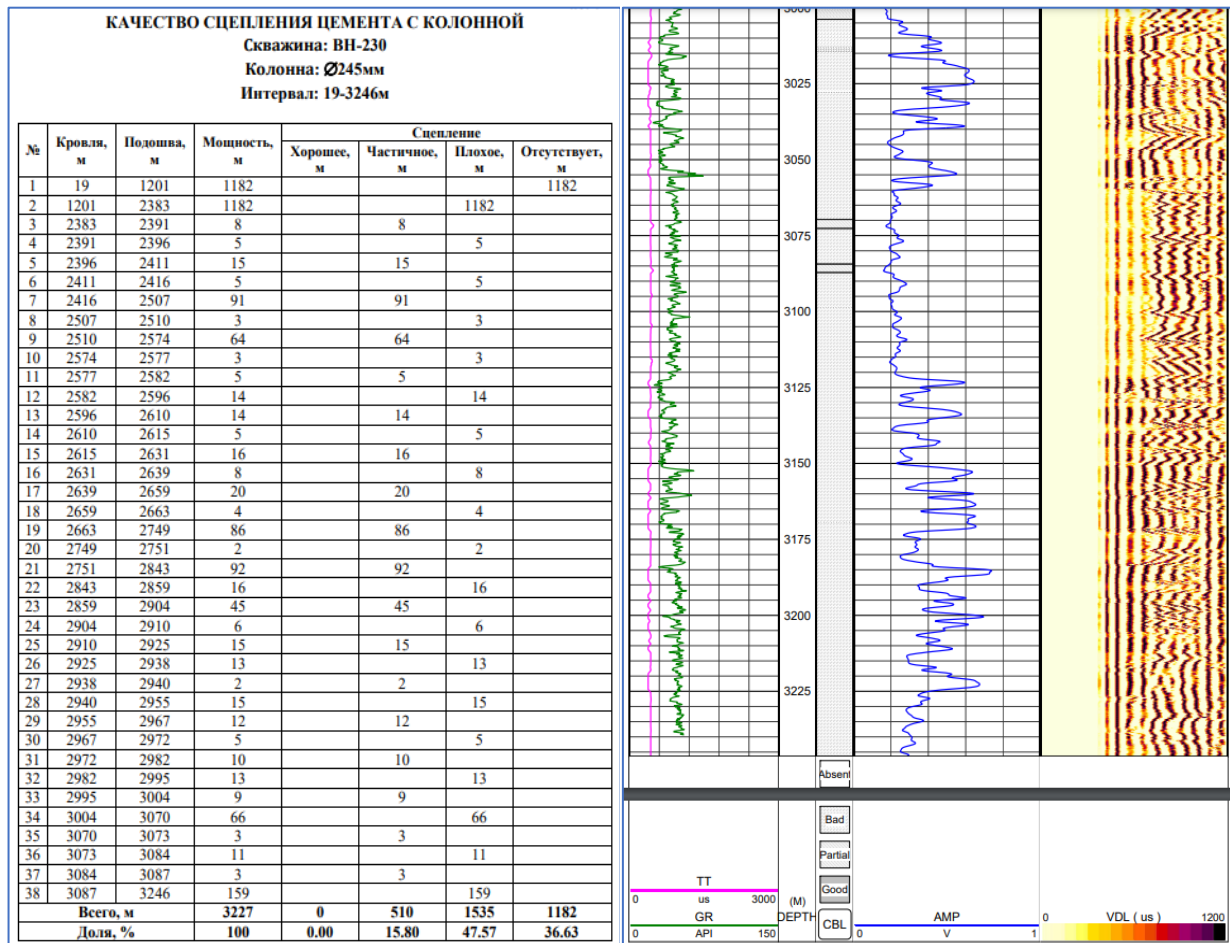
Nhờ có những cải tiến đáng kể đó, giếng khoan BH-256 thi công trên cùng khu vực địa chất với giếng BH-55 đã giảm tới hơn 1000m³ dung dịch bị mất mát vào vỉa. Hỗn hợp WBSM cũng như quy trình FIT mới đã thể hiện được sự thành công.

2.3. Nhận xét về việc triển khai áp dụng công nghệ chống mất dung dịch chủ động khi cửa sổ dung dịch khoan hẹp

Quá trình triển khai áp dụng công nghệ gia cường thành hệ bằng hỗn hợp WBSM vào giếng BH-55 đã cho chúng ta thấy được một số nguyên nhân thất bại để từ đó cải tiến lại quy trình công nghệ cho phù hợp hơn. Thông qua quá trình đó mà công nghệ WBS đã áp dụng thành công ở BH-256 giúp giảm chi phí dung dịch cũng như tăng cường độ an toàn của quá trình khoan.

Với sự cải tiến đó tiếp tục được khẳng định bằng khả năng làm việc ổn định của hỗn hợp WBSM tại một số giếng khoan khác. Tuy nhiên, ở giếng khoan gần đây BH-230 quy trình FIT mới của Vietsovpetro đã không thể giúp gia cường được vùng chân đế như 1 số giếng trước đó. Tình trạng này có điểm khá giống với giếng BH-55.

Khi nghiên cứu kỹ vấn đề này thì có nhận thấy vấn đề xuất phát ở chất lượng xi măng vùng chân đế ống chống 245mm.



Hình 12. Kết quả đo chất lượng bơm trám xi măng ống chống 245mm

Khi quay ngược lại bản chất quá trình xây dựng mô hình và lựa chọn hỗn hợp WBSM thì rõ ràng chúng ta đang tính toán phân bố ứng suất đều trên bề mặt thành hệ. Trong trường hợp chân đế 245mm như giếng BH-55 hay BH-230 thì mô hình này là không phù hợp dẫn tới 1 tất yếu WBSM đã không thực hiện được chức năng bít nhét, gia cường.

KẾT LUẬN

Hiện nay, số lượng giếng khoan có cửa sổ dung dịch hẹp ngày càng nhiều do phải khoan đan dày vào các khu vực bị suy giảm áp suất hoặc 1 số khu vực địa chất mới phức tạp.

Việc giải quyết vấn đề theo hướng tiếp cận từ nguyên nhân gốc rễ sẽ luôn giúp giải quyết vấn đề được triệt để. Do vậy, nghiên cứu mô hình địa chất để xử lý chính xác quá trình hình thành các vi khe nứt là vấn đề trọng tâm giúp chủ động chống mất dung dịch khi khoan qua các địa tầng suy giảm áp suất, khắc phục phức tạp của cửa sổ dung dịch hẹp.

Việc lựa chọn đúng kích thước, thành phần hạt bít nhét vào vi khe nứt, khe nứt sẽ giúp giải quyết vấn đề mất dung dịch tốt hơn là phương pháp chống mất dung dịch bằng cách tạo lớp vỏ mùn ở bề mặt thành giếng ngăn cản quá trình mất dung dịch.

Mô hình tính toán kích thước vi khe nứt chỉ phù hợp với các vi khe nứt thứ sinh do chênh lệch áp suất gây ra và phù hợp với địa tầng cát kết hơn là sét kết vì đặc tính cơ lý của cát và sét là khác nhau.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Phạm Văn Hiếu (Trường Đại học Dầu khí Gubkin) Tạ Văn Thịnh (Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetpetro"): Giải pháp giảm thiểu rủi ro khi thi công khoan và hoàn thiện giếng khoan đan dày tại trầm tích Miocen dưới trong giai đoạn cuối của mỏ và các khu vực vỉa suy giảm áp suất, nhiệt độ", Tạp chí Dầu khí, Số 5, 2019.
2. Paul O.Fekete, Adewale Dosunmu, Anthony Kuerunwa, Evelyn B.Ekeinde, Anyanwu Chimaroke, Odagme S.Baridor. Wellbore stability management in depleted and low pressure reservoirs. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria. 5 - 7 August, 2013.
3. M.W.Alberty, M.R.McLean. Fracture gradients in depleted reservoirs - Drilling wells in late reservoir life. SPE/IADC Drilling Conference. 27 February - 1 March, 2001.
4. John Cook (Cambridge, England), Mike Hodder (M-I SWACO), Fred Growcock (Occidental Oil and Gas Corporation), Eric van Oort
5. (Shell Upstream Americas), Fred Growcock (Occidental Oil and Gas Corporation): "Stabilizing the Wellbore to Prevent Lost Circulation", Oilfield Review, Winter 2011/2012: 23, No 4, Copyright © 2012 Schlumberger.
6. Abrams, A.: "Mud Design to Minimize Rock Impairment Due to Particle Invasion," JPT (May 1977) 586.
7. Kaeuffer M.: Determination de L'Optimum de Remplissage Granulometrique et Quelques proprietes S'y Rattachant. Presented at Congres International de l'A.F.T.P.v., Rouen, Oct. 1973

CÔNG TÁC XÂY DỰNG GIẾNG KHOAN CỦA VIETSOVPETRO – CHẶNG ĐƯỜNG PHÁT TRIỂN VÀ NHỮNG THÀNH TỰU VỀ KHOA HỌC VÀ CÔNG NGHỆ

Trần Xuân Đào
Hội Dầu khí Vũng Tàu

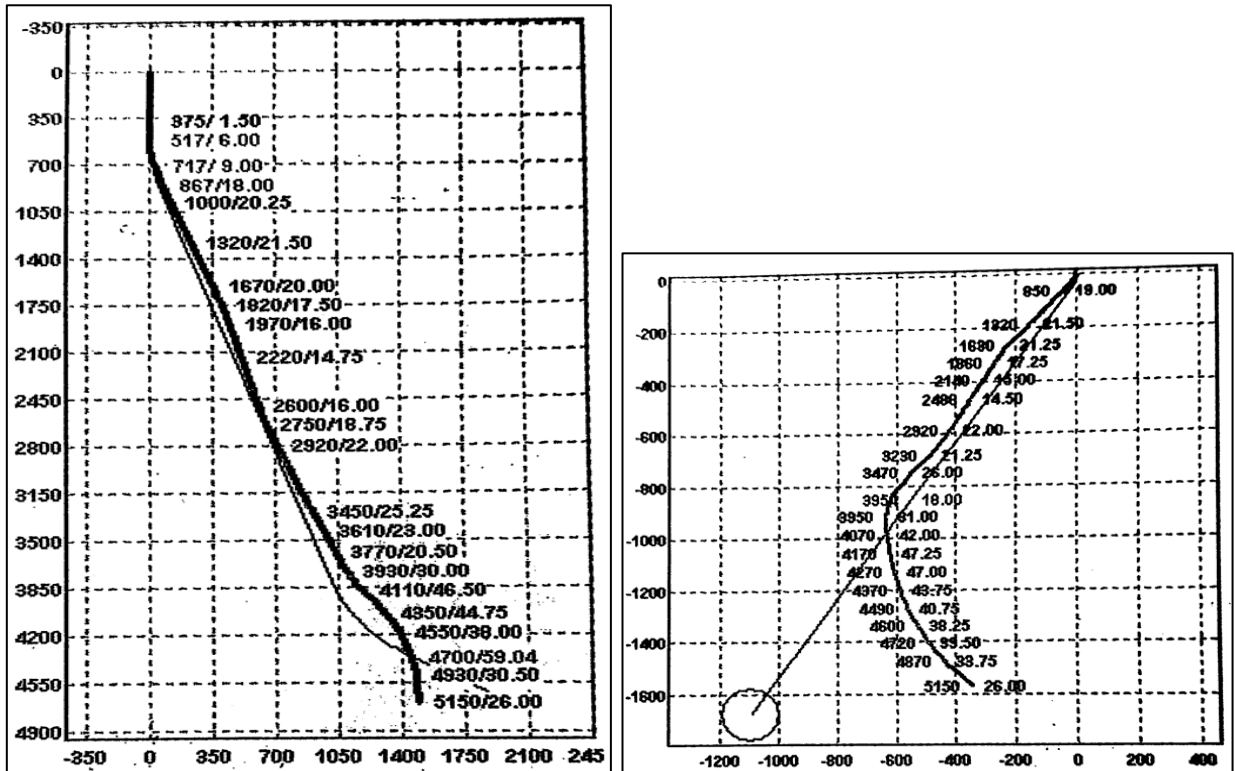
TÓM TẮT

Nội dung báo cáo nêu bật các giai đoạn phát triển với những đặc thù riêng có và những thách thức về kỹ thuật và khoa học công nghệ trong quá trình xây dựng các giếng khoan dầu khí của Vietsovpetro. Cũng như đề cập đến những kết quả nghiên cứu khoa học công nghệ của lực lượng chuyên gia trong lĩnh vực khoan mang tính đột phá trong những điều kiện, hoàn cảnh chỉ có ở Vietsovpetro đã mang lại những thành quả đáng khích lệ và góp phần không nhỏ trong kết quả khai thác 250 triệu tấn dầu của Vietsovpetro.

Nhân dịp kỷ niệm khai thác tấn dầu thứ 250 triệu của Vietsovpetro, bằng nội dung báo cáo này, tác giả muốn đề cập đến vai trò và vị trí của công tác khoan xây dựng giếng trong thành công khai thác dầu đã đạt được. Mà không quên nhắc lại những thách thức và những thành quả đạt được trong nghiên cứu khoa học của lực lượng chuyên gia trong lĩnh vực khoan xây dựng giếng. Có thể thấy rằng đối với một đề án tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí thì chỉ khẳng định được đề án này có tiềm năng dầu khí hay không thì chỉ và chỉ khi có kết quả giếng khoan. Cụ thể hơn nữa để khai thác được dầu khí thì chỉ khi đưa các giếng khoan vào khai thác. Qua đây cũng đã rõ được vai trò và vị trí của công tác khoan xây dựng giếng trong các đề án tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí. Trong khuôn khổ báo cáo này, tác giả chỉ đề cập một phần việc trong quá trình xây dựng các giếng khoan xiên định hướng đã được triển khai tại VSP.

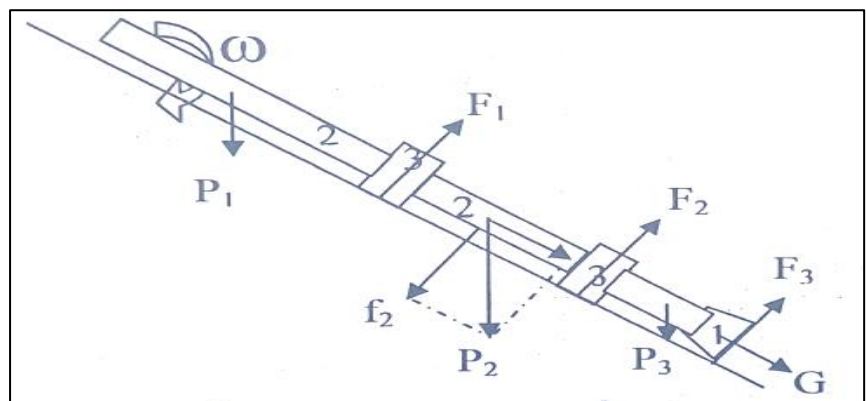
Với cơ cấu tổ chức của Vietsovpetro công tác khoan và xây dựng giếng được thực hiện khép kín trong nội bộ của đơn vị. Từ công tác khoan, các dịch vụ phụ trợ như khoan xiên, dung dịch, đo ĐVL, dịch vụ bơm trám xi măng và thả ống, cung ứng vật tư, vận tải biển.... đều do các đơn vị thành viên trong VSP. Với việc triển khai công tác khoan và xây dựng giếng dầu khí theo mô hình của VSP đã thể hiện những ưu khuyết điểm nhất định. Cách thức tổ chức sản xuất của VSP đã tạo nên một môi trường hết sức thuận lợi cho việc áp dụng những kết quả nghiên cứu, cũng như áp dụng thử nghiệm vào thực tế sản xuất mà các công ty dầu khí khác là không thể. Tuy nhiên nó cũng có những hạn chế nhất định như khả năng tiếp cận những kinh nghiệm thực tiễn trên thế giới là không thể. Ngoài ra cũng cần phải nhấn mạnh rằng trong quá trình xây dựng và phát triển của VSP qua các giai đoạn đã gặp rất nhiều những khó khăn và thách thức. Cụ thể như trong giai đoạn cấm vận kinh tế của Mỹ và các nước phương tây 1980-1993. Trong điều kiện đất nước đang bị bao vây, cấm vận, không thể tiếp cận với các thiết bị công nghệ tiên tiến trên thế giới, ngoài kinh nghiệm của Liên Xô (cũ). Đây là giai đoạn mà công tác khoan và xây dựng giếng hoạt động bằng hệ thống trang thiết bị kỹ thuật truyền thống của giàn cố định được thiết kế theo Đề án 16716 của Liên Xô (cũ) của những năm 70-80 thế kỷ 20. Thiết bị khoan trên các giàn cố định đều của Liên Xô (cũ) có thiết kế lạc hậu, công suất thấp. Trong giai đoạn này để thi công xây dựng một giếng đối tượng Miocen với độ sâu 3000m cũng phải mất tới 4-5 tháng, còn đối với đối tượng Oligocen dưới thường 6-7 tháng. Hầu hết các giếng khoan trên giàn cố định MSP đều có độ dôi đáy so với miệng giếng theo yêu cầu của mạng lưới khai thác mỏ. Để tránh làm sai lệch mạng lưới khai thác mỏ, đòi hỏi công tác khoan lái chỉnh xiên phải đúng với thiết kế tính toán. Chính vì vậy, với nội dung báo cáo này tác giả xin phép chỉ đề cập đến công tác khoan xiên và định hướng. Đối với thiết bị và công nghệ cất lái chỉnh xiên, sử dụng tước bin cong để tạo góc xiên và lái chỉnh phương vị hướng đi của choòng, hệ thống đo giám sát hướng đi của choòng chỉ với các máy đo của Liên Xô (cũ), đó là các máy và bảng điều khiển KITTA đã được chế tạo từ thập niên 70, 80. Nhược điểm cơ bản của chúng là chỉ có thể đo theo phương thức đo điểm rời rạc. Tại mỗi điểm đo người đứng trạm phải thông báo cho người điều khiển máy tời dừng việc kéo tời, sau đó sẽ bấm chuyển mạch tùy theo đo độ lệch hay đo phương vị, chỉnh cầu cân bằng, đọc giá trị đo được từ đồng hồ kim rồi ghi các kết quả đo vào

giấy bằng bút. Kết quả này có độ chính xác thấp và mất nhiều thời gian, sau khi có kết quả đo nếu quỹ đạo thân giếng bị lệch so với thiết kế, bắt buộc phải chỉnh góc xiên và phương vị của thân giếng bằng tước bin đầu nổi cong cho phù hợp về với quỹ đạo thiết kế. Từ thực tế này đã cho thấy thời gian chi phí cho việc lái chỉnh xiên là khá lớn, hơn nữa thân giếng khoan uốn lượn và đảo chiều liên tục trong không gian, là nguyên nhân gây khó khăn phức tạp và sự cố trong khoan. Cũng như làm lệch đáy giếng so với mạng lưới khai thác mỏ (hình 1).



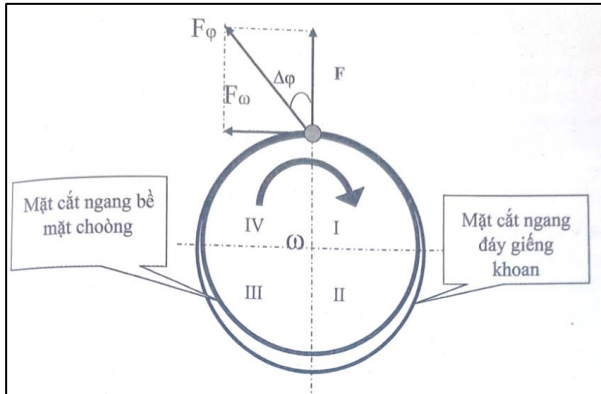
Hình 1. Quỹ đạo thực tế và thiết kế theo hình chiếu đứng và chiếu bằng của giếng khoan

Từ thực tế này, trên cơ sở nghiên cứu hướng đi của quỹ đạo giếng được khoan với bộ khoan cụ rõ to không định hướng truyền thống tại những giếng khoan xiên định hướng đầu tiên của VSP ở những khoản khoan tăng góc, ổn định góc và giảm góc xiên của thân giếng, kết hợp nghiên cứu và phân tích cơ chế phân bố lực tương tác trên các thành phần của bộ khoan cụ và trên thiết diện đáy giếng được thể hiện ở các hình 2, 3 và 4. [1, 4, 5]

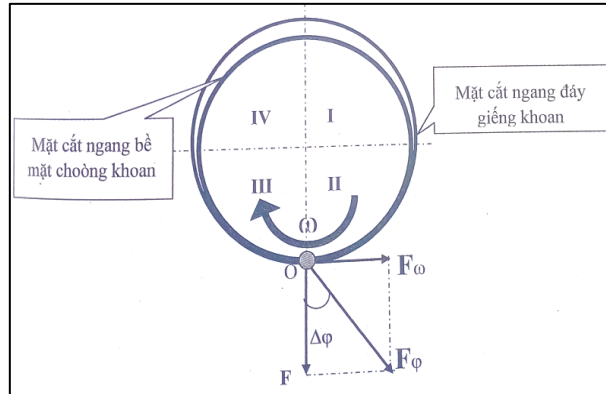


Hình 2. Phân bố lực ở các thành phần của bộ khoan cụ trên mặt phẳng

Trong đó: 1) Choòng khoan; 2) Cần nặng; 3) Định tâm; P) Trọng lượng của thiết bị; F) Phản lực; g) Thành phần lực theo chiều trục của bộ khoan cụ; f) Thành phần lực theo chiều vuông góc với thành giếng; G) Tải trọng lên choòng; c) Vận tốc quay cần khoan.



Hình 3. Tiết diện ngang bề mặt đáy giếng và choòng khoan trường hợp tăng góc xiên



Hình 4. Thiết diện ngang bề mặt đáy giếng và choòng khoan trường hợp giảm góc xiên

Cho thấy một quy luật khá rõ nét là khi góc xiên của thân giếng giảm ($\Delta\alpha < 0$) thì phương vị của thân giếng luôn bị lái sang phải so với trục của thân giếng ($\Delta\varphi \geq 0$), cường độ thay đổi góc phương vị $\Delta\varphi$ luôn biến thiên và tỷ lệ thuận với cường độ giảm góc xiên ($\Delta\alpha < 0$) của thân giếng. Quy luật này được thể hiện ở hầu hết các giếng khoan có khoảng khoan giảm góc xiên.

Trong trường hợp khi góc xiên của thân giếng có chiều hướng tăng lên theo chiều sâu giếng thì góc phương vị của thân giếng cũng có ít nhiều thay đổi theo một quy luật nhất định. Có thể thấy khi góc xiên tăng ($\Delta\alpha > 0$) thì thân giếng có chiều hướng lái sang trái hoặc ổn định so với trục của thân giếng ($\Delta\varphi < 0$). Kết quả thực tế thể hiện rõ quy luật này ở hầu hết các giếng đã khoan có khoảng khoan tăng hoặc ổn định góc xiên.

Hầu hết các giếng khoan với khoảng khoan ổn định góc, mà ở trong khoảng khoan này nếu thực hiện khoan kết hợp sự tăng góc xiên với cường độ thay đổi góc nhỏ 0,05 - 0,1 độ/10m thì khả năng sẽ đảm bảo được sự ổn định hướng đi của thân giếng, nhưng khi cường độ thay đổi góc xiên lớn hơn 0,1 độ/10m thì chiều hướng thân giếng bị lái sang trái nhiều hơn so với trục của thân giếng. Sự tương quan giữa cường độ thay đổi góc xiên luôn theo một tỷ lệ nhất định với cường độ thay đổi góc phương vị của thân giếng và tuân theo một quy luật rõ ràng khi $\Delta\alpha \geq 0$ thì $\Delta\varphi \leq 0$. Xem xét một cách tổng thể trong tất cả các trường hợp cho phép đưa ra kết luận rằng choòng khoan sẽ được tự điều chỉnh khi có sự kết hợp giữa hai giá trị của cường độ thay đổi góc xiên và cường độ thay đổi góc phương vị của thân giếng.

Từ kết quả phân tích trên cho phép đưa ra nhận định là trong quá trình khoan các giếng xiên định hướng, khi góc xiên của thân giếng giảm dần theo chiều sâu ($\Delta\alpha < 0$) luôn kéo theo sự thay đổi góc phương vị của thân giếng và làm cho thân giếng chuyển hướng sang phải so với trục của thân giếng, tức là tuân thủ theo một quy luật khi mà cường độ thay đổi góc xiên $\Delta\alpha < 0$ thì giá trị cường độ thay đổi góc phương vị của thân giếng $\Delta\varphi > 0$.

Kết quả nghiên cứu và phân tích thống kê các số liệu thực tế của các giếng đã khoan xiên định hướng trên mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, cho phép đưa ra một số kết luận sau:

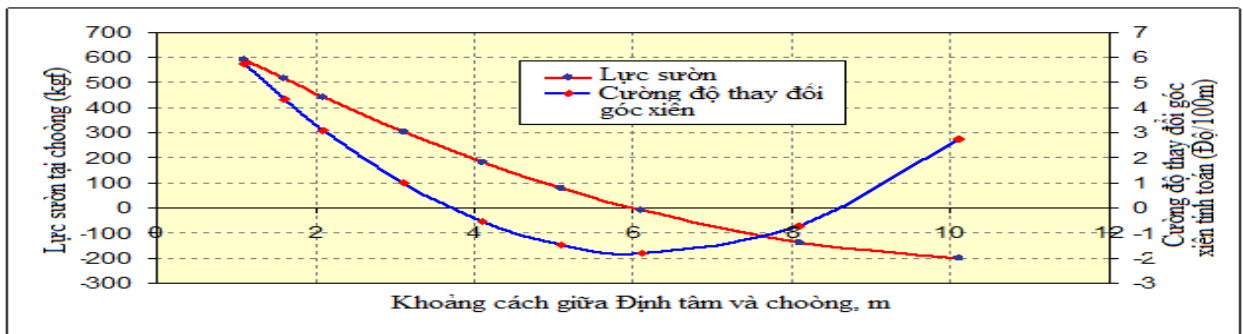
- Trong các khoảng khoan bằng phương pháp rôto ở các giếng xiên và định hướng, sự thay đổi giá trị $\Delta\alpha$ có mối tương quan trực tiếp đến giá trị cường độ thay đổi góc phương vị của thân giếng ($\Delta\varphi$) theo một quy luật nhất định:
- Khi giá trị góc xiên của thân giếng giảm dần theo chiều sâu giếng khoan thì phương vị của thân giếng có xu hướng chuyển dịch sang bên phải so với trục của thân giếng.
- Khi giá trị góc xiên của thân giếng tăng dần theo chiều sâu giếng khoan thì phương vị của thân giếng có xu hướng chuyển dịch sang bên trái so với trục của thân giếng.
- Từ thực tế và kết quả nghiên cứu cho thấy trong trường hợp $\Delta\alpha \geq 0$ thì giá trị thay đổi $\Delta\varphi$ (hướng đi của choòng sang trái theo trục giếng) có xu hướng nhỏ hơn so với trường hợp ngược lại, kết quả này là hệ quả của tổng lực F với véc tơ thành phần P luôn có chiều đi xuống.

- Mối quan hệ giữa giá trị $\Delta\alpha$ và $\Delta\varphi$ trong quá trình khoan xiên và định hướng được hình thành trên cơ chế tương tác và cân bằng lực

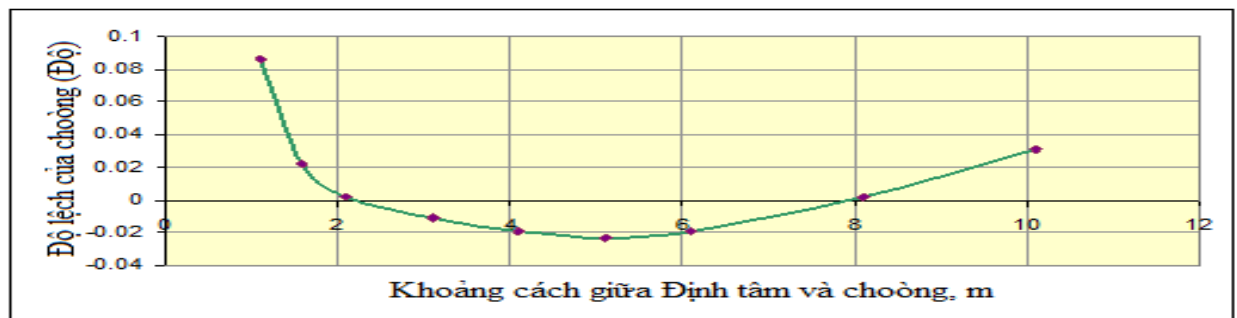
Từ những kết quả nghiên cứu trên, cho phép tính toán và xây dựng mối quan hệ giữa cấu trúc bộ khoan cụ (khoảng cách giữa định tâm thứ nhất và chòong) với các giá trị biến đổi thành phần lực tương tác trên chòong và giá trị cường độ thay đổi góc xiên và góc phương và được hoàn thiện thông qua sử dụng phương pháp phân tích phần tử hữu hạn (Finite Element Analysis) [1, 4, 5], thông qua phần mềm này có thể:

- Dự báo cường độ tăng, giảm góc xiên, hướng quay phương vị của bộ khoan cụ trong quá trình khoan.
- Xác định các biến dạng và lực tác dụng lên các thành phần bộ khoan cụ trong quá trình khoan nhằm tối ưu hóa việc thiết kế bộ khoan cụ, nghiên cứu các nguyên nhân sự cố, hỏng hóc...
- Tính toán các lực tác dụng lên chòong khoan, hướng đi của chòong khoan (bit orientation)
- Tính toán các ứng suất dọc, uốn, xoắn ... ở từng thành phần của bộ khoan cụ.

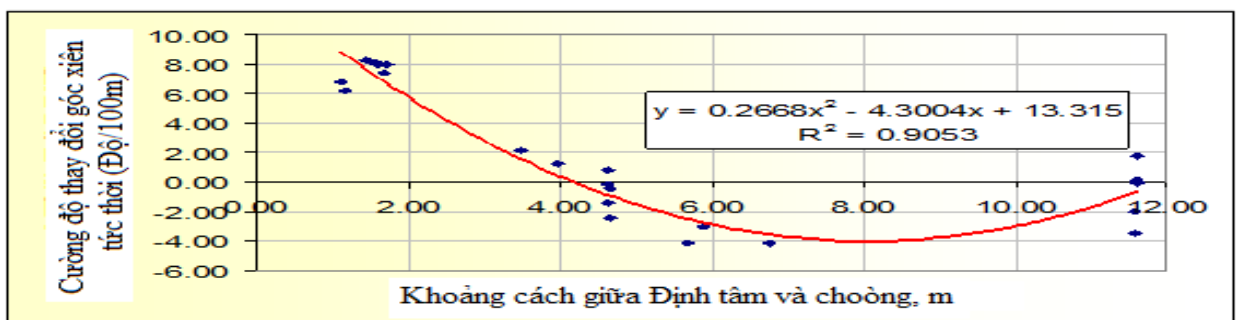
Kết quả tính toán đã cho thấy rõ mối quan hệ giữa vị trí đặt định tâm lên cường độ tăng giảm góc. Mối tương quan này được thể hiện rõ ở các hình 5, 6 và 7.



Hình 5. Biểu diễn mối tương quan giữa khoảng cách định tâm với lực sườn và cường độ thay đổi góc tính toán



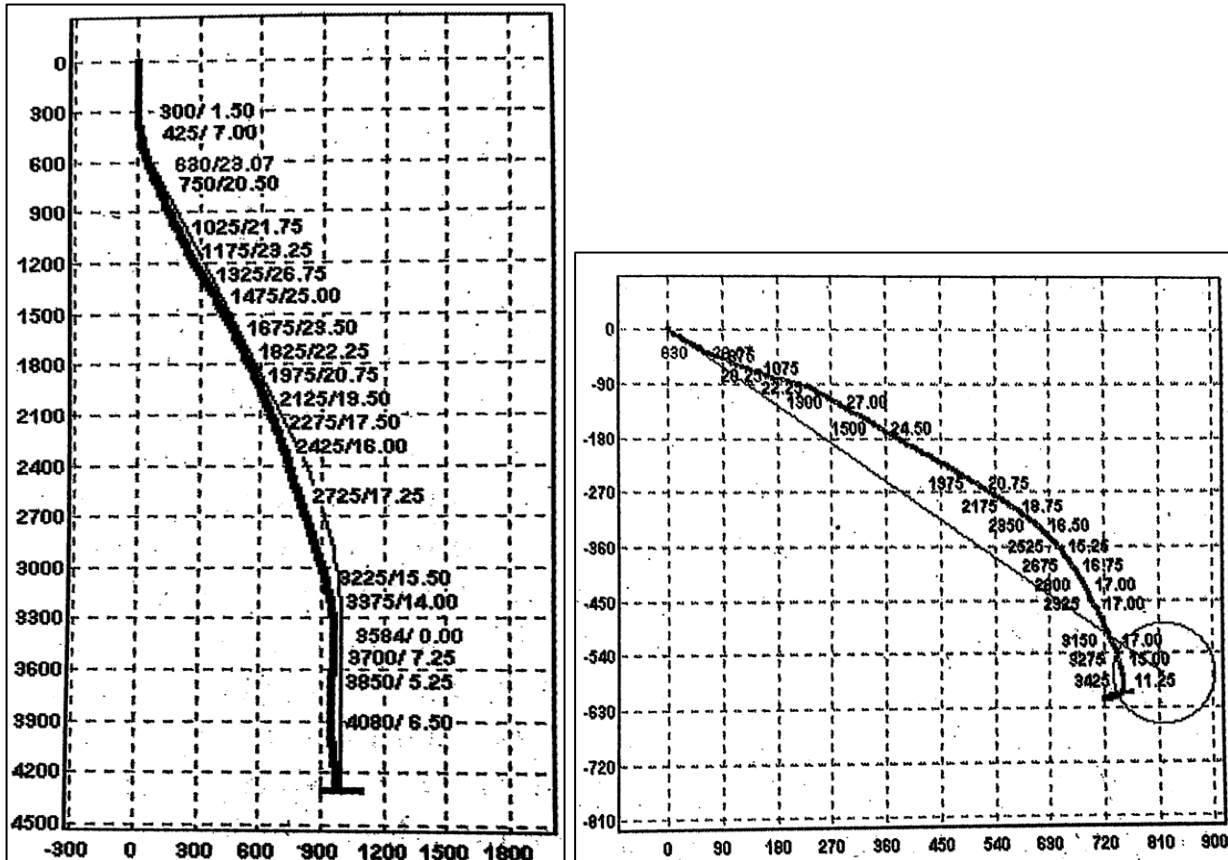
Hình 6. Biểu diễn mối tương quan giữa khoảng cách định tâm với góc lệch trục tính toán



Hình 7. Tương quan giữa khoảng cách định tâm và cường độ thay đổi góc thực tế khi khoan ở mỏ Bạch Hổ

Từ kết quả trình bày tại hình 5, 6 và 7, cho phép tính toán xây dựng bộ khoan cụ rô to không định hướng với kích thước cụ thể phù hợp với yêu cầu tăng, giảm hay ổn định góc xiên, cũng như góc phương vị của thân giếng. Bằng cấu trúc của bộ khoan cụ này cho phép tự điều chỉnh góc xiên và phương vị bằng trang thiết bị hiện có của Vietsovpetro mà không cần đến các thiết bị hiện đại trong giám sát lái chỉnh thân giếng.

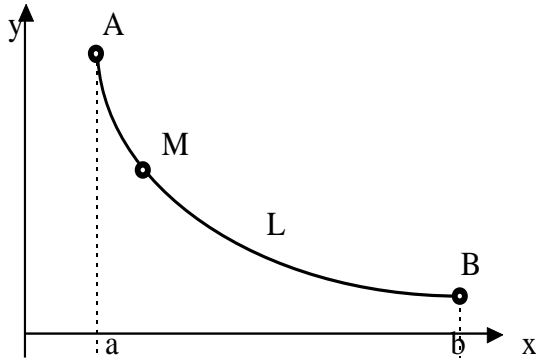
Để các số liệu tính toán phù hợp với thực tế của từng vùng mỏ, đòi hỏi phải phân tích và xử lý các số liệu thực tế về địa chất và thông số kỹ thuật của thiết bị sử dụng. Kết quả thực tế thi công khoan xiên định hướng bằng bộ khoan cụ rô to không định hướng được trình bày trong hình 8.



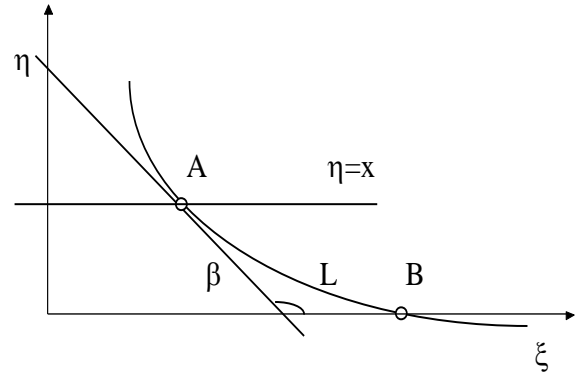
Hình 8. Hình chiếu đứng và chiếu bằng của quỹ đạo giếng khoan thực tế và thiết kế bằng bộ khoan cụ rô to không định hướng

Việc thiết kế và xây dựng quỹ đạo giếng khoan xiên định hướng từ trước tới nay hầu như chỉ được lựa chọn theo tính toán hình học, là sự tiếp tuyến giữa các đường thẳng và các cung tròn. Khoảng thập niên 80, dựa trên nguyên lý tạo dáng của dây chuyền (dây xích) mà các nhà khoa học Nga đã đưa ra quỹ đạo của giếng khoan theo hình dạng này. Nhưng với xu thế ngày càng có nhiều giếng khoan ngang và khoảng lệch đáy lớn cùng với sự tăng trưởng của chiều sâu giếng khoan nên đã nảy sinh ra nhiều bài toán khá nan giải như công suất thiết bị không đáp ứng, sự tăng trưởng của mô men phản cũng như lực ma sát luôn tỷ lệ thuận với chiều sâu, khoảng lệch đáy và nhất là phụ thuộc vào hình dạng của quỹ đạo thân giếng.

Xét các vấn đề đang tồn tại, dựa vào nguyên lý biến dạng Cơ-Lý trong chuyển động của con lăn để xác định đường đi nhanh nhất mà bài toán này đã được đề cập tới bởi Galilê, sau đây là nhà bác học Thụy sĩ logan Bernulli vào năm 1696. Có thể mô phỏng như sau:



Hình 9



Hình 10

Trong tọa độ mặt phẳng (x,y) một vật thể M có trọng lượng là m, dưới tác động của lực hút trọng trường sẽ bắt đầu chuyển động từ điểm A đến điểm B (không tính đến lực ma sát) theo cung đường L nào đấy (hình 9). Vấn đề ở đây là chọn cung đường L thế nào mà vật thể M chuyển động đến điểm B trong thời gian ngắn nhất ?

Bài toán này đã được các nhà bác học trên thế giới giải ra theo các giải pháp khác nhau như Bernulli, Leibnis, Lopital, Newton....

Ứng dụng kết quả của bài toán trên để tính toán và xây dựng quỹ đạo giếng khoan theo nguyên lý là đường đi của choòng khoan theo quỹ đạo này sẽ phải chi phí thời gian ít nhất. Như vậy, để giải quyết vấn đề này, chúng ta xem xét tổng thể hàm tích phân Nils Henric Abel- Nhà toán học Na-uy.

Giá trị tuyệt đối vận tốc chuyển động của vật thể có thể viết:

$$v = \sqrt{2g(x - \eta)}$$

Hình 10, gọi b là góc nghiêng cắt trục ξ .

Hoàn tất một vài phép tính , chúng ta nhận được:

$$dt = - \frac{d\eta}{\sqrt{2g(x - \eta)} \sin \beta}$$

Lấy tích phân của biểu thức này trong giới hạn từ 0 đến x và đặt $1/\sin \beta = j(h)$, sẽ nhận được hàm Abel:

$$\int_0^x \frac{\varphi(\eta) d\eta}{\sqrt{x - \eta}} = -\sqrt{2g} f_1(x)$$

đặt $-\sqrt{2g} f_1(x) = f(x)$, cuối cùng chúng ta sẽ được:

$$\int_0^x \frac{\varphi(\eta) d\eta}{\sqrt{x - \eta}} = f(x)$$

Trong đó: hàm $j(h)$ - là hàm phải tìm, còn $f(x)$ - là hàm cho trước.

Để xác định $j(h)$, có thể thiết lập biểu thức đường cong:

$$\varphi(\eta) = 1/\sin \beta, \eta = \phi(\beta).$$

$$d\xi = \frac{d\eta}{\operatorname{tg}\beta} = \frac{\phi'(\beta)d\beta}{\operatorname{tg}\beta}, \quad \xi = \int \frac{\phi'(\beta)d\beta}{\operatorname{tg}\beta} = \phi_1(\beta).$$

Thật vậy, nhiệm vụ đặt ra là cần thiết giải hàm tích phân có dạng với hàm chính $k(x,t)$, và $f(x)$ đã cho, để tìm hàm $j(x)$ chưa biết, sẽ được thực hiện tích phân hàm Volter bậc nhất [6].

$$f(x) = \int_0^x k(x,t)\varphi(t)dt$$

Biểu thức Abel được biểu diễn phần lớn dưới dạng chung như sau:

$$\int_0^x \frac{\varphi(t)dt}{(x-t)^\alpha} = f(x)$$

trong đó α - không đổi $0 < \alpha < 1$.

$$\varphi(x) = \frac{\sin \alpha \pi}{\pi} \left[\frac{f(0)}{x^{1-\alpha}} + \int_0^x \frac{f'(s)}{(x-s)^{1-\alpha}} ds \right].$$

Trong trường hợp khi $f(x)=\text{const}$ và $a=0.5$, chúng ta có:

$$\varphi(x) = \frac{C}{\pi\sqrt{x}} \quad \Rightarrow \quad \sin\beta = \frac{(\pi\sqrt{\eta})}{C}, \quad \eta = \frac{C^2}{\pi^2} \sin^2 \beta$$

Như vậy, ta có:

$$\xi = \frac{C^2}{\pi^2} (\beta + 0.5 \sin 2\beta) + C_1$$

$$\eta = \frac{C^2}{\pi^2} (1 - \cos 2\beta)$$

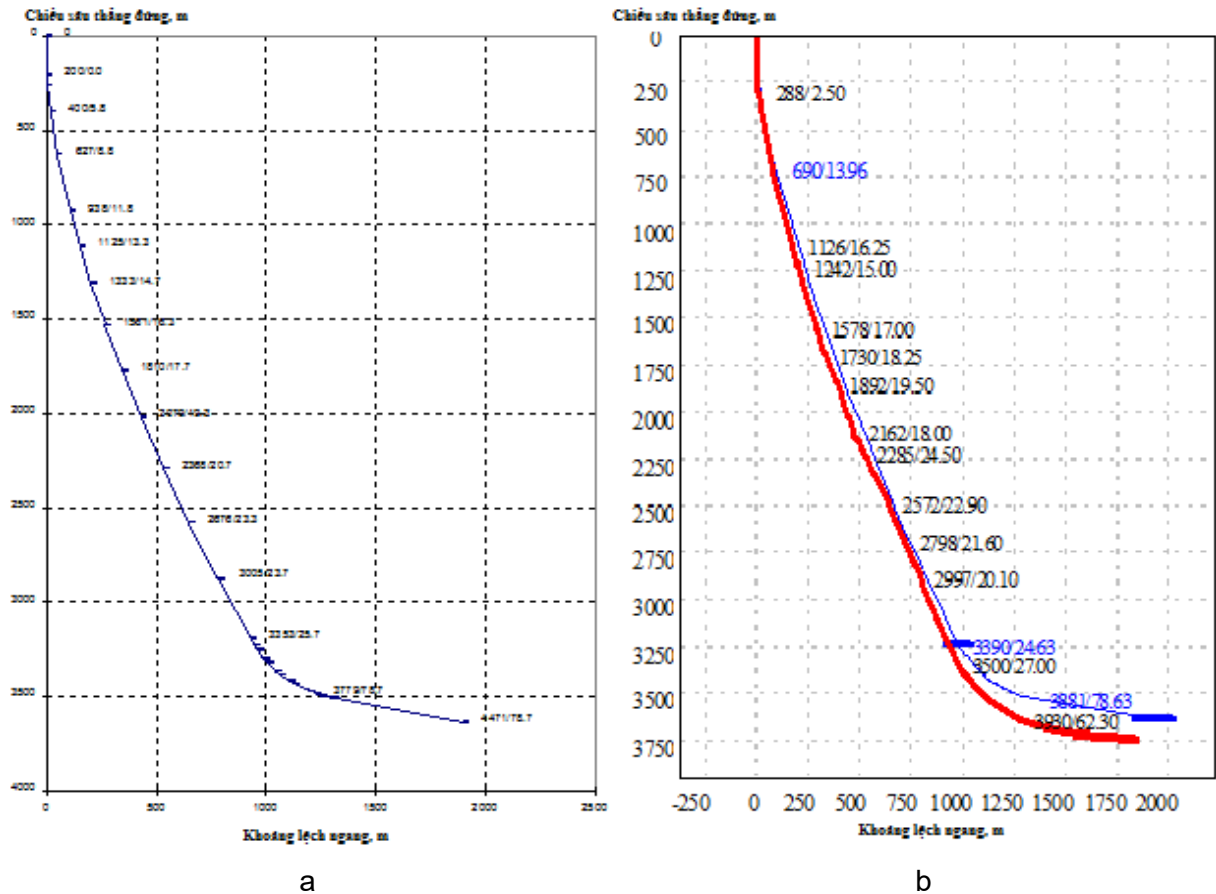
Vậy, chiều dài của cung L đến điểm cho trước B sẽ bằng:

$$L = \int_0^\beta \sqrt{(\xi')^2 + (\eta')^2} d\beta = 4r \left(1 - \cos\left(\frac{\beta}{2}\right) \right)$$

Sự khác nhau giữa hình dạng quỹ đạo mới với những hình dạng quỹ đạo đang sử dụng là: góc lệch của thân giếng tăng trưởng theo chiều sâu và khoảng lệch ngang nhưng cường độ thay đổi góc nghiêng trên 100m lại giảm dần (hình 11a). [2, 3, 6].

Giếng khoan 428-BK2 là giếng đầu tiên được đưa vào thử nghiệm khoan theo quỹ đạo mới (hình 11a), Công tác lái chỉnh xiên định hướng được thực hiện bằng các thiết bị hiện có của VSP. Sau khi cắt xiên tạo góc bằng thiết bị động cơ đáy với góc lệch đạt giá trị 5-6 độ, vấn đề tăng góc lệch được thực hiện bằng phương pháp khoan rôto không định hướng với 2 định tâm đến giá trị và cường độ thay đổi góc phù hợp với thiết kế ban đầu. (hình 11a). Điều quan trọng ở đây là sự ổn định góc phương vị khi khoan bằng phương pháp khoan roto với 2 định tâm trong quá trình góc lệch tăng trưởng.

Kết quả ứng dụng thử nghiệm quỹ đạo mới vào thực tế thi công xây dựng giếng ở Vietsovpetro (Hình 11b).



Hình 11. Quỹ đạo mới thiết kế và thực tế của giếng 428 BT

Hiệu quả kinh tế đạt được khi áp dụng việc xây dựng giếng theo quỹ đạo mới so với những giếng đã khoan (419, 423, 424) theo quỹ đạo cũ có kết quả tốt nhất đã được tính toán là 228368 USD.

Ngoài ra, tại giếng khoan này lần đầu tiên thả được ống lọc (Filter) 168x178mm xuống đến chiều sâu thiết kế với thân giếng có góc nghiêng lớn (85.9 độ) mà không cần phải doa thân giếng.

Những ưu điểm đạt được khi xây dựng giếng khoan theo quỹ đạo mới:

- Giảm tối thiểu 10% lực ma sát trong quá trình kéo thả.
- Giảm tối thiểu 20% mômen quay tại bàn rôto.
- Tiết kiệm 15-20% chi phí nhiên liệu khi khoan bằng phương pháp rôto.
- Giảm từ 5-7% thời gian thi công do tăng vận tốc cơ học của choàng.
- Giảm tối đa các sự cố và phức tạp trong quá trình xây dựng giếng khoan.
- Đảm bảo ổn định phương vị, có thể sử dụng BDCK không định hướng trong suốt quá trình thi công xây dựng giếng khoan.

Hiệu quả kinh tế đạt được: Vận tốc thương mại tăng 18-23%, tiết kiệm nhiên liệu khi khoan 13 USD cho 1 mét khoan.

Có thể thấy trên cơ sở của nguyên lý biến dạng Cơ-Lý của hòn bi lăn, cho phép tính toán thiết kế và xây dựng quỹ đạo hoàn toàn mới cho các giếng khoan xiên định hướng bằng trang thiết bị sẵn có của Vietsovpetro. Áp dụng quỹ đạo mới vào thực tế đã cho phép nâng cao hiệu quả kinh tế kỹ thuật trong công tác xây dựng giếng khoan. Với kết quả nghiệm cứu và đưa vào áp dụng thực tế quỹ đạo thân giếng mới đã được Cơ quan bảo hộ bản quyền Phát minh-Sáng chế Liên Bang Nga cấp bằng độc quyền sáng chế số 2370620 ngày 20/10/2009.



Hình 12. Bằng độc quyền sáng chế do Cơ quan bảo hộ bản quyền Phát minh – Sáng chế Liên Bang Nga cấp ngày 20/10/2009

KẾT LUẬN

Thực tế trong giai đoạn bất khả kháng khi bị cô lập không thể tiếp cận được với các trang thiết bị kỹ thuật và công nghệ hiện đại của thế giới. Bằng việc nghiên cứu quy luật hướng đi của thân giếng trên cơ chế phân bố lực tại chòong làm cơ sở tính toán xây dựng mối tương quan giữa cấu trúc bộ khoan cụ khoan rô to không định hướng với các giá trị cường độ thay đổi góc xiên và phương vị của thân giếng tương ứng. Đã xây dựng được bộ khoan cụ khoan rô to không định hướng phù hợp với yêu cầu thực tế, giảm thiểu thời gian phải giám sát quỹ đạo thân giếng bằng trang thiết bị hiện có của Vietsovpetro mà vẫn đáp ứng được yêu cầu của phát triển mỏ mà không cần phải sử dụng những thiết bị chuyên dụng hiện đại.

Ứng dụng nguyên lý biến dạng Cơ-Lý của hòn bi lăn, cho phép tính toán thiết kế và xây dựng quỹ đạo hoàn toàn mới cho các giếng khoan xiên định hướng, nhất là những giếng có độ dòi đáy lớn.

Áp dụng phương pháp lái chỉnh xiên bằng bộ khoan cụ khoan rô to không định hướng và quỹ đạo mới vào thực tế đã cho phép giải quyết được bài toán về thiết bị kỹ thuật chuyên dụng và công nghệ lạc hậu, cũng như nâng cao hiệu quả kinh tế kỹ thuật trong công tác xây dựng giếng khoan. Đặc biệt với bộ khoan cụ này vẫn có thể khoan lái chỉnh xiên trong các địa tầng phức tạp mất tuần hoàn.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Nguyễn Ngọc Kiểng, 1996. *Thống kê học trong nghiên cứu khoa học*, NXB Giáo dục, Hà Nội, tr.203-232.
2. A.KH. Mirzadzanzade, S. A. Chirin-Zade, 1986, *Nâng cao hiệu quả và chất lượng khoan các giếng sâu (tiếng Nga)*, NXB NEDRA Matxcova, tr. 241-250.
3. M. L. Blanc, 1990, *Bền vững và khu vực học trong động lực hỗn loạn (tiếng Nga)*, NXB MSMNO, Matxcova, tr. 9-26, 95-101.
4. V. G. Grigulexki, V. T. Lukianov, 1990, *Thiết kế bộ khoan cụ (tiếng Nga)*, NXB NEDRA, Matxcova, tr. 127-155.
5. Trần Xuân Đào. Hoàn thiện công nghệ khoan xiên định hướng có khoảng lệch đáy lớn hơn 1500m tại mỏ Bạch Hổ. M., 1996.
6. Krasnov M. L., Kiselev A. I., Makarenko G. I. Hàm tích phân. M., Nauka, 1968.

NGHIÊN CỨU VÀ ÁP DỤNG NHỮNG HỆ DUNG DỊCH KHOAN TIỀN TIẾN CỦA VIETSOVPETRO

Hoàng Hồng Lĩnh, Bùi Văn Thơ, Mai Duy Khánh, Phạm Đình Lơ
XN Khoan & SG- LD Vietsovpetro

MỞ ĐẦU

Do bị lệnh cấm vận của Mỹ nên suốt một thời gian dài Vietsovpetro không tiếp cận được với công nghệ dung dịch tiên tiến trên thế giới. Đồng thời, trong thời gian của lệnh cấm vận này, hệ thống tách lọc pha rắn được lắp đặt trên các giàn khoan của Vietsovpetro chủ yếu được nhập về từ Liên Xô cũ nên không hiện đại và thiếu đồng bộ. Vì vậy, hệ dung dịch đã được áp dụng tại Vietsovpetro chủ yếu là hệ dung dịch truyền thống FCL-AKK của Liên Xô (cũ) phù hợp với hệ thống tách lọc pha rắn tại đây.

Sau khi lệnh cấm vận được bãi bỏ, Vietsovpetro có điều kiện được tiếp cận với những hóa phẩm dung dịch mới. Tuy nhiên, hệ thống tách lọc pha rắn đã lắp đặt trên các giàn khoan không thể thay đổi và làm đồng bộ ngay. Do đó, tập thể tác giả dung dịch Vietsovpetro đã dày công nghiên cứu, kết hợp hợp lý giữa dung dịch truyền thống với dung dịch hiện đại nhằm pha chế ra được những hệ dung dịch tiên tiến để vừa nâng cao khả năng ức chế sét, vừa tận dụng những ưu điểm của sét (như: tạo lớp vỏ bùn không thấm, bền chắc trên thành giếng khoan và tính bền nhiệt cao...), đồng thời lại phù hợp với hệ thống thiết bị tách lọc pha rắn đang được lắp trên các giàn khoan của Vietsovpetro. Hệ dung dịch KGAC được ra đời cách đây khoảng 10 năm là trong bối cảnh này. Tiếp theo đó, lần lượt là các hệ dung dịch KGAC PLUS và KGAC PLUS M1 đã được nghiên cứu và áp dụng thử nghiệm thành công tại Vietsovpetro.

1. Hệ dung dịch KGAC

1.1. Giới thiệu

Hệ dung dịch KGAC là sự kết hợp giữa hai tác nhân ức chế sét (FCL và AKK) của hệ dung dịch truyền thống FCL-AKK với hai tác nhân ức chế sét (KCl và Glycol) của hệ dung dịch tiên tiến KCl/Glycol. Trong đó, FCL ức chế sét theo cơ chế phân tán sét; AKK ức chế sét theo cơ chế keo tụ sét; KCl ức chế sét theo cơ chế liên kết của ion K^+ ; Glycol ức chế sét theo cơ chế tạo màng bao quanh các cấu tử sét. Cả bốn tác nhân ức chế này đều tương hợp với nhau và tương thích với các thành phần khác trong hệ dung dịch KGAC (như: Xanthangum, PAC-LV, bôi trơn...). Sau khi được nghiên cứu thành công trong phòng thí nghiệm, hệ dung dịch KGAC đã được áp dụng thử nghiệm với kết quả rất tốt tại 02 giếng khoan của Vietsovpetro, đã giảm thiểu đáng kể phức tạp, sự cố và thời gian phi sản xuất, đem lại hiệu quả kinh tế hơn một triệu USD. Từ đó, hệ dung dịch KGAC được áp dụng rộng rãi cho hơn 50 giếng khoan của Vietsovpetro.

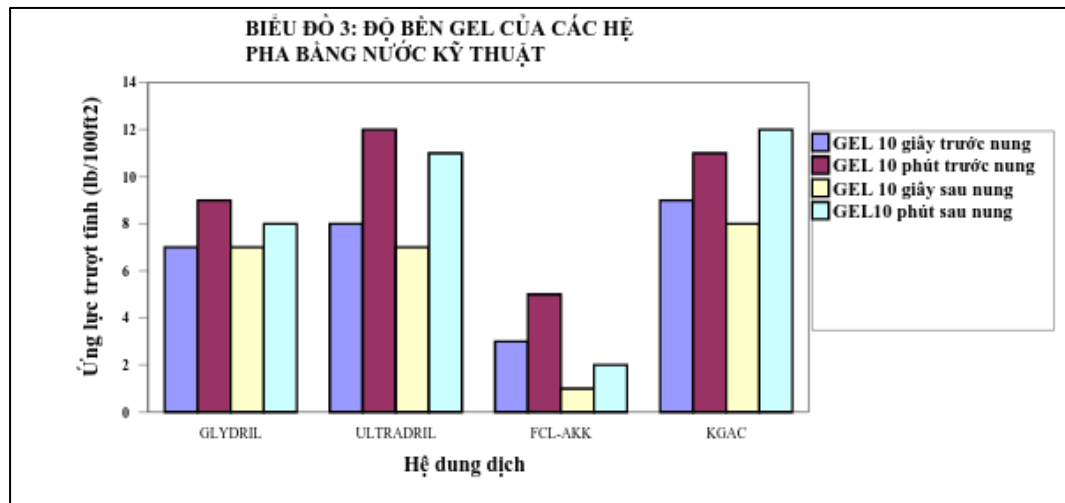
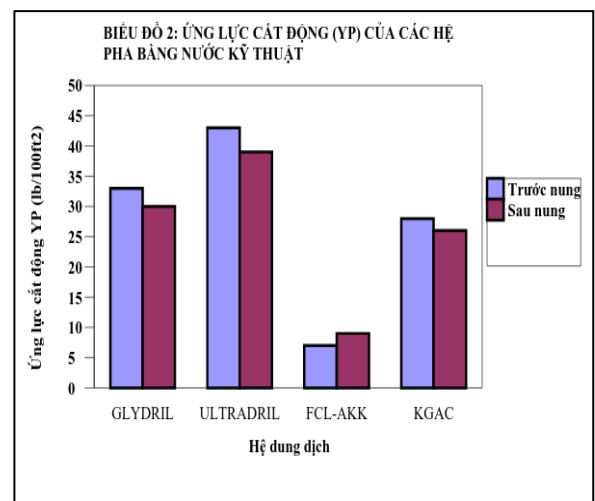
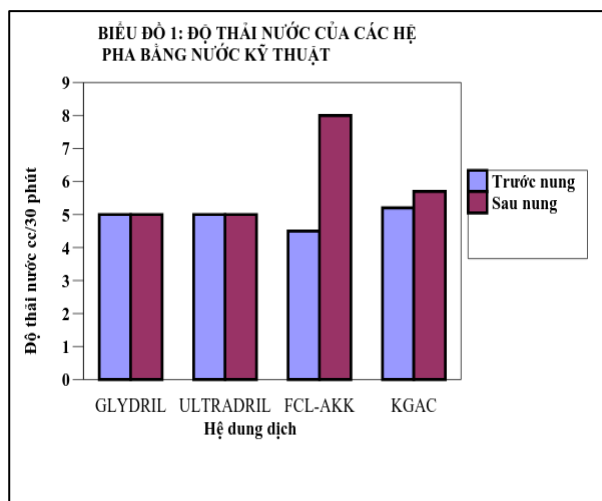
1.2. Một số kết quả nghiên cứu thí nghiệm đặc trưng của hệ dung dịch KGAC

Hệ dung dịch KGAC được tiến hành nghiên cứu, thí nghiệm và so sánh với 3 hệ dung dịch: FCL/AKK, Glydril, Ultradril. Các hệ dung dịch được pha chế trên nền nước kỹ thuật. Kiểm tra các thông số dung dịch trước nung tại nhiệt độ 25°C. Sau đó, các mẫu dung dịch được tiến hành nung tại lò nung quay ở 130°C trong 40 tiếng. Dung dịch sau khi nung tiếp tục được tiến hành kiểm tra các thông số, đặc biệt là mức độ trương nở sét.

Các kết quả so sánh về thông số chính của các hệ dung dịch được thể hiện qua bảng 1 và hình 1, 2, 3.

Bảng 1. Thông số của các hệ dung dịch trước và sau nung

No	Tên hệ dung dịch	Độ thải nước (ml / 30 phút)		Ứng lực cắt động (YP) (lb/100ft ²)		Độ bền Gel (lb/100ft ²)	
		Trước nung	Sau nung	Trước nung	Sau nung	Trước nung	Sau nung
1	GLYDRIL	5	5	33	30	7/9	7/8
2	ULTRADRIL	5	5	43	39	8/12	7/11
3	FCL/AKK	4,5	8	7	9	3/5	1/2
4	KGAC	5,2	5,7	28	26	9/11	8/12



Hình 1, 2, 3. So sánh các thông số độ thải nước, YP và Gel của các hệ dung dịch

Nhận xét: Từ các kết quả nghiên cứu thể hiện trên hình 1, 2, 3, qua so sánh các thông số chính, cho thấy: hệ dung dịch ức chế mới KGAC có tính ưu việt hơn hẳn hệ dung dịch truyền thống FCL/AKK và tương đương với hệ dung dịch Glydril đang được các nhà thầu hiện nay sử dụng rộng rãi tại các giếng khoan của Vietsovpetro. Cụ thể là:

- Về độ thải nước: Giá trị độ thải nước trước nung tương đương với các hệ khác, giá trị sau nung tốt hơn hệ FCL/AKK và tương đương hệ Glydril.

- Ứng lực cắt động (YP): cả giá trị trước và sau nung tốt hơn hẳn so với hệ FCL/AKK, tương đương hệ Glydril.
- Độ bền Gel: giá trị cho thấy dung dịch bền nhiệt sau khi nung tốt hơn hệ FCL/AKK và tương đương hệ Glydril.

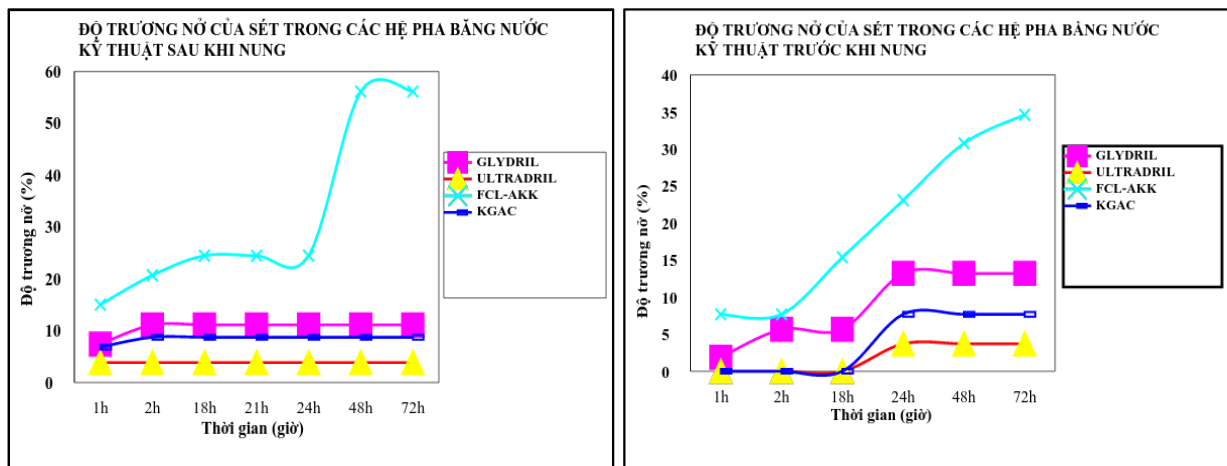
Thí nghiệm so sánh mức độ ức chế trương nở sét giữa một số hệ dung dịch tiên tiến được tiến hành kiểm tra trên máy Swellmeter, mẫu sét được dùng là sét đã hoạt hóa. Tiến hành nén mẫu sét ở 6.000 psi (408at). Với điều kiện địa chất của các mỏ thuộc LD Vietsovpetro, thì điều kiện thí nghiệm tương đương với tầng Oligocen có chứa nhiều sét hoạt tính. Thời gian tiếp xúc của mẫu lõi sét trong dung dịch khoan lên đến 72 tiếng.



Hình 4. Thiết bị đo trương nở sét Swellmeter

Nhận xét: Qua kết quả kiểm tra độ trương nở sét của các hệ dung dịch được thể hiện trên hình 5, hệ dung dịch mới KGAC đã thể hiện được tính ức chế sét cao, tương đương và có phần vượt trội hơn so với hệ Glydril của công ty MI-SWACO.

Trong quá trình nghiên cứu và thí nghiệm, nhóm tác giả đã tiến hành hàng loạt các đơn pha chế với những hàm lượng cũng như trình tự pha trộn khác nhau nhằm mục đích lựa chọn ra được một đơn pha chế phù hợp với các yêu cầu kỹ thuật của Vietsovpetro.



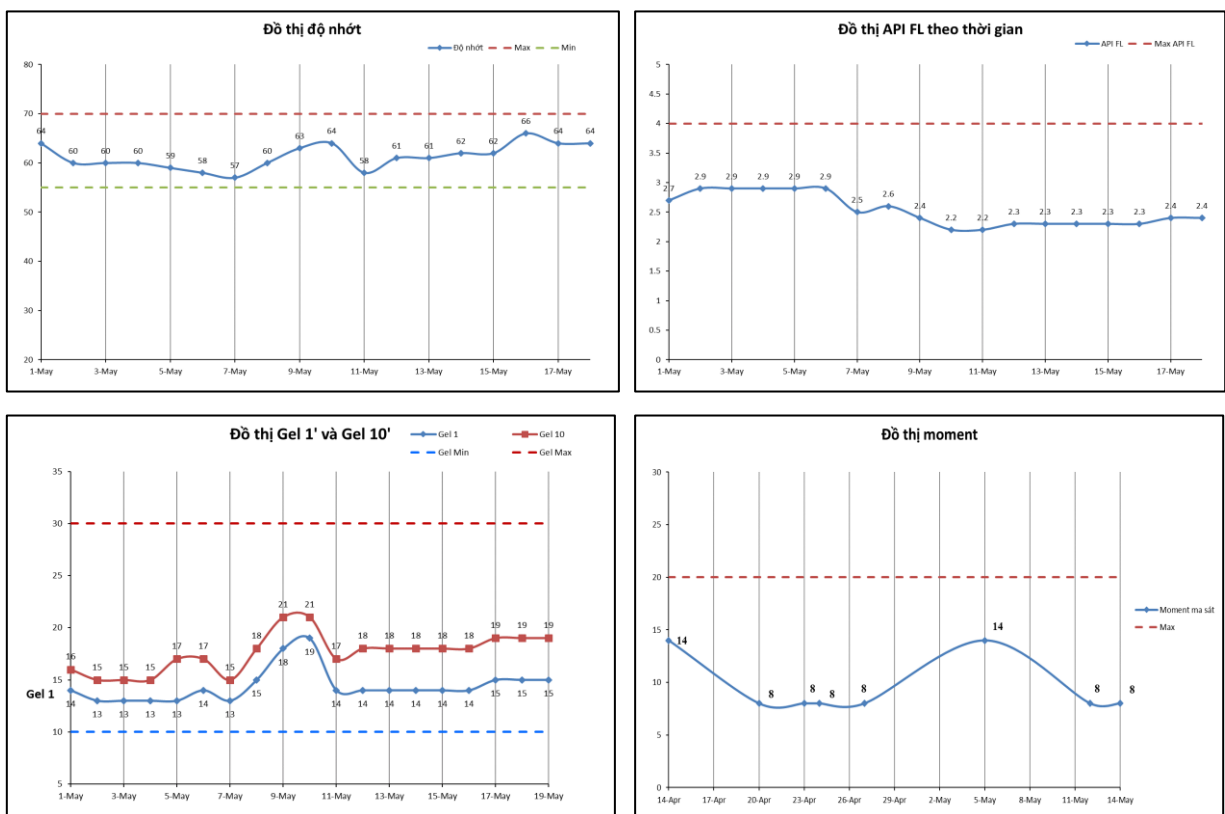
Hình 5. So sánh độ trương nở sét giữa các hệ dung dịch (trước và sau nung)

1.3. Một số kết quả thử nghiệm

Từ các kết quả khả quan thể hiện trong phòng thí nghiệm, đã triển khai áp dụng thử nghiệm công nghiệp hệ dung dịch KGAC tại 2 giếng khoan trên giàn Tam Đảo 2. Việc thử nghiệm tại 2 giếng khoan này đều thành công, đạt được các yêu cầu về kỹ thuật, giá thành rẻ hơn và giảm tác động xấu tới môi trường. Một số kết quả thực tế được trình bày trên các hình ảnh, đồ thị sau:



Hình 6. Hình ảnh thực tế thi công tại giàn khoan Tam Đảo 2 - Bộ khoan cụ khi kéo lên rất ít bị dính bám sét, mùn khoan tại sàn rung được ức chế tốt, trạng thái khô, vo viên, không dính bết



Hình 7. Kết quả thực tế đo các thông số dung dịch KGAC khi thi công khoan giếng

Nhận xét: các đồ thị biểu diễn những giá trị thông số thực tế của dung dịch cho thấy: hệ dung dịch KGAC đáp ứng tốt các yêu cầu kỹ thuật khi thi công giếng khoan của Vietsovpetro. Các thông số dung dịch đều nằm trong khoảng thiết kế và khá ổn định trong suốt thời gian khoan.

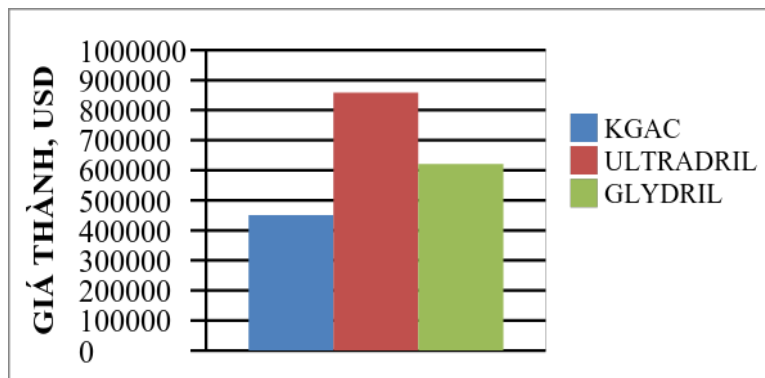
Sau quá trình thử nghiệm thành công, năm 2015, Lãnh đạo Vietsovpetro đã cho phép XN Khoan & SG tiếp tục áp dụng rộng rãi hệ dung dịch KGAC tại nhiều giếng khoan của Vietsovpetro và đều đạt các kết quả khả quan.

1.4. Hiệu quả kinh tế ban đầu

Về hiệu quả kinh tế khi áp dụng hệ dung dịch này, nhóm tác giả đã thử làm một phép so sánh chi phí thuê dịch vụ dung dịch của giếng A1 (sử dụng hệ dung dịch Glydril của Công ty MI

SWACO) với chi phí tự thi công giếng A2 bằng hệ dung dịch KGAC. Hai giếng này đều thi công trên 1 giàn và cùng có các điều kiện địa chất tương tự.

Thực tế, trong quá trình thi công giếng khoan thì giá thành cao nhất thường là công đoạn khoan 12-1/4" và 8-1/2" (khi khoan qua những thành hệ sét hoạt tính). Qua các giếng khoan đã thi công, trung bình phải sử dụng khoảng 1000 m³ dung dịch để khoan công đoạn này. Nếu sử dụng hệ dung dịch KGAC, thì có thể tiết kiệm được khoảng 160,000 USD\$ (so với dùng hệ Glydril).



Hình 8. So sánh giá thành các hệ dung dịch

2. Hệ dung dịch KGAC PLUS

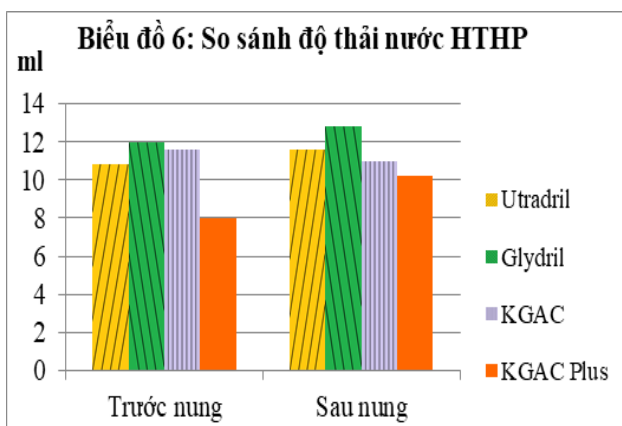
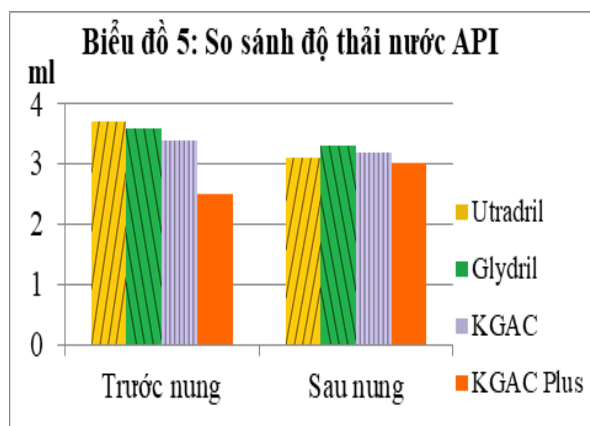
2.1. Giới thiệu

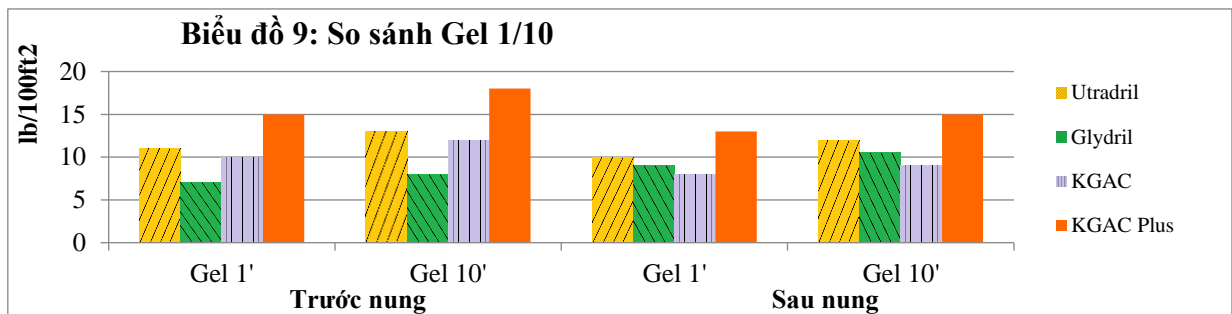
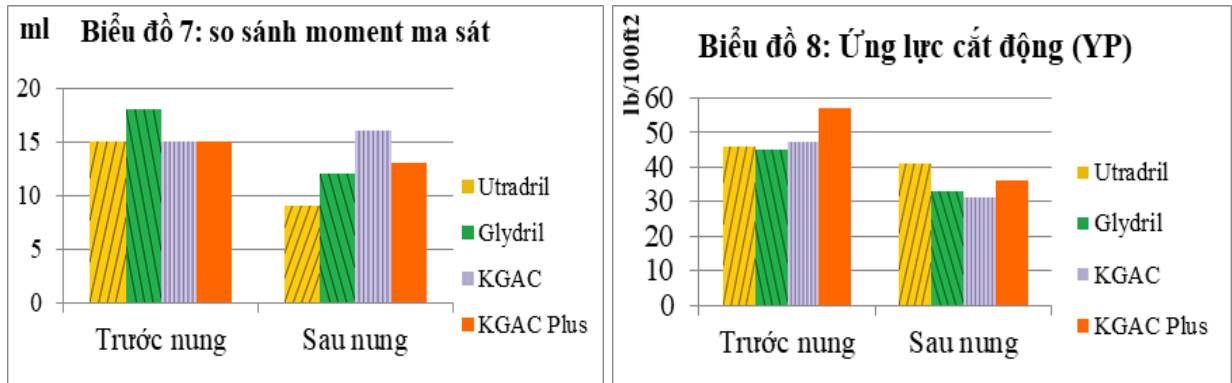
Không dừng lại ở kết quả đạt được khi áp dụng hệ dung dịch KGAC, tập thể tác giả dung dịch Vietsovpetro lại tiếp tục nghiên cứu, bổ sung thêm hóa phẩm ức chế bao bọc HyPR-CAP (tương đương ULTRACAP trong hệ ULTRADRIL là hệ dung dịch của MI SWACO-Mỹ). Hóa phẩm HyPR-CAP tương thích với các thành phần khác trong hệ dung dịch, tạo thành hệ dung dịch KGAC PLUS có chất lượng tương đương hệ dung dịch gốc nước tiên tiến nhất đang được áp dụng trên thềm lục địa Việt Nam. Hệ dung dịch KGAC PLUS lại tiếp tục gặt hái được thành công với hiệu quả kinh tế cho năm đầu áp dụng hơn hai triệu USD. Hai hệ dung dịch KGAC và KGAC PLUS đã được cấp chứng chỉ an toàn môi trường sinh thái và được tổ chức sở hữu trí tuệ thế giới WIPO tặng thưởng huy chương vàng năm 2018.

2.2. Một số kết quả nghiên cứu thí nghiệm đặc trưng của hệ dung dịch KGAC PLUS

Trên cơ sở kết quả nghiên cứu hệ KGAC, nhóm tác giả đã nghiên cứu bổ sung thành phần chất ức chế bao bọc mới (HyPR-CAP) với những hàm lượng và quy trình pha trộn khác nhau. Từ đó, nghiên cứu: tính tương hợp, độ ổn định các thông số dung dịch, khả năng ức chế sét, độ bền nhiệt, độ bôi trơn... so với hệ dung dịch ULTRADRIL và một số hệ dung dịch tiên tiến khác.

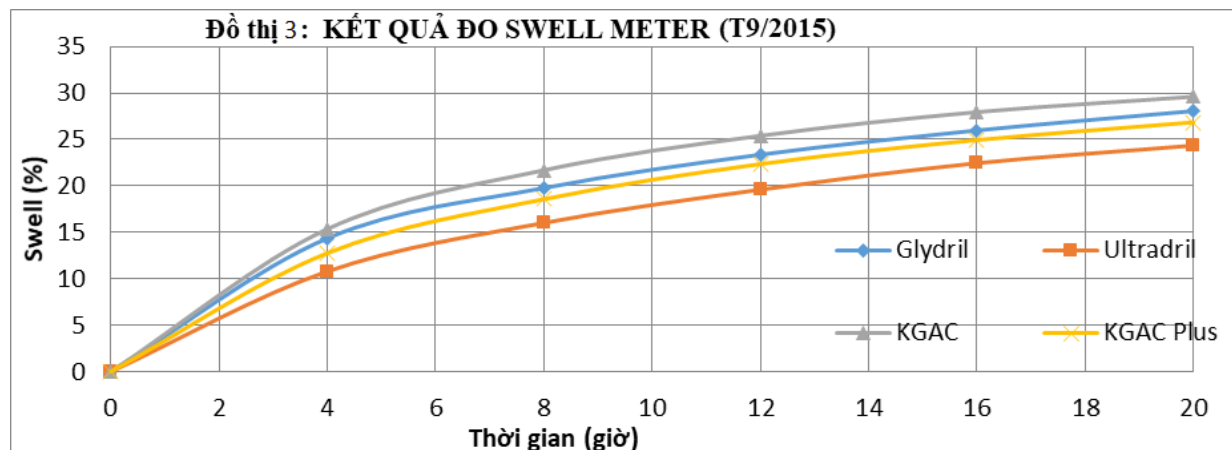
Các kết quả thí nghiệm được thể hiện trong hình 9.





Biểu đồ 5, 6: Độ thải nước của hệ KGAC Plus đã được cải thiện tốt hơn hệ KGAC
 Biểu đồ 7: Khả năng bôi trơn của Hệ KGAC-Plus đã được cải thiện tốt hơn hệ KGAC.
 Biểu đồ 8, 9: Các thông số lưu biến sau nung của hệ KGAC Plus tốt hơn so với hệ KGAC và tương đương với hệ Utradril.

Hình 9. So sánh các thông số của hệ dung dịch KGAC Plus với một số hệ khác



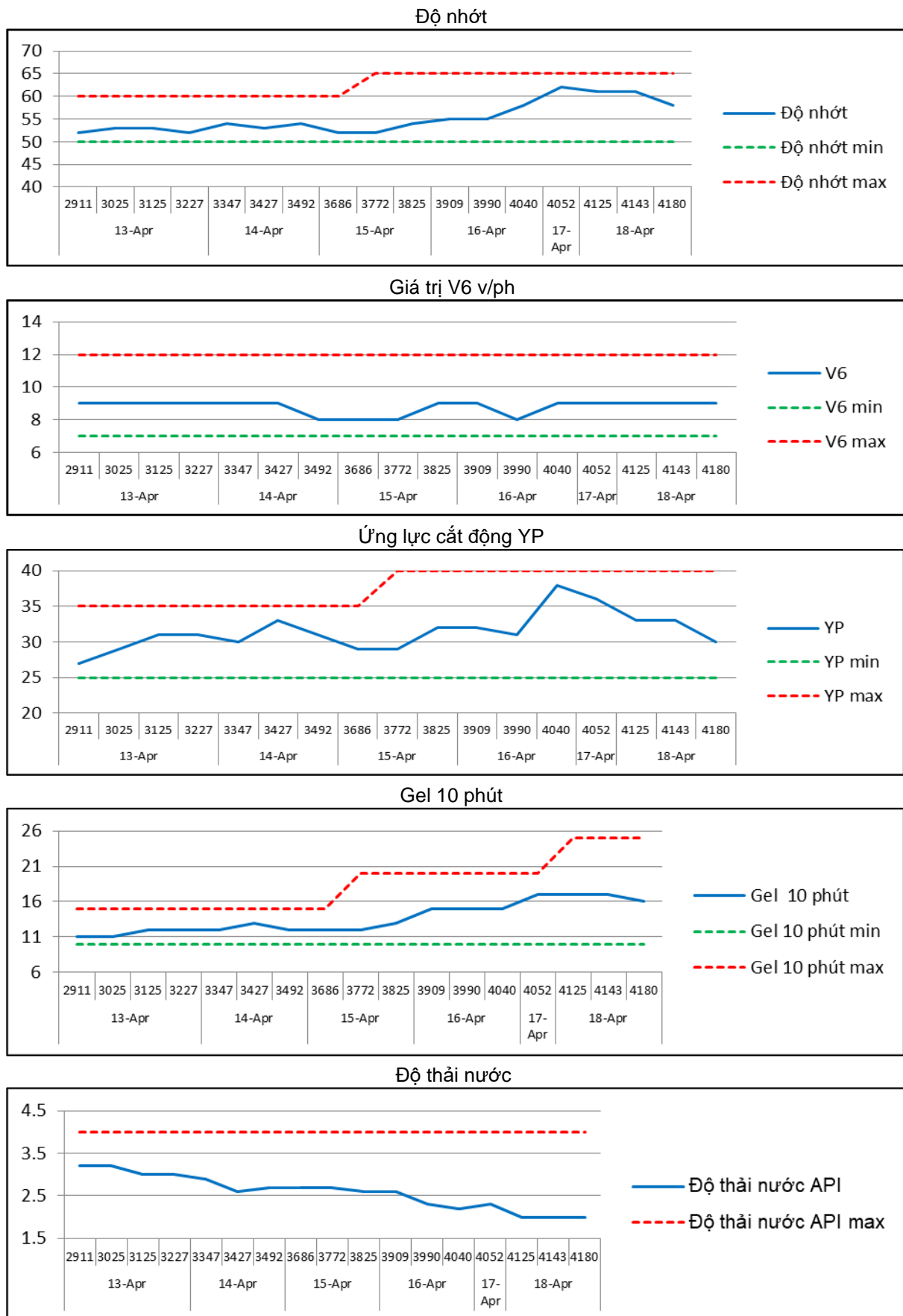
Hình 10. Kết quả đo mức độ trương nở của sét trên thiết bị Swellmeter

Khả năng ức chế sét của hệ dung dịch KGAC-Plus tốt hơn hệ Glydril, KGAC và gần tương đương với hệ dung dịch Utradril.

2.3. Một số kết quả thử nghiệm.

Hệ dung dịch KGAC PLUS đã được áp dụng thử nghiệm thành công khi khoan 2 giếng tại giàn TD 03 và giàn Cửu Long. Các giếng khoan này đã không gặp những phức tạp, sự cố và được chống ống trơn tru đến sát đáy.

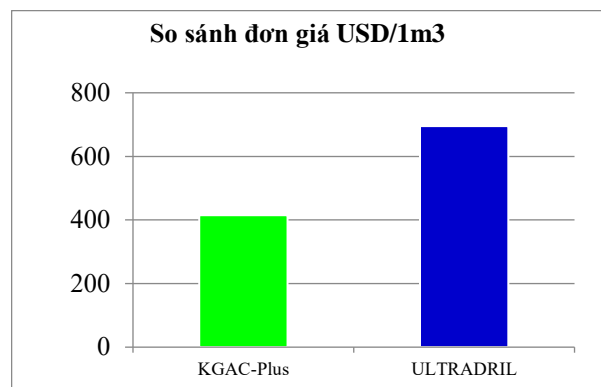
Nhận xét: Các thông số dung dịch ổn định, đạt yêu cầu kỹ thuật và nằm trong khoảng giá trị thiết kế cho phép.



Hình 11. Các thông số dung dịch đo được tại giếng khoan A3 áp dụng hệ KGAC Plus

2.4. Hiệu quả kinh tế ban đầu

Kết quả thí nghiệm cho thấy chất lượng hệ dung dịch KGAC PLUS tương đương với hệ dung dịch Ultradril (hệ dung dịch gốc nước ức chế sét tốt nhất hiện nay của công ty MI SWACO-USA, đang được áp dụng trên thế giới). Giá thành điều chế hệ dung dịch KGAC PLUS bằng khoảng 60% so với hệ dung dịch Ultradril. Nếu áp dụng hệ dung dịch này thì có thể tiết kiệm được khoảng 300.000 USD/1giếng khoan, chưa kể đến các yếu tố khác. Trung bình 1 năm, Vietsovpetro thi công được 20-25 giếng khoan. Do vậy dự kiến, Vietsovpetro sẽ tiết kiệm được khoảng từ 6-7 triệu USD/năm.



Hình 12. So sánh đơn giá hệ KGAC Plus và Ultradril

2.5. Chứng nhận an toàn môi trường sinh thái của 2 hệ dung dịch mới KGAC và KGAC PLUS

Sau khi nghiên cứu và áp dụng thành công 2 hệ dung dịch KGAC và KGAC PLUS, tác giả đã tiến hành gửi mẫu cho Trung tâm nghiên cứu và phát triển An toàn và Môi trường dầu khí – Viện dầu khí Việt Nam, để tiến hành phân tích và đánh giá mức độ an toàn môi trường sinh thái cho 2 hệ dung dịch này.

Trung tâm đã tiến hành thử nghiệm độ độc của 2 hệ dung dịch này đối với tảo biển *Skeletonema* và ấu trùng Tôm sú *Penaeus monodon*, đúng quy trình tiêu chuẩn quản lý chất lượng theo tiêu chuẩn ISO 9001:2008 và TCVN ISO/IEC 17025:2007.

Sau quá trình thí nghiệm, Trung tâm nghiên cứu và phát triển An toàn và Môi trường dầu khí – Viện dầu khí VN, kết luận như sau:

Căn cứ vào kết quả thử nghiệm độ độc cấp tính đối với tảo biển *Skeletonema* và ấu trùng Tôm sú *Penaeus monodon*, hai hệ dung dịch KGAC và KGAC PLUS được xếp vào **nhóm E** – là **nhóm tốt nhất theo hệ thống phân loại độc tính hóa chất OCNS (Offshore Chemicals Notification Scheme, UK)**.

3. Hệ dung dịch KGAC PLUS M1

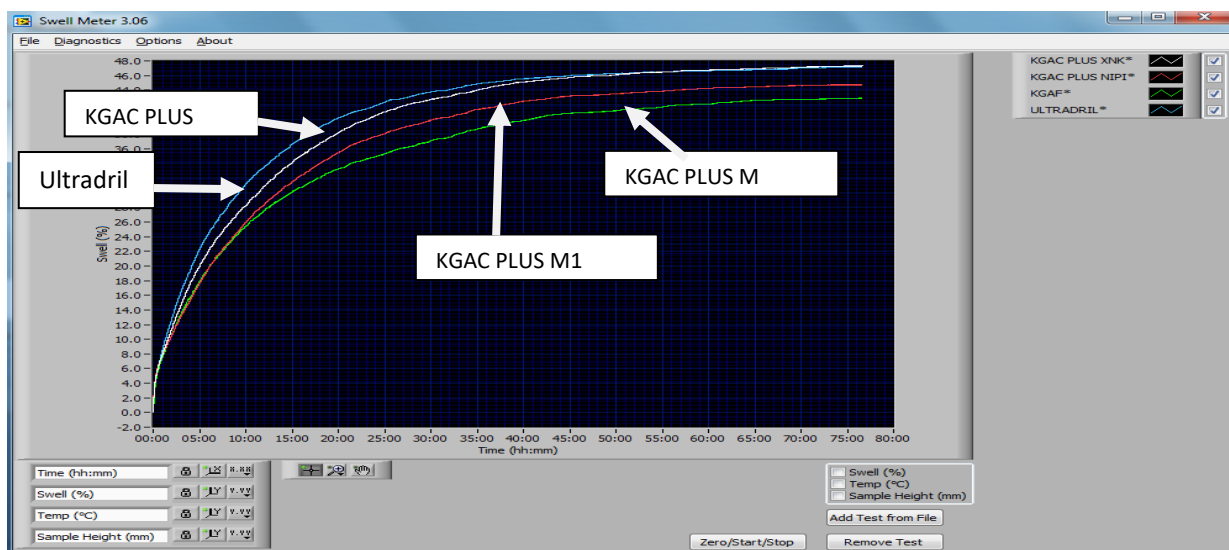
3.1. Giới thiệu:

Hệ dung dịch KGAC PLUS M1 về thành phần có những thay đổi so với hệ dung dịch KGAC PLUS. Cụ thể là: không sử dụng KOH và AKK trong hệ dung dịch, mà thay vào đó là Polyhib để vừa tăng pH, vừa ức chế sét (theo cơ chế ức chế của polyamin là tạo liên kết ion, nhờ NH_2^+). Hệ KGAC PLUS M1 đang được áp dụng rất thành công cho gần 100 giếng khoan của Vietsovpetro. Hệ KGAC PLUS M1 đã đoạt giải nhất tại hội thi sáng tạo kỹ thuật toàn quốc (VIFOTEC) năm 2020.

3.2. Một số kết quả nghiên cứu thí nghiệm đặc trưng hệ dung dịch KGAC PLUS M1

Các kết quả thí nghiệm trong phòng về nghiên cứu mức độ ức chế sự trương nở sét của hệ dung dịch KGAC PLUS M1 so với những hệ dung dịch ức chế khác, được trình bày trong hình 13.

Kết quả nghiên cứu, thí nghiệm cho thấy: hệ dung dịch ức chế mới KGAC Plus M1 có tính ưu việt hơn hẳn các hệ dung dịch KGAC PLUS của VSP đang thi công và Ultradril của công ty MI SWACO hiện đang được các nhà thầu sử dụng.



Hình 13. Kết quả đo độ trương nở sét trên thiết bị Swellmeter

3.3. Một số kết quả thử nghiệm

Kết quả áp dụng thử nghiệm hệ dung dịch KGAC Plus M1 tại các giếng khoan dầu khí: Bộ khoan cụ khi kéo lên sạch, không bị dính bết. Mùn khoan lên tại sàng rung được ức chế vo viên lại, không dính bết. Tại giếng khoan áp dụng thử nghiệm các thông số dung dịch ổn định, đạt yêu cầu kỹ thuật và nằm trong khoảng giá trị thiết kế cho phép.



Hình 14. Hình ảnh bộ khoan cụ và mùn khoan tại sàng rung khi thử nghiệm hệ KGAC Plus M1

3.4. Hiệu quả kinh tế ban đầu

Kết quả thí nghiệm và thử nghiệm cho thấy chất lượng hệ KGAC Plus M1 tương đương với hệ dung dịch Ultradril (hệ dung dịch gốc nước tốt nhất hiện nay). Giá thành điều chế 1m³

dung dịch KGAC Plus M1 là 357 USD rẻ hơn nhiều so với 1m³ dung dịch Ultradril 698 USD. Như vậy để thi công 1 giếng khoan cho công đoạn sử dụng hệ dung dịch ức chế sét cao, thông thường cần sử dụng khoảng 1000 ÷ 1500m³ dung dịch ức chế sét. Do đó, nếu áp dụng hệ dung dịch KGAC Plus M1 thì có thể tiết kiệm được khoảng 340.000 ÷ 520.000 USD, chưa kể đến yếu tố khác (mức độ pha loãng, độ bền nhiệt, độ dung nạp sét, thời gian thuê giàn, nhân công,...).

Theo số liệu tiêu hao hóa phẩm thực tế thử nghiệm hệ dung dịch KGAC PLUS M1 cho 4 giếng khoan là: 933,496 USD. So với 4 giếng khoan có điều kiện tương tự thi công bằng hệ dung dịch Ultradril hoặc tương đương là: 2,467,092 USD. Như vậy đã tiết kiệm được khoảng 1,533,596 USD. Trung bình 1 năm, Vietsovpetro thi công được khoảng 20 giếng khoan. Do vậy dự kiến, Vietsovpetro sẽ tiết kiệm được khoảng 8 triệu USD/năm.

4. Nhận xét, đánh giá khả năng áp dụng.

Qua quá trình nghiên cứu, thí nghiệm và áp dụng thành công tại nhiều giếng khoan, hệ dung dịch này đã được cho phép áp dụng đại trà tại các giếng khoan của Vietsovpetro. Nhóm tác giả thuộc XN Khoan & SG-Vietsovpetro, đã đưa ra được 03 hệ dung dịch mới: KGAC, KGAC PLUS, KGAC Plus M1, đạt mọi tiêu chí về kinh tế, kỹ thuật, đảm bảo an toàn cho con người và môi trường sinh thái.

Từ năm 2019 đến nay, theo kế hoạch của LD Vietsovpetro, đang tiếp tục áp dụng rộng rãi những hệ dung dịch này tại nhiều giếng khoan của Vietsovpetro, nhằm thay thế cho việc phải thuê dịch vụ dung dịch của bên ngoài và tiến tới đi làm dịch vụ dung dịch cho bên ngoài.

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

Qua các kết quả nghiên cứu thí nghiệm và áp dụng thực tế cho thấy:

Hiệu quả kỹ thuật và khả năng áp dụng 3 hệ dung dịch tiên tiến KGAC, KGAC PLUS và KGAC PLUS M1

Cả 3 hệ dung dịch mới này đều tương đương hoặc có phần vượt trội so với các hệ dung dịch tiên tiến có chất lượng cao hiện nay (như hệ Glydril, Ultradril của Công ty MI SWACO-USA), đảm bảo khoan tốt qua các địa tầng sét hoạt tính cao và có điều kiện địa chất phức tạp. Đồng thời, cả 3 hệ dung dịch này đều phù hợp với các điều kiện kỹ thuật của Vietsovpetro và đảm bảo an toàn cho môi trường sinh thái.

Tùy vào điều kiện phức tạp của địa tầng, địa chất mà lựa chọn hệ dung dịch phù hợp để thi công giúp tiết kiệm chi phí mà vẫn đảm bảo yêu cầu kỹ thuật của giếng khoan.

Hiệu quả kinh tế và xã hội

Việc áp dụng 3 hệ dung dịch trên, đạt hiệu quả kinh tế cao, góp phần giải quyết được những vấn đề vướng mắc, khó khăn hiện nay trong bối cảnh giá dầu suy giảm, đồng thời đào tạo được một đội ngũ cán bộ công nhân viên chuyên ngành dung dịch có chuyên môn cao, có thể tự lực thi công dung dịch trọn gói những giếng khoan dầu khí, mà không cần thuê dịch vụ dung dịch bên ngoài. Đặc biệt là có thể sử dụng vật tư hóa phẩm sẵn có trên thị trường, không bị độc quyền và hoàn toàn làm chủ về công nghệ để tự thi công các giếng khoan phức tạp.

ĐỀ XUẤT

Nhằm nâng cao chất lượng và hiệu quả cho hệ dung dịch tiên tiến hiện nay của Vietsovpetro, tập thể tác giả dung dịch đang tiến hành nghiên cứu thí nghiệm:

1. Nâng cao ức chế cho hệ KGAC PLUS M1

Nghiên cứu áp dụng hóa phẩm ức chế sét gốc polyamine thay thế cho polyhib trong hệ KGAC PLUS M1, nhằm tăng cường khả năng ức chế sét và tăng độ bền nhiệt của hệ dung dịch.

2. Nâng cao khả năng chống bó chèo và bộ định tâm

Nghiên cứu áp dụng hóa phẩm chống bó chèo (tương đương UltraFree) cho hệ dung dịch.

3. Nâng cao độ ổn định thành giếng

Ban dung dịch XN Khoan đang nghiên cứu thí nghiệm để áp dụng các vật liệu wellbore strengthening để gia cố, nâng cao ổn định thành giếng khoan, khi khoan qua các địa tầng có điều kiện phức tạp.

4. Nâng cao độ bền nhiệt

Tìm kiếm các hóa phẩm tương đương có khả năng chịu được nhiệt độ cao (đến 150°C) từ đó áp dụng vào hệ dung dịch, nhằm nâng cao khả năng bền nhiệt cho hệ dung dịch.

Tóm lại, việc nghiên cứu áp dụng những hóa phẩm thích hợp, sẽ giúp nâng cao chất lượng, hiệu quả cho hệ dung dịch tiên tiến hiện nay của Vietsovpetro.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Trung tâm nghiên cứu và phát triển an toàn và môi trường dầu khí (CPSE). Báo cáo đánh giá độc tính sinh thái của hệ dung dịch KGAC và KGAC-Plus. Năm 2017.
2. Tập thể ngành dung dịch – XN Khoan & SG, 02/2009. Hướng dẫn điều chế và xử lý dung dịch khoan.
3. Tập thể Phòng Dung dịch – XN Khoan & SG, 01/2016. Quy trình điều chế và xử lý hệ dung dịch KGAC.
4. Ngô Văn Tự, Hoàng Hồng Lĩnh, Nguyễn Xuân Ngọ. Các vấn đề nhằm làm ổn định thành giếng khi thi công các giếng khoan có độ xiên lớn tại mỏ Bạch Hổ - XNLD Vietsovpetro – Hội nghị cơ hóa học toàn quốc lần thứ III, Hà Nội trang 192-206.
5. Справочник по промывке скважин, А.И.Булатов, 1984
6. Tổng công ty dầu khí Việt Nam – Hà Nội tháng 6.2005. Hướng dẫn thực hiện các qui định về bảo vệ môi trường liên quan đến sử dụng và thải hóa chất, dung dịch khoan trong các hoạt động dầu khí ngoài khơi Việt Nam.
7. Liên doanh Vietsovpetro. Báo cáo tổng hợp kết quả áp dụng hệ dung dịch KGAC, KGAC-Plus tại các giếng khoan của Vietsovpetro. Năm 2014-2016.
8. Hoàng Hồng Lĩnh, nnk. Nghiên cứu áp dụng hệ dung dịch KGAC cho những giếng khoan dầu khí tại Vietsovpetro. Đề tài đoạt giải nhì hội thi sáng tạo kỹ thuật toàn quốc lần thứ 13 năm 2014.
9. Hoàng Hồng Lĩnh, nnk. Nghiên cứu thí nghiệm và đề xuất áp dụng hệ dung dịch KGAC-Plus cho những thành hệ sét hoạt tính mạnh. Đề tài đoạt giải nhì Giải thưởng sáng tạo khoa học công nghệ Việt Nam (VIFOTEC). Năm 2016.
10. Phạm Viết Đại. ULTRADRIL – High Performance Water-Base Mud, 2015.
11. Ryen Caenn H. C. H. Darley George R. Gray. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. Sixth Edition, 2011.
12. Ngô Văn Tự, Hoàng Hồng Lĩnh, nnk. Experiences of using non-clay polymer drilling fluids for highly deviated drilling in Vietsovpetro. Conference on Vietnam Petroleum Institute 20 years development and prospects. Hanoi, 1998, page 367-374.
13. Tạ Đình Vinh. Dung dịch khoan cho các giếng khoan ngang. Tạp chí Dầu khí. Năm 1995.
14. MI SWACO Drilling fluids Co. , Drilling fluids manual, 1995.
15. MI SWACO – Drilling fluids solutions – 2008
16. Tập thể tác giả dung dịch Vietsovpetro. Nghiên cứu, áp dụng hệ dung dịch KGAC PLUS M1 tại các giếng khoan của Vietsovpetro. Đề tài đoạt giải nhất tại hội thi sáng tạo kỹ thuật toàn quốc lần thứ 15, năm 2018-2019.

NGHIÊN CỨU VÀ ÁP DỤNG NHỮNG GIẢI PHÁP PHÙ HỢP NHẪM NÂNG CAO CHẤT LƯỢNG VÀ HIỆU QUẢ THI CÔNG DUNG DỊCH CHO HỆ KGAC PLUS M1

Hoàng Hồng Lĩnh, Bùi Văn Thơm, Mai Duy Khánh, Phạm Đình Lơ
XN Khoan & SG – LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

Trên cơ sở đã nghiên cứu, thí nghiệm và áp dụng thành công hệ dung dịch ức chế sét mới KGAC, KGAC PLUS cho hơn 100 giếng khoan trong thời gian vừa qua. Tập thể tác giả dung dịch Vietsovpetro tiếp tục tìm tòi, nghiên cứu, sáng tạo để cải tiến hệ dung dịch KGAC PLUS thành hệ dung dịch KGAC PLUS M1. Hệ dung dịch KGAC PLUS M1 về thành phần có những thay đổi so với hệ dung dịch KGAC PLUS. Cụ thể là: không sử dụng KOH và AKK trong hệ dung dịch, mà thay vào đó là Polyhib để vừa tăng pH, vừa ức chế sét. Tuy nhiên, khả năng ức chế của Polyhib còn kém so với ULTRAHIB-hóa phẩm độc quyền của MI SWACO, tuy có cùng cơ chế ức chế sét. Hệ KGAC PLUS M1 đang được áp dụng rất thành công cho khoảng 100 giếng khoan của Vietsovpetro. Hệ KGAC PLUS M1 đã đoạt giải nhất tại hội thi sáng tạo kỹ thuật toàn quốc (VIFOTEC), năm 2020.

Không dừng lại ở những kết quả đã đạt được, tập thể dung dịch Vietsovpetro tiếp tục nghiên cứu và thí nghiệm nhằm áp dụng những giải pháp phù hợp để nâng cao hiệu quả thi công của hệ dung dịch này.

1. Giới thiệu hệ dung dịch KGAC PLUS M1

Hệ dung dịch KGAC PLUS M1 là hệ dung dịch ức chế sét tốt nhất của Vietsovpetro hiện nay, đang được áp dụng rộng rãi tại các mỏ của Vietsovpetro. Hệ KGAC PLUS M1 dựa trên 4 tác nhân chính ức chế sét, đó là: KCl ức chế sét theo cơ chế liên kết của ion K^+ ; Glycol (Polyalkylen Glycol MC, hoặc Polyethylen Glycol 4000) ức chế sét theo cơ chế tạo màng bao quanh các cấu tử sét; FCL (hoặc CFL) ức chế sét theo cơ chế phân tán sét (ức chế phân ly); Polyhib ức chế sét theo cơ chế liên kết của ion NH_2^+ . Bốn tác nhân ức chế này tương hợp với nhau và tương thích với các thành phần khác trong hệ dung dịch KGAC PLUS M1 như Xanthangum, PAC-LV, bôi trơn.... Hệ dung dịch này có ưu điểm là ức chế sét tốt và thông số dung dịch ổn định hơn so với các hệ dung dịch khác của Vietsovpetro. Tuy nhiên, qua quá trình áp dụng, hệ này cũng còn bộc lộ một vài hạn chế như: khả năng chống bó chèo và độ bền nhiệt của hệ còn bị hạn chế. Ngoài ra, khả năng ức chế sét của hệ còn có thể được cải thiện.

1. Một số kết quả nghiên cứu thí nghiệm nhằm nâng cao hiệu quả của hệ dung dịch KGAC PLUS M1

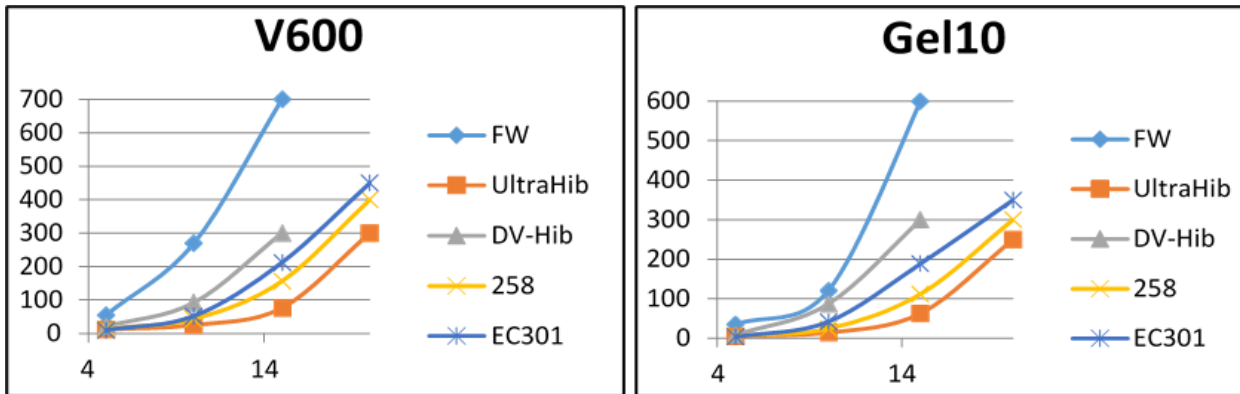
1.1. Nghiên cứu thí nghiệm nhằm tăng khả năng ức chế sét

Nhằm tăng cường khả năng ức chế sét: Đã nghiên cứu, thí nghiệm để thay thế Polyhib bằng chất ức chế gốc Polyamine phù hợp, với cơ chế ức chế tương tự.

Chương trình thí nghiệm ức chế sét bentonite được thiết lập, để đánh giá khả năng của các mẫu polyamine ức chế sự trương nở của sét. Trong thí nghiệm này, mỗi lần bổ sung một lượng sét bentonite API cố định (50 g/l) vào dung dịch 3% polyamine trong nước. Sau mỗi lần bổ sung sét, các dung dịch được đun ở nhiệt độ 80°C trong 16h, sau đó đo các thông số V600 và Gel₁₀. Lập lại các bước này cho đến khi dung dịch trở thành quá đặc và các thông số vượt quá giá trị đo của thiết bị Fann Viscometer 35SA.

1.1.1. Kết quả thí nghiệm ức chế sét trên máy Fann 35SA

Kết quả thí nghiệm cho thấy (hình 1), khả năng ức chế sét API của các hóa phẩm giảm theo thứ tự: Ultrahib, Viethib-258, EC301, DV-Hib.

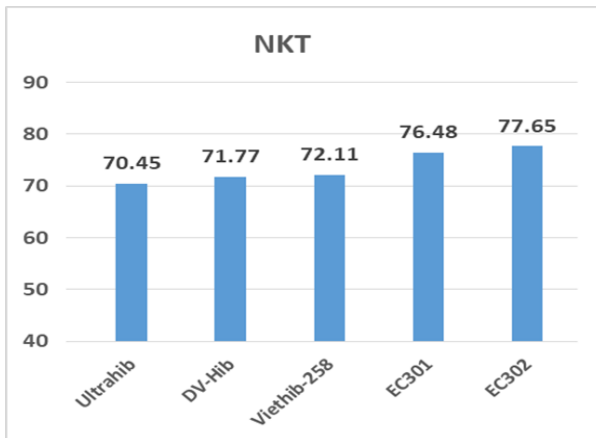


Hình 1. Kết quả thí nghiệm ức chế bentonite API

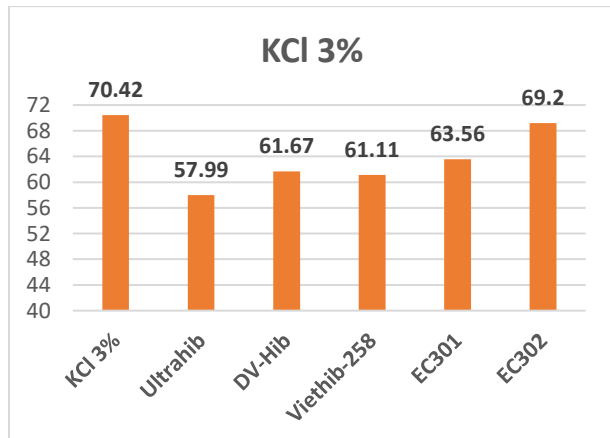
1.1.2. Thí nghiệm trương nở sét trên Swellmeter

Thí nghiệm này được thiết lập để đánh giá mức độ làm giảm sự trương nở của sét, đối với các chất ức chế gốc polyamine khác nhau. Thí nghiệm được thực hiện trong 3 loại dung dịch nền: nước kỹ thuật, dung dịch KCl 3% và dung dịch KCl 7%. Hàm lượng của các polyamine được sử dụng là 3%.

Thí nghiệm được thực hiện trên thiết bị Dynamic Linear Swell Meter – OFITE.



Hình 2. Tương nở trong nước kỹ thuật



Hình 3. Tương nở trong KCl 3%

Nhận xét:

- Trong NKT: phần trăm trương nở của lõi sét trong các mẫu UltraHib, DV-Hib, Viethib-258 tương đương nhau. Các mẫu EC 301 và EC 302 có kết quả kém hơn.
- Trong dung dịch KCl 3%: dung dịch có chứa chất ức chế Polyamine cho kết quả tốt hơn hẳn so với dung dịch KCl 3% nền. Trong đó, các mẫu UltraHib, DV-Hib, Viethib-258 có mức độ ức chế sét là tương đương nhau, còn 2 mẫu EC 301 và EC 302 cho kết quả không tốt bằng.
- Điều này chứng tỏ, các mẫu Polyamine có thể sử dụng trong dung dịch chứa muối KCl, cải thiện khả năng ức chế của dung dịch.

1.1.3. Thí nghiệm bảo tồn mùn khoan

Sau khi bị tách rời khỏi thành hệ, mùn khoan sẽ hấp thụ nước trong dung dịch, có xu hướng phân tán thành những hạt nhỏ hơn. Các chất ức chế có chức năng làm giảm sự phân tán của mùn khoan, sao cho kích thước của mùn khoan đủ lớn để loại bỏ ra khỏi sàng rung.

Trong thí nghiệm này, mùn khoan nhân tạo được làm từ bentonite API với kích thước 2 – 5 mm. 30 g mùn khoan nhân tạo được ngâm trong 450 ml dung dịch thử nghiệm, nung quay ở

120°C trong vòng 4h. Sau đó, dung dịch và mùn khoan được lọc qua sàng 150 µm trong 2 phút bằng máy rung chuyên dụng. Mùn khoan còn lại trên sàng được sấy khô đến khối lượng không đổi. Dung dịch thử nghiệm được chuẩn bị trên nền KCl 7%, hóa phẩm polyamine sử dụng với hàm lượng 3%. Kết quả thí nghiệm được trình bày trong bảng 1.

Bảng 1. Kết quả thí nghiệm bảo tồn mùn khoan

Tiêu đề	KCl 7%	Poly-Hib	EC301	VH-258	Ultrahib
Khối lượng mùn khoan, g	30	30	30	30	30
Khối lượng mùn khoan sau khi lọc qua sàng 150 µm	9,8	23,7	25,2	27,55	24,35
% bảo tồn	32,67	79	84	91,83	81,17

Nhận xét: Kết quả thí nghiệm bảo tồn mùn khoan cho thấy, hóa phẩm ức chế polyamine có hiệu quả tốt, trong đó mẫu chứa Viethib-258 có phần vượt trội so với mẫu chứa Ultrahib. Đồng thời, cũng cho thấy có thể sử dụng các hóa phẩm polyamine kết hợp với KCl một cách hiệu quả.

1.2. Nghiên cứu thí nghiệm nhằm tăng khả năng chống bó chèoong

Kết quả thí nghiệm hóa phẩm trong nước kỹ thuật được thể hiện trong hình 4 và bảng 2.



Nước kỹ thuật

3% UltraFree- MI

3% Viet Free

3% KlaFree-DMC

Hình 4. Dung dịch 3% Ultrafree, VietFree, KlaFree trong NKT

Bảng 2. Kết quả thí nghiệm trong nước kỹ thuật

Tiêu đề	NKT/	Dung dịch 3% Ultrafree	Dung dịch 3% Vietfree	Dung dịch 3% Klafree
Khối lượng sét bám dính (g)	25	1,5	2,7	5,2
Khả năng chống bám dính (%)	-	94	89,2	79,2

Kết quả thí nghiệm hóa phẩm chống bó chèoong trong hệ dung dịch KGAC Plus M1 được thể hiện trong hình 5 và bảng 3



Dung dịch nền

UltraFree- MI

Vietfree

Hình 5. Thí nghiệm Ultrafree, Vietfree, Klafree 3% trong dung dịch KGAC Plus M1

Bảng 3. Kết quả thí nghiệm trong dung dịch KGAC Plus M1

Tiêu đề	Dung dịch nền	3% Ultrafree	3% Vietfree
Khối lượng sét bám dính (g)	18	0.5	5
Khả năng chống bám dính (%)	-	97,2	72

Nhân xét: Các mẫu hóa phẩm thí nghiệm (Ultrafree, Vietfree, Klafree) khi sử dụng trong hệ dung dịch KGAC Plus M1 làm giảm khả năng sét bám dính trên bề mặt các thiết bị bằng kim loại.

1.3. Nghiên cứu thí nghiệm nhằm tăng độ ổn định thành giếng

Nâng cao khả năng ức chế sét của hệ dung dịch KGAC PLUS M1, sẽ tăng độ ổn định của thành giếng

Qua quá trình nghiên cứu thí nghiệm và thử nghiệm tại giếng khoan, hệ dung dịch KGAC PLUS M1* được tăng cường khả năng ức chế sét bằng hóa phẩm gốc polyamine. Bên cạnh đó, sử dụng thêm các vật liệu như CaCO_3 F, CaCO_3 M và Celba F, Celba M, giúp tăng cường độ bền vỏ bùn và giảm moment bám dính nhằm đảm bảo tính ổn định thành giếng khoan phù hợp với từng điều kiện địa chất cụ thể của từng mỏ.

Bảng 4. kết quả so sánh chất lượng mẫu dung dịch khi được xử lý thêm các vật liệu CaCO_3 F/M và Celba F/M.

Mẫu dung dịch tại giàn	Giàn Tam Đảo 01	Giàn Tam Đảo 03	Giàn Cửu Long
Trước khi xử lý			
Độ bền vỏ bùn (giây)	26	31	28
Momen bám dính (Lb.in)	130	145	125
Sau khi xử lý thêm CaCO_3 F/M và Celba F/M			
Độ bền vỏ bùn (giây)	56	62	61
Momen bám dính (Lb.in)	95-100	90-100	80-85

Nhân xét: Một số kết quả thí nghiệm cho thấy, khi mẫu dung dịch được xử lý thêm 15 - 20 g/l CaCO_3 F/M cùng 3 ÷ 5g/l CelbaF/M, độ bền vỏ bùn tăng từ 30 giây lên khoảng 60 giây và moment bám dính giảm từ 140 - 150 xuống 90 - 100. VSP đã áp dụng kết quả này để xử lý dung dịch cho nhiều giếng khoan, đạt hiệu quả cao và chống ống thành công.

1.4. Một số kết quả thí nghiệm bước đầu, nhằm tăng độ bền nhiệt cho hệ dung dịch

Hệ dung dịch KGAC PLUS M1 đang được áp dụng tại Vietsovpetro có thể chịu được nhiệt độ đáy giếng đến 130°C. Để khoan được những giếng khoan có điều kiện nhiệt độ đáy giếng lên đến 150°C, nhóm tác giả đã tìm thêm những hóa phẩm mới tương đương: Oxoscar 5000, PTS 200, Resinex II, Driscal D..., được sử dụng tăng cường và hoặc thay thế một số thành phần trong hệ KGAC PLUS M1 để tạo thành hệ dung dịch, có thể chịu được nhiệt độ đáy giếng đến 150°C.

Bảng 5. Kết quả thí nghiệm hệ dung dịch KGAC PLUS M1

STT	Thông số dung dịch	Đơn vị	Kết quả thí nghiệm		Yêu cầu kỹ thuật
			Trước khi nung	Sau khi nung 150°C/16h	
1	Tỷ trọng	g / cm ³	1.63	1.63	1.60-1.70
2	Độ nhớt phổ	giây	76	68	60-70
3	Độ thải nước API	ml/30 phút	2.8	3.2	≤3.5
4	Độ dày vỏ bùn	mm	1	1	≤1.5
5	V600/V300	-	164/106	121/80	
6	PV	Cp	58	41	ALAP
7	YP	Lb /100 ft ²	48	39	40-50
8	V6		12	11	10-14
9	Gel 1/10'	Lb /100 ft ²	11/24	10/15	10÷16/12-25
10	pH	-	10	9.5	9.5 ±0.5
11	Moment	N.m	15	14	≤20
12	Hàm lượng K ⁺	g/l	96	93	80-100
13	Hàm lượng Cl ⁻	g/l	70	70	≤80
14	Hàm lượng pha keo MBT	Nm	20	22	≤35
15	HTHP FL 150°C@500psi	ml/30 phút x2	12.2	13.4	≤14

Nhân xét:

- Các thông số dung dịch trước và sau nung ở nhiệt độ 150°C/16h đảm bảo yêu cầu kỹ thuật đề ra, để khoan các giếng khoan có nhiệt độ cao đến 150°C.
- Thông số dung dịch được giữ tương đối ổn định sau khi nung 150°C/16h, độ nhớt và thông số lưu biến thay đổi không đáng kể và vẫn nằm trong dải thiết kế
- Dung dịch không bị mất cấu trúc, do polymer không bị phá hủy bởi nhiệt độ đến 150°C.
- Không có hiện tượng dính bết do chất bôi trơn bị phá hủy nhiệt, thông số moment quay không thay đổi
- Độ thải nước của dung dịch tăng nhẹ sau khi nung, nhưng vẫn nằm trong dải thiết kế.

1.5. Kết quả nghiên cứu thí nghiệm hệ KGAC PLUS M1*

Hệ dung dịch KGAC PIUSM1 đã được thiết lập để trở thành hệ dung dịch KGAC PLUS M1*, nhờ bổ sung hoặc thay thế bằng các hóa phẩm, vật tư thích hợp, nhằm tăng độ ức chế sét, tăng khả năng chống bó choòng, tăng độ ổn định thành giếng, nâng độ bền nhiệt cho hệ dung dịch.

Các thí nghiệm đã tiến hành để đánh giá hiệu quả của các hóa phẩm mới, khi được sử dụng trong hệ dung dịch KGAC Plus M1* và tính tương thích với các hóa phẩm khác trong hệ, với các kết quả thí nghiệm được trình bày dưới đây:

1.5.1. Thông số dung dịch của hệ KGAC Plus M1*

Bảng 6. Thông số hệ dung dịch KGAC Plus M1*

	Polyhib	EC301	VH-258	Ultradrill
Trước khi nung				
Tỷ trọng	1,42	1,42	1,42	1,42
B	3,1	2,9	2,8	3,2
Độ bền vỏ bùn	18	20	21	20
V600/300	144/97	140/95	143/96	128/87
PV/YP	47/50	45/50	47/49	41/46
V6/3	12/9	12/9	12/9	12/9
Gel_{1/10}	11/13	11/13	11/13	11/13
pH	9,5	9,5	9,5	9,5
Moment	4	7	6	8
Sau khi nung 130°C/24h				
B	2,5	2,5	2,6	4,2
Độ bền vỏ bùn	38	42	43	39
V600/300	170/114	156/103	156/103	107/74
PV/YP	56/58	53/50	53/50	33/41
V6/3	14/11	13/10	13/11	13/11
Gel_{1/10}	13/15	11/13,5	11/13,5	13/16
pH	9,1	9	9	9,3
Moment	7	12	11	7
HTHP	10	9,2	8,0	14,8

Các dung dịch sau khi đo các thông số sau khi nung được lưu trong 2 tuần ở nhiệt độ phòng. Sau đó, các dung dịch được nung lại ở nhiệt độ 130°C/24h. Các thông số dung dịch đo lại lần 2 như trong bảng 7.

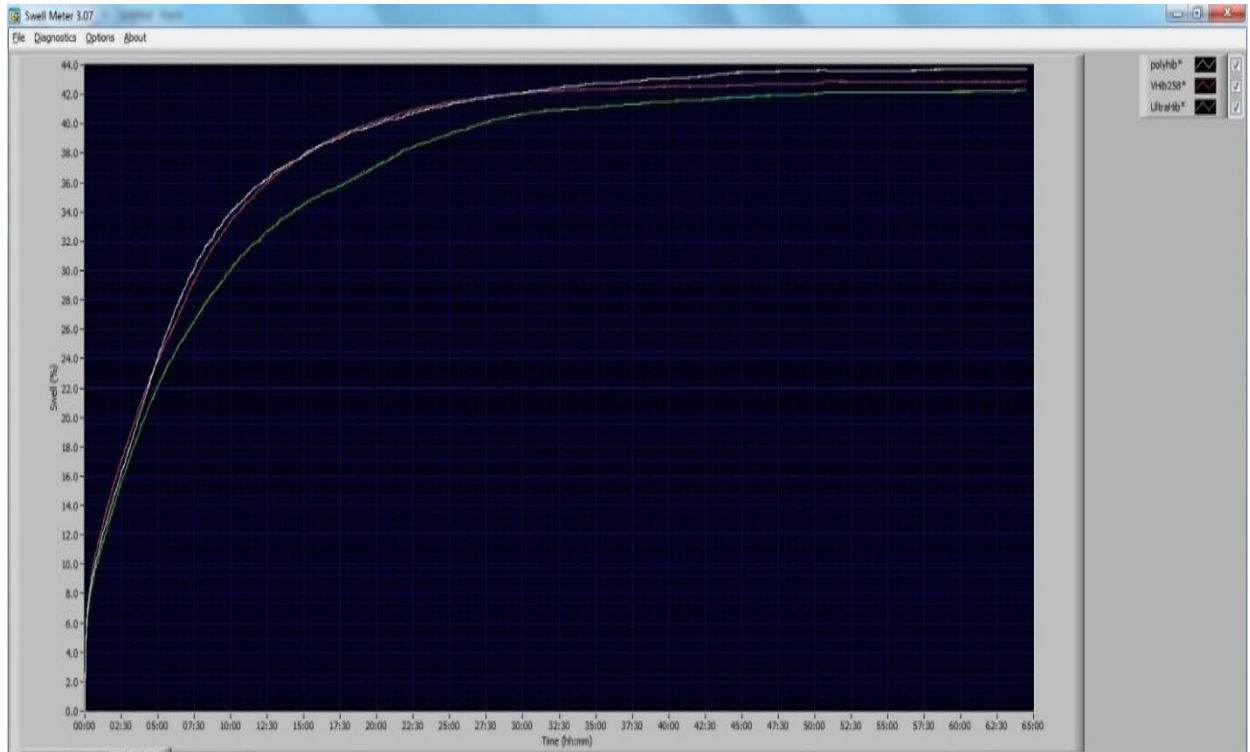
Bảng 7. Thông số dung dịch sau khi lưu 2 tuần

	Polyhib	EC301	VH258	Ultradrill
Tỷ trọng, g/cm³	1,42	1,42	1,42	1,42
B, ml	2,0	2,0	2,1	3,6
Độ bền vỏ bùn	34	36	39	37
V600/300	196/132	186/128	155/103	113/77
PV/YP	64/68	58/70	52/51	36/41
V6/3	18/13	16/13	14/11	14/11
Gel_{1/10}	16/18	14/16	13/15	14/16
pH	8,5	8,5	8,5	8,5
Moment	14	14	14	8
Góc trượt (độ)	3,7	4,0	3,9	5,5
Moment bám dính	70-75	75-80	70-80	110-120

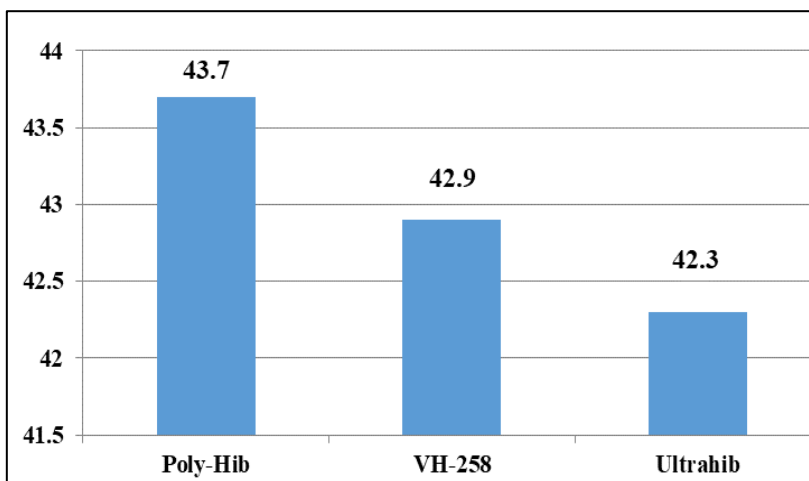
Nhân xét: Thông số lưu biến, độ thải nước, pH của dung dịch được giữ ổn định trước và sau khi nung và kể cả sau khi lưu mẫu 2 tuần.

1.5.2. Khả năng ức chế của dung dịch KGAC Plus M1*

Khả năng ức chế của dung dịch KGAC Plus M1* khi sử dụng các hóa phẩm ức chế gốc polyamine được so sánh khi đo trên thiết bị Swellmeter trong 65 giờ. Kết quả thí nghiệm thể hiện trong hình 6 và 7.



Hình 6. Kết quả đo khả năng ức chế trên thiết bị Swellmeter



Nhân xét: Khả năng ức chế của hệ dung dịch KGAC Plus M1* được cải thiện khi sử dụng chất ức chế gốc polyamine khi so sánh với hệ dung dịch KGAC PLUS M1 sử dụng Poly-Hib.

Hình 7. Phần trăm trương nở của mẫu sét trong các dung dịch khác nhau

2. Kết quả áp dụng thử nghiệm hệ dung dịch KGAC PLUS M1* tại 1 giếng khoan

Thông số dung dịch khoan được mô tả trong bảng 8

Bảng 8. Thông số dung dịch khoan (DDK) đoạn khoan 2846 m – 4627 m

Đoạn khoan, m		Thông số DDK								
		γ , g/cm ³	FV, cek	FL, cm ³ /30	K, mm	Gels _{1/10'} , lb/100ft ²	PV, cPs	YP, lb/100ft ²	V6, град.	pH
2846-3033 KGAC + M1*	Thông số TK	1,12-1,14 ± 0,02	50-65	< 3,5	1	8-14/ 9-15	ALAP	25-40	8-12	9±0,5
	Thực tế	1,14	58-61	3-3,5	1	8/9	28-31	35-38	8-9	9,5
3033-4011 KGAC + M1*	Thông số TK	1,16 ± 0,02	50-65	< 3,5	1	9-14/ 9-16	ALAP	25-40	9-13	9±0,5
	Thực tế	1,15-1,18	57-60	2,6-3,0	1	9/12	33-35	38-42	9-11	9,3
4011-4445 KGAC + M1*	Thông số TK	1,18 ± 0,02	50-65	< 3,5	1	9-15/ 10-18	ALAP	25-40	9-13	9±0,5
	Thực tế	1,19-1,23	56-59	2,6-2,8	1	10/13	33-36	40-44	10-11	9,1
4445-4627 KGAC + M1*	Thông số TK	1,20-1,26 ± 0,02	55-70	< 3,5	1	9-15/10-22	ALAP	25-40	9-14	9±0,5
	Thực tế	1,24-1,28	57-64	2,6-2,7	1	10/15	37-41	40-46	10-12	9,0
	Khi khoan doa với BKC 2 định tâm	1.27	60-64	2,8-3,0	1	9/12	33-35	38-39	9-10	9.0

Nhân xét: Các thông số dung dịch thực tế thi công hầu hết đều nằm trong dải thiết kế.

Các chỉ số khoan đoạn 2846 – 4627 m, cho thấy:

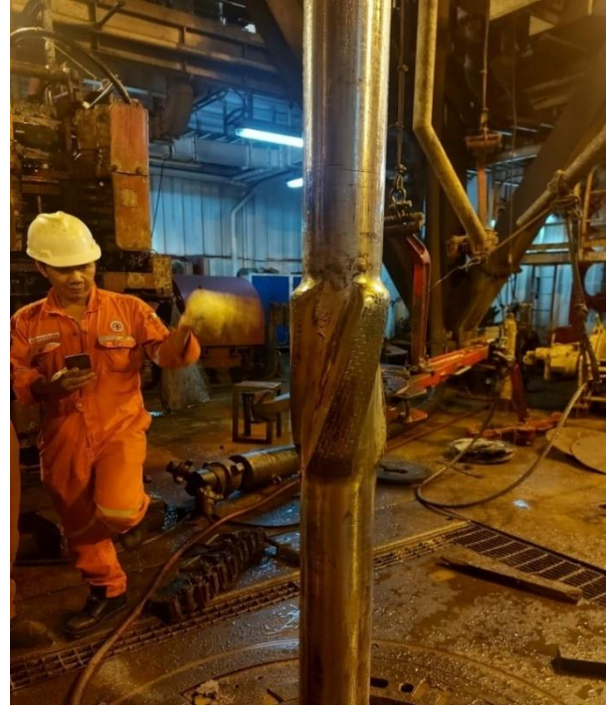
- Tốc độ khoan cơ học trung bình là: $1781/71,6 = 24,9$ (m/h);
- Tốc độ khoan trung bình ngày đêm: $1781/7 = 254,4$ m/ngày;
- Sau khi khoan đến chiều sâu thiết kế 4627m, bơm rửa, kéo thông giếng không vướng; đo địa vật lý bình thường không vướng.
- Thông số dung dịch nằm trong giải thiết kế và được giữ ổn định, đặc biệt độ pH và hàm lượng K+ trong dung dịch vẫn giữ nguyên không bị giảm sau thời gian dài phải dừng đo địa vật lý ở điều kiện đáy giếng;
- Trong khi khoan, rót chất Tube Kleen và chất bôi trơn vào dung dịch KGAC Plus M1* không làm tăng độ nhớt, không gây tràn sàng rung và bít nhét lưới sàng rung.
- Không phát hiện có sự bám dính sét (bó chòng) trên chòng khoan và bộ khoan cụ. (hình 8 và 9);
- Không có sự cố khi khoan.

Đánh giá kết quả thử nghiệm:

- Hệ dung dịch «KGAC Plus M1*» sử dụng chất ức chế Polyamine (VietHib-258) tăng khả năng ức chế sét của hệ dung dịch, duy trì độ pH, ổn định các thông số dung dịch, đáp ứng yêu cầu kỹ thuật khoan các giếng khoan ở các mỏ của LD Vietsovpetro.
- Sử dụng hóa phẩm Tube Kleen trong hệ dung dịch có tác dụng chống bám, bó chòng khoan, định tâm và cải thiện tốc độ khoan cơ học khi khoan qua tầng sét dày Miocen hạ.
- Thông số dung dịch được giữ ổn định, thành giếng khoan không bị trương nở, thả bộ khoan cụ 2 định tâm không phải khoan doa sau thời gian 60 giờ ở điều kiện nhiệt độ đáy giếng 112°C, chứng tỏ chất ức chế polyamine (Viethib-258) ức chế sự trương nở sét tốt và giúp ổn định hoạt động của các polymer dưới tác động của điều kiện đáy giếng. Qua đó, giảm thể tích dung dịch mới phải bổ sung để xử lý thông số và giảm tiêu hao hóa phẩm so với hệ dung dịch KGAC Plus M1.



Hình 8. Choòng không bị bám sét sau khi khoan đến chiều sâu 4627m



Hình 9. Định tâm không bị bám sét sau khi khoan đến chiều sâu 4627m

KẾT LUẬN

Việc bổ sung hợp lý các hóa phẩm mới như trên vào hệ KGAC Plus M1 đã cho ra đời một hệ dung dịch mới, là hệ KGAC Plus M1*. Qua kết quả thí nghiệm trong phòng và kết quả thử nghiệm hệ KGAC PLUS M1* tại giếng khoan vừa qua, với việc áp dụng các hóa phẩm và vật tư bằng những giải pháp cải tiến như trình bày ở trên, đã khẳng định được tính ưu việt và hiệu quả của hệ dung dịch mới này. Cụ thể là:

- Cải thiện khả năng ức chế sét.
- Tăng cường khả năng chống bó choòng.
- Tăng cường khả năng ổn định thành giếng.
- Cải thiện độ bền nhiệt.

Tóm lại, hệ KGAC PLUS M1* có chất lượng cao hơn so với hệ KGAC PLUS M1.

ĐỀ XUẤT

- Tập thể tác giả dung dịch Vietsovpetro đang tiếp tục nghiên cứu, thí nghiệm và thử nghiệm các hóa phẩm mới thích hợp, để áp dụng hệ KGAC PLUS M1* cho các giếng khoan tiếp theo, nhằm đạt hiệu quả cao hơn nữa, về:
 - + Nâng cao độ ổn định thành giếng.
 - + Nâng cao độ bền nhiệt cho hệ dung dịch.
 - + Hoàn thiện đơn pha chế dung dịch.
- Tiếp tục thử nghiệm tại một số giếng khoan phức tạp, nhằm đánh giá chính xác về:
 - + Khả năng áp dụng của hệ dung dịch KGAC PLUS M1*
 - + Hiệu quả kinh tế - kỹ thuật của việc áp dụng hệ dung dịch KGAC PLUS M1*
 - + Trên cơ sở đó, hoàn thiện đơn pha chế hệ dung dịch KGAC PLUS M1* và áp dụng rộng rãi hệ dung dịch này, nhằm nâng cao hơn nữa hiệu quả thi công dung dịch khoan.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Tập thể Phòng Dung dịch – XN Khoan & SG, 01/2016. Quy trình điều chế và xử lý hệ dung dịch KGAC.
2. Ngô Văn Tự, Hoàng Hồng Lĩnh, Nguyễn Xuân Ngọ. Các vấn đề nhằm làm ổn định thành giếng khi thi công các giếng khoan có độ xiên lớn tại mỏ Bạch Hổ - XNLD Vietsovpetro – Hội nghị cơ hóa học toàn quốc lần thứ III, Hà Nội trang 192-206.
3. Liên doanh Vietsovpetro. Báo cáo tổng hợp kết quả áp dụng hệ dung dịch KGAC, KGAC-Plus tại các giếng khoan của Vietsovpetro. Năm 2014-2016.
4. Hoàng Hồng Lĩnh, nnk. Nghiên cứu áp dụng hệ dung dịch KGAC cho những giếng khoan dầu khí tại Vietsovpetro. Đề tài đoạt giải nhì hội thi sáng tạo kỹ thuật toàn quốc lần thứ 13 năm 2014.
5. Hoàng Hồng Lĩnh, nnk. Nghiên cứu thí nghiệm và đề xuất áp dụng hệ dung dịch KGAC-Plus cho những thành hệ sét hoạt tính mạnh. Đề tài đoạt giải nhì Giải thưởng sáng tạo khoa học công nghệ Việt Nam (VIFOTEC). Năm 2016.
6. Phạm Viết Đại. ULTRADRIL – High Performance Water-Base Mud, 2015.
7. Ryen Caenn H. C. H. Darley George R. Gray. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. Sixth Edition, 2011.
8. Ngô Văn Tự, Hoàng Hồng Lĩnh, nnk. Experiences of using non-clay polymer drilling fluids for highly deviated drilling in Vietsovpetro. Conference on Vietnam Petroleum Institute 20 year development and prospects. Hanoi, 1998, page 367-374.
9. Tạ Đình Vinh. Dung dịch khoan cho các giếng khoan ngang. Tạp chí Dầu khí. Năm 1995.
10. MI SWACO – Drilling fluids solutions – 2008
11. Tập thể tác giả dung dịch Vietsovpetro. Nghiên cứu, áp dụng hệ dung dịch KGAC PLUS M1 tại các giếng khoan của Vietsovpetro. Đề tài đoạt giải nhất tại hội thi sáng tạo kỹ thuật toàn quốc lần thứ 15, năm 2018-2019.

ÁP DỤNG CÔNG NGHỆ KHOAN BẰNG ỐNG CHỐNG KHI CÓ GÓC NGHIÊNG ĐỂ KHÔI PHỤC VỊ TRÍ MIỆNG GIẾNG

Tạ Kim Vũ, Tạ Ngọc Ánh, Nguyễn Thái Sơn, Tạ Văn Thịnh
LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

Giàn đầu giếng RC-10 với cấu trúc 3 chân, được thiết kế với 06 giếng khoan để khai thác dầu khí cho các “**cấu tạo nhỏ, mỏ cận biên**” Lô 09-1. Trong đó, có 05 giếng đã khoan theo đúng thiết kế và 01 giếng R-61ST đã bị cắt hủy tại mặt đáy biển do không cho sản lượng khai thác. Yêu cầu phải sử dụng 01 vị trí còn lại từ miệng giếng R-61ST để khoan giếng khoan 1003-RC10, nhằm đảm bảo sản lượng khai thác đủ để đưa giàn RC-10 đưa vào hoạt động.

Để thực hiện lấy lại miệng giếng đã mất, Liên doanh Vietsovpetro đã áp dụng công nghệ khoan cấp ống chống đầu tiên 20” bằng thiết bị kéo thả ống chống CRTi.

Những khó khăn, thách thức:

Trong quá trình chuẩn bị dự án:

- Tính toán khả năng thả ống chống 20” đi qua các phễu dẫn hướng với góc lệch 1.21 độ so với phương thẳng đứng và đi xuống điểm mở lỗ ngay bên cạnh giếng cũ.
- Sử dụng tới 03 chủng loại ống chống 20” khác nhau để đảm bảo “chấu treo” của thiết bị CRTi có thể kết nối và khoan bằng ống chống.

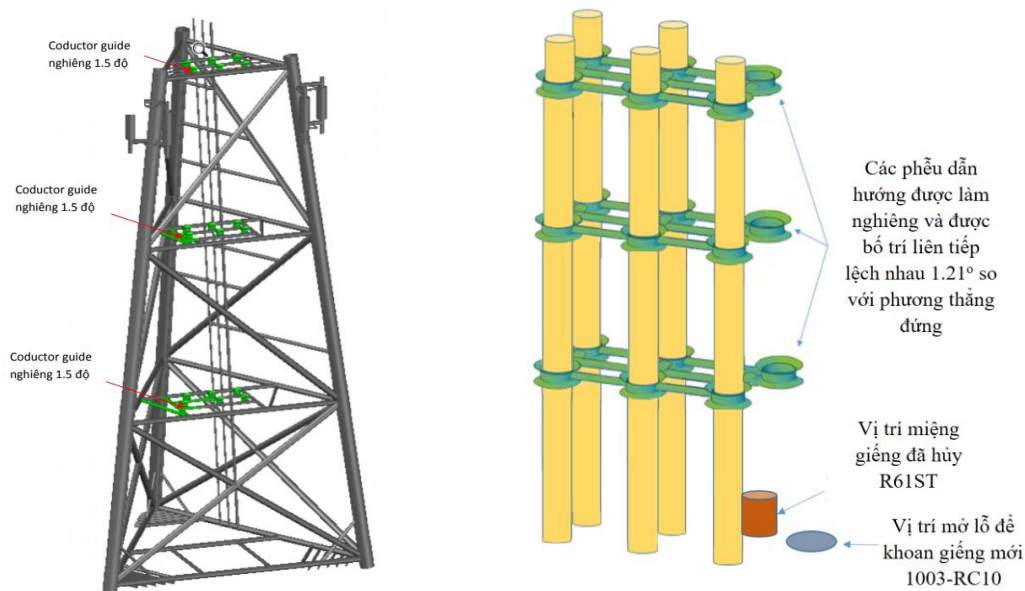
Trong quá trình thi công giếng khoan

- Ống chống 20” với mũi khoan 24” phải đi qua các phễu dẫn hướng đã làm lệch so với phương thẳng đứng, vì vậy kéo theo rất nhiều phức tạp trong quá trình kết nối ống, thả chuỗi ống cũng như duy trì chế độ khoan và độ ổn định thân giếng cũng như đảm bảo không ảnh hưởng đến các giếng khoan bên cạnh trong quá trình khoan.
- Khó khăn về thời tiết như sóng gió lớn, biển động mạnh làm lệch tâm ống chống.
- Độ lệch tâm giữa Topdriver và Rotary table lớn.
- Sự rung lắc mạnh khi khoan do có sự kết hợp giữa điều kiện sóng biển lớn và lực lắc ngang khi quay ống đường kính lớn 20”. Gây ra rung lắc mạnh trong quá trình khoan mở lỗ, gây sập lở đất đá thành giếng.

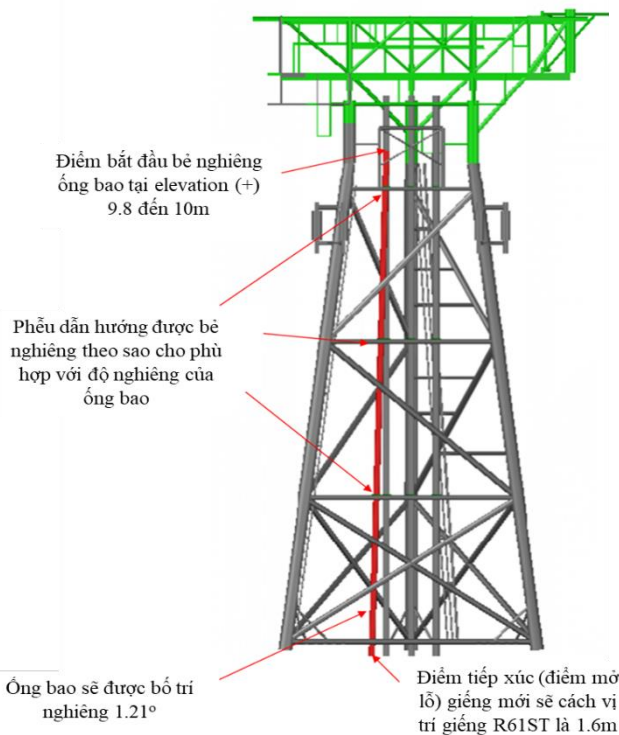
Tuy nhiên, vượt qua cách thách thức đó, việc khoan bằng ống chống 20” đã giúp tận dụng được hệ thống miệng giếng sẵn có để khoan được thêm một giếng mới, tăng công năng hoạt động của cụm giàn khai thác và cũng là tăng công suất khai thác cho mỏ mà không cần xây dựng thêm một cụm giàn khác. Việc này giảm được rất nhiều chi phí và giải quyết được tất cả các khó khăn mà các phương pháp thi công khác không thực hiện được (hoặc rất khó thực hiện).

1. Tổng quan dự án

Giàn đầu giếng RC-10 với cấu trúc 3 chân, được thiết kế để khoan được 06 giếng khoan khai thác dầu khí cho các “**cấu tạo nhỏ, mỏ cận biên**” Lô 09-1. Trong đó, có 05 giếng đã khoan theo đúng thiết kế và 01 giếng R-61ST đã bị cắt hủy tại mặt đáy biển do không cho sản lượng khai thác. Nhằm đảm bảo sản lượng khai thác đủ để đưa giàn RC-10 đưa vào hoạt động, yêu cầu phải sử dụng 01 cấu trúc miệng giếng còn lại từ miệng giếng R-61ST để khoan thêm một giếng khoan khai thác mới là 1003-RC10.



Hình 1. Các phễu dẫn hướng đã được thiết kế nghiêng và lệch tâm để tạo ra góc nghiêng 1.21° xuyên suốt các phễu dẫn hướng



Hình 2. Kế hoạch lắp đặt ống bao 20" xuyên qua các phễu dẫn hướng có góc nghiêng và lệch tâm

2. Các hoạt động đã thực hiện - những khó khăn và thách thức

2.1. Các phương án được xem xét trước khi đưa ra giải pháp

Để thực hiện tận dụng cấu trúc miệng giếng từ giếng đã hủy, nhóm chuyên gia đã tìm kiếm các giải pháp khoa học công nghệ kỹ thuật, đưa ra tính toán rất nhiều phương án:

Để đạt được mục tiêu của dự án là tận dụng miệng giếng sẵn có để khoan 1 giếng mới, điều đầu tiên là phải lắp đặt được cáp ống cách nước/ ống bao cho giếng mới 1003-RC10 với yêu cầu:

- Kết nối và đưa chuỗi ống bao 20" đi xuyên qua các phễu định hướng lệch nhau 1.21° ở 3 tầng của cụm khai thác.
- Dùng thiết bị công nghệ cao CRTi để quay chuỗi ống và bơm tuần hoàn dung dịch, từ đó tạo lỗ khoan để đưa chuỗi ống xuống chiều sâu cần thiết và trám xi măng, tạo nền tảng để thi công các cáp ống tiếp theo.

2.1.1. Khoan truyền thống

Tại Liên doanh Vietsovpetro, từ trước tới nay đối với ống cách nước/ ống bao có những cách thực hiện như sau:

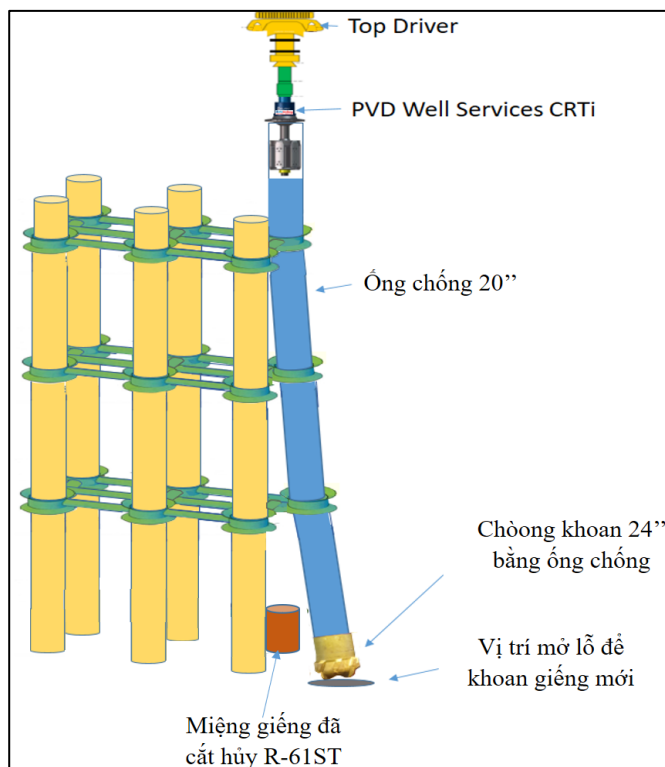
- Đối với ống 28": Đóng ống bằng búa, kết hợp khi làm chân đế giàn đầu giếng.
- Đối với ống 20": Tại các giàn đầu giếng nhỏ, các giếng bổ sung trên giàn khai thác cũ. Khoan công đoạn 26" bằng bộ khoan cụ khoan, sau đó thả ống chống 20" tới chiều sâu thiết kế, bơm trám xi măng.
 - + Phương án này đòi hỏi phải khoan vị trí miệng giếng bên cạnh giếng R-61ST. Từ đó đòi hỏi mở rộng cấu trúc chân đế giàn khai thác → **Không phù hợp.**
 - + Hoặc, sử dụng chòong khoan 26" để khoan và chống ống 20" theo phương pháp thông thường. Tuy nhiên, do các phễu dẫn hướng được đặt lệch nhau 1.21° nên khi thả bộ khoan cụ 26", bộ khoan cụ luôn có chiều hướng vòng xuống theo phương thẳng đứng khiến bộ khoan cụ 26" không thể tiếp cận được vị trí mở lỗ dưới đáy biển vốn dĩ lệch tâm so với bàn Rotary Table → **Không phù hợp.**

2.1.2. Đóng búa

Từ vị trí miệng giếng R-61ST, sử dụng búa thủy lực để đóng cột ống chống 20", phương án này đòi hỏi sử dụng ống 20" đặc chủng, khó thực hiện bằng các giàn khoan tự nâng do hệ thống búa thủy lực công kênh, tốn kém và có nguy cơ cao đụng giếng bên cạnh hoặc gây hư hại các giếng đang khai thác do có độ rung động mạnh khi thi công → **Không phù hợp.**

2.1.3. Khoan bằng ống chống sử dụng thiết bị công nghệ cao CRTi

Nhận thấy rằng, nếu dùng ống chống có đường kính lớn (20") và có thành ống dày; sẽ có độ ổn định tốt, giúp hạn chế độ võng/ cong khi thả chuỗi ống chống qua các phễu dẫn hướng, sẽ giúp đầu dưới của chuỗi ống (mũi khoan bằng ống chống) tiếp cận được vị trí mở lỗ.



Hình 2. Kế hoạch lắp đặt ống bao 20" xuyên qua các phễu dẫn hướng có góc nghiêng và lệch tâm

Đồng thời, tận dụng các tính năng ưu việt của thiết bị CRTi là có thể quay chuỗi ống, có thể tuần hoàn dịch liên tục do CRTi là hệ thống được lắp trực tiếp bên dưới Top Drive: CRTi có thể vận/ tháo mỗi nối ống chống, đặc biệt là xoay được cả chuỗi ống chống với moment xoay lên tới 85.000 ft.lbs. CRTi có thiết kế để chịu tải lớn, có khả năng nâng hạ được cả cột ống chống lớn, lên đến 750 tấn. CRTi có thể đạo lên xuống, bơm rửa và tuần hoàn dịch khoan (áp suất hệ thống chịu được lên đến 5.000 psi).

Vì vậy, đội ngũ chuyên gia đã thống nhất và lựa chọn sử dụng thiết bị CRTi vào công nghệ khoan bằng ống chống 20" với mục đích là sử dụng CRTi để quay chuỗi ống chống, khoan tạo lỗ và đưa cột ống chống cách nước 20" xuống chiều sâu mong muốn. Phương án này phù hợp điều kiện thi công bằng giàn khoan, sử dụng chủng loại ống chống 20" đang sử dụng tại VSP. → **Phù hợp.**

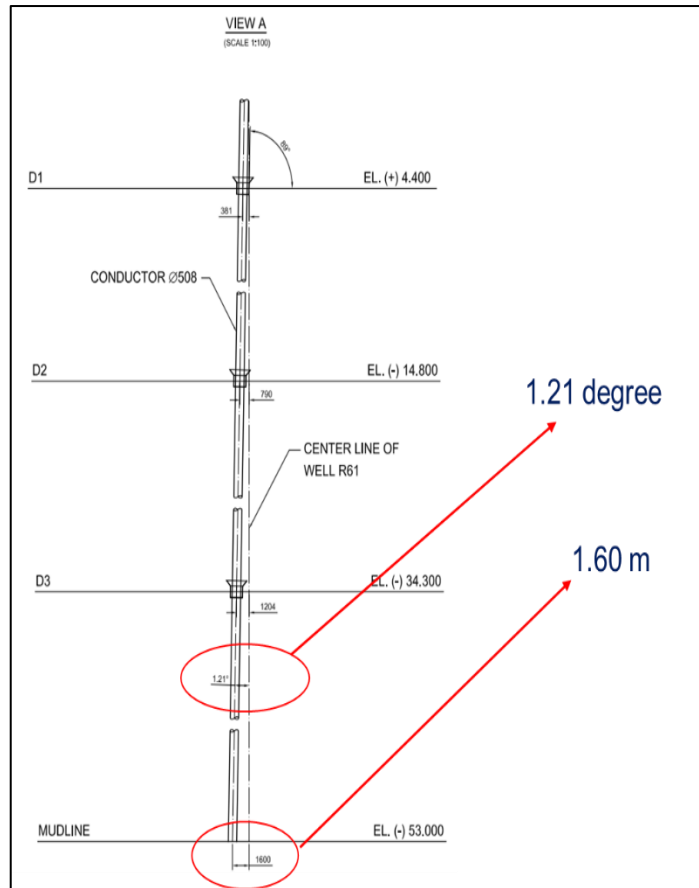
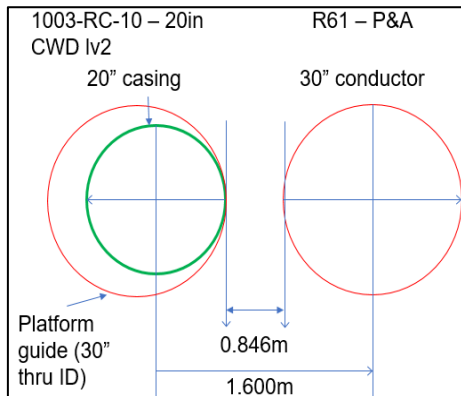
2.2. Giai đoạn thực hiện dự án

Theo đó, phương án khoan bằng ống chống đã được lựa chọn. Để đạt được kết quả **Khôi phục vị trí miệng giếng khi có góc nghiêng**, rất nhiều khó khăn, thách thức đã gặp phải trong toàn bộ quá trình thực hiện dự án.

2.2.1. Trong quá trình chuẩn bị dự án

Để phục vụ cho việc ứng dụng công nghệ khoan bằng ống chống cho cấp ống 20", một số yêu cầu kỹ thuật đã được tính toán:

- Tính toán khả năng thả ống chống 20" đi qua các phễu dẫn hướng với góc lệch 1.21° so với phương thẳng đứng và đi xuống điểm mở lỗ ngay bên cạnh giếng cũ đã hủy. Tâm của điểm mở lỗ mục tiêu cách tâm của giếng cũ là 1.6m, cộng với việc ảnh hưởng của dòng hải lưu, đặc biệt trong mùa gió chướng thì mũi khoan bằng ống chống dự kiến sẽ khó khăn khi tiếp cận điểm mở lỗ.



Hình 3. Khả năng thả ống chống 20" đi qua các phễu dẫn hướng với góc lệch 1.21° so với phương thẳng đứng

- Đây là lần đầu tiên giàn Tam Đảo 01 sử dụng CRTi, nên công tác khảo sát giàn khoan cần được thực hiện trước để có đủ thông tin để từ đó xây dựng danh mục thiết bị và quy trình phù hợp. Đặc biệt, Top Driver của giàn với đầu ren 4-1/2" IF, mômen xoắn lớn nhất chỉ đạt 32.300 ft.lbs. Do đó, phải tính toán rất kỹ lưỡng mômen quay toàn bộ chuỗi ống chống 20" tại TD giếng khoan.
- Để nâng hạ và quay chuỗi ống bằng CRTi, một số đoạn ống ngắn 20" 133 ppf đã được lắp đặt trên đầu của ống chống 20" 154.2 ppf để có đường kính trong phù hợp với chấu kẹp của CRTi.
- Lắp đặt vòng tăng mômen xoắn (*Torque ring*) vào đầu nối ống chống để có thể quay chuỗi ống chống khi khoan với lực xoắn lớn.
- Kết nối sẵn chòong khoan 24" và van ngược vào các đoạn ống tại căn cứ.



Hình 4. Lắp đặt vòng tăng mômen xoắn (Torque ring) vào đầu nối ống chống



Hình 5. Kết nối sẵn chèo khoan 24" và van ngược vào các đoạn ống tại căn cứ

2.2.2. Trong quá trình thi công giếng khoan:

Ống chống 20" với mũi khoan 24" phải đi qua các phễu dẫn hướng đã làm lệch tâm so với phương thẳng đứng, toàn bộ cột ống có xu hướng nằm về một phía do lực trọng trường. Đồng thời, khó khăn về thời tiết như sóng gió lớn, biển động mạnh tác động gây nên rung lắc cho chuỗi ống chống. Từ đó, gây rất nhiều khó khăn phức tạp trong quá trình kết nối ống, thả chuỗi ống và khi khoan mở lỗ.

Khi thả chèo khoan chạm đáy biển, thiết bị CRTi bắt đầu sử dụng để quay chuỗi ống, tạo dòng tuần hoàn để bắt đầu công tác khoan mở lỗ. Sự rung lắc mạnh khi khoan do có sự kết hợp giữa điều kiện sóng biển lớn và lực lắc ngang khi quay ống đường kính lớn 20". Có nguy cơ rất cao vỡ răng chèo 24" khi chèo va đập vào ống bao giếng R-61ST sẵn có bên cạnh.

Độ lệch tâm giữa Top driver và Rotary table lớn, cũng như có độ nghiêng của chuỗi ống 20" đã gây ra rất nhiều khó khăn khi đưa phần chấu kẹp ống của CRTi vào trong ống 20". Công tác nối ống trên mặt bàn rotor cũng gặp nhiều khó khăn khi kết nối ren ống BTC trong điều kiện giếng nghiêng. Điều này đã tăng thời gian tĩnh, đứng yên cột ống, tạo nên nguy cơ kẹt giếng do sập lở đất đá.



Hình 6. Choòng khoan 24" được gắn trực tiếp vào ống chống



Hình 7. CRTi được lắp trực tiếp vào Top Driver

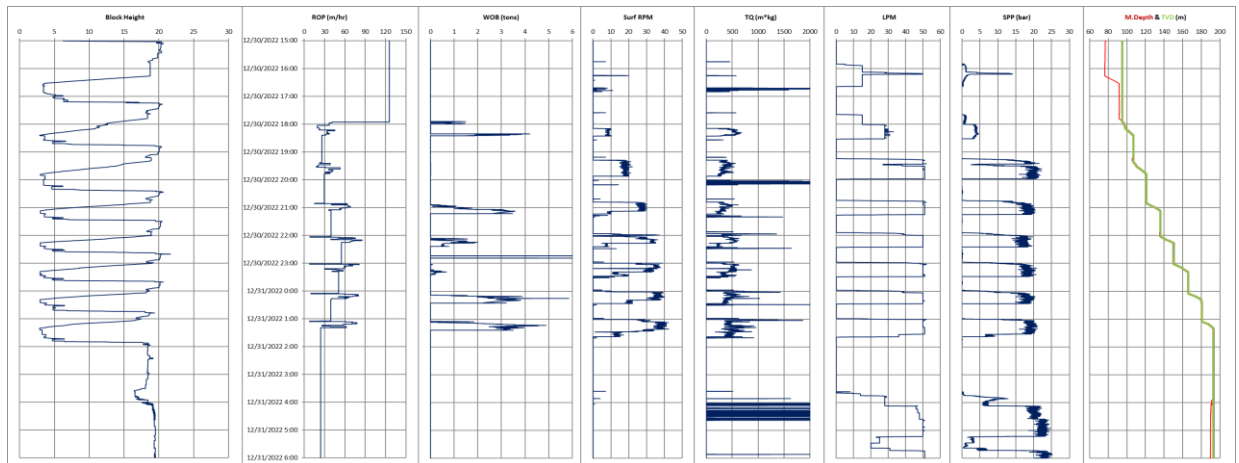


Hình 8. Thực tế hoạt động đang khoan bằng ống chống



Hình 9. Độ lệch tâm giữa Top Driver và bàn Rotary Table

Trong quá trình khoan, tốc độ khoan (ROP) được kiểm soát, tốc độ vòng quay chuỗi ống (RPM) và tải trọng lên choòng (WOB) được duy trì ổn định và tăng dần. Luôn luôn theo dõi tình trạng giếng và khu vực khoan để đảm bảo không ảnh hưởng đến các giếng khoan bên cạnh.



Hình 10. Theo dõi thông số trong quá trình khoan

Khi khoan đến độ sâu 193,84m, dừng lại để lắp ống tiếp theo lên nhằm tiếp tục khoan. Tuy nhiên, do độ lệch tâm giữa Top Driver và bàn Rotary Table lớn, độ nghiêng chuỗi ống cao, cộng thêm việc sóng biển đánh mạnh gây rung lắc chuỗi; thêm nữa, do đoạn ống bao được sơn lớp chống ăn mòn dày tạo nên đường kính ngoài lớn, nên việc thao tác để lắp thiết bị nâng rất lâu và khó khăn. Sau khi kết nối CRTi vào chuỗi ống và bắt đầu khoan trở lại, chuỗi ống không quay được và cũng không nhấc lên/ xuống được. Quyết định cuối cùng được đưa ra là dừng khoan tại độ sâu 193,84m, sau đó tiến hành bơm trám xi măng.

Sau đó, tiếp tục thi công khoan các công đoạn tiếp theo, hoàn thiện đưa giếng 1003-RC10 vào khai thác.

KẾT LUẬN

Với rất nhiều khó khăn và thách thức, việc khoan bằng ống chống 20" đã giúp tận dụng được miệng giếng sẵn có để khoan được thêm một giếng mới, tăng công suất hoạt động của cụm khai thác và cũng là tăng công suất khai thác cho mỏ mà không cần xây dựng thêm một cụm giàn khác mới; đã giảm được rất nhiều chi phí và giải quyết được tất cả các khó khăn mà các phương pháp thi công khác không thực hiện được (hoặc rất khó thực hiện).

Sự táo bạo dựa trên nền tảng kỹ thuật chuyên môn, bề dày kinh nghiệm của đội ngũ chuyên gia kỹ thuật, cùng sự nỗ lực hết mình của tập thể nhà điều hành cũng như nhà thầu khoan đã đem lại sự thành công trong việc **“áp dụng công nghệ khoan bằng ống chống 20” khi có góc nghiêng”** lần đầu tiên tại Vietsovpetro.

KIẾN NGHỊ

- Đề xuất sử dụng thiết bị CRTi để khoan bằng ống chống cho các giếng/ dự án có điều kiện khoan và mục đích khôi phục hệ thống miệng giếng tương tự.
- Các ống bao khi sơn lớp sơn chống ăn mòn, cần kiểm tra kỹ lưỡng đường kính ngoài để chuẩn bị thiết bị kéo thả ống phù hợp.
- Điều chỉnh giảm bớt độ lệch tâm giữa Top Driver và Rotary Table để có độ đồng tâm tốt hoặc lựa chọn giàn khoan phù hợp, tạo điều kiện cho việc kết nối các đoạn ống chống dễ dàng và nhanh hơn, điều này giúp giảm thời gian kết nối ống, tức là giảm thời gian giếng ở trạng thái tĩnh → giảm nguy cơ giếng sập lở, kẹt chuỗi ống khi thi công.
- Lựa chọn thời điểm khoan thích hợp, tránh thi công khoan các cấp ống bao trong mùa biển động.

ĐÁNH GIÁ CHẤT LƯỢNG VÀNH ĐÁ XI MĂNG Ở LIÊN DOANH VIETSOVPETRO VÀ VAI TRÒ TRONG NGHIÊN CỨU ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ MỚI

Nguyễn Hữu Chinh, Nguyễn Bảo Trung Anh
Viện NCKH&TK – LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

Đánh giá chất lượng là một khâu rất quan trọng trong hoạt động sản xuất kinh doanh, đặc biệt trong việc cải tiến, hoàn thiện và hợp lý hóa quy trình nhằm nâng cao hiệu quả. Trong số những tiêu chí đánh giá chất lượng công tác bơm trám xi măng gia cố giếng khoan thì chất lượng vành đá xi măng là thông số chủ yếu. Đánh giá chất lượng vành đá xi măng thường được xác định (đo) bằng phương pháp địa vật lý Cement Bond log (CBL). Áp dụng phương pháp này là phổ biến thế giới. Tuy nhiên, việc xử lý từ số liệu đo thu được để có kết quả tin cậy xác nhận chất lượng của vành đá xi măng thì vẫn còn những điểm cần được thảo luận.

Mặc dù đã có những hướng dẫn quy định cụ thể để thực hiện đánh giá bằng phương pháp CBL thì điều kiện thực của giếng khoan vẫn là đối tượng cần được cân nhắc xem xét để xác định mức độ tác động của những yếu tố gây nhiễu, ảnh hưởng đến kết quả đo.

Báo cáo trình bày nguyên lý chung, các yếu tố ảnh hưởng đến công tác đo CBL trong các tài liệu, liên hệ với nội dung và đặc điểm đánh giá chất lượng vành đá xi măng giếng khoan ở các mỏ Vietsovpetro, trong đó đề cập đến phương pháp xác định hệ số chất lượng liên kết của xi măng với ống chống theo tài liệu hướng dẫn của «Защитная». Nêu hiện trạng và kết quả áp dụng phương pháp này ở Vietsovpetro, phân tích và thảo luận một số điểm cần lưu ý trên quan điểm và mục đích sử dụng kết quả khác nhau.

MỞ ĐẦU

Mỗi giải pháp công nghệ kỹ thuật mới khi áp dụng thử nghiệm đều được kỳ vọng sẽ đem lại những hiệu quả kinh tế kỹ thuật. Điều đó cho thấy vai trò rất quan trọng của việc đánh giá chất lượng nói chung và chất lượng bơm trám xi măng nói riêng.

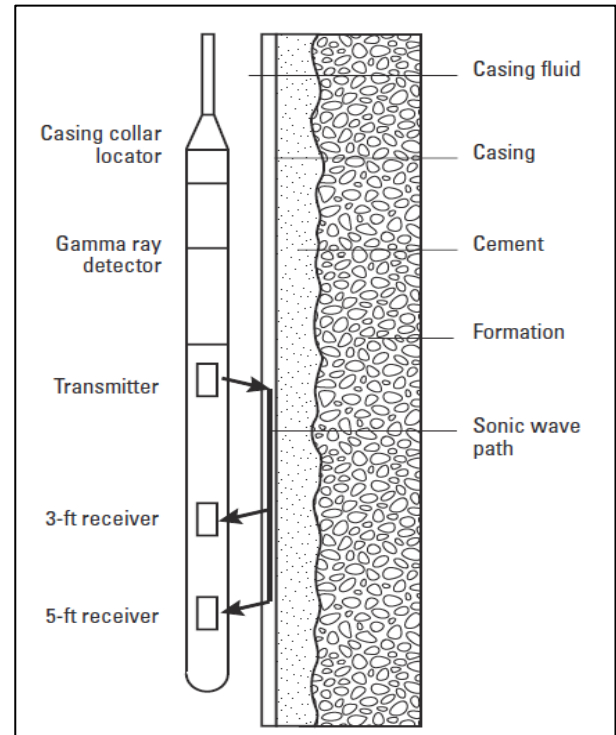
Trong thời gian vừa qua, Vietsovpetro đã đưa vào áp dụng hàng loạt giải pháp công nghệ kỹ thuật tiên tiến và vật liệu tiêu chuẩn quốc tế để bơm trám xi măng gia cố giếng khoan, và nhờ đó đã giảm hẳn phức tạp sự cố, giảm thời gian phi sản xuất nâng cao hiệu quả và chất lượng công tác xây dựng giếng khoan, góp phần hoàn thành các kế hoạch khai thác dầu và vận hành mỏ an toàn. Tuy vậy, trong thực tế vẫn còn những trường hợp chỉ số chất lượng vành đá xi măng chưa tương ứng với kỳ vọng.

Bên cạnh việc nghiên cứu, phân tích và xác định các yếu tố ảnh hưởng đến chất lượng bơm trám xi măng từ thực tiễn, thì một trong những nhiệm vụ rất cần thiết là hiểu rõ nguyên lý cũng như các yêu cầu của phương pháp đánh giá chất lượng vành đá xi măng, việc áp dụng trong điều kiện cụ thể giếng khoan của Vietsovpetro, hiệu chỉnh và sử dụng số liệu đo một cách hợp lý.

1. Nguyên lý chung nhất về đo chất lượng xi măng CBL [2]

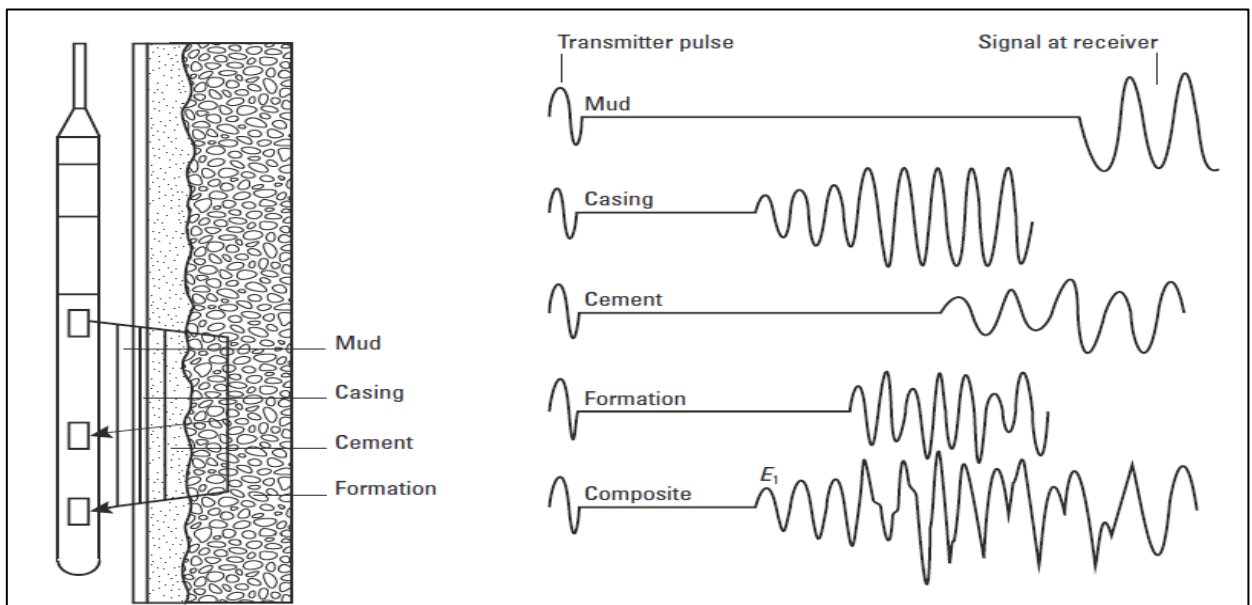
Trên Hình 1 thể hiện sơ đồ của một dụng cụ đo CBL phổ biến, cùng với mặt cắt của một giếng khoan đã chống ống và bơm trám. Dụng cụ này có bộ phát âm thường được làm bằng gốm cách điện. Hầu hết các loại dụng cụ đều có hai đầu thu, cũng bằng gốm cách điện (một số thiết kế đơn chỉ có một đầu thu). Hai đầu thu thường nằm cách máy phát 3 ft (0,9 m) và 5 ft (1,5 m). Ở thiết kế đơn, đầu thu cách máy phát 4 ft (1,2 m). Không hiển thị trên hình, cần có các định tâm cho dụng cụ này với đủ số lượng để đảm bảo rằng đầu phát/thu luôn luôn nằm ở tâm ống chống.

Đầu phát liên tục phát ra những xung (đợt) ngắn năng lượng âm thanh. Thời lượng của mỗi xung là khoảng 50 μ s và lặp lại. Tần số của mỗi xung âm thanh khoảng 20 kHz đối với dụng cụ đường kính lớn (lớn hơn 3 inch (8 cm)) và khoảng 30 kHz cho dụng cụ có đường kính nhỏ (nhỏ hơn 2 in. (5 cm)).



Hình 1. Sơ đồ nguyên lý dụng cụ đo CBL-VDL

Hình 2 là sơ đồ biểu diễn các đường dẫn mà xung ban đầu của sóng âm có thể đi theo và đến được đầu thu. Biểu diễn các dạng sóng trong hình là theo thời gian tương đối để chúng đến được đầu thu năng lượng âm đi theo những đường dẫn khác nhau. Sóng khúc xạ trực tiếp xuống thành ống chống thường tới đầu tiên là do tốc độ âm thanh cao trong thép và khoảng cách tương đối ngắn. Sóng trong dung dịch khoan có khoảng cách ngắn nhất để đi, tuy nhiên, vì vận tốc âm thanh thấp trong chất lỏng, nó đến rất muộn. Thời gian đến của sóng cắt và sóng nén trong thành hệ biến đổi rất mạnh. Tín hiệu đến đầu thu sẽ là một tổ hợp của các sóng từ tất cả những đường dẫn này.



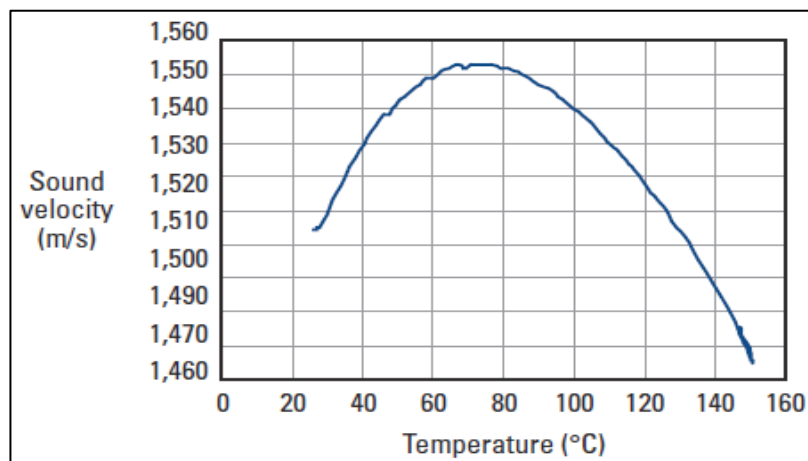
Hình 2. Các đường dẫn (đường lan truyền) của sóng âm khi đo CBL

Sóng ống chống là một phần của xung âm thanh ban đầu lan truyền trực tiếp xuống thành ống chống. Nó mất năng lượng cho vành xuyên (xi măng) và thành giếng khoan khi nó lan truyền do sự liên kết chặt với các vật liệu lân cận. Liên kết chặt càng mạnh thì năng lượng bị mất vào các vật liệu lân cận càng nhiều. Sự mất mát năng lượng vào thành hệ là thấp và ổn định; do đó, sự mất mát vào vành xuyên luôn biến đổi. Mức độ tổn thất được thể hiện bởi biên độ hoặc sự suy giảm biên độ trên số liệu đo. Nếu có chất lỏng trong vành xuyên thì sẽ có rất ít sự suy giảm của tín hiệu trong ống chống. Trên thực tế, mọi chất lỏng đều được cho là giống nhau vì không có liên kết chặt đối với bất kỳ chất lỏng nào. Đây cũng là lý do mà ngay cả một khoảng cách cực nhỏ vài phần nghìn inch giữa ống chống và xi măng (được gọi là microannulus-vi khe hở), đều có ảnh hưởng mạnh đến tín hiệu.

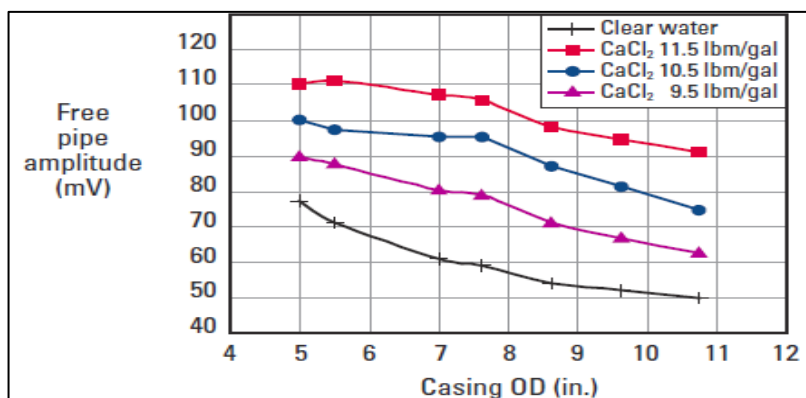
2. Các yếu tố ảnh hưởng đến CBL

2.1. Ảnh hưởng của các thông số giếng

Nhiệt độ và áp suất: Giếng càng sâu thì nhiệt độ và áp suất sẽ cao hơn. Ngoài ảnh hưởng đến ống chống, xi măng và vỉa, thì vận tốc và sự suy giảm sóng âm qua chất lỏng trong giếng khoan cũng bị ảnh hưởng bởi điều kiện dưới giếng (Hình 3). Hoạt động của các thiết bị phát/thu sóng bị ảnh hưởng. Các tác giả trong [5] đã công bố các hiệu chỉnh áp suất và nhiệt độ cho các bộ phát sóng được sử dụng trong các dụng cụ CBL.



Hình 3. Ảnh hưởng của nhiệt độ đến vận tốc truyền âm trong nước (3200 psi)



Hình 4. Biên độ CBL cho các loại nước muối khác nhau theo đường kính ngoài của ống tự do

Đặc tính chất lỏng giếng khoan: Đặc tính chất lỏng trong giếng khoan có ảnh hưởng đến cả thời gian truyền sóng và biên độ CBL. Trong [5] đã thực hiện thí nghiệm và việc mô phỏng để nghiên cứu ảnh hưởng của chất lỏng giếng khoan trên các phép đo biên độ CBL. Có sự khác biệt đáng kể về biên độ giữa các loại nước muối khác nhau (Hình 4) trong ống tự do.

Kích thước và độ dày ống chống: Khi kích thước ống chống tăng thì đường đi qua chất lỏng trong giếng cũng tăng, dẫn đến sự suy giảm tín hiệu và giảm biên độ trong ống tự do. Tuy nhiên, đối với ống được trám bằng một hệ xi măng, thì biên độ CBL thường tăng theo kích ống chống.

Độ dày xi măng: Khi độ dày xi măng quá nhỏ, phản xạ năng lượng tại mặt tiếp xúc xi măng/thành hệ có thể gây nhiễu tín hiệu trên ống chống. Những nhiễu này được thấy chủ yếu

ở các cột ống đồng tâm, trong các thân giếng có khe hở vành xuyên nhỏ hẹp. Để xác định xem phản xạ có ảnh hưởng đến E1 (biên độ CBL ở bộ thu thứ nhất) hay không, thì cần đo chính xác kích thước thân giếng và tính chất âm học của xi măng. Độ dày xi măng mà không ảnh hưởng đến E1 (tín hiệu 20 kHz) có thể dao động từ 1 inch (2,54 cm) đến 3 inch (7,6 cm), tùy thuộc vào tốc độ sóng nén qua xi măng. Nếu cổng đo (measuring gate) rộng hơn một nửa chu kỳ của tín hiệu ban đầu, nhiều có thể gây ra đo sai biên độ cho độ dày xi măng thậm chí còn lớn hơn. Trong trường hợp đặc biệt có nhiều lớp ống chống đồng tâm (ví dụ: khu vực đỉnh của ống lửng), sự cộng hưởng của lớp ống chống bên ngoài gây ra nhiễu loạn tín hiệu, dẫn đến tần số tăng ở một số chu kỳ (vòm) đầu tiên trong kết quả dạng sóng. Các thí nghiệm ngoài hiện trường trình bày trong [2] đã chứng minh rằng biên độ CBL cao thu được trong ống chống khi có xi măng tốt giữa hai lớp ống và cổng đo có biên độ quá lớn.

Thành hệ có tốc độ truyền âm nhanh - Fast formations: Hiệu ứng thành hệ nhanh là sự giảm thời gian truyền sóng. Khi trong các thành hệ này, vận tốc truyền sóng cao hơn trong ống chống (trong ống chống chậm ít hơn hơn 57 $\mu\text{s}/\text{ft}$), sóng nén phản xạ trong thành hệ có thể đến trước sóng trong ống chống. Trong trường hợp này, thời gian truyền sóng ngắn hơn dự kiến và biên độ đo được đặc trưng cho thành hệ thay vì cho liên kết của bề mặt tiếp xúc ống chống/xi măng. Vì vậy, chỉ số liên kết (Bond Index) không thể được áp dụng trong trường hợp này. Cần áp dụng một số kỹ thuật để hiệu chỉnh khi đánh giá.

2.2. Ảnh hưởng của các thông số bơm trám xi măng

Nguyên nhân phổ biến nhất dẫn đến thất bại trong trám xi măng là thay thế dung dịch (mud removal) kém, thay thế và loại bỏ dung dịch khoan kém sẽ dẫn đến phức tạp CBL. Một số nguyên nhân hiển nhiên khiến việc loại bỏ và thay thế dung dịch khoan kém là: ống chống không định tâm, mật độ vữa xi măng thấp hơn so với dung dịch khoan, độ nhớt của vữa xi măng bơm sau thấp độ nhớt của dung dịch khoan. Một số nguyên nhân khác phức tạp hơn, đòi hỏi sử dụng các công cụ hiện đại mô phỏng quá trình bơm đẩy xi măng. Đánh giá bơm đẩy xi măng thay thế dung dịch khoan nên được thực hiện trước khi phân tích kết quả đo CBL. Điều này đòi hỏi có dữ liệu thực tế bơm trám (tốc độ dòng chảy, áp suất và mật độ) trong suốt cả quá trình bơm trám và các thông tin khác, như kích thước thân giếng và mức độ định tâm ống chống.

Bởi vì vữa có mật độ khác nhau sẽ có tính chất âm học khác nhau nên dễ dàng phát hiện sự chuyển tiếp giữa tập vữa đầu và tập đuôi trên kết quả đo. Nguyên tắc này có tầm quan trọng hàng đầu đối với việc dự đoán khoảng bao phủ xi măng, bởi vì liên kết 100% trên đoạn bao phủ tập vữa đầu sẽ tương ứng với mức suy giảm biên độ CBL thấp hơn nhiều so với liên kết 100% trên đoạn vữa tập đuôi. Ở đây chủ yếu là do sự khác biệt về trở kháng âm học, liên quan trực tiếp đến mật độ xi măng. Chỉ số liên kết phải được tính toán cho từng đoạn của tập đầu và đuôi.

Đôi khi có thể ước tính lượng dung dịch khoan được thay thế bởi vữa bằng cách so sánh độ dâng xi măng dự kiến với độ dâng xi măng tính toán từ hình dạng thân giếng và khối lượng vữa được bơm. Tuy nhiên, việc ước tính như vậy phải được thực hiện khá cẩn thận, vì có nhiều tham số liên quan, bao gồm độ chính xác của thiết bị đo đường kính thân giếng và lưu lượng kế cũng như sự thay đổi thể tích do sự thải nước của vữa hoặc hiện tượng mất dung dịch từng phần vào vỉa.

Vữa xi măng pha ngoài hiện trường mà mật độ thấp hơn thiết kế sẽ tạo nước tự do và bị sa lắng nhiều hơn, thời gian quánh lâu hơn và trở kháng âm học thấp hơn. Những điều này cần được thể hiện và chú ý khi đo và phân tích kết quả CBL.

2.3. Ảnh hưởng của các công việc sau bơm trám đến CBL

Một số công việc sau bơm trám có thể ảnh hưởng đến kết quả CBL. Bất kỳ sự thay đổi áp suất và nhiệt độ nào xảy ra ở bên trong cột ống chống sẽ gây ra biến dạng ống làm thay đổi ứng suất trong xi măng và tại mặt tiếp xúc xi măng/thành hệ, xi măng/ống chống. Những biến dạng như vậy có thể phá vỡ các liên kết, dẫn đến việc tạo ra vi khe hở dạng vành khuyên.

Công trình của các tác giả trong [7] cho thấy biên độ giảm tín hiệu âm thanh không chỉ phụ thuộc vào sự suy giảm dọc theo ống chống mà còn vào hiệu quả kết nối âm thanh giữa các đầu phát (transducers) và sóng trong ống chống. Với sự hiện diện của vi khe hở, kết nối cắt (shear coupling) bị mất và sự suy giảm dọc theo ống chống là không đáng kể; tuy nhiên, kết nối không bị mất khi có chất lỏng ở trong vi khe hở. Sử dụng máy nhiễu đầu thu, về mặt lý thuyết có thể phân biệt (tách) sự kết nối và độ suy giảm, phát hiện vi khe hở, và thậm chí định lượng độ phủ xi măng phía sau ống chống.

Trong trường hợp không có thực nghiệm, kiến thức về microannuli được dựa trên kinh nghiệm thực tế và suy luận thông thường. Trong tài liệu [3] đã mô tả nguồn gốc của microannuli rất chi tiết, với các biểu hiện (hiệu ứng) được tạo ra trên CBL. Các hướng dẫn cũng đã được đưa ra để thực hiện CBL trong sự hiện diện của microannulus. Tuy nhiên, đối với mục đích đánh giá công việc bơm trám xi măng, CBL được thực hiện dưới áp suất có thể không nên áp dụng vì tác động bất lợi đến sự cách ly thủy lực. Trước tiên hãy cố gắng phân tích nguồn gốc có thể tạo vi khe hở. Một số trường hợp điển hình thường được xem xét để nhận diện có vi khe hở như sau:

Sự giãn nở hoặc co lại do nhiệt

Khi xi măng đông kết, sự tỏa nhiệt làm tăng nhiệt độ trong giếng. Nhiệt lượng này đôi khi được đo và dùng để phát hiện độ dâng (đỉnh) của xi măng. Nó cũng sẽ gây ra sự nở ống chống ở bên trong giếng. Giá trị ước tính có thể theo công thức sau:

$$\Delta d = (6,9 \times 10^{-6}) \times C_{csg} \times \Delta T(1)$$

Ở đây: C_{csg} : chu vi ống chống (in.)

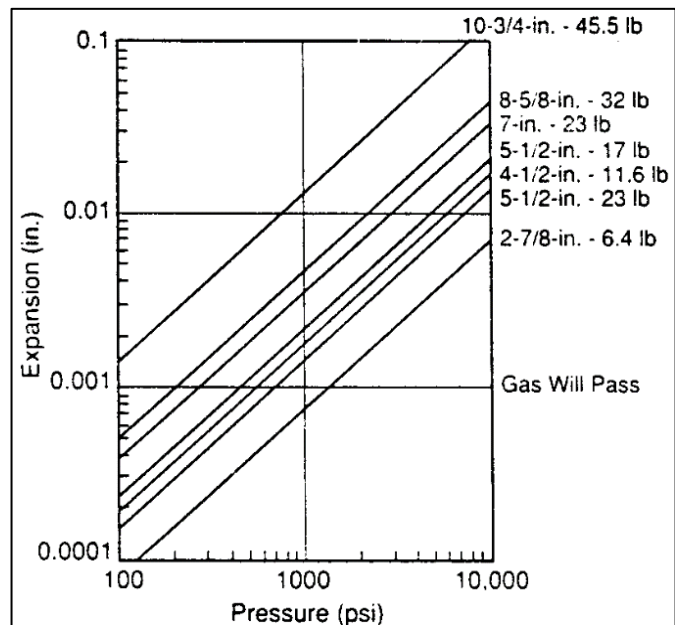
Δd : giá trị thay đổi đường kính ống chống (in.)

ΔT : giá trị thay đổi nhiệt độ (°F).

Trong suốt vòng đời của giếng, việc khai thác chất lỏng nóng hoặc việc bơm ép chất lỏng lạnh hoặc nóng cũng có thể tạo ra sự giãn nở hoặc co lại của ống chống. Công thức trên có thể sử dụng để ước tính sự thay đổi đường kính ống chống do khai thác hoặc bơm ép.

Sự giãn nở hoặc co lại do tác động cơ học

Tác động cơ học có thể xảy ra do áp suất bên trong ống chống trong quá trình ép áp suất thử độ kín, trám ép xi măng, hoặc khi tiến hành kích thích vỉa. Đôi khi trong cột ống chống cần phải duy trì áp suất khi xi măng đang đông kết (WOC) do van ngược bị hở. Sau khi bơm trám cột ống chống khai thác, việc thay thế dung dịch khoan bằng chất lỏng hoàn thiện giếng có mật độ thấp hơn là khá phổ biến. Giảm áp suất thủy tĩnh có thể gây ra sự co lại đáng kể của ống chống và tạo ra vi khe hở nếu liên kết giữa ống chống và xi măng không đủ bền. Các tác giả trong [4] trình bày chi tiết mở rộng đường kính của ống khi chịu áp lực. Thông thường, chênh lệch áp suất 1000 psi là đủ để tạo ra vi khe hở đáng kể, đặc biệt đối với các ống chống có kích thước lớn (Hình 5).



Hình 5. Giãn nở đường kính ống theo áp suất bên trong [4]

Sự mỏi cơ học

Trong các giếng nghiêng, trên các cột ống chống trung gian, việc khoan đoạn thân giếng tiếp theo có thể tạo ra rung động mạnh và các ứng suất cơ học, tập trung ở những vị trí đặc biệt (ví dụ: ở vị trí chỉnh xiên, chỉnh phương vị). Điều này có thể gây hư hại sự liên kết giữa ống chống và xi măng. Đối với các trường hợp này, nếu xi măng đủ cứng để chịu được sự biến dạng, thì liên kết sẽ không bị ảnh hưởng. Nếu xi măng vẫn dẻo khi ứng suất được tác dụng, thì kích thước hình khuyên sẽ thay đổi. Nếu xi măng chưa cứng mà xả ứng suất, liên kết cũng sẽ không bị ảnh hưởng; Tuy nhiên, nếu xi măng rắn mà ống chống nở ra đáng kể, thì nó có thể sẽ không co trở lại theo ống chống khi ứng suất được giải phóng, dẫn đến sự hình thành vi khe hở vành khuyên.

3. Công tác đánh giá chất lượng vành đá xi măng ở Vietsovpetro

3.1. Đặc điểm phương pháp và dạng kết quả đánh giá CBL ở Vietsovpetro

Hiện nay, chất lượng bơm trám xi măng (CBL) ở Liên doanh Vietsovpetro được đánh giá theo các tiêu chuẩn chung phổ biến trên thế giới cả về phương pháp cũng như các dụng cụ, thiết bị đo [6]. Thực hiện đo trong giếng khoan được giao trách nhiệm cho XN Địa vật lý giếng khoan.

Khác biệt duy nhất là trong kết quả bổ sung thêm cột 3 để phân loại chất lượng liên kết “tốt”, liên kết “từng phần”, “liên kết kém” và “thiếu liên kết” của xi măng với ống chống (Hình 6) theo hướng dẫn trong [1] và sau đó tính hệ số chất lượng liên kết.

Hệ số chất lượng liên kết của xi măng với ống chống (K_k) được tính như sau:

$$K_k = \frac{1A + 0,7B + 0,3C}{A + B + C + D} \quad (1)$$

Ở đây, A, B, C, D – tương ứng là chiều dài các đoạn liên kết “tốt”, liên kết “từng phần”, “liên kết tồi” và “thiếu liên kết” trong toàn bộ khoảng khảo sát (khoảng dự định trám xi măng - K_k , hoặc khoảng vỉa - $K_k \pm 50$).

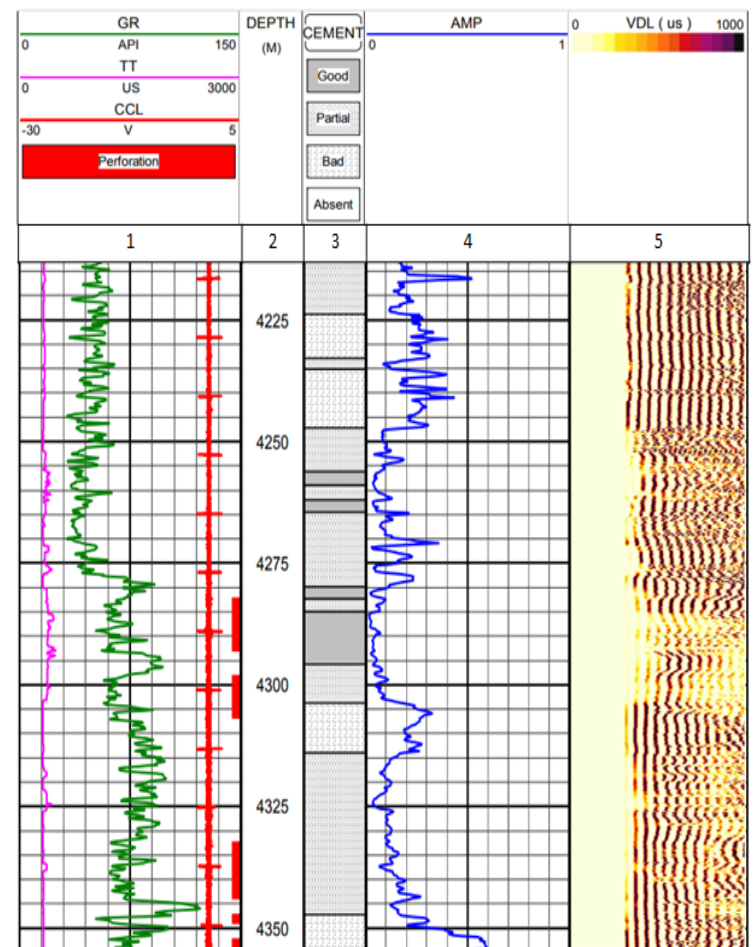
Chất lượng bơm trám xi măng được đánh giá thành 4 bậc:

1,00 > K_k > 0,80 – Tốt

0,80 > K_k > 0,63 – Đạt

0,63 > K_k > 0,20 – Kém

0,20 > K_k > 0,00 – Rất kém.



Hình 6. Kết quả đo chất lượng vành đá xi măng (CBL)

Theo phương pháp như trên, tất cả các cột ống chống đường kính từ Ø340-127 mm được đo CBL và xác định hệ số K_k . Đối với các cột ống chống khai thác qua các đoạn vỉa thì xác định thêm hệ số $K_k \pm 50$ (tính cho đoạn từ trên vỉa 50 m đến dưới vỉa 50 m). Thí dụ về kết quả đánh giá ở giếng khoan (bảng 1).

Bảng 1. Kết quả đánh giá chất lượng bơm trám xi măng GK №2022 RC-RB1

Ø ống chống, mm	Độ sâu thả ống chống, m	Khoảng tính hệ số		Liên kết của xi măng với ống chống, %				Hệ số liên kết		Đánh giá
		Độ sâu, m-m	Độ dài, m	Tốt	Từng phần	Kém	Thiếu liên kết			
340	0-1452	20-1450	1430	34.26	27.67	35.97	2.10	0.64	Kk	Đạt
245	0-3030	20-2850	2830	20.48	18.87	57.74	2.91	0.51	Kk	Kém
194	2852-3837	2853-3837	984	8.53	6.88	84.59	0.00	0.39	Kk	Kém
140	3641-3974	3643-3972	329	32.31	24.26	43.43	0.00	0.62	Kk	Kém
		3818-3972	154	66.69	18.70	14.61	0.00	0.84	Kk±50	Tốt

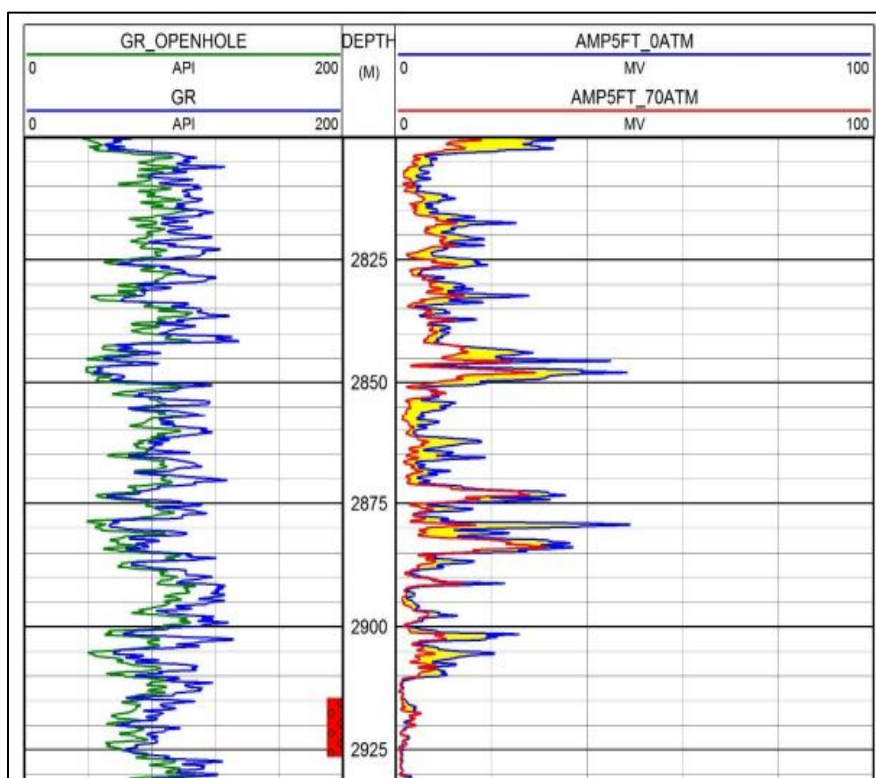
Như vậy, bên cạnh kết quả thông dụng là bảng số liệu đo CBL (Hình 6), bằng cách tính hệ số chất lượng liên kết đã cho phép đánh giá và phân loại chất lượng vành đá xi măng một cách định lượng trên khoảng chiều dài đoạn bơm trám hoặc đoạn vữa.

3.2. Một số kết quả khảo sát thực tế các yếu tố ảnh hưởng đến CBL ở Vietsovpetro

Các thông số của giếng khoan và của quá trình bơm trám đã được nghiên cứu và đề cập nhiều trong các tài liệu hướng dẫn và đưa vào quy trình đo và minh giải CBL. Công tác đo CBL ở Vietsovpetro hoàn toàn tuân thủ các quy định này.

Các yếu tố do các công việc sau bơm trám như trong lý thuyết được xem xét mức độ ảnh hưởng tại thực tế của Vietsovpetro: Đo CBL ở điều kiện thường và điều kiện áp suất dư.

Tại GK R-61, sau khi trám cột ống chống 178 mm, đã thực hiện đo CBL ở điều kiện thường, áp suất trên miệng giếng 0 at và ở điều kiện áp suất trên miệng giếng 70 at (Hình 7, Bảng 2). (bơm trám và chờ xi măng đông kết trong dung dịch khoan mật độ 1,20 g/cm³, chuyển sang nước biển và thực hiện đo CBL).

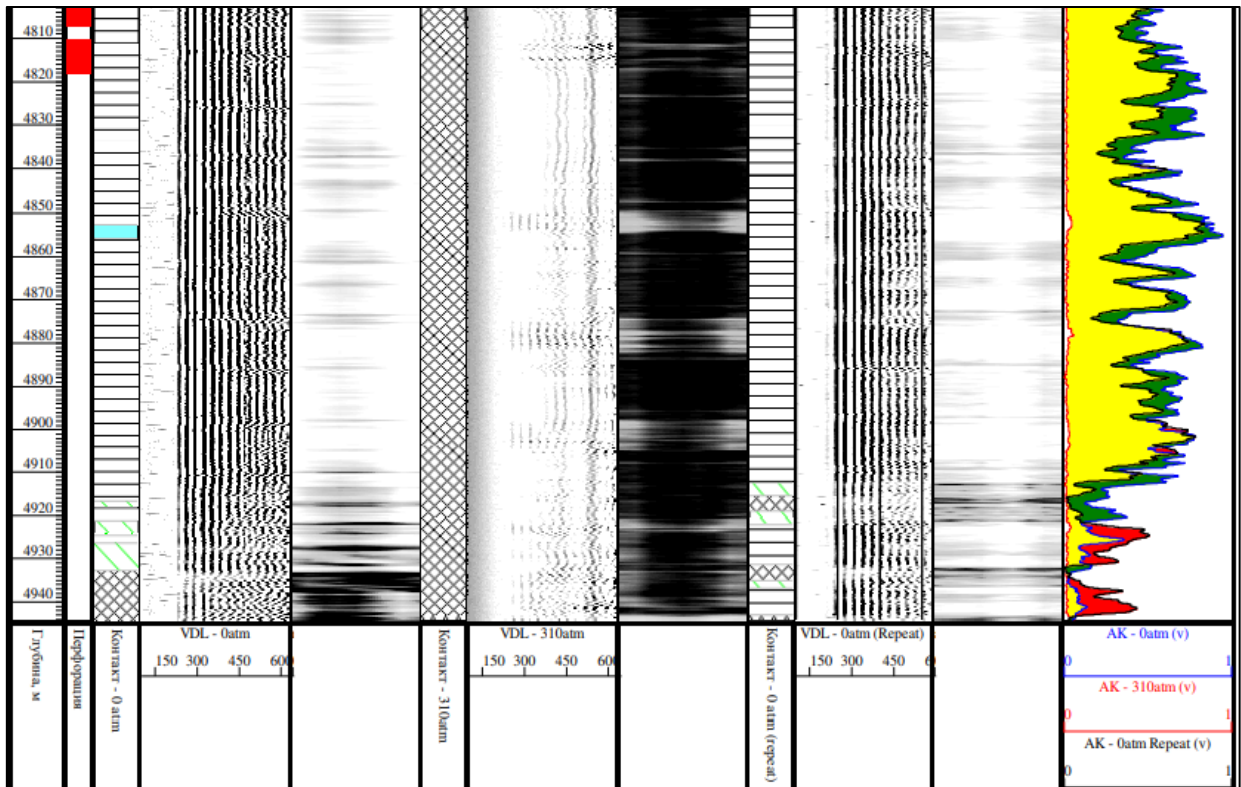


Hình 7. Hình ảnh một đoạn CBL GK R-61

Bảng 2. Kết quả đánh giá chất lượng xi măng GK R-61

Lần đo	Khoảng trám xi măng, m-m	Áp suất miệng giếng, at	Hệ số liên kết		Đánh giá
1	918-3222	0	0,63	Kk	Đạt
	Khoảng vỉa $\pm 50m$		0,78	Kk ± 50	Đạt
2	918-3222	70	0,75	Kk	Đạt
	Khoảng vỉa $\pm 50m$		0,88	Kk ± 50	Tốt

* Tại GK BH-57, sau khi trám cột ống chống 127 mm, đã thực hiện đo CBL ở điều kiện thường, áp suất trên miệng giếng 0 at và ở điều kiện áp suất trên miệng giếng 310 at (Hình 8, Bảng 3). (bơm trám và chờ xi măng đông kết trong dung dịch khoan mật độ 1,71 g/cm³, chuyển sang nước biển và thực hiện đo CBL). Trên Hình trình bày một đoạn của băng số liệu đo CBL



Hình 8. Hình ảnh một đoạn CBL GK BH-57.

Bảng 3. Kết quả đánh giá chất lượng xi măng BH-57

Lần đo	Khoảng trám xi măng, m-m	Áp suất miệng giếng, at	Hệ số liên kết		Đánh giá
1	3768-4944	0	0,31	Kk	Kém
	Khoảng vỉa $\pm 50m$		0,29	Kk ± 50	Kém
2	3768-4944	310	0,68	Kk	Đạt
	Khoảng vỉa $\pm 50m$		0,98	Kk ± 50	Tốt
3	3768-4944	0	0,29	Kk	Kém
	Khoảng vỉa $\pm 50m$		0,30	Kk ± 50	Kém

Từ các số liệu trên đây có thể thấy rằng:

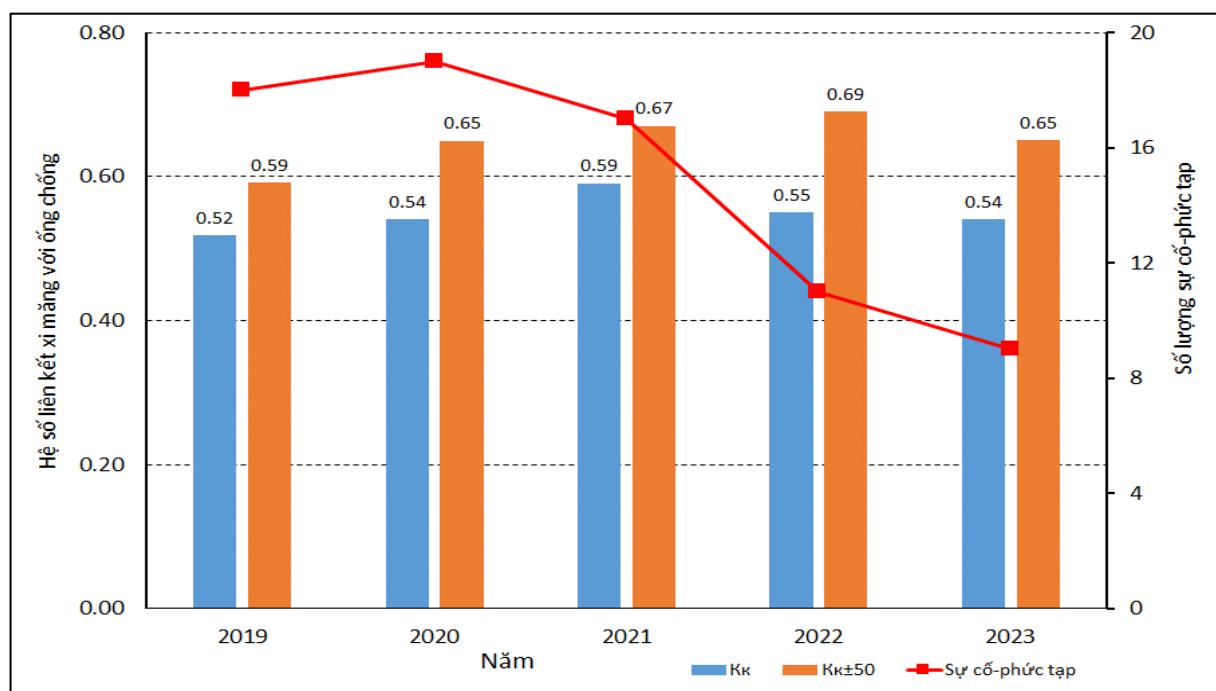
- Lý thuyết và thực tế xác nhận áp suất trong cột ống chống có ảnh hưởng đáng kể đến kết quả CBL. Áp suất 70 at (tương đương gần 1000 psi) đã gây ra biến dạng cột ống chống Ø178mm, ảnh hưởng đến kết quả CBL, hệ số chất lượng liên kết tăng là 19% trong

chiều dài đoạn bơm trám (và 12% trong đoạn vữa) ở giếng R-61. Áp suất 310 at ở GK BH-57 đã làm thay đổi hẳn kết quả đánh giá.

- Như lý thuyết đã nêu (sau khi bơm trám cột ống chống khai thác, việc thay thế dung dịch khoan bằng chất lỏng hoàn thiện giếng có mật độ thấp hơn là phổ biến, làm giảm áp suất thủy tĩnh có thể gây ra sự co lại đáng kể của ống chống và tạo ra vi khe hở nếu liên kết giữa ống chống và xi măng không đủ bền). Ở GK BH-57 đã sử dụng dung dịch khoan mật độ 1,71 để khoan và bơm trám cột ống chống lừng khai thác Ø127 mm, sau khi chờ đông kết, giếng được chuyển sang nước biển (chênh lệch áp suất ở đáy giếng tương đương 310 at) và đo CBL. Như vậy, trong điều kiện nước biển và 0 at thì CBL cho kết quả chất lượng “kém”; còn trong điều kiện nước biển và 310 at (tương đương trong điều kiện dung dịch khoan mật độ 1,71 và 0 at) thì CBL cho kết quả “đạt” và “tốt”.

3.3. Kết quả đánh giá chất lượng bơm trám xi măng ở Vietsovetro

Thông qua CBL và tính hệ số chất lượng liên kết, hàng năm Vietsovetro thực hiện phân tích và đánh giá kết quả công tác gia cố giếng khoan. Trên hình 9 trình bày kết quả đánh giá chất lượng bơm trám xi măng của Vietsovetro trong năm năm gần đây (số liệu là giá trị trung bình trong năm).



Hình 9. Kết quả chất lượng bơm trám xi măng theo hệ số (2019-2023)

Chất lượng liên kết vành đá xi măng nằm trong bậc “đạt” theo thang đánh giá chất lượng của Zaruberneft trong các đoạn vữa (theo Kk±50), số lượng phức tạp sự cố giảm rõ rệt. Đây là kết quả của việc nỗ lực áp dụng các giải pháp công nghệ kỹ thuật tiên tiến và vật liệu theo tiêu chuẩn quốc tế vào thực tiễn bơm trám xi măng gia cố giếng khoan ở Liên doanh Vietsovetro trong các năm vừa qua. Các giải pháp này đã được giới thiệu trong [8].

Tuy vậy, chất lượng liên kết xi măng trong toàn bộ khoảng bơm trám còn thấp nằm trong bậc “kém” theo thang đánh giá của Zaruberneft (theo Kk). Trong thực tế vẫn còn những trường hợp chỉ số chất lượng vành đá xi măng chưa tương ứng với kỳ vọng. Bên cạnh những yếu tố bất lợi về thông số giếng khoan và quá trình bơm trám, yếu tố sau bơm trám tương tự như ở GK BH-57 xảy ra khá phổ biến đối với Vietsovetro trong năm 2023 (Bảng 4).

Trong số 10 giếng có hệ số không như kỳ vọng thì nhận thấy ở 8 giếng có yếu tố ảnh hưởng của điều kiện thay đổi tỉ trọng (mật độ) dung dịch trong giếng thấp hơn khi đo so với khi bơm trám và WOC. Dẫn đến áp suất chênh lệch từ 97-279 at.

Bảng 4. Thống kê một số giếng có sự chênh lệch mật độ (dẫn đến áp suất) đáng kể

STT	Giếng khoan	Ø ống chống, mm	Mật độ chất lỏng trong giếng, g/cm ³		Chênh lệch áp suất, at	Hệ số liên kết	
			Khi bơm trám và WOC	Khi đo CBL			
1	928H BK-18A	245	1.41	1.03	97	0.33	Kk
2	2021 RC-RB1	194	1.76	1.03	242	0.39	Kk
3	2023 RC-RB1	194	1.71	1.03	225	0.35	Kk
4	2022 RC-RB1	194	1.68	1.22	148	0.39	Kk
5	720 MSP-7	194	1.80	1.39	135	0.37	Kk
6	2202 BK-22	178	1.79	1.03	279	0.32	Kk
						0.34	Kk±50
7	2207 BK-22	178	1.78	1.03	276	0.32	Kk
						0.37	Kk±50
8	CT-202 CTC-2	178	1.55	1.03	156	0.29	Kk
						0.33	Kk±50

THẢO LUẬN

Khảo sát của Vietsovetro trên đây cho thấy kết quả đo CBL bị ảnh hưởng đáng kể bởi mật độ dung dịch trong giếng. Tuy nhiên cần nhận thức rằng, các kết quả trên tuy khác nhau nhưng đều phản ánh rất khách quan chất lượng liên kết thực của vành đá xi măng với ống chống, chỉ có điều cần lưu ý là ở các điều kiện khác nhau. Vậy, sử dụng kết quả nào?

Trên quan điểm xây dựng giếng khoan để khai thác dầu khí, ta cần phải thiết kế dự trù tất cả các điều kiện có thể xảy ra từ khi xây dựng giếng và trong suốt vòng đời sử dụng giếng và đặt ra các yêu cầu về chất lượng phải đáp ứng. Trong trường hợp ở Vietsovetro thì tất cả giếng sau khi bơm trám cột ống chống khai thác, cần chuyển sang nước biển để thử độ kín ống và chuẩn bị đưa vào khai thác, hoặc thử vữa. Nếu khai thác tự phun thì nước biển là điều kiện làm việc của giếng, nếu khai thác gaslift thì mực nước biển trong giếng hạ xuống tới độ sâu đặt các van với áp suất bơm khí gaslift. Với cách tiếp cận như vậy thì chất lượng vành đá xi măng trong điều kiện nước biển sẽ gần tương đương với điều kiện giếng làm việc hơn so với điều kiện trong dung dịch khoan.

Tuy nhiên, trong trường hợp cụ thể của giếng BH-57, ngoài các yêu cầu chung về xây dựng giếng như trên đây, trong chương trình bơm trám còn có yêu cầu thử nghiệm công nghệ và vật liệu mới (thử nghiệm công nghệ bơm trám với đơn pha chế vữa mới, dùng phụ gia nở và phụ gia chặn khí). Do đó, cần phải đánh giá hiệu quả, ảnh hưởng của các phụ gia và công nghệ sử dụng đến chất lượng vành đá xi măng.

Khi đo trong CBL trong dung dịch khoan mật độ 1,71 g/cm³ (tương đương trong nước biển với áp suất 310 at) thì chất lượng vành đá xi măng được đánh giá trong điều kiện tương đương với điều kiện bơm trám và điều kiện hình thành, sẽ phản ánh tác dụng của vật liệu và công nghệ mới áp dụng, so với công nghệ vật liệu hiện hành. Còn khi đo CBL trong nước biển với áp suất 0 at, hiển nhiên kết quả sẽ phản ánh cột ống chống đã bị biến dạng co lại.

Theo lý thuyết, việc đo CBL khi có và không có áp suất miệng giếng là nhằm mục đích phát hiện vi khe hở vành xuyên. Mức độ chênh lệch kết quả CBL cho biết sự hiện diện và kích thước các vi khe hở. Nếu không có vi khe hở và xi măng tốt sẽ có kết quả như nhau trong các điều kiện đo. Đo CBL trong áp suất không được khuyến khích do tác động tiêu cực đến cách ly thủy lực (nâng và hạ áp suất trong giếng gây ra co giãn ống chống làm hình thành vi khe hở).

KẾT LUẬN

Công tác đánh giá chất lượng vành đá xi măng ở Vietsovpetro được thực hiện tại XN Địa vật lý giếng khoan, tuân theo các quy tắc hướng dẫn chung của thế giới khi đo. Kết quả được bổ sung hệ số chất lượng liên kết, đã cho phép đánh giá và phân loại chất lượng vành đá xi măng một cách định lượng trên khoảng chiều dài đoạn bơm trám hoặc đoạn vữa.

Thực tiễn ở Vietsovpetro khẳng định áp suất trong cột ống chống có ảnh hưởng đáng kể đến kết quả CBL, đã xác nhận lý thuyết: sau khi bơm trám cột ống chống khai thác, việc thay thế dung dịch khoan bằng chất lỏng hoàn thiện giếng có mật độ thấp hơn là khá phổ biến, làm giảm áp suất thủy tĩnh, có thể gây ra sự co lại đáng kể của ống chống và tạo ra vi khe hở nếu liên kết giữa ống chống và xi măng không đủ bền.

Việc đo CBL trong nước biển và trong điều kiện dung dịch khoan sử dụng để bơm trám và WOC đều cần thiết và có ý nghĩa. Kết quả của chúng không mâu thuẫn, không loại trừ lẫn nhau. Đo trong dung dịch khoan cho phép đánh giá khách quan việc thử nghiệm ứng dụng công nghệ kỹ thuật và vật liệu mới so với hiện hành.

Kết quả khảo sát và phân tích chất lượng bơm trám của Vietsovpetro thông qua chỉ số liên kết cho thấy: mặc dù việc áp dụng các giải pháp công nghệ kỹ thuật và vật liệu tiên tiến trong các năm vừa qua đã mang lại những kết quả rất tích cực, thì việc bơm trám trong điều kiện dị thường áp suất cao vẫn cần phải tiếp tục nghiên cứu và hoàn thiện để hạn chế (khắc phục) việc hình thành vi khe hở khi chuyển giếng vào khai thác trong điều kiện nước biển hoặc khí gaslift trong giếng khoan.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Методические указания по определению качества цементирования обсадных колонн и хвостовиков скважин. ОАО «Зарубежнефть» приказом № 436 22 10.2013г., Москва.
2. Nelson E.B., Dominique Guillot. (2006), Well cementing. Second edition. Chapter 15- Cement job evaluation p.549-612.
3. Pilkington, P.E.: "Pressure needed to reduce microannulus effect on CBL," Oil & Gas Journal (May 30, 1988) 86, No. 22, 68–74.
4. Carter, L.G., and Evans, G.W.: "A Study of Cement-Pipe Bonding," Journal of Petroleum Technology (February 1964) 16, No. 2, 157–160; also presented as paper SPE 764 at the SPE California Regional Meeting (October 24–26, 1963).
5. Nayfeh, T.H., Wheelis, W.B. Jr., and Leslie, H.D.: "The Fluid-Compensated Cement Bond Log," SPE Formation Evaluation (August 1986) 1, No. 4, 335–341; also presented as paper SPE 13044 at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA (September 16–19, 1984).
6. Phương pháp đo chất lượng bơm trám xi măng (phần 1, phần 2).
7. <http://www.diavatly.com/index.php/khkt/congnghediavatly/125-phng-phap-o-cht-lng-bm-tram-xi-mng-phn-1>.
8. <http://www.diavatly.com/index.php/khkt/congnghediavatly/127-phng-phap-o-cht-lng-bm-tram-xi-mng-phn-2>
9. Leslie, H.D., de Selliers, J., and Pittman, D.J.: "Coupling and Attenuation: A New Pair in Cement Bond Logging," paper SPE 16207 presented at the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA (March 8–10, 1987).
10. Nguyễn Hữu Chinh, Krukov O.V., Nguyễn Chí Công, Lê Minh Hoàng. Gia cố giếng khoan và vấn đề đảm bảo chất lượng trong xây dựng giếng khoan ở các mỏ của Liên doanh Vietsovpetro. Tuyển tập bài báo khoa học kỷ niệm 40 năm ngày thành lập LD Vietsovpetro và 35 năm khai thác tấn dầu đầu tiên, Vũng Tàu 2022 (tr. 408-418)

PHẦN THỨ NĂM
**XÂY DỰNG MỎ,
KINH TẾ MỎ & CÁC LĨNH VỰC KHÁC**

HỆ THỐNG CÔNG NGHỆ CÁC MỎ DẦU KHÍ CỦA VIETSOVPETRO – HIỆN TRẠNG VÀ CÁC GIẢI PHÁP ĐỂ ĐẢM BẢO KHAI THÁC

Nguyễn Lê Việt Dũng, Bùi Trọng Hân, Nguyễn Quốc Dũng,
Nguyễn Công Hiếu, Nguyễn Công Trình, Phạm Thành Vinh
LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

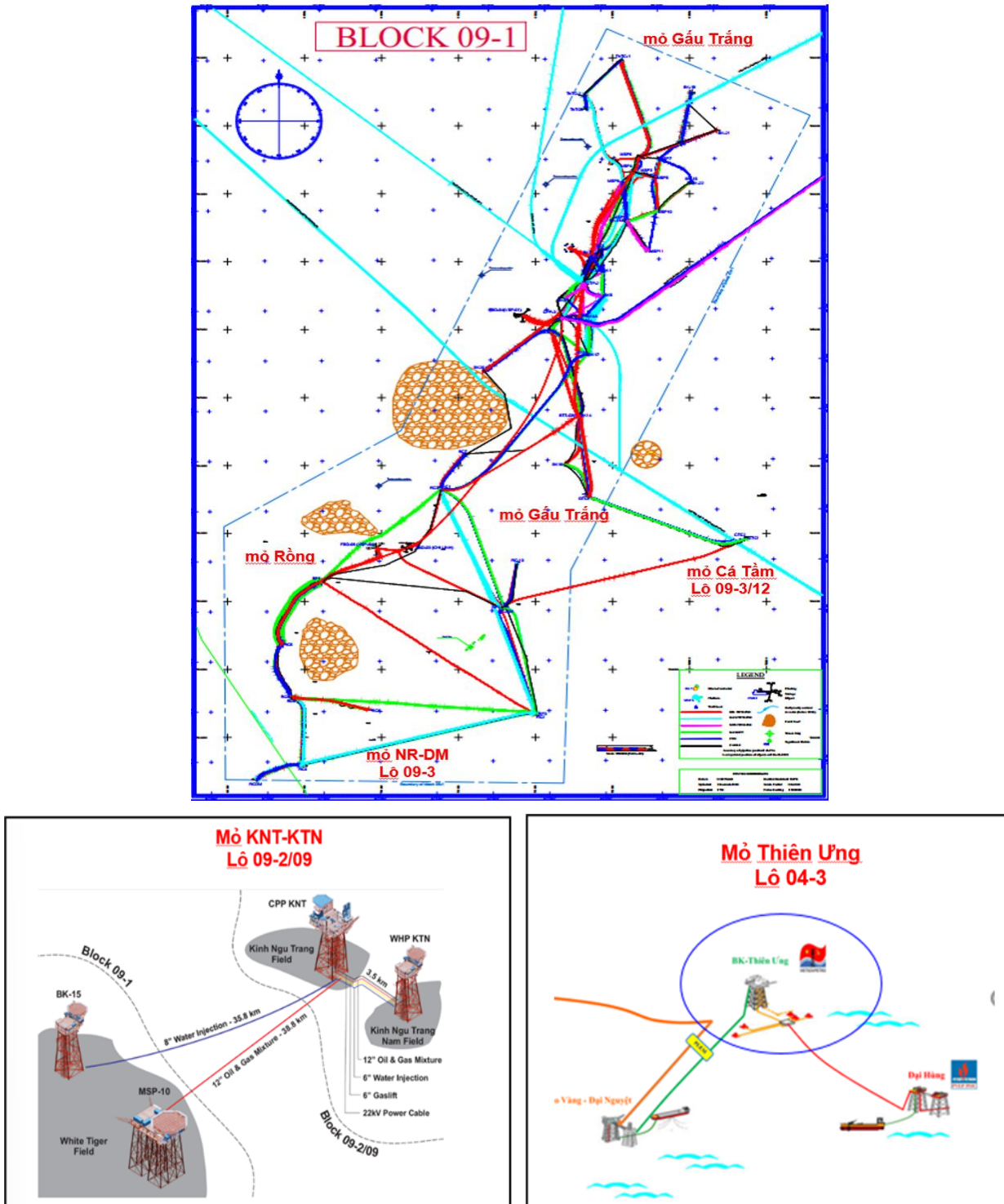
Hiện nay VSP đang vận hành và khai thác các mỏ thuộc 5 lô dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam với 67 công trình biển, 974 km đường ống và cáp điện ngầm. Nhìn chung, với cơ sở hạ tầng hiện tại, mỏ Bạch Hổ và Rồng có đủ công suất và khả năng để tiếp tục duy trì việc vận hành khai thác nội mỏ, cũng như tiếp nhận và xử lý sản phẩm khai thác từ các mỏ khác. Tuy nhiên, do nhiều công trình đã cũ, sản lượng khai thác giảm đáng kể, cùng với tính chất của chất lưu khai thác cũng đã thay đổi nhiều so với trước đây, không còn phù hợp với thiết kế ban đầu nên tồn tại rất nhiều vấn đề cần phải nghiên cứu và tìm giải pháp thích hợp nhằm duy trì và vận hành khai thác các công trình biển một cách an toàn và hiệu quả.

Từ khóa: công trình dầu khí, hệ thống công nghệ, kết cấu công trình, vận hành khai thác.

1. Tổng quan hệ thống các công trình dầu khí của Vietsovpetro (VSP) đang vận hành và khai thác

Hiện nay VSP đang vận hành và khai thác các mỏ thuộc 5 lô dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam, gồm: lô 09-1 (các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Gấu Trắng, Thỏ Trắng), lô 09-3 (mỏ hợp nhất Nam Rồng – Đồi Mồi), lô 09-3/12 (mỏ Cá Tầm), lô 04-3 (mỏ Thiên Ưng) và lô 09-2/09 (Mỏ Kinh Ngư Trắng và Kinh Ngư Trắng Nam). Trên các mỏ này, VSP đã xây dựng tổng cộng 67 công trình biển, 974 km đường ống và cáp điện ngầm. Ngoài ra, dự kiến trong năm 2025 sẽ xây dựng thêm 2 giàn khai thác và 89 km đường ống và cáp ngầm tại mỏ Kinh Ngư Trắng và Kinh Ngư Trắng Nam, lô 09-2/09. Các loại giàn chức năng mà VSP đang vận hành khai thác gồm: i) các giàn đầu giếng BK; ii) các giàn khai thác cố định MSP/RP; iii) các giàn công nghệ trung tâm CPP; iv) các tàu chứa dầu FSO; v) các giàn nén khí cao cấp; vi) các giàn bơm nước ép vỉa WI; vii) các giàn phụ trợ khác (giàn ống đứng, giàn nhà ở ...).

Các công trình biển đã xây dựng chủ yếu tập trung tại lô 09-1 (62 giàn chiếm 92,5%), trong đó tại mỏ Bạch Hổ là 43 giàn, mỏ Rồng 15 giàn, mỏ Thỏ Trắng 3 giàn, mỏ Gấu Trắng 1 giàn. Các công trình biển tại mỏ Bạch Hổ và Rồng đa số là đã cũ, có đến 41% số lượng giàn có tuổi thọ trên 25 năm, 21% số lượng giàn có tuổi thọ từ 15 đến 25 năm. Giàn được xây dựng đầu tiên là MSP-1 vào năm 1985, đã qua 39 năm vận hành khai thác. Sơ đồ hệ thống công nghệ các mỏ như hình 1.



Hình 1. Sơ đồ công nghệ các mỏ do VSP vận hành khai thác

2. Hiện trạng hệ thống công nghệ các mỏ dầu khí của VSP

Với 3 giàn công nghệ trung tâm (CPP-2, CPP-3, RP-2), 3 giàn nén khí (CCP, MKS, DGCP), 2 giàn bơm ép vỉa (WIP-30000, WIP-40000), 3 trung tâm phát điện, mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng hiện nay được xem như là trung tâm tiếp nhận và xử lý sản phẩm khai thác dầu khí, cũng như cung cấp các hệ thống phụ trợ phục vụ khai thác dầu khí đối với các mỏ thuộc lô 09-1 và các lô lân cận. Nhìn chung, với cơ sở hạ tầng hiện tại, mỏ Bạch Hổ và Rồng có đủ công suất và khả năng để tiếp tục duy trì việc vận hành khai thác nội mỏ, cũng như tiếp nhận và xử lý sản

phẩm khai thác từ các mỏ khác. Tuy nhiên, do nhiều công trình đã cũ, sản lượng khai thác giảm đáng kể, cùng với tính chất của chất lưu khai thác cũng đã thay đổi nhiều so với trước đây, không còn phù hợp với thiết kế ban đầu nên tồn tại rất nhiều vấn đề cần phải nghiên cứu và tìm giải pháp thích hợp nhằm duy trì và vận hành khai thác các công trình biển một cách an toàn và hiệu quả. Trong đó, bao gồm các vấn đề chính sau đây:

2.1. Vấn đề về kết cấu công trình

Hiện có đến 26 giàn (chiếm 41%, chủ yếu là MSP/RP và BK) đã hoạt động trên 25 năm, quá tuổi thọ thiết kế, nên đã xuống cấp trầm trọng. Sức chịu đựng của kết cấu chân đế ngày càng giảm do kết cấu bị ăn mòn và hư hỏng sau nhiều năm vận hành.

Hệ thống đường ống ngầm cũng được xây dựng từ lâu, không có giải pháp làm sạch, khảo sát và chống ăn mòn bên trong đường ống. Qua nhiều năm vận hành, đến nay đã bắt đầu xảy ra sự cố thủng và hư hỏng đường ống, ảnh hưởng nghiêm trọng đến kế hoạch sản xuất của VSP.

Việc khảo sát, phát hiện, sửa chữa các khuyết tật trên công trình biển và đường ống ngầm không những làm tăng chi phí vận hành mà còn gây quá tải đối với năng lực khảo sát sửa chữa hàng năm của VSP.

2.2. Vấn đề trong vận chuyển dầu khí

Thành phần dầu có nhiều parafin, trong khi sản lượng khai thác suy giảm, lưu lượng vận chuyển thấp hơn nhiều so với thiết kế của đường ống làm cho tốc độ dòng chảy chậm, gây nguy cơ lắng đọng parafin trong đường ống dẫn đến tắc nghẽn. Ngoài ra, phương pháp khai thác dầu bằng khí gaslift làm cho nhiệt độ hỗn hợp dầu khí giảm gây lắng đọng parafin trong ống khai thác cũng như trong đường ống vận chuyển.

Tính chất của chất lưu (dầu/khí, khí gaslift) đã thay đổi nhiều theo chiều hướng “xấu đi” như: gia tăng nồng độ các tác nhân gây ăn mòn (H_2S , CO_2), tăng hàm lượng nước, các tạp chất hoá học và cơ học xuất hiện trong quá trình khai thác và can thiệp giếng (axit, muối...) làm tăng tốc độ ăn mòn của đường ống.

Hệ thống đường ống ngầm trước đây thiết kế và xây dựng theo các tiêu chuẩn cũ, không có bọc cách nhiệt, nhiều cấp đường kính khác nhau, đã vận chuyển chất lưu nhiều năm nhưng không thực hiện công việc phóng pig làm sạch dẫn đến lắng đọng bên trong và giảm tiết diện đường ống gây tăng áp suất vận chuyển.

Vị trí các giàn khai thác (BK) ngày càng cách xa giàn công nghệ trung tâm, khoảng cách vận chuyển lớn dẫn đến chênh áp nhiều và yêu cầu áp suất tại miệng giếng trên các giàn ở các khu vực ngoài rìa của mỏ cao làm giảm sản lượng khai thác.

Nhu cầu khí gaslift phục vụ khai thác ngày càng nhiều làm quá tải hệ thống vận chuyển, một số nơi không đảm bảo áp suất gaslift tối ưu để phục vụ khai thác dầu, đặc biệt là các khu vực nằm xa giàn nén khí trung tâm.

Tại mỏ Cá Tầm, nhiều giếng xuất hiện cát cùng với sản phẩm khai thác, gây khó khăn và phức tạp trong xử lý, thu gom và vận chuyển sản phẩm.

2.3. Vấn đề về hệ thống công nghệ xử lý dầu trên các giàn CPP, FSO

Độ ngập nước của hầu hết các giếng khai thác ngày càng tăng cao làm cho hệ thống xử lý nước đồng hành trên các giàn CPP và FSO bị quá tải. Đặc biệt, VSP đang triển khai chiến lược chuyển đổi phương pháp khai thác dầu bằng gaslift sang phương pháp bơm điện ngầm làm cho độ ngập nước của sản phẩm khai thác sẽ ngày càng tăng cao.

Dòng chất lỏng khai thác từ các giàn BK, MSP về các giàn CPP có nhiệt độ thấp, hàm lượng nước cao gây quá tải cho hệ thống gia nhiệt và giảm hiệu quả tách dầu – nước.

Trên các FSO, việc nung dầu để xử lý tách nước đến dầu thương phẩm làm cho nhiệt độ dầu trong các bể chứa cao, một lượng lớn hydrocarbon nhẹ bị bay hơi và thoát ra ngoài môi trường, gây lãng phí tài nguyên và ô nhiễm môi trường.

Hệ thống xử lý nước xả thải biển trên các giàn CPP đã cũ, hoạt động kém hiệu quả, gây khó khăn trong việc vận hành đảm bảo xả thải an toàn theo quy định.

2.4. Vấn đề về hệ thống thu gom và nén khí

Các giàn nén khí MKS, DGCP không có hệ thống làm khô khí nén cao áp đầu ra, hơi nước trong khí tích tụ thành những nút chất lỏng trong đường ống làm giảm áp suất gaslift ở các giàn đầu cuối, không đảm bảo khai thác. Đồng thời tạo hiện tượng hydrate hóa và tắc các tuyến ống nhánh gaslift đi vào giếng.

Thiếu công suất thu gom khí tại mỏ Rồng dẫn đến phải đốt bỏ khí cũng như thuê công suất nén khí của PVGAS. Trong khi tại mỏ Bạch Hổ thì dư công suất nén. Ngoài ra, do thiếu công suất nén tại mỏ Rồng nên cần phải vận chuyển một lượng khí gaslift từ mỏ Bạch Hổ sang mỏ Rồng và Nam Rồng – Đồi Mồi để phục vụ khai thác dầu khí. Việc này dẫn đến 2 vấn đề: thứ nhất là làm cho áp suất gaslift ở các giàn đầu cuối tại mỏ Rồng và Nam Rồng – Đồi Mồi không đảm bảo do nằm quá xa giàn CCP; thứ hai là cần phải dùng máy nén booster tại mỏ Rồng để thu gom và vận chuyển khí thấp áp ngược về mỏ Bạch Hổ để nén lên cao áp, điều này không những gây tốn năng lượng, chi phí mà còn làm cho áp suất hệ thống vận chuyển dầu khí tăng cao, ảnh hưởng đến sản lượng khai thác của hàng loạt công trình.

2.5. Vấn đề về hệ thống cung cấp năng lượng

Hệ thống điện hiện hữu không đủ công suất để cung cấp điện cho chương trình áp dụng rộng rãi bơm điện ly tâm chìm tại mỏ Bạch Hổ và Rồng. Ngoài ra, hệ thống cáp điện ngầm hay bị sự cố do bị hở hộp nối hoặc hư hỏng, làm gián đoạn hệ thống cung cấp điện trên các công trình liên quan.

3. Các giải pháp nhằm đảm bảo vận hành khai thác an toàn

Để có thể giải quyết các vấn đề nêu trên nhóm tác giả đề xuất nghiên cứu và triển khai các nhóm giải pháp sau:

3.1. Nhóm giải pháp đảm bảo kết cấu công trình

Thứ nhất, cần xem xét giảm tải trọng lên kết cấu chân đế các giàn MSP/RP. Hiện nay, ngoài các giàn là điểm trung tâm thu gom, vận chuyển và xử lý sản phẩm, còn lại đa số các giàn MSP/RP hiện có số lượng thiết bị và công suất dư thừa so với thiết kế ban đầu do nhu cầu khoan và sản lượng dầu khai thác đã giảm đi rất nhiều so với trước kia. Một trong những giải pháp giảm tải đáng kể cho kết cấu mà VSP đã thực hiện đó là tháo dỡ tháp khoan và các block module ở tầng 2 trên các giàn MSP/RP. Các giải pháp đang thực hiện và cần tiếp tục triển khai đó là: tháo dỡ các thiết bị không còn nhu cầu sử dụng, đơn giản hệ thống công nghệ, cải hoán các giàn MSP thành giàn mini MSP hoặc giàn BK, tùy trường hợp cụ thể. Giải pháp này không những giảm tải cho kết cấu chân đế mà còn giảm khối lượng sơn chống ăn mòn và sửa chữa hàng năm, qua đó giảm chi phí vận hành.

Thứ hai, cần phải tăng cường công tác khảo sát và sửa chữa định kỳ các công trình biển. Đối với các giàn khai thác cần phải chú trọng việc lập kế hoạch khảo sát, sơn chống ăn mòn, gia cố và sửa chữa các khuyết tật đầy đủ và kịp thời theo yêu cầu của cơ quan đăng kiểm. Định kỳ tiến hành kiểm tra, tính toán lại mô hình kết cấu, dự báo thời gian hoạt động còn lại của công trình để theo dõi, giám sát.

Đối với hệ thống đường ống ngầm, do từ đầu không thiết kế để phục vụ cho việc phóng pig làm sạch và khảo sát bên trong đường ống nên hiện tại việc tổ chức thiết kế, thi công và triển khai thực hiện công việc này đang là một nhiệm vụ cấp bách của VSP. Trong các năm

2022-2023 VSP đã tổ chức thực hiện phóng pig làm sạch lần đầu cho 29 tuyến ống dẫn dầu khí. Trong thời gian sắp tới, VSP cũng đã lập kế hoạch tổ chức triển khai làm sạch và khảo sát bên trong đối với tất cả các tuyến ống còn lại. Sau đó cần phải có kế hoạch phóng pig định kỳ đối với hệ thống đường ống ngầm nhằm làm sạch cũng như khảo sát để có thể theo dõi được tình trạng của đường ống, tiến hành sửa chữa, thay thế kịp thời, ngăn ngừa các sự cố xảy ra.

3.2. Nhóm giải pháp đảm bảo vận hành hệ thống công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển

Như đã đề cập ở trên, tính chất dầu tại các mỏ thuộc lô 09-1 cũng như các mỏ kết nối chứa nhiều paraffin, có nhiệt độ đông đặc cao nên để đảm bảo vận chuyển được đến các giàn trung tâm, VSP đã và đang áp dụng thành công với việc sử dụng tổ hợp các giải pháp truyền thống như: Bơm chất hạ nhiệt độ đông đặc dầu; thiết kế bọc cách nhiệt cho các đường ống vận chuyển xây dựng mới; thiết kế nung dầu trước khi đưa vào đường ống ngầm; bơm chất ức chế ăn mòn bên trong đường ống; phóng pig định kỳ để làm sạch và khảo sát bên trong đường ống.

Ngoài ra, để giảm áp suất vận chuyển dầu khí nhằm giảm áp suất miệng giếng và tăng sản lượng trên các giàn khai thác, cần tổ chức nghiên cứu và đánh giá lại một cách toàn diện hệ thống thu gom vận chuyển dầu khí tại các mỏ thuộc lô 09-1 và các mỏ kết nối để đưa ra các giải pháp tổng thể nhằm giảm tối thiểu áp suất miệng giếng trên các giàn khai thác, như: tối ưu điều phối dòng chảy; xây dựng thêm tuyến ống mới để tăng năng lực vận chuyển; lắp đặt thêm booster bơm/máy nén; lắp đặt các cụm thiết bị công nghệ phục vụ cho nhu cầu khai thác dầu với áp suất miệng giếng thấp.

Để giải quyết vấn đề quá tải đối với hệ thống xử lý nước đồng hành trên các giàn cuối nguồn CPP, FSO cần xem xét và nghiên cứu giải pháp thiết kế lắp đặt các cụm xử lý nước đồng hành trên các giàn MSP/BK thượng nguồn nhằm giảm áp suất vận chuyển cho hệ thống đường ống, cũng như giảm tải cho hệ thống xử lý nước đồng hành trên các giàn CPP và FSO. Ngoài ra, cần hiện đại hóa hệ thống xử lý nước xả biển trên các giàn CPP để đáp ứng nhu cầu xử lý dầu đến chất lượng thương phẩm cũng như xử lý nước xả thải đáp ứng quy định của Nhà nước về bảo vệ môi trường.

Đối với hệ thống thu gom và nén khí đồng hành, cần xem xét phương án bổ sung công suất nén khí tại mỏ Rồng bằng cách chuyển công suất nén từ mỏ Bạch Hổ sang hoặc trang bị máy nén mới. Giải pháp này sẽ giúp: không phải đốt bỏ khí tại mỏ Rồng, vừa lãng phí tài nguyên, chi phí và gây ô nhiễm môi trường; giảm áp suất hệ thống vận chuyển dầu – khí, qua đó giảm áp suất miệng giếng và gia tăng sản lượng khai thác dầu tại khu vực mỏ Rồng và NR-DM; giảm chi phí thuê công suất nén.

Trong thời gian gần đây ghi nhận hàm lượng khí H₂S, tác nhân gây ăn mòn đường ống và thiết bị, trong khí đồng hành và gaslift tăng cao, đặc biệt là tại khu vực mỏ Rồng. Để giải quyết vấn đề này VSP đang tổ chức triển khai nhiều giải pháp như bơm chất ức chế H₂S (H₂S Scavenger) vào đường ống vận chuyển dầu khí, thiết kế vật liệu thiết bị, đường ống phù hợp với môi trường chất lưu có chứa H₂S. Song song, cần tổ chức nghiên cứu nghiên cứu tìm nguyên nhân và nguồn sinh H₂S.

Theo thiết kế ban đầu, giàn CTC-1/CTC-2 tại mỏ Cá Tầm không xem xét đến vấn đề xử lý cát đồng hành. Tuy nhiên, thời gian gần đây, tại một số giếng khai thác đã xuất hiện cát, làm ảnh hưởng đến hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển sản phẩm dầu khí. Đây cũng là một vấn đề mới mà VSP chưa từng có kinh nghiệm trong công tác vận hành khai thác các giếng dầu khí có cát đồng hành. Vì vậy, cần thiết phải tổ chức triển khai nghiên cứu và áp dụng các công nghệ ngăn ngừa cát đồng hành từ giếng khai thác dầu, cũng như nghiên cứu các công nghệ lắng/lọc/xử lý cát trên bề mặt công trình.

3.3. Nhóm giải pháp đảm bảo hệ thống năng lượng

Tại mỏ Bạch Hổ và Rồng, do đã bước sang giai đoạn tận khai thác, năng lượng vỉa đã suy giảm đáng kể nên VSP đang lập kế hoạch chuyển sang khai thác bằng phương pháp sử dụng bơm điện chìm thay cho phương pháp sử dụng khí gaslift như trước đây. Việc sử dụng đại trà bơm điện chìm cho các giếng khai thác sẽ phát sinh thêm nhu cầu năng lượng điện rất lớn. Vì vậy, VSP cũng đã và đang nghiên cứu quy hoạch và lập chiến lược phát triển hệ thống cung cấp năng lượng tại lô 09-1. Trong đó, cần phải nghiên cứu bổ sung công suất phát điện một cách tập trung tại những trung tâm phát điện của mỏ, có tính đến tận dụng các turbine khí nhàn rỗi trên các giàn bơm nước ép vỉa, cũng như xu thế chuyển dịch năng lượng, giảm thiểu phát thải ra môi trường. Ngoài ra, cũng cần phải hoàn thiện, nâng cấp hệ thống truyền tải điện nội mỏ và liên mỏ (máy biến áp, hộp nối, cáp ngầm ...) nhằm tăng độ tin cậy của hệ thống.

3.4. Nhóm giải pháp quản lý vận hành khai thác

Như đã đề cập, hệ thống các công trình biển trên các mỏ do VSP vận hành và khai thác có số lượng nhiều, công nghệ phức tạp. Bên cạnh đó, tuổi thọ các công trình ngày càng cao nên nhu cầu sửa chữa, nâng cấp ngày càng lớn. Vì vậy công tác quản lý vận hành thông minh, hiệu quả không những giúp tối ưu chi phí mà còn bảo đảm vận hành an toàn các công trình biển. Để gia tăng hiệu quả trong quản lý vận hành khai thác cần xem xét đến các vấn đề sau đây: i) nhanh chóng chuyển đổi số nhằm gia tăng hiệu quả trong công tác quản lý và sửa chữa thiết bị, logistic phục vụ nhu cầu vận hành các công trình biển; ii) xây dựng hệ thống quản lý toàn vẹn hệ thống đường ống ngầm của VSP (PIMS – Pipeline Integrated Management System) để bảo đảm vận hành an toàn hệ thống đường ống phức tạp này; iii) lập kế hoạch sửa chữa và cung cấp ngân sách đầy đủ hàng năm để bảo đảm công tác duy tu, bảo dưỡng, sửa chữa kịp thời; iv) tăng cường công tác quản lý an toàn trong mọi hoạt động sản xuất và khai thác dầu khí.

Hệ thống các công trình khai thác dầu khí tại các mỏ do VSP vận hành và khai thác là một hệ thống hoàn thiện với quy mô lớn nhất tại thềm lục địa Việt Nam. Tuy nhiên, do đã qua rất nhiều năm hoạt động, nhiều công trình đã quá tuổi thọ thiết kế, sản lượng và tính chất của sản phẩm khai thác cũng đã thay đổi nhiều so với trước kia, nên hiện đang gặp nhiều vấn đề trong quá trình khai thác, thu gom, xử lý và vận chuyển dầu khí. Để đảm bảo tiếp tục vận hành khai thác các công trình một cách an toàn nên xem xét nghiên cứu và triển khai các nhóm giải pháp như đã nêu ở trên. Để có tính khả thi cao, các giải pháp cần được nghiên cứu một cách tổng thể, đồng bộ trong các kế hoạch phát triển mỏ hiệu chỉnh, từ tính khả thi về mặt kỹ thuật – công nghệ đến hiệu quả kinh tế mang lại đối với từng giải pháp/nhóm giải pháp.

GIẢI PHÁP THIẾT KẾ GIÀN ĐẦU GIẾNG MINI BK ĐỂ PHỤC VỤ PHÁT TRIỂN MỎ CẬN BIÊN HIỆN TẠI CỦA VIETSOVPETRO

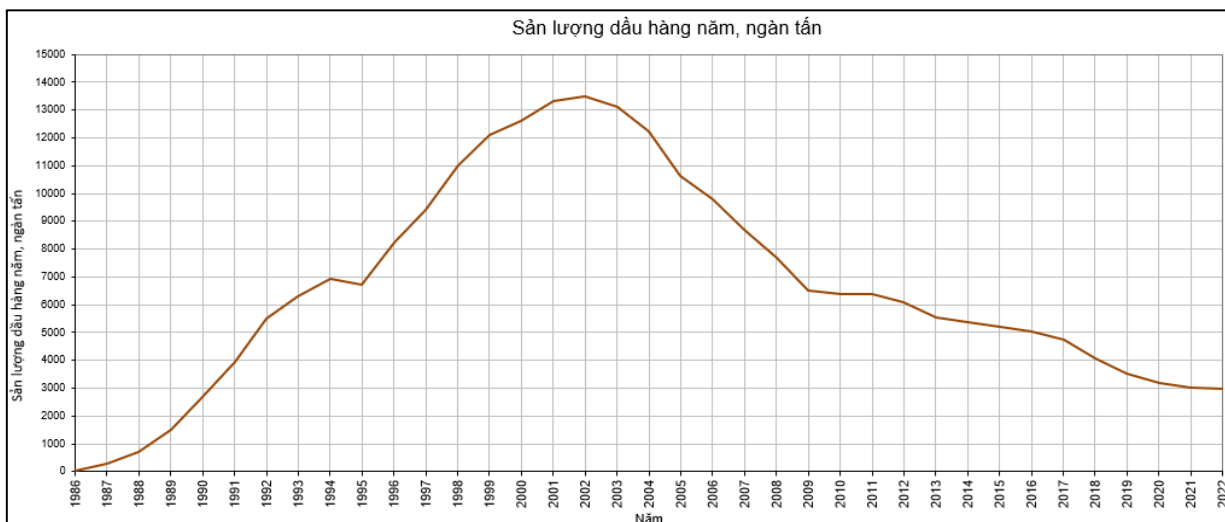
Bùi Trọng Hân, Trần Duy Hải, Bùi Hồng Dương
LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

Giải pháp thiết kế giàn đầu giếng mini BK (BKM) của Viện NCKH&TK để phát triển các mỏ cận biên hiện tại của Vietsovpetro là một bước đột phá về giải pháp xây dựng mỏ, giúp Vietsovpetro nâng cao hệ số thu hồi dầu tại Lô 09-1, tận thu được tài nguyên, chặn đà suy giảm và duy trì sản lượng khai thác. Các giàn đầu giếng này được Vietsovpetro tự chủ thực hiện hoàn toàn trong tất cả các công đoạn, từ công tác thiết kế tới mua sắm, xây dựng và lắp đặt.

GIỚI THIỆU

Mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng tại lô 09-1 đã đưa vào khai thác gần 40 năm, kể từ năm 1986, sản lượng đạt đỉnh vào năm 2002 với hơn 13 triệu tấn dầu thô, nhưng sau đó bắt đầu suy giảm mạnh. Đến năm 2016 sản lượng khai thác chỉ còn 5 triệu tấn dầu thô. Điều này đã đặt ra nhiệm vụ cấp bách đối với Vietsovpetro trong việc tìm mọi giải pháp để nhanh chóng đưa nhiều phát hiện dầu khí mới vào khai thác nhằm chặn đà suy giảm và duy trì sản lượng khai thác hàng năm của Vietsovpetro.



Hình 1. Sản lượng khai thác dầu thô hàng năm của Vietsovpetro

Tuy nhiên, các phát hiện dầu khí mới tại mỏ Bạch Hổ, Rồng cũng như các mỏ khác tại lô 09-1 có trữ lượng thu hồi nhỏ, dẫn đến việc đa số các cấu tạo tiềm năng không thể đưa vào khai thác do không đảm bảo hiệu quả kinh tế. Đối với các mỏ này, nếu Vietsovpetro xây dựng các giàn đầu giếng loại truyền thống (giàn BK/RC có 12 lỗ giếng, có người vận hành) có chi phí xây dựng và vận hành cao, sẽ không mang lại hiệu quả kinh tế. Vì vậy, không thể đưa được các mỏ này vào khai thác.

Đứng trước tình hình đó, từ năm 2017, đội ngũ thiết kế của Viện NCKH&TK đã nghiên cứu thành công giải pháp thiết kế giàn mini BK (BKM) cỡ nhỏ, không có người vận hành thường xuyên, có chi phí xây dựng và chi phí vận hành thấp hơn so với giàn BK truyền thống trước đây của Vietsovpetro. Giải pháp giàn BKM đã áp dụng thành công vào phát triển các mỏ cận biên tại VSP. Sau đây là các điểm nổi bật về thiết kế giàn khai thác BKM.

1. Thiết kế hệ thống công nghệ giàn BKM

Giống như trên các giàn BK truyền thống, hệ thống công nghệ trên giàn BKM được thiết kế để đảm bảo các chức năng chính sau:

- Khai thác và thu gom hỗn hợp dầu khí từ những giếng khai thác;
- Đo lưu lượng dầu và khí của từng giếng cũng như của cả giàn, sau đó vận chuyển đến giàn mẹ (host platform);
- Tiếp nhận, đo và phân phối khí gaslift đến từng giếng khoan;
- Tiếp nhận, đo và phân phối nước ép vỉa vào các giếng bơm ép;
- Hệ thống chứa và bơm hóa phẩm để bảo đảm quá trình xử lý và vận chuyển hỗn hợp dầu khí khai thác được;
- Dập giếng bằng nước ép vỉa từ hệ thống cung cấp nước ép vỉa hay từ tàu khoan.

Trên cơ sở từ các tiêu chuẩn, quy chuẩn, quy định của quốc tế và Việt Nam đối với thiết kế các công trình dầu khí ngoài khơi, cùng với nghiên cứu các nhu cầu vận hành thực tế trên các giàn BK hiện hữu của Vietsovpetro, hệ thống công nghệ trên giàn BKM được thiết kế theo hướng nhỏ gọn với khối lượng tối ưu nhất, phù hợp với quy mô trữ lượng dầu khí nhỏ, cận biên ở các khu vực tiềm năng đã được phát hiện của Vietsovpetro nhưng vẫn đảm bảo đáp ứng các tiêu chuẩn, quy chuẩn, quy định, tính khả thi trong thi công và thuận tiện trong vận hành.

2. Thiết kế hệ thống tự động hóa và thông tin liên lạc giàn BKM

Giàn BKM được thiết kế tăng cường mức độ tự động hóa cũng như độ tin cậy của hệ thống giám sát, điều khiển và an toàn công nghệ, bảo đảm người vận hành có thể giám sát và điều khiển các quá trình công nghệ trên giàn BKM từ xa, từ giàn mẹ (host platform). Hệ thống điều khiển và thông tin liên lạc giữa giàn BKM và giàn host platform được thiết kế kết nối thông qua cáp quang (kết hợp với cáp điện) ngầm và back-up bởi hệ thống truyền tải tín hiệu không dây microwave.

Hệ thống thông tin liên lạc và giám sát hình ảnh trên giàn BKM cũng được thiết kế để đảm bảo liên lạc được thông suốt cũng như theo dõi trên giàn BKM từ giàn host platform bằng hình ảnh thông qua đường truyền tín hiệu bởi cáp quang hoặc hệ thống microwave.

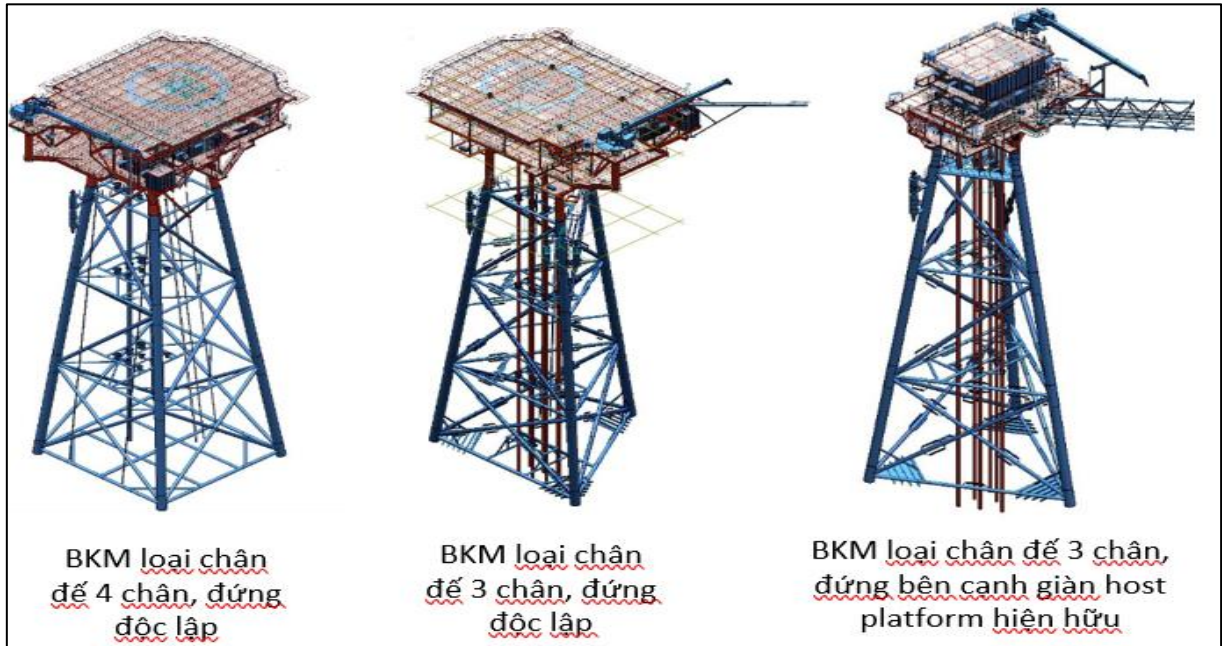
3. Thiết kế kết cấu công trình giàn BKM

- Kết cấu khối thượng tầng giàn BKM: kết quả của việc tối ưu khối lượng và kích thước các thiết bị của hệ thống công nghệ và phụ trợ lắp đặt trên khối thượng tầng đã giúp giảm khối lượng kết cấu cũng như kích thước của giàn, cụ thể:
 - + Tích hợp kết cấu sân bay vào cùng kết cấu khối thượng tầng, giúp giảm khối lượng kết cấu và khối lượng thi công.
 - + Tối ưu thiết kế kết cấu cần xả khí (vent boom) nhỏ gọn và được tích hợp vào kết cấu khối thượng tầng giàn BKM.
 - + Khối thượng tầng giàn BKM được thiết kế để lắp đặt biển chỉ với 01 mã cấu duy nhất, giảm được khối lượng & thời gian thi công biển.
- Kết cấu chân đế giàn BKM: có 2 giải pháp thiết kế chân đế giàn BKM, loại 3 chân và 4 chân.
- Kết cấu bến cập tàu (boat landing): được thiết kế theo phương án nhỏ gọn, giảm khối lượng.

4. Các kiểu mẫu thiết kế giàn đầu giếng BKM và ứng dụng vào thực tế tại Vietsovpetro

Viện NCKH&TK đã thiết kế thành công được 3 kiểu mẫu giàn BKM, phù hợp với từng điều kiện cụ thể, nơi mà Vietsovpetro dự kiến xây dựng giàn đầu giếng để khai thác dầu khí. Các

giàn BKM này có khối lượng xây dựng giảm từ 28% đến 53% so với khối lượng xây dựng giàn BK truyền thống.



Hình 2. Các kiểu thiết kế giàn đầu giếng BKM

- Giàn BKM loại chân đế 4 chân, đứng độc lập: có số lượng giếng khoan từ 7-9 giếng, kết nối với giàn host platform qua đường ống và cáp điện ngầm. Thiết kế kiểu mẫu giàn BKM này đã được Vietsovpetro áp dụng thành công để xây dựng và đưa vào vận hành giàn BK-20 vào năm 2019 và giàn BK-21 vào năm 2020 tại mỏ Bạch Hổ.



BK-20 tại mỏ Bạch Hổ, xây dựng năm 2019 -
Là giàn BKM loại 4 chân, đứng độc lập, có 9 lỗ giếng khoan



BK-21 tại mỏ Bạch Hổ, xây dựng năm 2020 -
Là giàn BKM loại 4 chân, đứng độc lập, có 9 lỗ giếng khoan

Hình 3. Hình ảnh thực tế các giàn BKM loại 4 chân, đứng độc lập sau khi xây dựng

- Giàn BKM loại chân đế 3 chân (tripod), đứng độc lập: có số lượng giếng khoan đến 6 giếng, nối với giàn host platform qua đường ống và cáp điện ngầm. Thiết kế kiểu mẫu giàn

BKM này đã được Vietsovpetro áp dụng thành công để xây dựng và đưa vào vận hành giàn BK-19 vào năm 2021 tại mỏ Bạch Hổ; giàn RC-10 vào năm 2022 và giàn RC-8 vào năm 2023 tại mỏ Rồng.



BK-19 tại mỏ Bạch Hổ, xây dựng năm 2021 -
Là giàn BKM loại 3 chân, đứng độc lập, có 6 lỗ giếng khoan



RC-10 tại mỏ Rồng, xây dựng năm 2022 -
Là giàn BKM loại 3 chân, đứng độc lập, có 6 lỗ giếng khoan

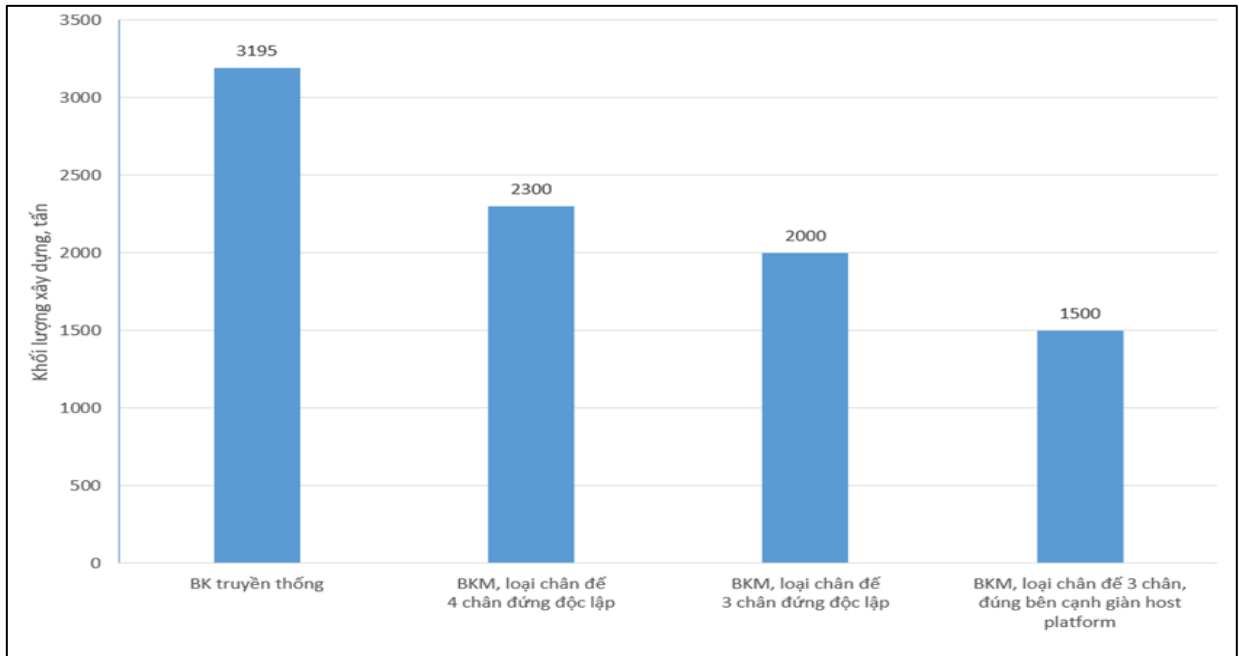
Hình 4. Hình ảnh thực tế các giàn BKM loại 3 chân, đứng độc lập sau khi xây dựng

- Giàn BKM loại chân đế 3 chân, đứng bên cạnh giàn host platform hiện hữu: có số lượng giếng khoan đến 6 giếng, nối với giàn host platform qua cầu dẫn. Thiết kế kiểu mẫu giàn BKM này đã được Vietsovpetro áp dụng thành công để xây dựng và đưa vào vận hành giàn BK-18A vào năm 2021 tại mỏ Bạch Hổ.



BK-18A tại mỏ Bạch Hổ, xây dựng năm 2021 -
Là giàn BKM loại 3 chân, đứng cạnh giàn host platform MSP-9, nối
với nhau qua cầu dẫn, có 6 lỗ giếng khoan

Hình 5. Hình ảnh thực tế giàn BKM loại 3 chân, đứng bên cạnh giàn host platform sau khi xây



Hình 6. So sánh tổng khối lượng xây dựng các giàn BK của Vietsovpetro

Lợi ích và hiệu quả kinh tế

Việc nghiên cứu và tự thiết kế giàn BKM là một bước ngoặt đột phá tại Vietsovpetro cũng như ở Việt Nam, giúp cho Vietsovpetro có thể phát triển và đưa vào khai thác các khu vực có trữ lượng dầu khí nhỏ trong những năm vừa qua, qua đó giúp duy trì và chặn đà suy giảm sản lượng khai thác, đồng thời mang lại hiệu quả kinh tế to lớn.

- Về chi phí thiết kế: từ bảng 1 bên dưới cho thấy rằng, từ năm 2019 đến năm 2022, với việc tự thiết kế 6 giàn BKM, Vietsovpetro đã tiết kiệm được khoảng 5,983,110 USD chi phí thiết kế (do không phải thuê nhà thầu thiết kế nước ngoài thực hiện).

Bảng 1. Tiết kiệm chi phí thiết kế các giàn BKM giai đoạn 2019-2022

Giàn BKM	BK-20	BK-21	BK-19	RC-10	RC-8	BK-18A	Tổng cộng	Ghi chú
Tổng số lượng tài liệu thiết kế, tài liệu	1,771	1,969	1,505	1,621	1,518	1,073		
Tổng số lượng giờ công, giờ	57,183	57,843	52,181	39,442	37,184	33,901		Do tự thực hiện nên các giàn BKM thiết kế sau tận dụng được cơ sở dữ liệu của các giàn BKM thiết kế trước nên số lượng giờ công thực hiện giảm
Đơn giá thuê ngoài, USD/giờ	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0		Tham khảo đơn giá thuê công ty DAR Energy (Malaysia) thực hiện thiết kế giàn BK-TNHA và BK-TN mở Thiên Nga - Hải Âu, lô 12/11 năm 2022
Đơn giá của Viện NCKH&TK - Vietsovpetro, USD/giờ	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5		Đơn giá nội bộ của Viện NCKH&TK - Vietsovpetro năm 2022
Chi phí thuê công ty nước ngoài thiết kế, USD	2,858,941	2,891,938	2,608,859	1,971,956	1,859,064	1,694,926		
Chi phí tự thực hiện, USD	1,627,071	1,645,850	1,484,745	1,122,273	1,058,024	964,611		
Chênh lệch chi phí thuê công ty thiết kế nước ngoài và tự thực hiện, USD	1,231,870	1,246,088	1,124,114	849,683	801,040	730,315	5,983,110	

- Về chi phí vận hành công trình: Với giải pháp thiết kế tăng cường mức độ tự động hóa cũng như độ tin cậy của hệ thống giám sát, điều khiển và an toàn công nghệ, bảo đảm người vận hành có thể giám sát và điều khiển các quá trình công nghệ trên giàn BKM từ xa, từ giàn mẹ (host platform), chỉ di chuyển đến giàn BKM khi cần thiết đã giúp tiết giảm đáng kể chi phí vận hành công trình. Cụ thể, tại các mỏ do Vietsovpetro điều hành khai

thác, chi phí vận hành thực tế của 1 giàn BK truyền thống trung bình là 1.936 triệu USD/năm, còn đối với 1 giàn BKM là 0.864 triệu USD/năm, tức chi phí vận hành 1 giàn BKM giảm khoảng 1.07 triệu USD/năm.

Bảng 2 bên dưới cho thấy, trong thời gian vận hành khai thác các giàn BKM đã đưa vào vận hành của Vietsovpetro dự kiến sẽ giúp tiết kiệm được khoảng 62.06 triệu USD.

Bảng 2. Tiết kiệm chi phí vận hành của giàn BKM

Giàn BKM	Thời gian vận hành khai thác giàn BKM theo kế hoạch phát triển mở, năm	Tiết kiệm chi phí vận hành của giàn BKM so với BK truyền thống, triệu USD
BK-20	10	10.7
BK-21	11	11.77
BK-19	10	10.7
BK-18A	10	10.7
RC-10	9	9.63
RC-8	8	8.56
Tổng cộng		62.06

- Lợi ích kinh tế trên cơ sở nguồn thu của Nhà nước Việt Nam từ việc bán dầu khai thác được bởi các giàn BKM mà Vietsovpetro đã và đang xây dựng theo các kế hoạch phát triển mở đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt là 799.0 triệu USD, cụ thể như bảng bên dưới.

Bảng 3. Nguồn thu của Nhà nước Việt Nam từ việc bán dầu khai thác được bởi các giàn BKM mà Vietsovpetro đã và đang xây dựng theo các kế hoạch phát triển mở đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt

Các khoản nộp ngân sách Nhà nước	BK-20	BK-21	BK-19	BK-18A	RC-8	RC-10
Thuế tài nguyên	71.3	51.2	37.2	43.1	40.4	45.8
Thuế xuất khẩu đặc biệt	32.5	23.3	17.0	19.6	18.4	20.8
Thuế thu nhập doanh nghiệp	70.0	47.7	36.0	46.9	33.5	16.5
Lợi nhuận sau thuế phía Việt Nam	35.7	24.3	18.4	23.9	17.1	8.4
Tổng cộng	209.5	146.5	108.6	133.5	109.4	91.5
Tổng cộng các giàn	799.0					

KẾT LUẬN

Giải pháp thiết kế giàn đầu giếng mini BK (BKM) của Viện NCKH&TK là một đóng góp quan trọng, đem lại nhiều lợi ích về kinh tế, xã hội, để Vietsovpetro đưa các mỏ cận biên vào khai thác.

Giải pháp có tính áp dụng cao khi tận dụng được toàn bộ nội lực và hạ tầng hiện hữu của VSP. Ngoài ra, tính ứng dụng của BKM có thể được xem xét mở rộng cho các mỏ khác ngoài Lô 09-1.

CÔNG TÁC QUẢN LÝ XÂY DỰNG - KHẢO SÁT, SỬA CHỮA - THU DỌN CÁC CÔNG TRÌNH BIỂN THUỘC LÔ 09-1, BỂ CỬU LONG, THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

Nguyễn Hồng Giang, Đỗ Hồng Sơ, Phạm Văn Quân
Phòng Xây Dựng cơ bản – LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

Bài viết đưa ra góc nhìn tổng quan về công tác quản lý xây dựng, khảo sát sửa chữa và thu dọn các công trình biển thuộc Lô 09-1 bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam, do Liên doanh Vietsovpetro thực hiện. Đối với công tác Xây dựng và phát triển các công trình biển, từ khi thành lập vào năm 1981, Vietsovpetro đã liên tục đầu tư vào cơ sở vật chất và trang thiết bị hiện đại, đề ra các phương án tối ưu trong quản lý dự án để phục vụ công tác xây dựng và lắp đặt các công trình biển. Các dự án xây dựng giàn khoan cố định MSP và giàn đầu giếng BK đã được triển khai thành công, đánh dấu sự phát triển bền vững và khả năng tự thực hiện các dự án EPCI. Đó chính là tiền đề để Vietsovpetro tự tin thực hiện các dự án EPCI cho cả các lô ngoài 09-1, dịch vụ ngoài cho các khách hàng trong và ngoài nước, thực hiện cho các dự án có quy mô lớn, cho vùng nước sâu, xa bờ. Đối với công tác quản lý khảo sát sửa chữa, hiện nay, Vietsovpetro phải đối mặt với thách thức lớn trong việc duy trì, vận hành an toàn hệ thống gồm 64 công trình biển cố định và 190 tuyến đường ống ngầm với tổng chiều dài hơn 863 km. Hơn 40% trong số đó đã hoạt động trên 25 năm, vượt quá tuổi thọ thiết kế. Các biện pháp quản lý tối ưu chi phí và tiến độ sửa chữa công trình biển bao gồm lập kế hoạch khảo sát, sửa chữa ngắn hạn, trung hạn, dài hạn, và phát triển các tiêu chí đánh giá thứ tự ưu tiên các hạng mục sửa chữa đã được thực hiện nhằm đáp ứng các yêu cầu của Đảng kiểm Việt Nam cũng như đảm bảo an toàn trong vận hành, khai thác. Song song đó, Vietsovpetro cũng tăng cường nghiên cứu và chuẩn bị cho công tác thu dọn mỏ sau khi kết thúc hoạt động khai thác. Mục tiêu là đảm bảo tuân thủ quy định pháp luật, an toàn môi trường và hiệu quả kinh tế. Với quy mô thị trường ước tính khoảng 100 tỷ USD tại khu vực Châu Á-Thái Bình Dương, thu dọn mỏ được xem là một thị trường tiềm năng trong tương lai, đòi hỏi nghiên cứu và áp dụng công nghệ tiên tiến. Từ các luận điểm trên, có thể thấy rằng công tác quản lý xây dựng, khảo sát sửa chữa và thu dọn mỏ đã góp phần vào sự phát triển của Vietsovpetro nói riêng và của ngành dầu khí Việt Nam nói chung.

Từ khóa: Vietsovpetro, Lô 09-1, công trình biển, xây dựng, sửa chữa, thu dọn mỏ, EPCI.

1. Xây dựng và phát triển các công trình biển tại Lô 09-1

Liên doanh Vietsovpetro được thành lập từ năm 1981 (khi đó có tên là Xí nghiệp Liên doanh dầu khí Vietsovpetro, gọi tắt là Vietsovpetro -VSP). Ngay sau khi thành lập, Vietsovpetro đã triển khai xây dựng cơ sở vật chất, huy động các nguồn nhân lực, tiếp cận kỹ thuật, công nghệ để nhanh chóng khai thác những tấn dầu đầu tiên, phục vụ cho sự phát triển của nền kinh tế Việt Nam thời điểm đó. Một trong các công việc quan trọng hàng đầu là nhanh chóng xây dựng khu căn cứ dịch vụ tổng hợp trên bờ tại thành phố Vũng Tàu, mua sắm các trang thiết bị phục vụ thi công lắp đặt các công trình trên biển. Sau hơn 40 năm, trải qua nhiều lần bổ sung, nâng cấp, căn cứ hiện nay có diện tích là 32 ha với khả năng chế tạo 25 000 tấn kết cấu kim loại/năm. Khu vực bến cảng và bãi chế tạo có diện tích 210 000 m², các nhà xưởng có mái che – 20.000 m², khu vực văn phòng – 5.000 m². Căn cứ chế tạo có 3 đường trượt chuyên dụng với áp lực chịu tải 100 T/m² (đường trượt số 0, số 1) và 200 T/m² (đường trượt số 2), 10 cầu cảng với chiều dài 1.318 m. Khối chân đế lớn nhất đã được chế tạo và hạ thủy, chằng buộc trên sà lan vận chuyển tại căn cứ chế tạo trên bờ của VSP nặng trên 12 000 tấn. Song song với việc phát triển căn cứ dịch vụ, việc đầu tư hệ thống máy móc, trang thiết bị chuyên dụng cũng được chú trọng. Hàng loạt phương tiện và thiết bị hiện đại phục vụ cho công tác xây dựng các kết cấu đã được đầu tư, tiêu biểu như: 14 cầu bánh xích và cầu lớn nhất có khả năng nâng lên đến 1

350 tấn, phương tiện vận chuyển chuyên dụng Trailer, 16 dây chuyền hàn tự động, máy cắt thép tấm CNC, cắt biên dạng ống CNC, hệ thống thiết bị làm sạch kim loại tự động; 3 tàu cầu và 1 sà lan chuyên dụng phục vụ vận chuyển, lắp đặt các khối chân đế, thượng tầng, các block modul và rải đường ống ngầm (Hoàng Sa, Trường Sa, Côn Sơn, Vietsovpetro-05) với sức nâng lớn nhất là 1200 tấn, tốc độ rải ống hơn 1 km/ngày đêm, các rô-bốt ngầm phục vụ công tác lắp đặt, sửa chữa và khảo sát các công trình khai thác dầu, khí.



Hình 1. Toàn cảnh tổ hợp căn cứ dịch vụ tổng hợp của Vietsovpetro tại Thành phố Vũng Tàu

Các dự án thiết kế, chế tạo và lắp đặt giàn khoan cố định trên biển đầu tiên cho Liên doanh Vietsovpetro, gọi tắt là MSP, do Viện nghiên cứu «Gidromorneftegaz» thực hiện và được xem xét, đánh giá lần đầu tiên tại phiên họp của Hội đồng khoa học kỹ thuật thuộc Bộ Công nghiệp Khí đốt Liên Xô vào ngày 11 tháng 8 năm 1982 [1]. Mẫu giàn khoan cố định trên biển theo các tiêu chuẩn Liên Xô như BCH-01.3.85, СНП-23.82, СНП -02.03-85, СНП -06.04-82 gồm thượng tầng, dầm chịu lực và khối chân đế. Khối thượng tầng thiết kế theo quan điểm tiêu chuẩn định hình của Liên Xô được chia thành 25 block modules bố trí thành 2 tầng, trọng lượng toàn bộ của khối thượng tầng khi vận hành khoảng 7000 tấn. Dầm chịu lực được thiết kế để đỡ toàn bộ khối thượng tầng, toàn bộ hệ dầm nặng khoảng 900 tấn được phân chia thành 3 phân đoạn lắp ghép với nhau ở trên biển. Khối chân đế được thiết kế để đảm bảo độ bền vững và ổn định cho toàn bộ công trình, được chia làm 2 block (OB1 và OB2); mỗi block có 8 cột ống chính có trọng lượng khoảng 1200 tấn [1].

Các giàn MSP kèm theo tổ hợp thiết bị khoan bao gồm hệ thống «Uralmash-3D-76» và các thiết bị hỗ trợ như: bơm, hệ thống tuần hoàn, thiết bị để sản xuất và bảo quản dung dịch khoan, máy bơm trám xi măng, trạm nén khí và các thiết bị khác. Nguồn năng lượng cho các hoạt động của giàn là ba máy phát diesel hoạt động liên tục và một máy phát dự phòng có khả năng tự khởi động.

Trong điều kiện cấm vận, thiếu thốn trang vật tư thiết bị, đặc biệt là vấn đề thiếu thốn nguồn điện công nghiệp, thiết bị nâng siêu trường siêu trọng tại Việt Nam, cũng như hạn chế trong trình độ của nhân sự của VSP vào thời điểm đó khiến cho công tác mua sắm, chế tạo ngay tại Vũng Tàu, sau đó vận chuyển và lắp đặt biển là nhiệm vụ bất khả thi. Các thành phần cấu tạo nên chân đế, khối thượng tầng lúc đó được chế tạo tại các nhà máy khác nhau thuộc Liên Xô, sau đó được vận chuyển về Việt Nam để tổ hợp và chuyển đi lắp đặt biển. Việc kiểm soát tiến độ, cũng như quản lý dự án trong hoàn cảnh thời bấy giờ thực sự vô cùng khó khăn và phức tạp. Chưa kể, còn phải thiết lập và vận hành cả một chuỗi cung ứng và logistic nhằm đảm bảo kịp thời cung cấp vật tư, thiết bị để đưa giàn vào hoạt động đúng tiến độ, nhanh chóng mang lại những dòng dầu đầu tiên cho đất nước.

Ngày 26.06.1986, ghi nhận tấn dầu thô đầu tiên được khai thác từ giàn MSP-1, thuộc mỏ Bạch Hổ Lô 09-1, giàn khoan cố định đầu tiên của Vietsovpetro, chỉ 5 năm sau ngày thành lập XNLD. Đây chính là minh chứng cho sự quyết tâm, dám nghĩ, dám làm, vượt qua mọi khó khăn, linh hoạt trong phương pháp quản lý dự án xây dựng cũng như trong công tác xây dựng hệ thống chuỗi cung ứng vật tư, thiết bị, và logistic xuyên suốt từ Liên Xô đến Việt Nam, nhất là trong điều kiện cấm vận ngặt nghèo tại thời điểm đó. Tiếp nối thành công của MSP-1, những giàn khoan cố định dạng MSP đã liên tiếp ra đời, như là minh chứng cho sự phát triển của Vietsovpetro.



Hình 2. Tổ hợp các khối kết cấu của chân đế MSP tại Liên Xô



Hình 3. Tổ hợp các cấu kiện chân đế giàn khoan tại bãi chế tạo của Vietsovpetro tại Vũng Tàu



Hình 4. MSP-1 Giàn khai thác dầu đầu tiên của VSP

Quan điểm mới về phát triển mỏ Bạch Hổ đã được khẳng định lại trong “Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ” năm 1993, do Viện NIPI soạn thảo và đã được Hai Phía tham gia XNLD và Chính phủ Việt Nam phê duyệt. Theo đó, các công trình biển dạng đầu giếng (Well Head Platform - WHP) được lựa chọn sử dụng cho khai thác dầu khí, sản phẩm chuyển

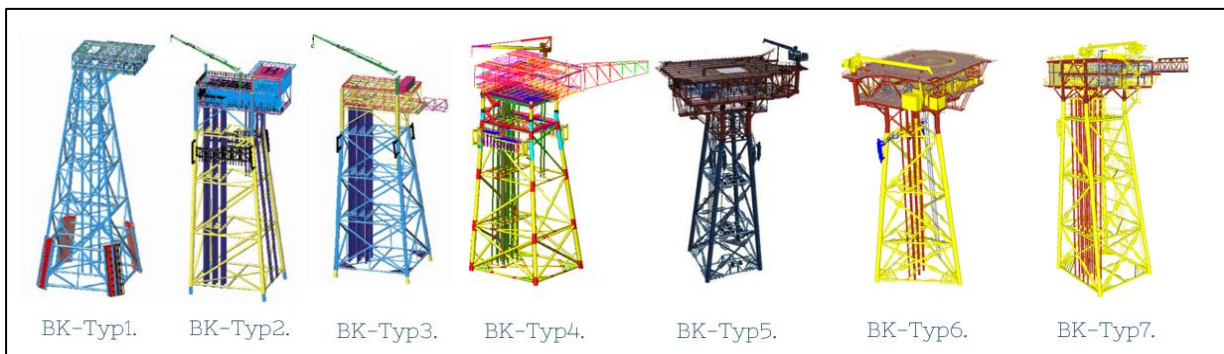
về tổ hợp công nghệ trung tâm số 3 (CPC3) để xử lý sau đó chuyển sang các UBN để xuất khẩu. Các công trình do VSP tự thực hiện trong giai đoạn này bao gồm: BK3 (1991), các công trình BK-4, 5, 6, 8, RC-2 (1992-1997), WIP-40000, RP-CPC3, LQ-CPC3, WIP-CPC3, CPP-CPC3 (1998-2003), RP3, các trạm rót dầu không bến Chi Lăng, Ba Vi... cùng hệ thống đường ống ngầm và cáp ngầm nội mô.



Hình 5. Mỏ Bạch Hổ nhìn từ giàn công nghệ trung tâm CPP2

Sau hơn 40 năm hoạt động, năng lực của Vietsovpetro đã ngày càng lớn mạnh, công tác tìm kiếm và thăm dò liên tục đạt được những thành công mới, liên tiếp phát hiện ra những cấu tạo tiềm năng, liên tục gia tăng sản lượng dầu, khí khai thác được. Nhằm tối ưu chi phí, rút ngắn thời gian chế tạo, cũng như phù hợp với điều kiện khai thác các giếng mới, những giàn nhẹ, gọi tắt là BK liên tiếp được lắp đặt và cải tiến.

Điểm đặc biệt trong các dự án xây dựng giàn nhẹ BK đó là tự thực hiện dự án theo hình thức EPCI, trong đó đội ngũ của Vietsovpetro đã tự thực hiện tất cả các khâu quan trọng từ khâu THIẾT KẾ (Engineering) - MUA SẮM (Procurement) - THI CÔNG (Construction) – LẮP ĐẶT (Installation). Từ việc phải phụ thuộc vào các thiết kế của Liên Xô cũ, sau này là Liên Bang Nga, hay phải tiến hành mua các thiết kế của các công ty nước ngoài, đội ngũ của Vietsovpetro đã từng bước học hỏi, làm chủ các quy trình, cũng như phần mềm thiết kế tiên tiến. Các thiết kế ngày càng chính xác, dẫn tới việc thực hiện công tác mua sắm nhanh chóng, tiết kiệm được chi phí. Bên cạnh đó, liên tục cập nhật các thủ tục, quy trình mua sắm nhằm đảm bảo tuân thủ pháp luật Việt Nam và có được vật tư, thiết bị đáp ứng các yêu cầu khắt khe của các tổ chức đăng kiểm trong và ngoài nước. Với việc nâng cao năng lực thiết kế, công tác chế tạo và lắp đặt cũng được cải thiện đáng kể. Tiến độ thi công ngày càng được rút ngắn. Ngoài ra, Vietsovpetro còn liên tục đổi mới, đầu tư các trang thiết bị. Từ việc phải thuê nhà thầu phụ hay đặt hàng các hãng lớn trên thế giới, tốn kém chi phí và phải mất thời gian chờ đợi, hiện nay, Vietsovpetro đã tự thực hiện nhiều công đoạn như: cuốn ống, làm bình áp lực, chế tạo các cụm Skids công nghệ, Shelters điều khiển, thực hiện chế tạo trên bờ, lắp đặt biển các khối chân đế, thượng tầng. Tính đến thời điểm hiện tại, đã có 7 nguyên mẫu BK được Vietsovpetro phát triển và đưa vào khai thác. Đặc biệt, với công trình BK-20, lần đầu tiên Vietsovpetro tự thực hiện thiết kế, chế tạo, lắp đặt giàn nhẹ loại nhỏ (mini BK). Thiết kế của mini BK được phát triển theo hướng tối ưu hóa cả kết cấu và công nghệ, tiết giảm tối đa các thiết bị, tối đa tự động hóa nhiều khâu trong quá trình vận hành và khai thác. Chi phí xây dựng tiết giảm khoảng hơn 20% so với BK thông thường, đồng thời giảm tối đa các chi phí vận hành. Các giàn dạng mini BK với số giếng khoan theo thiết kế là 9 hoặc 6 giếng, rất phù hợp cho việc phát triển các mỏ nhỏ, cận biên nhằm tận thu tài nguyên dầu khí cho đất nước.



Hình 6. Nguyên mẫu giàn nhẹ BK được Vietsovpetro phát triển và đưa vào vận hành khai thác



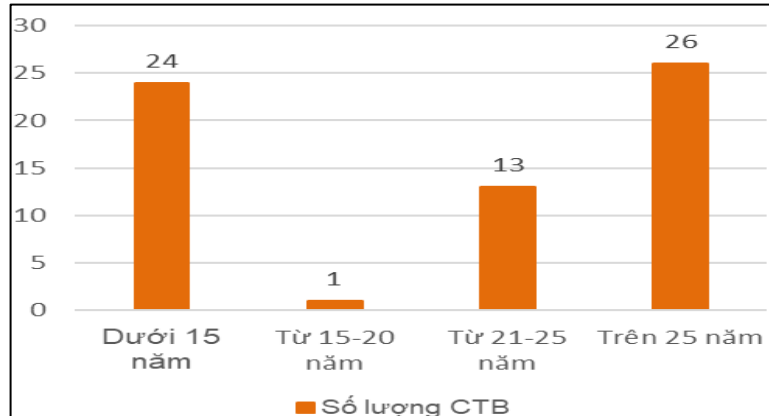
Hình 7. Giàn BK-20, giàn nhẹ loại nhỏ (mini BK) đầu tiên do Vietsovpetro tự thiết kế, chế tạo và lắp đặt

Bên cạnh đó, song song với việc hoàn thiện và nâng cao năng lực EPCI các dự án xây dựng công trình biển, công tác ứng dụng chuyển đổi số cũng được chú trọng và mang lại hiệu quả to lớn. Dữ liệu các khâu của dự án dần được số hóa và lưu trữ trên hệ thống khiến cho việc truy cập và theo dõi được kịp thời và thuận tiện, rút ngắn được thời gian thực hiện các khâu, chủ động kiểm soát được tất cả các yếu tố liên quan đến mục tiêu thành công của dự án: AN TOÀN – CHẤT LƯỢNG – TIẾN ĐỘ - CHI PHÍ HỢP LÝ. Công tác quản lý dự án cũng liên tục được cải thiện. Các quy trình kiểm soát tiến độ, chất lượng liên tục được phát triển và cập nhật để kịp thời đáp ứng các thay đổi phát sinh trong quá trình triển khai dự án. Tăng cường sự phối hợp thông qua các quy trình phối hợp rõ ràng, chi tiết và cụ thể.

Có thể thấy rằng, công tác xây dựng các công trình biển của Vietsovpetro đã đạt được những hiệu quả to lớn. Việc liên tục cải tiến, rút ngắn thời gian đưa công trình vào khai thác đã đóng góp vào thành công chung của Vietsovpetro nói riêng và ngành dầu khí Việt Nam nói chung. Sản lượng dầu khí khai thác được liên tục được gia tăng. Ngày 14.02.2021 Vietsovpetro ghi nhận khai thác 240 triệu tấn dầu. Ngay cả trong giai đoạn dịch Covid-19 đang diễn ra hết sức phức tạp, các công trình BK-21, BK-18A, BK-19 liên tiếp được hoàn thành và đưa vào khai thác, đóng góp vào việc gia tăng sản lượng của Vietsovpetro, góp phần cùng cả nước vượt qua được đại dịch mà vẫn duy trì được sự tăng trưởng của nền kinh tế của đất nước. Đến hết năm 2023 đã hoàn thành, đưa vào khai thác và đón dòng dầu đầu tiên trước thời hạn cả 03 công trình xây dựng cơ bản trọng điểm, đó là giàn RC-8, giàn BK-22 và giàn BK-4A, hoàn thành xuất sắc nhiệm vụ mà Hội đồng Vietsovpetro lần thứ 55 giao phó. Trong năm 2024, Vietsovpetro sẽ hoàn thành và đưa vào khai thác giàn BK-23. Dự kiến trong các năm tiếp theo sẽ xây dựng và đưa vào vận hành các công trình BK-24, RC-11... Các công trình biển mới sẽ góp phần giảm ãa suy giảm sản lượng, giúp duy trì đội ngũ nhân sự, cơ sở hạ tầng cho xây dựng công trình biển trong giai đoạn chuyển đổi sang lĩnh vực năng lượng tái tạo, mở rộng vùng hoạt động trong kế hoạch dài hạn của VSP cho một tương lai phát triển bền vững.

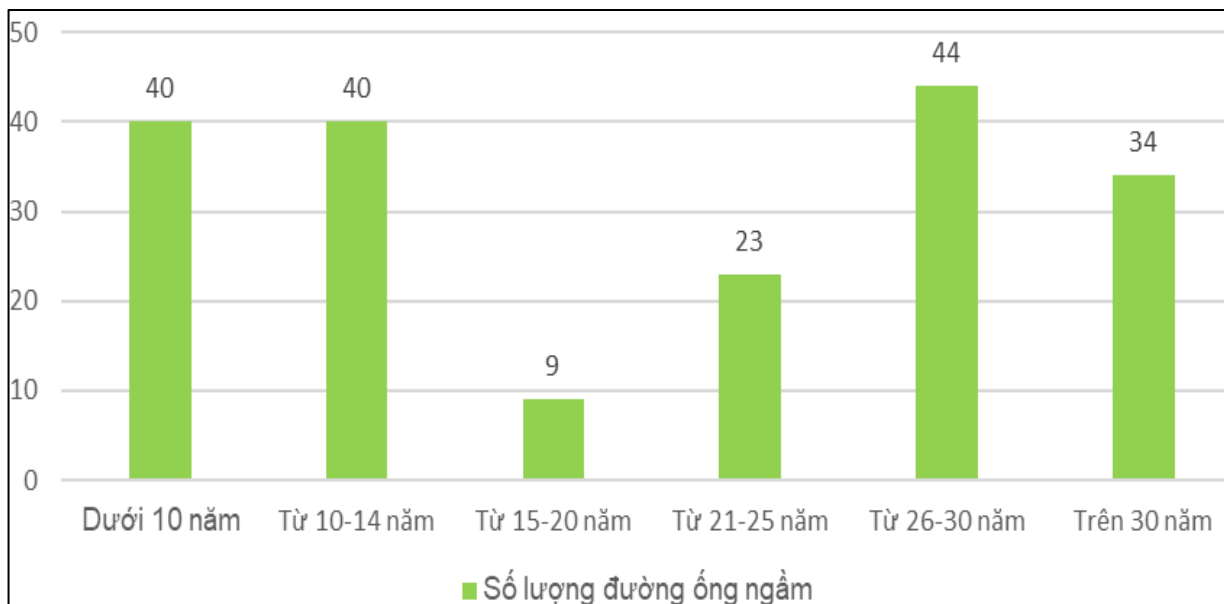
2. Công tác khảo sát, sửa chữa công trình biển

Tính đến thời điểm hiện tại, Vietsovpetro hiện đang vận hành và khai thác 64 công trình biển (CTB) cố định các loại, 190 tuyến đường ống ngầm với tổng chiều dài hơn 863 km. Với quy mô lớn và độ phức tạp của hệ thống cơ sở hạ tầng khai thác dầu khí như trên, để duy trì liên tục và đảm bảo vận hành an toàn và hiệu quả là một thách thức lớn với Vietsovpetro. Thực tế thống kê cho thấy hơn 40% số lượng công trình biển đã hoạt động trên 25 năm và quá tuổi thọ thiết kế.

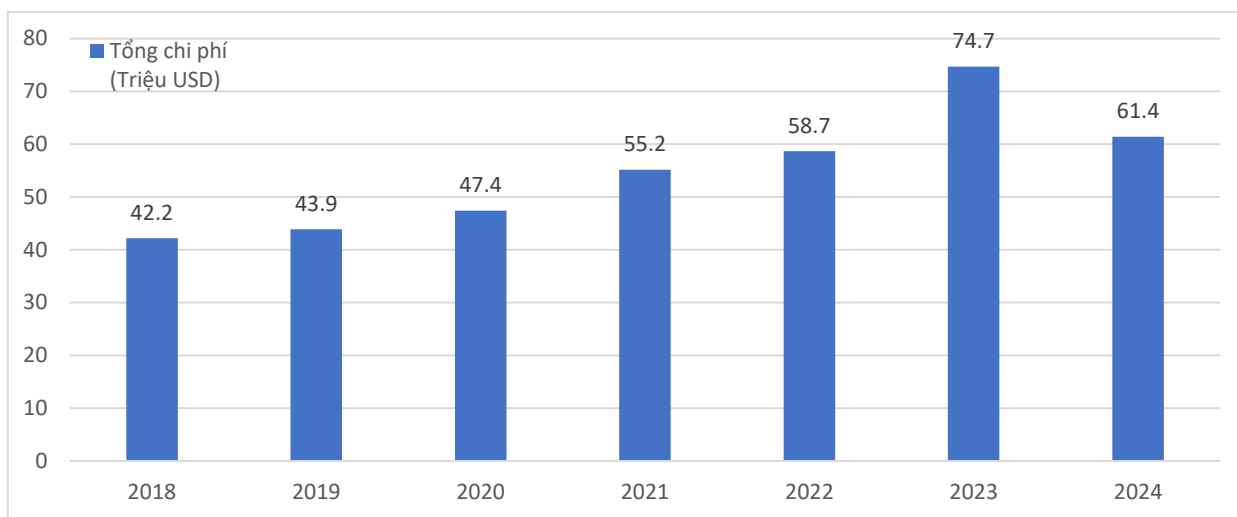


Hình 8. Thống kê số lượng công trình biển của Vietsovpetro theo năm vận hành

Trong bối cảnh các công trình biển phần lớn vượt quá thời hạn thiết kế nêu trên, khối lượng sửa chữa tăng trong khi nguồn lực có hạn là một bài toán khó đối với Vietsovpetro. Để đảm bảo cho các công trình hoạt động an toàn, đặc biệt chống chọi được với những điều kiện biển khắc nghiệt, Vietsovpetro đã phát triển hệ thống quản lý, khảo sát, bảo dưỡng và sửa chữa. Hệ thống bao gồm việc khảo sát định kỳ tình trạng kỹ thuật của công trình, phân tích kết quả khảo sát, lập kế hoạch và thực hiện những công việc sửa chữa cần thiết. Công tác khảo sát, sửa chữa được thực hiện theo kế hoạch và đáp ứng yêu cầu của Đảng kiểm Việt Nam (VR). Trong trường hợp đặc biệt các hạng mục sửa chữa được thực hiện ưu tiên, không để hoạt động sản xuất bị gián đoạn, giảm thiểu tối đa hao hụt dầu, khí do dừng giàn, hoặc thiết bị để sửa chữa, bảo trì. Với bề dày kinh nghiệm, Vietsovpetro đã tự chủ thực hiện được hầu hết các công việc sửa chữa đòi hỏi yêu cầu kỹ thuật cao. Lợi thế về nội lực trong công tác sửa chữa, không chỉ tiết kiệm được thời gian, chi phí mà còn đem đến vị thế chủ động, xử lý hiệu quả, kịp thời các tình huống huy động, điều phối, sửa chữa đặc biệt, cấp bách, ngay cả trong bối cảnh khó khăn khi dịch COVID-19 bùng phát trên cả nước.



Hình 9. Số Km đường ống ngầm theo năm vận hành tại Block 09-1



Hình 10. Chi phí kế hoạch cho khảo sát sửa chữa hàng năm giai đoạn 2018-2024 [2]

Công tác sửa chữa công trình biển phụ thuộc vào chuỗi các yếu tố chính bao gồm: cung ứng vận chuyển, nhân lực, vật tư, trang thiết bị, tổ chức chỗ ở trên công trình biển, kế hoạch khai thác, thời tiết. Chỉ cần một yếu tố không đáp ứng tiến độ, sẽ gây ảnh hưởng lớn đến kế hoạch sửa chữa. Vì vậy việc tổ chức, phối hợp thực hiện đồng bộ các công tác liên quan và giữa các đơn vị với nhau là vô cùng quan trọng để có thể hoàn thành công việc sửa chữa. Vietsovpetro đã triển khai đồng thời nhiều giải pháp quản lý để công tác sửa chữa đạt chất lượng cao với chi phí tối ưu:

- Lập danh mục các hạng mục công trình sửa chữa;
- Phát triển các phương pháp dự báo, cảnh báo sớm các rủi ro hư hỏng công trình ảnh hưởng đến an toàn vận hành;
- Xây dựng các bộ tiêu chí đánh giá, xếp hạng thứ tự ưu tiên các hạng mục cần sửa chữa;
- Lập kế hoạch sửa chữa ngắn hạn, trung hạn và dài hạn;
- Nhận diện triển khai kế hoạch sửa chữa đồng bộ, kết hợp các loại hình công tác sửa chữa với nhau để thực hiện theo từng chiến dịch, tối ưu thời gian, tiết giảm chi phí;
- Liên tục cân đối và tối ưu chi phí sửa chữa hàng năm;
- Tiếp tục nghiên cứu, áp dụng các loại vật tư, công nghệ mới nhằm nâng cao chất lượng sửa chữa, kéo dài tuổi thọ công trình;
- Tiến hành tháo dỡ các cụm kết cấu, công trình không còn sử dụng hoặc xuống cấp nghiêm trọng như các tổ hợp khoan, tháp khoan tại các giàn MSP nhằm tiết giảm kinh phí bảo trì, sửa chữa, đảm bảo an toàn cho kết cấu của giàn khoan.
- Xây dựng quy trình phối hợp trong công tác sửa chữa, nâng cao chất lượng công tác tổ chức hậu cần, đảm bảo cung cấp vật tư, thiết bị, tàu vận chuyển phục vụ sửa chữa đúng tiến độ;
- Xây dựng được đội ngũ chuyên gia, kỹ sư, công nhân có kinh nghiệm, có tay nghề cao trong bảo dưỡng sửa chữa các công trình dầu khí, tự chủ trong mọi công việc sửa chữa.

Kết quả đạt được sau khi thực hiện các giải pháp trên rất khả quan. Các công trình của Vietsovpetro được kịp thời sửa chữa. Thời gian dừng giàn, ngừng sản xuất liên tục giảm, đảm bảo cho quá trình khai thác được diễn ra một cách liên tục, an toàn.

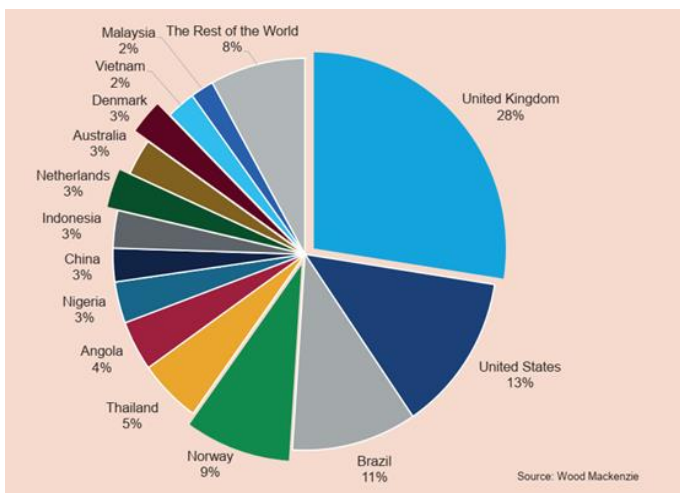
3. Công tác thu dọn mỏ

Song song với công tác khảo sát, sửa chữa các công trình biển, Vietsovpetro cũng tăng cường nghiên cứu, chuẩn bị cho công tác thu dọn mỏ trong tương lai. Mục tiêu cụ thể của Vietsovpetro trong công tác thu dọn mỏ bao gồm [3]:

- Đảm bảo phù hợp theo các yêu cầu của luật Dầu khí Việt Nam và Quốc tế về thu dọn các mỏ dầu khí sau khi kết thúc hoạt động của mỏ;

- Đảm bảo tất cả các hoạt động thu dọn được thực hiện một cách an toàn và thân thiện với môi trường;
- Đảm bảo không ảnh hưởng tới hoạt động của các ngành nghề khác (giao thông biển, khai thác hải sản..) khi hoạt động trên vùng biển;
- Tận dụng tối đa năng lực của Vietsovpetro và hướng tới việc áp dụng những công nghệ tiên tiến trên thế giới.

Thực tế, cho đến thời điểm hiện tại, trên thềm lục địa Việt Nam, chưa có dự án thu dọn mỏ nào được thực hiện. Ngoài ra, để đáp ứng cho nhu cầu sản xuất, gia tăng sản lượng khai thác dầu, khí, nhằm đảm bảo lợi ích kinh tế cho Việt Nam và Liên Bang Nga, Vietsovpetro vẫn xem xét xây mới và lắp đặt thêm các công trình biển tại khu vực Lô 09-1. Do đó có thể thấy rằng, khối lượng công việc liên quan đến công tác thu dọn công trình biển trong tương lai là rất lớn và phức tạp do vừa phải đảm bảo các mục tiêu đã đề ra ở trên, vừa phải đảm bảo cho quá trình khai thác các công trình hiện hữu được diễn ra liên tục và an toàn. Theo các kế hoạch thu dọn các mỏ thuộc Lô 09-1 hiệu chỉnh năm 2023, chi phí cần để thực hiện công tác này ước tính khoảng 1,5 tỷ USD [4].



Hình 11. Quy mô thị trường thu dọn các mỏ dầu khí ngoài khơi theo quốc gia, khu vực và vùng lãnh thổ

Mặt khác, theo các nghiên cứu của Wood Mackenzie, Châu Á – Thái Bình Dương là khu vực tiềm năng cho các dự án tháo dỡ công trình dầu khí biển với quy mô có thể vượt qua 100 tỷ USD với khoảng 2600 công trình, trên 35000 giếng, với gần 380 mỏ, khu vực khai thác dầu khí [5]. Do đó, có thể thấy rằng, thu dọn mỏ cũng là một thị trường tiềm năng trong tương lai. Chính vì vậy, việc thực hiện các nghiên cứu lựa chọn phương án và công nghệ thu dọn mỏ là vấn đề quan trọng và cấp bách xét cả về phương diện đảm bảo an toàn, bảo vệ sinh thái biển khu vực khai thác dầu khí và hiệu quả kinh tế, mang lại lợi ích cho Vietsovpetro trong tương lai.

Để thực hiện tốt công tác tháo dỡ và thu dọn công trình biển cố định cần thực hiện các giải pháp sau:

- Cần hoàn thiện hệ thống văn bản pháp lý, quy trình kỹ thuật liên quan.
- Triển khai sớm công tác chuẩn bị thu dọn. Việc lập kế hoạch tốt, chuẩn bị tốt nguồn nhân lực, phương tiện và thiết bị cũng như các công nghệ áp dụng sẽ đảm bảo thực hiện công việc thu dọn mỏ một cách hiệu quả và an toàn. Để giảm chi phí và đảm bảo an toàn cho công tác thu dọn mỏ, Vietsovpetro cần triển khai sớm công tác chuẩn bị về tổ chức, nghiên cứu ứng dụng công nghệ mới (công nghệ cắt cọc chân đế, làm sạch đường ống ngầm...) để có thể chủ động tự thực hiện công việc bằng phương tiện và nhân lực của mình. Việc ký hợp đồng trực tiếp với các nhà thầu nước ngoài ở giai đoạn thu dọn mỏ sẽ bị động và có chi phí cao.
- Nghiên cứu, đào tạo thu dọn mỏ: Cần tăng cường tổ chức các khóa đào tạo liên quan thu dọn mỏ, tiếp cận các công nghệ tiên tiến trên thế giới.
- Đầu tư bổ sung trang thiết bị, chuyển giao công nghệ kỹ thuật. Công tác thu dọn mỏ thực hiện một loạt các kỹ thuật, công nghệ phức tạp thuộc nhiều lĩnh vực khác nhau, đòi hỏi phải có sự nghiên cứu thử nghiệm thực tế. Việc tiến hành nghiên cứu ứng dụng kết hợp với việc chuyển giao công nghệ từ sớm sẽ giúp Vietsovpetro tự chủ trong việc thu dọn mỏ, ngoài ra còn tạo lợi thế cạnh tranh trong tương lai khi làm dịch vụ cho các lô dầu khí khác.

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

Kể từ ngày thành lập đến nay, Vietsovpetro luôn hoàn thành xuất sắc nhiệm vụ sản xuất kinh doanh, liên tục mở rộng vùng hoạt động để gia tăng khai thác dầu, khí, đảm bảo lợi ích cho hai phía Việt Nam và Liên bang Nga. Trong thành công đó, có sự đóng góp không nhỏ của công tác xây dựng cũng như khảo sát, sửa chữa, đảm bảo cho việc khai thác liên tục, an toàn, với quy mô ngày càng rộng.

Để tiếp tục nâng cao năng lực EPCI của VSP trong công tác xây dựng công trình biển, cũng như công tác khảo sát, sửa chữa, tháo dỡ, thu dọn công trình biển cần thiết thực hiện những giải pháp tổng thể như sau:

- Tăng cường công tác chuẩn hóa thiết kế, ứng dụng những công nghệ, phần mềm thiết kế tiên tiến. Từ đó, tạo tiền đề để thực tốt các khâu mua sắm, chế tạo, lắp đặt biển, cũng như công tác bảo trì, sửa chữa sau này.
- Tiếp tục đầu tư hơn nữa cho nghiên cứu các giải pháp thiết kế và xây dựng công trình biển ở các vùng nước sâu, xa bờ và điều kiện địa chất công trình phức tạp để chủ động, luôn sẵn sàng hướng tới chiến lược mở rộng vùng hoạt động của Vietsovpetro và công tác dịch vụ ra bên ngoài.
- Tìm giải pháp để rút ngắn thủ tục mua sắm nhằm rút ngắn thời gian triển khai dự án.
- Tiếp tục đầu tư trang thiết bị thi công và tăng cường công tác tự thực hiện trong từng đơn vị sản xuất của VSP để tăng thêm chủ động trong sản xuất, giảm được chi phí và giá thành.
- Công tác khảo sát sửa chữa cần tiếp tục được đẩy mạnh hơn nữa để công trình biển hoạt động an toàn và đảm bảo hoàn thành kế hoạch sản xuất hàng năm cũng như chiến lược phát triển dài hạn của Vietsovpetro.
- Tăng cường nghiên cứu, áp dụng những công nghệ mới nhằm gia tăng tuổi thọ công trình, giảm thiểu thời gian dừng giàn, dừng thiết bị.
- Trong thời gian tới, Vietsovpetro cần tiếp tục tận dụng nguồn nhân lực, cơ sở vật chất sẵn có để bảo dưỡng sửa chữa các công trình công nghiệp dầu khí trong nước, hướng tới cung cấp các dịch vụ ra thị trường quốc tế, góp phần vào khai thác, sử dụng hiệu quả cơ sở hiện hữu về hạ tầng, tài sản, mang lại lợi ích kinh tế cho Vietsovpetro và đất nước.
- Công tác thu dọn mỏ cần được quan tâm hơn nữa, việc tiến hành nghiên cứu ứng dụng kết hợp với việc chuyển giao công nghệ từ sớm sẽ giúp Vietsovpetro tự chủ trong việc thu dọn mỏ, ngoài ra còn tạo lợi thế cạnh tranh trong tương lai khi làm dịch vụ cho các lô dầu khí khác.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Vovk, V. S., Osmanov, V. G., & Evdoshenko, Y. V. (2018). Tới kho báu rồng vàng: Ghi chép về lịch sử hợp tác Nga-Việt trong lĩnh vực dầu khí. Kuchkovo Pole Publishing.
2. Tài liệu hội đồng Liên doanh Vietsovpetro
3. Nghị định 45/2023/NĐ-CP ngày 01/7/2023 Quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí.
4. Kế hoạch tổng thể hiệu chỉnh thu dọn mỏ Bạch Hổ, Rồng, Gấu Trắng, Thỏ Trắng hiệu chỉnh năm 2023.
5. OGUK (2019). Decommissioning insight 2019. Electronic report, 2019.

KẾ HOẠCH THU DỌN CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ NGOÀI KHƠI VÀ NHỮNG VẤN ĐỀ CẦN XEM XÉT ĐỐI VỚI CÁC MỎ DẦU KHÍ DO VIETSOVPETRO ĐIỀU HÀNH VÀ QUẢN LÝ

Nguyễn Ngọc Tiếp, Bùi Trọng Hân
Viện NCKH&TK - LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

Trải qua hơn 40 năm hoạt động trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, Liên doanh Việt – Nga “Vietsovpetro” (VSP) đã khai thác được 250 triệu tấn dầu, góp phần đáng kể vào nguồn thu ngân sách quốc gia. Để đạt được thành quả đó, VSP đã xây dựng được một hệ thống hoàn thiện các công trình phục vụ hoạt động dầu khí ngoài khơi, gồm: 75 công trình cố định, 631 giếng khoan, 805 km đường ống ngầm, 202 km cáp điện ngầm, 5 trạm rót dầu không bến. Phù hợp với quy định của pháp luật, các công trình dầu khí này cần phải thu dọn khi không còn hoạt động.

Công tác thu dọn các công trình dầu khí ngoài khơi (thu dọn mỏ) là một công việc phức tạp, trong khi tại Việt Nam hiện chưa có kinh nghiệm thực tiễn trong việc triển khai thu dọn các công trình dầu khí ngoài khơi này, đặc biệt là các công nghệ quan trọng như: công nghệ làm sạch hydrocarbon trong đường ống ngầm, công nghệ triệt hủy áp suất giữa các ống chống giếng khoan hay công nghệ cắt ngầm cọc chân đế giàn cố định...

VSP đã và đang từng bước hoàn thiện các thủ tục, quy trình cũng như phương án, giải pháp kỹ thuật để triển khai công tác thu dọn công trình dầu khí, bắt đầu từ việc lập các Kế hoạch thu dọn; công tác trích lập và sử dụng quỹ thu dọn mỏ; nghiên cứu, thử nghiệm các giải pháp công nghệ mới; lập kế hoạch chi tiết, triển khai công tác thu dọn một phần công trình hoặc một số công trình không còn nhu cầu sử dụng tại các mỏ dầu khí do VSP điều hành và quản lý.

Từ khóa: thu dọn mỏ, quỹ thu dọn mỏ, templates đầu giếng, trạm rót dầu không bến.

1. Cơ sở pháp lý liên quan đến công tác thu dọn mỏ

Công tác thu dọn mỏ được điều chỉnh bởi các văn bản quy phạm pháp luật chính như sau:

1.1. Pháp luật Việt Nam

Luật Dầu khí 2022 [1].

Nghị định số 45/2023/NĐ-CP ngày 01/7/2023 của Chính phủ về quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí [2].

1.2. Qui định quốc tế

Hiệp định Geneva về thềm lục địa năm 1958.

Hiệp định Liên Hiệp Quốc về luật biển năm 1982

Hướng dẫn của ASCOPE về tháo dỡ các công trình dầu khí.

2. Phương án thu dọn mỏ

Phụ thuộc vào đặc điểm của từng công trình cũng như quy định về công tác thu dọn mỏ mà có hai phương án thu dọn sau [4]:

A - Phương án tháo dỡ và thu dọn đưa về bờ: Phương án này được áp dụng đối với tất cả các phần kết cấu, đường ống, phương tiện và thiết bị nằm trên mặt đáy biển tự nhiên, bao gồm: các giàn cố định; các tuyến ống ngầm, cụm đầu nối ống ngầm (PLEM); cáp điện ngầm;

B - Phương án hủy và để lại tại chỗ: Phương án này được áp dụng đối với phần nằm sâu dưới mặt đáy biển tự nhiên của kết cấu giếng khoan dầu khí, cọc chân đế các giàn cố định, cọc neo của các trạm rót dầu không bền.

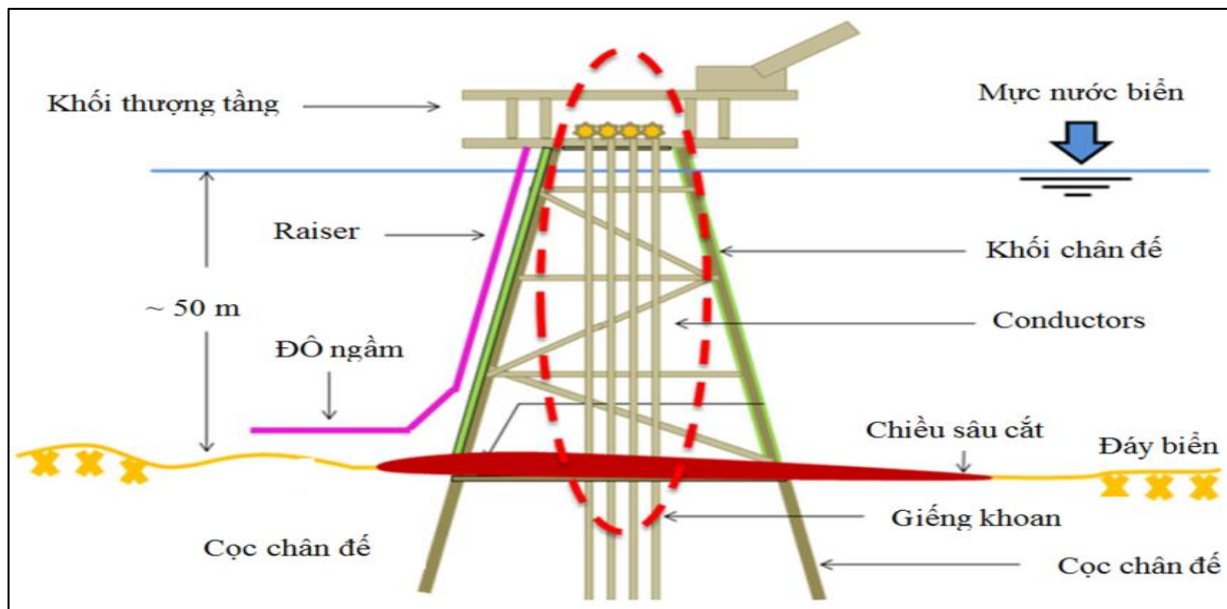
The diagram illustrates a complex offshore oil and gas production system. Key components and their connections include:

- Central Structure:** Rigid Riser/ Riser Caisson/ J-tubes.
- Left Side:** Intrafield Pipelines, Rigid Flowlines, and a Subsea Well Template with Protection structure.
- Bottom Center:** Unibulkal, Flexible Flowlines, and a Subsea Manifold.
- Right Side (Intermediate):** Tie-in Spools, PLEM (Pipeline Lateral Entry Module), Intermediary Towhead, Subsea Trees, and a Subsea Pigging Structure.
- Far Right:** Flowline Jumpers, Bend Stiffeners, Midwater Buoys, Dynamic Flexibles, and Midwater Arches.

The system is color-coded: red lines represent rigid structures, green lines represent flexible flowlines, and blue lines represent intermediate components.

2.1. Thu dọn giếng khoan dầu khí

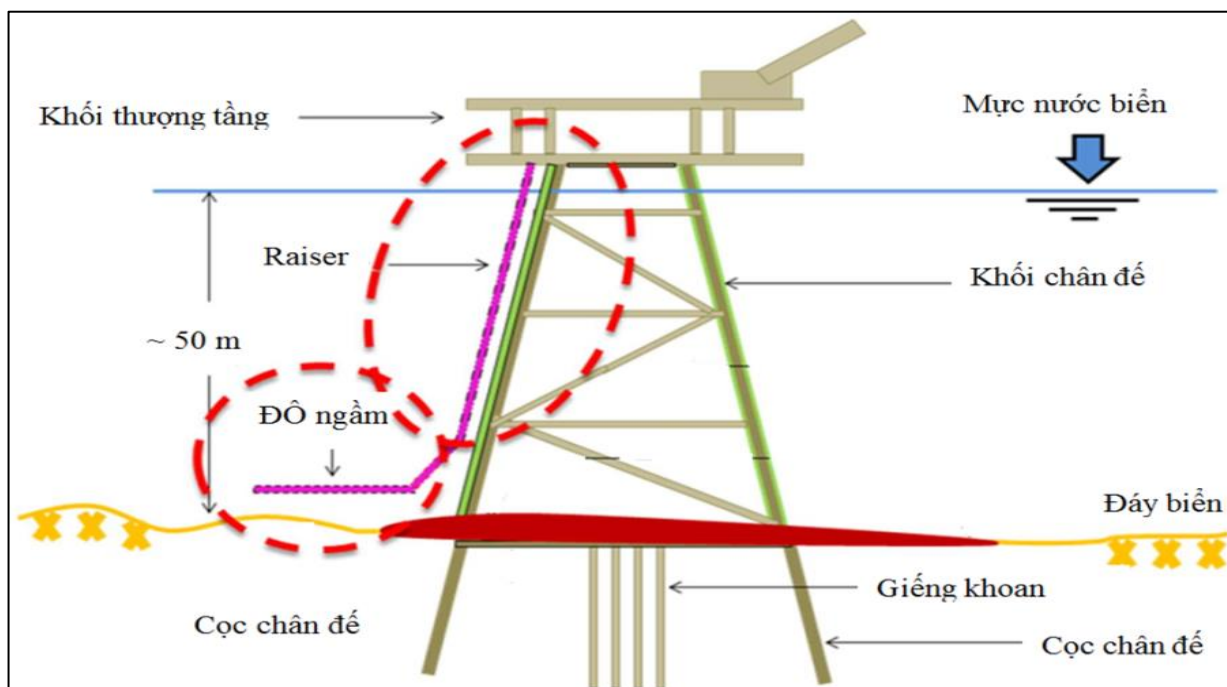
Ghi chú: đối với các giếng có áp suất giữa các cột ống chống, cần phải triệt hủy áp suất này trước khi tiến hành hủy giếng.



Hình 2. Thu dọn giếng khoan dầu khí [3]

2.2. Thu dọn đường ống ngầm

Các tuyến ống ngầm bao gồm các đoạn ống đứng (Riser) gắn cố định vào các kết cấu chân đế của các giàn cố định và các đường ống nằm trên mặt đáy biển tự nhiên nối giữa các giàn cố định (nội mở), hoặc kết nối giữa các mỏ với nhau, hoặc vận chuyển sản phẩm về bờ [4].



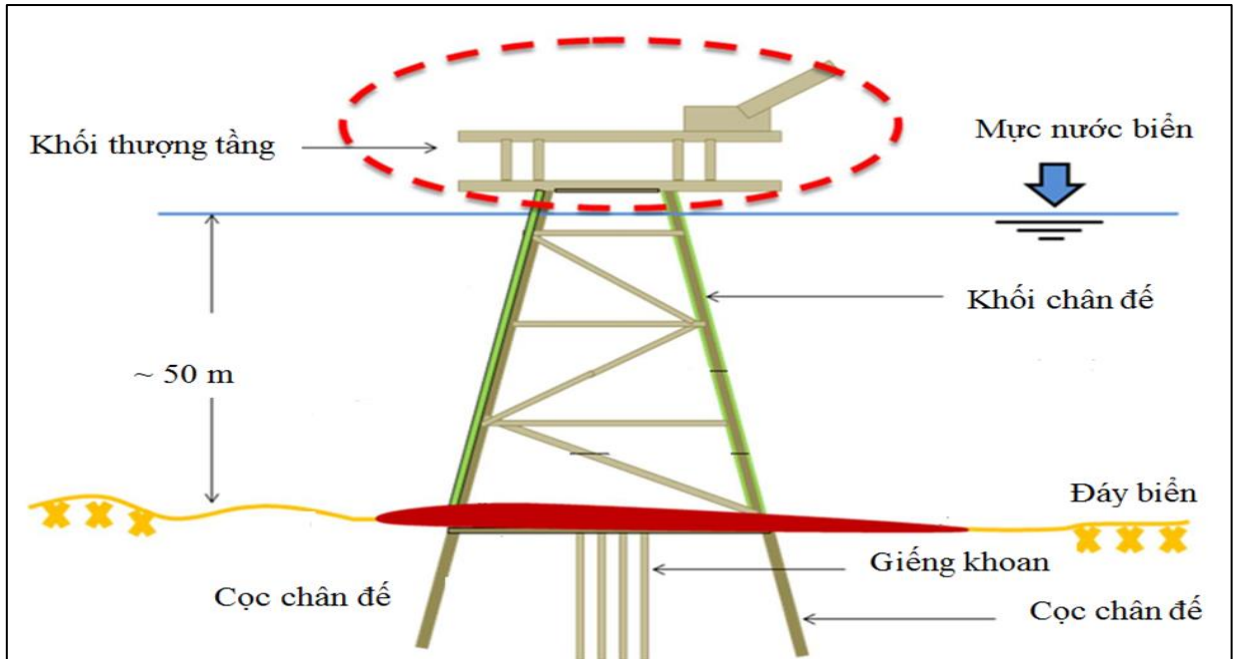
Hình 3. Thu dọn đường ống ngầm [3]

2.3. Thu dọn giàn cố định

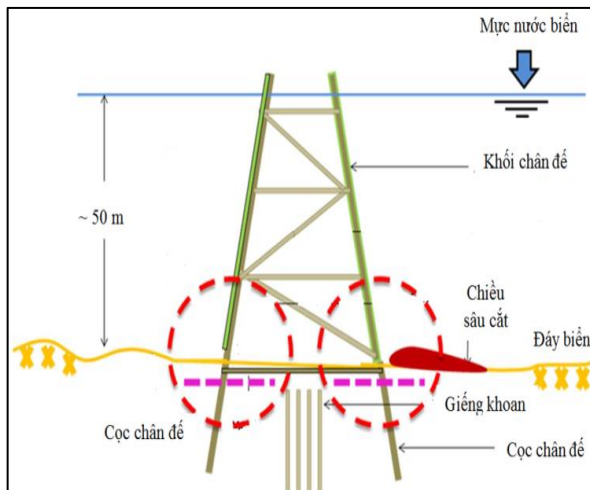
Các giàn cố định ở mỏ của Vietsovpetro sau khi kết thúc hoạt động sẽ được tháo dỡ và thu dọn phù hợp với các yêu cầu của luật pháp Việt Nam và Quốc tế.

Do các giàn cố định này có các đặc điểm chung là được xây dựng ở vùng biển có độ sâu khoảng 50m; cấu tạo của giàn gồm 2 phần chính là phần thượng tầng và phần chân đế. Khối thượng tầng của các giàn cố định bao gồm các block modul hoặc sàn công nghệ. Khối chân đế của các giàn cố định có cấu tạo gần giống nhau, chỉ khác nhau về số lượng khối chân đế và cọc [4], [5].

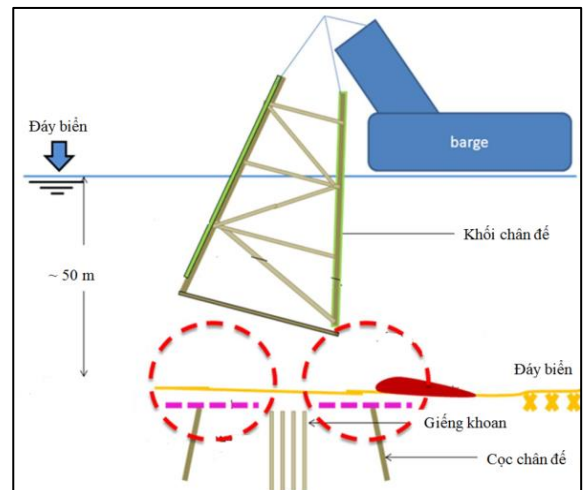
Trình tự thu dọn phần kết cấu của giàn cố định là thu dọn Khối thượng tầng; tiếp theo là thu dọn Khối chân đế.



Hình 4. Thu dọn Khối thượng tầng giàn cố định [3]



Hình 5a. Thu dọn Khối chân đế giàn cố định [3]



Hình 5b. Thu dọn Khối chân đế giàn cố định [3]

3. Sức khỏe, an toàn và quản lý môi trường

3.1. Xử lý và quản lý chất thải

Phù hợp với quy định của pháp luật, khi tiến hành thu dọn mỏ, tổ chức, cá nhân phải có trách nhiệm xử lý và quản lý chất thải.

3.2. An toàn và bảo vệ môi trường

Nhằm đảm bảo an toàn và bảo vệ môi trường trong quá trình thu dọn mỏ, để bảo vệ sức khỏe cho người làm việc, phòng chống cháy nổ, an toàn cho máy móc và phương tiện thu dọn công trình, bảo vệ lòng đất, không gây ô nhiễm môi trường và khôi phục trạng thái môi trường sinh thái, an toàn giao thông và các nguồn lợi khác của biển.

Đảm bảo tuân thủ các quy định của pháp luật trong lĩnh vực ATSKMT.

3.3. Công tác bảo vệ môi trường

Khảo sát, phân tích các thành phần môi trường khu vực thu dọn mỏ trước và sau khi tiến hành công tác thu dọn mỏ nhằm đánh giá hiện trạng và tác động môi trường trong quá trình thu dọn mỏ. Đảm bảo rằng việc thu dọn mỏ đáp ứng được các yêu cầu về việc khôi phục trạng thái môi trường sinh thái, bảo vệ môi trường, an toàn giao thông và các nguồn lợi khác của biển.

4. Chi phí thu dọn mỏ

Chi phí thu dọn mỏ được tính toán dựa trên cơ sở công nghệ thu dọn mỏ được xem xét tại thời điểm thực hiện báo cáo.

Đơn giá sử dụng trong tính toán chi phí thu dọn mỏ bao gồm:

- Các đơn giá về nhân công, thiết bị, vật tư...
- Đơn giá tàu thuyền, giàn khoan tự nâng...

4.1. Dự toán chi phí thu dọn công trình

Bảng 1. Cơ cấu dự toán chi phí thu dọn công trình

Stt	Khoản mục chi phí	Giá trị (triệu USD)
A	Chi phí tháo dỡ	
1	Chi phí thi công biển	
2	Chi phí thi công trên bờ	
B	Chi phí quản lý	
C	Chi phí tư vấn đầu tư	
1	Khảo sát chân đế trước khi tháo dỡ	
2	Chi phí lập báo cáo nghiên cứu khả thi	
3	Chi phí thiết kế tháo dỡ	
4	Chi phí lập báo cáo định lượng rủi ro	
D	Chi phí khác	
E	Chi phí dự phòng	
	Tổng chi phí	

Bảng 2. Tổng hợp dự toán chi phí thu dọn mỏ

Stt	Các hạng mục chi phí	Đơn vị	Số lượng	Chi phí (triệu USD)
1	Giàn cố định	giàn		
2	Đường ống	km		
3	Cáp ngầm	km		
4	Trạm rót dầu không bến	trạm		
5	Giếng khoan	giếng		
7	Quan trắc môi trường			
8	Dọn sạch mỏ			
9	An toàn và bảo vệ môi trường			
	Tổng cộng			

4.2. Trích lập vào quỹ thu dọn mỏ

Theo Nghị định số 45/2023/NĐ-CP ngày 27/12/2017 về quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí, mức trích lập cho việc thu dọn công trình cố định, thiết bị và phương tiện hàng năm được xác định theo công thức sau [2]:

$$E_n = \frac{A_n \times (B_n - C_{(n-1)} - I_{(n-1)})}{D_n}$$

Trong đó:

- E_n : Mức trích lập quỹ năm n , đơn vị tính là USD.
- A_n : Sản lượng khai thác năm n , được xác định bằng sản lượng khai thác thực trong năm tương ứng, đơn vị tính là thùng dầu quy đổi.
- B_n : Tổng chi phí thu dọn cập nhật tại năm n , $B_n = (b_1 - b_2)$, trong đó:
 - + B_1 : Tổng chi phí thu dọn ước tính trong kế hoạch thu dọn (được phê duyệt gần nhất), đơn vị tính là USD.
 - + B_2 : Ước tính chi phí được xác định trong kế hoạch thu dọn (được phê duyệt gần nhất) tương ứng với hạng mục thiết bị, tài sản hoặc công trình đã được thu dọn đến năm $(n-1)$, đơn vị tính là USD.
- $C_{(n-1)}$: Số dư quỹ bảo đảm nghĩa vụ tài chính tại thời điểm ngày 31 tháng 12 năm $(n-1)$ được xác định bằng tổng số dư của tất cả các tài khoản mà Tập đoàn Dầu khí Việt Nam gửi quỹ của mỏ tương ứng, được các ngân hàng thương mại liên quan xác nhận bằng văn bản, đơn vị tính là USD.
- $I_{(n-1)}$: Số lãi tiền gửi ngân hàng mà tổ chức, cá nhân được nhận sau khi Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thay mặt thực hiện các nghĩa vụ với ngân sách nhà nước (nếu có) cho năm $n-1$.
- D_n : Trữ lượng có thể thu hồi còn lại, $D_n = d_1 - d_2$, trong đó:
 - + D_1 : Trữ lượng có thể thu hồi được xác định trong kế hoạch phát triển hoặc kế hoạch khai thác sớm đã được phê duyệt bởi các cấp có thẩm quyền tính đến cuối năm thứ n , đơn vị tính là thùng dầu quy đổi.
 - + D_2 : Tổng sản lượng đã được khai thác cộng dồn từ (các) mỏ liên quan tính đến năm $(n-1)$, đơn vị tính là thùng dầu quy đổi.

5. Một số công nghệ cắt ống

Để cắt cọc chân đế, cắt đường ống ngầm cũng như cắt ống kết cấu kim loại có thể sử dụng các công nghệ sau đây [4]:

5.1. Cắt ống bằng tia nước áp lực cao có chứa hạt mài mòn

Sử dụng thiết bị cắt bằng nước áp lực cao có chứa hạt mài mòn (phương pháp cắt lạnh). Đây là công nghệ cắt tiên tiến, đảm bảo an toàn cháy nổ và vệ sinh môi trường. Tuy nhiên cắt bằng phương pháp này sẽ có chi phí cao.

Áp dụng: Dùng để cắt các ống ngầm chứa các chất nhiễm bẩn Hydrocacbon dễ cháy khi cắt trên mặt nước (ở trên boong tàu) hoặc cắt cọc/ống chân đế giàn cố định.

5.2. Phương pháp cắt cơ khí

Đây là phương pháp sử dụng các thiết bị cắt bằng dây cáp có phủ hạt kim cương hoặc cắt bằng lưỡi cưa thép.

Ưu điểm của phương pháp này là các đường cắt phẳng, không gây ảnh hưởng tới môi trường cũng như các hoạt động của các công trình lân cận.

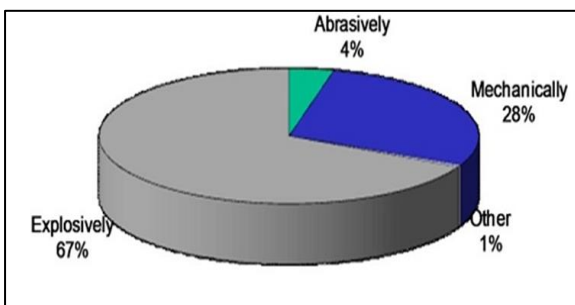
Nhược điểm của phương pháp này là chỉ cắt từ bên ngoài vào, thời gian cắt sẽ lâu, phải sử dụng nhiều thợ lặn (cắt ngầm) để lắp đặt thiết bị, công việc chuẩn bị nhiều. Chi phí cắt cao.

Áp dụng: Để cắt đứt toàn bộ các cọc chân đế của các giàn cố định.

5.3. Phương pháp nổ mìn định hướng

Phương pháp nổ mìn định hướng theo biên dạng hình học của kết cấu có nhiều ưu điểm như: cắt nhanh, giá thành rẻ, quá trình chuẩn bị đơn giản. Tuy nhiên phương pháp này có ảnh hưởng tới sự sống của sinh vật biển.

Trên hình 6.1 thể hiện tỷ lệ % sử dụng các phương pháp cắt cọc chân đế theo kinh nghiệm thu dọn các giàn cố định ở vịnh Mexico từ năm 1995-2005. Số liệu cho thấy rằng phương pháp nổ mìn được sử dụng nhiều nhất để cắt cọc chân đế giàn cố định so với các phương pháp khác.



Hình 6. Tỷ lệ phân bố các phương pháp cắt cọc chân đế

KẾT LUẬN

Thu dọn mỏ dầu khí là công việc đặc biệt quan trọng, có khối lượng lớn với nhiều hạng mục công việc phức tạp, đòi hỏi tổng chi phí thu dọn rất lớn và cần thời gian dài để thực hiện. Chúng ta chưa có kinh nghiệm thực hiện việc thu dọn một công trình dầu khí hoàn chỉnh, cũng như chưa tự chủ được công nghệ, thiết bị để thực hiện việc thu dọn, đặc biệt là công nghệ cắt ngầm dưới nước. Hầu hết các thiết bị đều phải đi thuê hoặc đang trong quá trình nghiên cứu (như công nghệ nổ mìn định hướng để cắt cọc chân đế).

Ngoài ra, các mỏ của Vietsovpetro gồm rất nhiều các hạng mục thành phần như: giàn khai thác, giàn công nghệ, giếng khoan, đường ống ngầm, cáp điện ngầm, phương tiện-thiết bị ngầm/nổi....tình trạng hoạt động cũng như thời hạn hoạt động của các hạng mục này khác nhau nên dẫn tới việc thời điểm thu dọn sẽ không đồng nhất.

Từ những vấn đề nêu trên, việc thu dọn đối với các mỏ dầu khí do Vietsovpetro điều hành và quản lý có những vấn đề cần phải xem xét như sau:

- Cần sớm tiếp cận các công nghệ phục vụ việc thu dọn công trình để đánh giá tính khả thi về mặt kỹ thuật và chi phí khi áp dụng vào đặc thù công trình cũng như vùng mỏ của Vietsovpetro. Các công nghệ có thể kể đến như: công nghệ triệt hủy áp suất giữa các cột ống chống giếng khoan; công nghệ làm sạch hydrocarbon trong đường ngầm; công nghệ cắt ngầm cọc chân đế; công nghệ cắt kết cấu công trình....
- Do chi phí thu dọn đường ống ngầm rất lớn, đề xuất cấp thẩm quyền cho phép các đường ống không nhiễm bẩn các chất hydrocacbon như ống dẫn nước ép vữa được để lại đáy biển trong trường hợp chúng được làm sạch, bơm đầy nước, nút kín các đầu và chôn các đầu xuống đáy biển.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Luật Dầu khí 2022, (tr. 33-34).
2. Nghị định số 45/2023/NĐ-CP ngày 27/12/2017 về quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí, (tr. 51-52, 52-54).
3. Hướng dẫn của ASCOPE về tháo dỡ các công trình dầu khí, (tr. 42, 104-109).
4. Nguyễn Ngọc Tiệp, Bùi Trọng Hân, (2023), “Kế hoạch thu dọn công trình dầu khí mỏ Bạch Hổ, Lô 09-1, điều chỉnh năm 2023”, (tr. 43-67, 43-47).
5. Nguyễn Ngọc Tiệp, Bùi Trọng Hân, (2023), “Kế hoạch thu dọn công trình dầu khí mỏ Rồng, Lô 09-1, điều chỉnh năm 2023”, (tr. 36-61, 36-40).

XÍ NGHIỆP XÂY LẮP VỚI NHỮNG THÀNH TỰU NỔI BẬT TRONG NGHIÊN CỨU VÀ THIẾT KẾ THI CÔNG CÁC CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ

Đặng Đức Phong, Phạm Thanh Bình, Lê Quốc Anh,
Trần Sỹ Thái, Nguyễn Văn Sở, Lê Chí Thành
XN Xây lắp – LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

Đối với các công trình khai thác dầu khí ngoài khơi, chi phí thi công chiếm một tỷ trọng đáng kể trong tổng giá trị toàn bộ công trình, đặc biệt là các công trình ở vùng nước sâu hơn 100m với các cấu kiện có kích thước và trọng lượng lớn. Xu thế tất yếu của tất cả các công ty khai thác dầu khí cũng như Liên doanh Vietsovpetro là tiến ra vùng nước sâu khi các mỏ ở gần bờ đã suy giảm sản lượng. Do đó việc nghiên cứu, thiết kế để từng bước làm chủ công nghệ thi công các cấu kiện siêu trường siêu trọng này là rất cần thiết để giảm giá thành công trình. Ngoài ra, ở XNXL có sẵn một đội ngũ công nhân tay nghề cao, máy móc thiết bị hiện đại nên việc nghiên cứu thiết kế các thiết bị công nghệ, các module thường có trong các công trình dầu khí để tự chế tạo, thay thế hàng nhập khẩu sẽ tận dụng được lực lượng, phương tiện này, giúp giảm giá thành sản phẩm, chủ động trong việc cung cấp hàng hóa, tăng độ an toàn của thiết bị.

1. Tổng quan về công tác thiết kế thi công những năm đầu thành lập

Trước đây các giàn khoan do XNXL thực hiện cho Vietsovpetro chủ yếu ở vùng nước có độ sâu chỉ từ 60-70m và dựa vào những phương án truyền thống là chế tạo, lắp dựng chân đế bằng cách tổ hợp các kết cấu đơn lẻ hoặc các khối nhỏ, nên khi thực hiện các chân đế lớn siêu trường siêu trọng (ở vùng nước sâu hơn 100m) thì những phương án thi công truyền thống trở nên lạc hậu và không khả thi để thực hiện.

Đối với khối thượng tầng (topside) thì nhập nguyên khối từ Liên Xô cũ (đối với các giàn MSP, RP1, 2,3) hoặc thuê nước ngoài chế tạo (các giàn BK), nên các thiết bị công nghệ, các module như khối nhà ở đều đã được chế tạo sẵn với giá thành cao, chất lượng khó kiểm soát.

2. Các thành tựu đạt được trong lĩnh vực thiết kế thi công những năm gần đây

2.1. Công nghệ thi công các cấu kiện siêu trường siêu trọng

Thực hiện dự án dịch vụ cho công trình Đại Hùng năm 2016 ở vùng nước sâu hơn 120m, với chân đế thuộc loại siêu trường siêu trọng cần thiết phải nghiên cứu, phân tích tính toán các phương án để chế tạo, lắp đặt đồng loạt khối lớn (Panel, Diaphragm, Quay lật Panel, Hệ thống Cọc vác, Hệ thống sàn chống lún) các hạng mục ở dưới thấp, hạn chế tối đa các công việc có thể phát sinh và chế tạo trên cao, sau đó tận dụng tối đa các trang thiết bị hiện đại để lắp dựng chân đế hoàn chỉnh.

Các phương án chế tạo đã được nghiên cứu gồm có:

2.1.1. Phương pháp quay lật, nâng hạ Panel bằng cách kết hợp cầu và kích thủy lực

Là phương án chế tạo panel bằng cách tổ hợp hoàn chỉnh trên đường trượt với hệ thống gối đỡ đã được thiết kế và bố trí sẵn, sau đó tiến hành quay lật panel bằng cách kết hợp nhiều cầu, sau khi quay lật hoàn chỉnh panel cần phải lắp đặt hệ thống launch cradle phục vụ quá trình kéo trượt sau này, song do tải cầu không đáp ứng được yêu cầu nâng hạ (panel quá nặng), do vậy để thực hiện việc nâng hạ này sẽ dùng hệ thống cầu phối hợp hệ thống kích thủy lực để nâng hạ đưa Panel vào vị trí cuối cùng.

2.1.2. Nghiên cứu tính toán phương án hạ thủy chân đế bằng phương án kéo trượt (Skidding Loadout)

Đối với các chân đế có tải trọng lớn, phương án lắp đặt biển phần lớn là phương pháp đánh chìm chân đế dùng xà lan chuyên dụng launching barge (tự phóng). Do đó để phù hợp với công tác lắp đặt biển thì phương án hạ thủy bằng kéo trượt trên đường trượt phải được sử dụng.

Đây cũng là phương án tối ưu và gần như duy nhất để hạ thủy các chân đế ở độ sâu nước >100m và đảm bảo độ an toàn cao.

Để thực hiện phương án hạ thủy bằng phương án kéo trượt, trước hết cần phải có hệ thống đường trượt (skid way), hệ dầm trượt nổi (skid beam), hệ thống bờ cảng được thiết kế có thể chịu được tải trọng của chân đế trong quá trình hạ thủy và xà lan chuyên dụng trang bị hệ thống dầm trượt (launching barge) trên đó trang bị hệ thống dầm trượt (barge skid beam) và hệ thống rocker arm.

2.1.3. Nghiên cứu tính toán phương án lắp đặt chân đế bằng phương án tự phóng (Launching)

Đối với các chân đế ở vùng nước sâu, có khối lượng và kích thước lớn, thì việc dùng tàu cầu để cầu nhắc chân đế lên khỏi sà lan là một phương án không khả thi do sự hạn chế về sức nâng của tàu cầu hay sự ổn định của kết cấu khối chân đế trong quá trình nâng,...

Để giải quyết vấn đề trên, phương án mới được phát triển và đã được đưa và sử dụng tại các nước tiên tiến: Phương án tự phóng sử dụng sà lan chuyên dụng.

Bảng 1. Các dự án đã được áp dụng

STT	Dự án Project	Client	EPCI/EPC contractor	Khối lượng weight	Mức nước water depth	Loadout by skidding	Phương án quay lật Upending concept	Năm thực hiện years
1	DH2 Project	Dai Hung POC	VSP	4,500	110	Skidding	Free floatation & upending	2011
2	Hai Thạch project	PQPOC	PTSC/VSP	6,500	132	Skidding	Self upending	2012
3	Mộc Tinh project	PQPOC	PTSC/VSP	6,500	130	Skidding	Self upending	2012
4	Thang Long Project	LSJOC	VSP	2,000	68	Skidding	Free floatation & upending	2013
5	Do Do Project	LSJOC	VSP	2,000	68	Skidding	Free floatation & upending	2013
6	Thien Ung	VSP	VSP	6,500	120	Skidding	Self upending	2015
7	STT-PIP	CLJOC	PTSC/VSP	2,450	56	Skidding	Free floatation & upending	2016
8	SV CPP	Idemitsu Kosan Co. Ltd	PTSC/VSP	12,500	120	Skidding	Free floatation & upending	2019
9	Zawtika 12	PTTEP	PTG/VSP	5,000	132	Skidding	Free floatation & upending	2022
10	Zawtika 15	PTTEP	PTG/VSP	6,000	156	Skidding	Free floatation & upending	2022
11	DH3 project	Dai Hung POC	VSP	4,900	110	Skidding	Free floatation & upending	2024
12	KNT CPP	VSP	VSP	3,000	65	Skidding	Free floatation & upending	2024

2.2. Nghiên cứu thiết kế các thiết bị công nghệ

Từ năm 2005 XNXL đã xây dựng và duy trì hệ thống chứng chỉ ASME U, U2, R, S-stamp và đã nghiên cứu thiết kế thiết kế hơn 120 bình áp lực các loại như Production Separators, Test Separators, Slug Catchers, Scrubbers, KO Drums, Air Receivers, Open Drain Vessels, Closed Drain Vessels, Pig Launchers, Pig Receivers... theo bộ tiêu chuẩn ASME BPVC. Tất cả các bình do XNXL thiết kế, chế tạo đều vận hành an toàn tuyệt đối.

Bảng 2. Số lượng các bình áp lực đã thiết kế theo năm

STT	Năm	Số lượng bình	Công trình
1	2011	03	Các MSP
2	2012	04	Các MSP
3	2013	11	BK17, BK16, các MSP
4	2014	04	CCP, CPP2
5	2015	12	BK-TNG, BK4A, VSP-02
6	2016	08	RC9, ThTC3, RP2,
7	2017	10	CTC1, RP2
8	2018	07	MKS
9	2019	03	RP3, BK20
10	2020	11	BK18A, BK21, NAMCONSON2, RC10, RC.RB1
11	2021	11	BK19, BK15, CPP2, CPP3, CTC2, RC10, RC.RB1
12	2022	09	RC10, RC.RB1, GTC1, RC8, RC9.RC5
13	2023	21	RC6, BK-TNG, BK22, RC4, BK16, KNT
14	2024	14	MSP10, KTN, BK15

2.3. Nghiên cứu thiết kế khối nhà ở trên công trình biển

XNXL đã nghiên cứu thực hiện thành công thiết kế chi tiết nhiều dự án block nhà ở của Vietsovpetro, CPP KNT cũng như các công ty dầu khí khác như PV Gas, Biển Đông POC, Cửu Long JOC. Tính tới thời điểm này tất cả các công trình do XNXL thiết kế, chế tạo đều vận hành an toàn tuyệt đối.

Bảng 3. Danh mục các dự án nhà ở đã và đang thực hiện bởi XNXL

STT	Client	Descriptions			Time
		Project	Scope	Weight	
1	PV Gas	Living Quarters 21 men for Dragon Tortoise Field Project	Detail engineering, procurement, fabrication, onshore testing /pre-commissioning, load out and sea fastening & offshore installation, hook up & commissioning	297MT	2009
2	BienDon g POC	Living Quarters 24 men for Mộc Tinh – Biển Đông Project	Procurement, fabrication, onshore testing /pre-commissioning, load out and sea fastening	367MT	2010
3	VSP	Living Quarters 64 men for Trường Sa Barge	Detail engineering, procurement, fabrication, pre-commissioning & commissioning	133T	2012

STT	Client	Descriptions			Time
		Project	Scope	Weight	
4	VSP	Living Quarters 35 men for BKTNG Project	Detail engineering, procurement, fabrication, onshore testing /pre-commissioning, load out and sea fastening & offshore installation, hook up & commissioning	730T	2014
5	Cuu Long JOC	Living Quarter 20 POB Module#1 - SU TU TRANG FULL FIELD DEVELOPMENT – PHASE 1	Detail engineering, procurement engineering support	495T	2015
6	Cuu Long JOC	E-HOUSE PACKAGE - SU TU TRANG FULL FIELD DEVELOPMENT – PHASE 1	Detail engineering, procurement, fabrication, onshore testing /pre-commissioning, load out and sea fastening	175T	2015
7	VSP	Living Quarters 37 men for CPP-KNT Project	Detail engineering, procurement, fabrication, onshore testing /pre-commissioning, load out and sea fastening & offshore installation, hook up & commissioning	830T	2023 - 2025

ĐỊNH HƯỚNG CÔNG TÁC NGHIÊN CỨU THIẾT KẾ

1. Nghiên cứu thiết thi công cho các công trình điện gió ngoài khơi;
2. Nghiên cứu thiết kế các thiết bị cho nhà máy lọc hóa dầu;
3. Nghiên cứu thiết kế các giàn nhà độc lập, làm việc ở vùng khí hậu khắc nghiệt hơn để cung cấp dịch vụ cho bên ngoài.

DẤU ẤN KHOA HỌC CÔNG NGHỆ TRONG CHẾ TẠO, XÂY DỰNG CÁC CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ

Nguyễn Thế Văn, Phạm Thanh Bình, Nghiêm Trung Kiên, Hà Anh Đức
XN Xây lắp -LD Vietsovpetro

MỞ ĐẦU

Hơn 35 năm trước, Liên doanh Việt – Nga (Vietsovpetro) phải nhập khẩu toàn bộ chân đế, top side giàn khoan từ Baku (Azerbaijan) về Việt nam, đến nay XNXL đã hoàn toàn làm chủ công nghệ chế tạo, lắp đặt, đưa vào vận hành các giàn khoan, khai thác dầu khí không chỉ cho VSP mà còn cho một số công ty dầu khí trong nước khác và nước ngoài.

Trải qua chặng đường dài phát triển của ngành dầu khí, đội ngũ kỹ thuật của XNXL không ngừng nâng cao tiềm lực nghiên cứu và ứng dụng khoa học công nghệ, chủ động tiếp thu kỹ thuật, công nghệ tiên tiến và phát huy sáng tạo, tối ưu hiệu quả công nghệ hiện có để đạt trình độ ngang bằng với các công ty dầu khí trong khu vực và trên thế giới.

Ngoài phạm vi lô 09-1 của VSP, XNXL đã triển khai các dự án dịch vụ ngoài như: Dự án phát triển mỏ Đại Hùng, Lô 04-3, Lô 09-3/12, Lô NR-ĐM, dự án Kinh ngư trắng, dự án phát triển mỏ Zawtika 1E (khách hàng PTTEPI)...

Bên cạnh đó, một số sản phẩm là cụm công nghệ dầu khí cốt lõi (cụm bình tách, bình áp lực), trước đây phải hoàn toàn nhập khẩu thì nay đã được chế tạo tại XNXL, góp phần rút ngắn tiến độ dự án và tiết kiệm ngoại tệ cho đất nước.

Từ sự nhận thức đúng về vai trò to lớn của khoa học công nghệ, đóng vai trò then chốt trong sản xuất nhằm tăng năng suất lao động và kiểm soát tốt chất lượng, giảm giá thành, XNXL đã không ngừng cải tiến kỹ thuật, nghiên cứu áp dụng công nghệ tiên tiến, phải kể đến những giải pháp được ghi nhận và trao tặng thành tích về khoa học, công nghệ của ngành dầu khí, giải thưởng VIFOTECH, Giải thưởng Nhà nước về khoa học - công nghệ:

- Công trình “Nghiên cứu phương án tối ưu để chế tạo, hạ thủy và lắp đặt chân đế siêu trường siêu trọng ở vùng nước sâu hơn 100m phù hợp với điều kiện ở Việt Nam” (Giải thưởng Nhà nước về Khoa học và Công nghệ).
- Áp dụng công nghệ lót sứ cho phương pháp hàn tự động dưới lớp thuốc (SAW) (Đạt giải nhì Hội thi SKKT-BRVT năm 2017).
- Công nghệ cuốn ống chân đế từ thép tấm (thay cho nhập khẩu ống)
- Chế tạo bình áp lực (thay cho nhập khẩu)
- Chế tạo các cụm công nghệ chính cho giàn khai thác.
- Chế tạo và quay lật tại chỗ kết cấu khung trượt của chân đế siêu trường siêu trọng bằng cầu bờ.
- Sử dụng tàu cầu Hoàng sa kết hợp sà lan để thực hiện nhiệm vụ thay xích cùng hệ thống Catot bảo vệ, ống mềm tàu chứa dầu VSP01 tại UBN4, Tháo tàu chứa dầu Chí Linh; Thay ống mềm tàu chứa dầu VSP-02.
- Áp dụng công nghệ hàn FCAW vào Sản xuất, giúp tăng năng suất hàn lên gấp 4 lần so với hàn SMAW.

1. Chi tiết một số giải pháp KHCN đã được ứng dụng tại XNXL

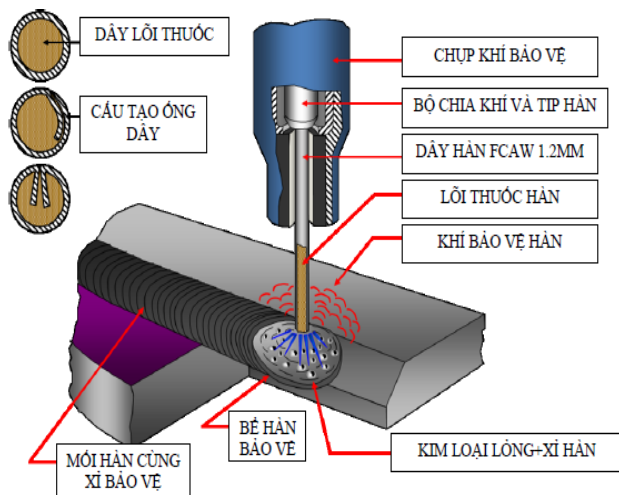
1.1. Ứng dụng công nghệ hàn tiên tiến FCAW (Flux Cored Arc Welding) để nâng cao năng suất, chất lượng hàn tại các công trình của Vietsovpetro”

Phạm vi áp dụng: áp dụng cho tất cả các công đoạn hàn chế tạo ống chân đế giàn khoan, khai thác.

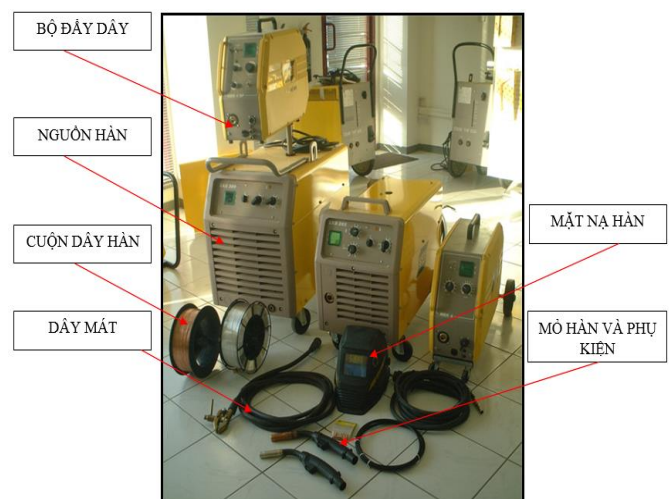
Trước đây, Vietsovpetro vẫn sử dụng phương pháp hàn tay truyền thống SMAW (Shielded Metal Arc Welding). Tuy nhiên năng suất thấp, chất lượng không đồng đều do phụ thuộc tay nghề thợ hàn, tỷ lệ vật liệu hàn bị bỏ phí cao (đầu que hàn)

Để khắc phục nhược điểm của phương pháp truyền thống, nhóm kỹ thuật XNXL đã tìm hiểu và đưa vào áp dụng công nghệ hàn tiên tiến FCAW với các ưu điểm nổi bật:

- Công nghệ Hàn FCAW(Flux Core Arc Welding) là bán tự động, dùng dây hàn có lõi thuốc với khí bảo vệ(Gas Shield) hoặc tự bảo vệ Self Shield.
- Trong công nghệ hàn FCAW thì dây vật liệu hàn được cung cấp đều và liên tục, người thợ hàn chỉ cần điều chỉnh mỏ hàn theo chiều dọc mối hàn và độ rộng mà không cần phải điều chỉnh cột hồ quang như khi hàn tay.
- Thợ hàn FCAW dễ đào tạo hơn, dễ cơ khí hoá quá trình hàn
- Năng suất hàn tăng 3.5 - 4.5 lần so với hàn SMAW
- Tiết kiệm vật liệu hàn 50% (do không bị tổn thất đầu mẩu que hàn)
- Tiết kiệm điện năng tiêu thụ (do sử dụng ít thiết bị hàn hơn)
- Tiết kiệm chi phí lên tới 48.5%



Hình 1. Nguyên lý hàn dây lõi thuốc FCAW



Hình 2. Các thành phần công nghệ hàn FCAW

Bảng 1. So sánh năng suất hàn giữa FCAW và SMAW

TT	Tên	Đơn vị	FCAW	SMAW	Ghi chú
1	Hệ số sử dụng vật liệu hàn (Deposition efficiency)	%	81	51.7	Tiết kiệm vật liệu hàn \approx 1.57 lần so với hàn SMAW. (Do không tiêu hao đầu mẩu que hàn)
2	Hệ số đắp mối hàn (Deposition rate):	Kg/giờ	1.9	1.1	Tăng năng suất 1.72 lần so với hàn SMAW. Dây hàn bán tự động, năng suất đắp cao hơn
3	Hệ số thời gian hàn thực tế (welder efficiency)	%	75	35	Tăng thời gian hàn 2.14 lần so với hàn SMAW. Do không cần dừng khi thay que, dây cháy liên tục
4	Kết hợp hai hệ số 2 và 3 ta có năng suất trong thực tế của FCAW tăng 3.7 lần so với hàn tay SMAW				

Bảng 2. Tính toán hiệu suất về chi phí và thời gian giữa FCAW và SMAW

TT	Tên	Đơn vị	SMAW	FCAW	Ghi chú
1	Tính cho 200.000kg mỗi hàn Số thợ hàn Thời gian làm việc	Kg Thợ Giờ/ca	200.000 50 12	200.000 100 12	
2	Tiêu hao vật liệu hàn Chi phí vật liệu hàn	Kg USD	386.847 773.694	246.914 493.827	Dây FCAW - 2USD/kg Que SMAW- 2USD/kg
3	Tiêu hao thời gian hàn Chi phí nhân công hàn	Giờ USD	519.481 1.818.182	140.351 491.228	Giá nhân công 3USD/h
4	Chi phí cho điện năng	USD	312.287	67.451	Cho máy hàn-tủ sấy/ủ- tủ ủ cá nhân- Giá điện 0.1USD/kw
5	Chi phí cho mua máy hàn	USD	70.000	350.000	SMAW- 700USD/máy; FCAW - 7000USD/máy
6	Tiêu hao cho khí CO ₂ bảo vệ Chi phí cho khí CO ₂ bảo vệ	Chai USD	- -	10.000 130.000	13.0USD/ chai khí CO ₂
7	Tổng thời gian hàn	Ngày	432,90	116,96	
8	Tổng chi phí	USD	2.979.163	1.532.506	
9	Tiết kiệm về chi phí	USD	1.441.657		
10	Tiết kiệm về chi phí	%	48.5		
11	Tiết kiệm về thời gian	Ngày	315.9		
12	Tiết kiệm về thời gian	%	73		

1.2. Áp dụng công nghệ lót sứ cho phương pháp hàn tự động dưới lớp thuốc (SAW) cho công trình cuốn ống

Phạm vi áp dụng: Có thể áp dụng cho hàn đường Longseam trong tất các công trình cuốn ống. Cải tiến trong công nghệ hàn giúp giảm bớt các bước chế tạo trong dây chuyền, rút ngắn thời gian hàn, đẩy nhanh tiến độ gấp 2 lần bằng cách giảm một số công đoạn, giảm chi phí.

1.2.1. Nguyên tắc hàn tự động dưới lớp thuốc (SAW)

- Trong hàn tự động dưới lớp thuốc, để ngăn thuốc và kim loại hàn chảy xuống làm ảnh hưởng chất lượng lớp lót và không tạo được đường hàn, người ta phải tạo một lớp đỡ trước đó gọi là Backing, lớp này thường sử dụng 3 phương án sau:
- Hàn lót 1-2 lớp hồ quang tay(SMAW)- Phương pháp cổ truyền này được áp dụng nhiều nhưng năng suất thấp.
- Sử dụng vòng lót đồng- Phương pháp này chi phí cao và chỉ phù hợp cho những kích thước ống nhỏ và ít thay đổi.
- Sử dụng sứ lót- Chi phí thấp, dễ áp dụng nhất là trong hàn Longseam ống.

1.2.2. Giải pháp thực hiện

- Thử nghiệm hàn SAW có lót sứ: Qua nghiên cứu tài liệu và liên hệ với một số nhà thầu cung cấp vật tư hàn, thấy trên thị trường có loại sứ CBM – 8063 10 Ø dùng để lót cho đường hàn, nhóm đã tiến hành thử nghiệm và đạt kết quả tốt.
- Tiến hành thi quy trình hàn với sự chứng kiến của đăng kiểm Lloyd’.

Một số hình ảnh thử nghiệm:



Hình 3. Chuẩn bị phôi, gián sứ



Hình 4. Hàn thử nghiệm



Hình 5. Lấy dầu thử cơ sinh

Hình ảnh thực tế tại công trường (áp dụng sáng kiến trong công trình P7-P10):



Hình 6. Dán sứ đường hàn



Hình 7. Hàn trong bằng máy hàn 1 mỏ - LT7



Hình 8. Hàn ngoài bằng trạm hàn 2 mỏ - Tandem



Hình 9. Gia nhiệt mối hàn trước khi hàn



Hình 10. Công trình cuốn ống P7-P10

KẾT LUẬN

Khoa học Công nghệ là trụ cột của mọi ngành công nghiệp. Khoa học Công nghệ và quản lý công nghệ được coi là chìa khóa để phát triển mạnh mẽ trong tất cả các lĩnh vực, đặc biệt là công nghiệp cơ khí chế tạo và đối với các nước đang phát triển. Do đó việc xây dựng năng lực quản lý, tiếp thu tiềm lực công nghệ tiên tiến được ưu tiên hàng đầu, có tầm quan trọng đối với các công ty dầu khí lớn như VSP.

Có thể thấy rằng, việc nghiên cứu, phát triển, đề xuất và áp dụng thành công các giải pháp khoa học và công nghệ tiên tiến trong việc chế tạo công trình dầu khí không những mang lại hiệu quả kinh tế to lớn cho VSP mà còn tăng năng lực cạnh tranh cho quốc gia. Đó là những minh chứng hùng hồn về khả năng sáng tạo không ngừng của người Việt nói chung và người dầu khí nói riêng.

Để tiếp tục phát huy, VSP cần rà soát tiềm lực công nghệ hiện có, tiến tới đầu tư đồng bộ các thiết bị, dụng cụ cần thiết cho các bước trong quy trình công nghệ chế tạo công trình dầu khí, cũng như tối ưu hóa quy trình công nghệ chế tạo dựa trên cơ sở rút kinh nghiệm những công trình đi trước.

NGHIÊN CỨU VÀ ĐỀ XUẤT CƠ CHẾ ƯU ĐÃI THUẾ ĐỂ THÚC ĐẨY CÁC DỰ ÁN NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU (EOR) TẠI LIÊN DOANH VIETSOVPETRO

Trần Thị Hà, Nguyễn Hải Yến, Phạm Văn Thao, Phan Thị Kim Chi
Viện NCKH&TK – LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

Trong ngành công nghiệp dầu khí, nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) đã được chứng minh là một phương pháp hiệu quả để tăng cường sản lượng dầu từ các mỏ dầu truyền thống đã khai thác. Liên doanh Vietsovpetro, một trong những liên doanh dầu khí hàng đầu tại Việt Nam, đã bước vào giai đoạn khai thác cuối của mỏ và vẫn còn đó tiềm năng rất lớn để triển khai các dự án EOR. Tuy nhiên, để khai thác tốt tiềm năng to lớn này, cần thiết phải có cơ chế ưu đãi thuế để thúc đẩy đầu tư và phát triển các dự án EOR. Bài viết này sẽ trình bày những nghiên cứu và đề xuất cơ chế ưu đãi thuế để tăng cường việc triển khai các dự án EOR tại Liên doanh Vietsovpetro.

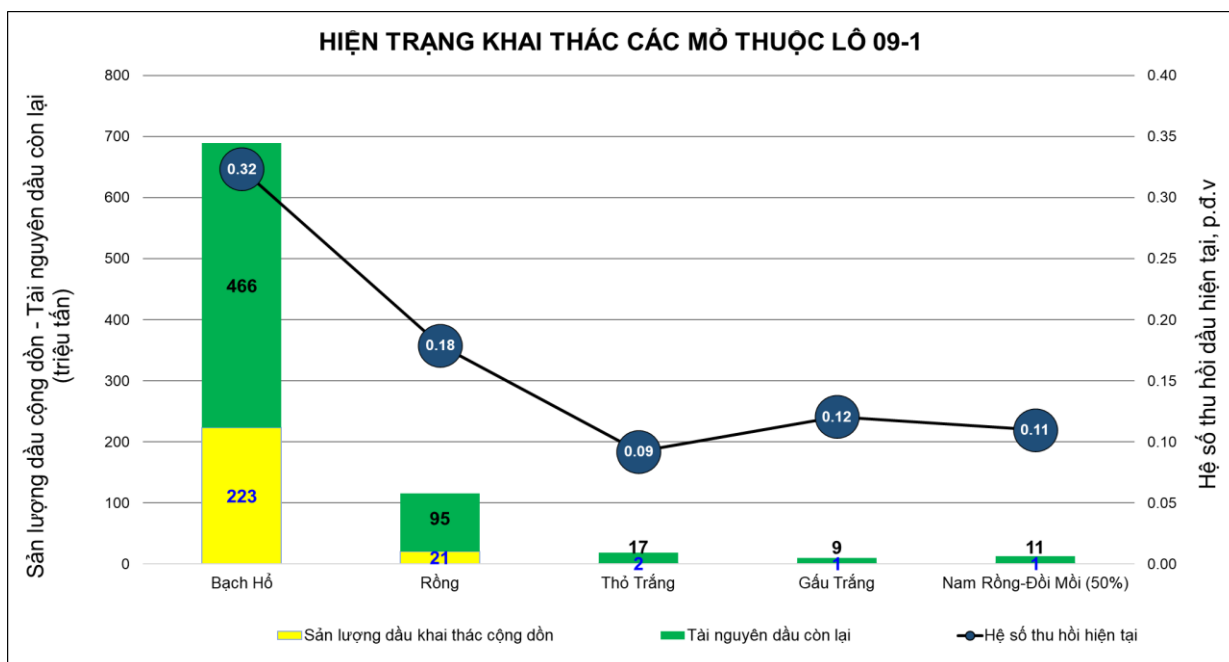
1. Tầm quan trọng của EOR trong ngành dầu mỏ

Enhance Oil Recovery (EOR) là giai đoạn thu hồi dầu thứ ba của vòng đời mỏ sử dụng các kỹ thuật/phương pháp làm thay đổi các tính chất hóa lý của thành hệ và chất lưu trong vỉa theo hướng thuận lợi cho việc thu hồi lượng dầu còn sót lại mà các giai đoạn sơ cấp và thứ cấp không thể thu hồi được. EOR đóng vai trò quan trọng trong việc tăng cường sản lượng dầu và nâng cao hiệu quả kinh tế trong ngành dầu khí. Phương pháp này không chỉ mang lại lợi ích kinh tế mà còn có tác động tích cực đến môi trường và đóng góp vào sự phát triển công nghệ trong ngành dầu mỏ. Dưới đây là một số điểm về tầm quan trọng của EOR:

- Tăng cường sản lượng dầu: EOR cho phép khai thác thêm lượng dầu từ các mỏ đã khai thác. Phương pháp này sử dụng các kỹ thuật và công nghệ đặc biệt để đẩy mạnh lưu lượng dầu từ các khu vực mỏ cạn kiệt hoặc mỏ có mức khai thác ban đầu không hiệu quả. Việc áp dụng EOR có thể tăng sản lượng dầu đáng kể và kéo dài tuổi thọ của các mỏ dầu;
- Nâng cao hiệu quả kinh tế: EOR có thể cải thiện hiệu quả kinh tế của các hoạt động khai thác dầu. Khi sản lượng dầu tăng, doanh thu cũng tăng và cung cấp nguồn thu nhập ổn định cho công ty khai thác. Đồng thời, việc sử dụng công nghệ tiên tiến và tối ưu hóa quy trình khai thác cũng giúp giảm chi phí hoạt động, tăng cường hiệu suất và lợi nhuận;
- Bảo vệ môi trường: EOR có thể giúp giảm sự phụ thuộc vào khai thác dầu từ các khu vực mới và giảm tác động tiêu cực lên môi trường. Thay vì mở rộng khai thác mới, EOR tận dụng tối đa tiềm năng của các mỏ đã khai thác, giúp bảo vệ các khu vực tự nhiên và giảm nguy cơ gây ô nhiễm môi trường;
- Nâng cao công nghệ và năng lực: EOR đòi hỏi sự đầu tư và nghiên cứu phát triển công nghệ. Việc triển khai các dự án EOR thúc đẩy sự phát triển và chuyển giao công nghệ tiên tiến, tạo điều kiện cho sự hợp tác và học hỏi giữa các công ty và các quốc gia. Điều này đóng góp vào việc nâng cao năng lực và sự cạnh tranh của ngành dầu khí.

2. Tiềm năng EOR tại Vietsovpetro

Tại Lô 09-1, Vietsovpetro hiện đang khai thác các mỏ: Bạch Hổ (từ năm 1986), Rồng (từ năm 1994), Gấu Trắng (từ năm 2012), Thỏ Trắng (từ năm 2013), Nam Rồng-Đồi Mồi (từ năm 2010). Tổng sản lượng khai thác Lô 09-1 đến hết năm 2023 đạt 248 triệu tấn, trong đó chủ yếu ở mỏ Bạch Hổ (89,9%) và Rồng (8,4%). Trải qua 38 năm khai thác, hiện nay các mỏ khai thác của Lô 09-1 đang ở giai đoạn suy giảm sản lượng cùng với độ ngập nước tăng nhanh. Tài nguyên dầu còn lại của Lô 09-1 khoảng 600 triệu tấn, cho thấy tiềm năng lớn để áp dụng các giải pháp EOR, đặc biệt tại các khu vực mỏ Bạch Hổ và Rồng (Hình 1).



Hình 1. Hiện trạng khai thác các mỏ Lô 09-1

Từ năm 2006 Vietsovpetro đã bắt đầu tiến hành nghiên cứu EOR cho đối tượng Miocen dưới tại khu vực Vòm Bắc mỏ Bạch Hổ, sau đó mở rộng ra nghiên cứu cho đối tượng Oligocen dưới của khu vực này, rồi đến đối tượng móng của khu vực Trung tâm Bạch Hổ và mỏ Rồng. Trong giai đoạn 2006 - 2014, hầu hết các dự án nghiên cứu còn mang tính cục bộ, nhỏ lẻ. Từ năm 2014, Vietsovpetro bắt đầu tiến hành lập chương trình tổng thể EOR cho các đối tượng các mỏ Lô 09-1. Qua các kết quả nghiên cứu đã đạt được, VSP đã tiến hành đánh giá tiềm năng áp dụng các giải pháp EOR cho đối tượng trầm tích và nhận thấy các giải pháp bơm hóa phẩm Surfactant-Polymer và bơm khí nước luân phiên WAG là phù hợp để áp dụng cho các đối tượng Miocen dưới và Oligocen dưới. Đối với đối tượng phi truyền thống đá Móng nứt nẻ, hiện nay đang triển khai công tác nghiên cứu đánh giá tính khả thi dựa trên các thí nghiệm cho mẫu lõi và mô hình mô phỏng đồng thời triển khai thử nghiệm khai thác ở chế độ tiệm cận/dưới áp suất bão hòa.

Trong chương trình tổng thể áp dụng các giải pháp EOR tại Lô 09-1, từ năm 2024 Vietsovpetro sẽ bắt đầu áp dụng thử nghiệm và từ năm 2027 sẽ triển khai áp dụng rộng rãi cho các đối tượng Miocen dưới khu vực vòm Bắc, vòm Nam, vòm Trung Tâm và Oligocen dưới mỏ Bạch Hổ. Dự kiến quý IV/2029 sẽ nhận dòng sản phẩm đầu tiên từ giải pháp EOR công nghiệp.

3. Tổng quan về cơ chế ưu đãi thuế hiện tại

Theo kết quả tính toán sơ bộ, tổng chi phí đầu tư để triển khai chương trình EOR công nghiệp cho các đối tượng Miocen dưới khu vực vòm Bắc vòm Nam, vòm Trung Tâm và Oligocen dưới mỏ Bạch Hổ cho giai đoạn 2027-2033 và 2027-2049 tương ứng khoảng 390 triệu USD và 488 triệu USD. Với cơ chế tài chính hiện tại của Hiệp định Liên chính phủ thì các dự án EOR này không mang lại hiệu quả kinh tế.

Để có thể kịp thời tận dụng thời cơ và cơ sở hạ tầng hiện hữu của Lô 09-1, Vietsovpetro cần tiến hành ngay việc nghiên cứu hành lang pháp lý của Việt Nam, Luật và cơ chế ưu đãi EOR của các nước khác trên thế giới để đưa ra đề xuất cơ chế ưu đãi phù hợp, thúc đẩy đầu tư các dự án EOR sắp tới.

Qua tìm hiểu, nhiều nước trên thế giới đã áp dụng các cơ chế ưu đãi để thúc đẩy đầu tư và phát triển nghiên cứu, khai thác bằng phương pháp EOR. Dưới đây là thông tin về cơ chế ưu đãi thuế cho EOR ở một số quốc gia khác trên thế giới mà nhóm tác giả đã tìm hiểu được:

- Mỹ: dự án EOR sẽ được giảm trừ thuế thu nhập doanh nghiệp một khoản bằng 15% chi phí EOR trong năm tính thuế. Tuy nhiên mức 15% sẽ giảm trong trường hợp giá dầu tham chiếu của năm tính thuế vượt mức 28 USD x tỷ lệ lạm phát của năm tính thuế. Một số bang ở Hoa Kỳ còn có chương trình cấp phép kinh doanh đặc biệt cho các dự án EOR, giúp giảm thuế và các rào cản khác.
- Canada (Saskatchewan): Trong năm 2023, Saskatchewan là tỉnh khai thác dầu lớn thứ 2 của Canada, đóng góp 9,4% tổng sản lượng dầu của nước này, chỉ sau Alberta. Theo tính toán của chính quyền tỉnh này, với điều kiện công nghệ hiện tại, họ chỉ có thể thu hồi 12% trong tổng trữ lượng tại chỗ 70,5 tỷ thùng dầu. Do đó, dư địa còn lại cho việc áp dụng công nghệ EOR là rất lớn. Đó là lý do khiến việc đầu tư vào công nghệ EOR như bơm polymer, bơm CO₂ hay công nghệ bơm hơi nước cao áp (SAGD) và xây dựng các chính sách khuyến khích phát triển và ứng dụng công nghệ này đã được tỉnh này hết sức quan tâm. Mức thuế tài nguyên áp dụng phụ thuộc vào khả năng sinh lời của dự án EOR. Áp dụng mức thuế tài nguyên là 1% trên tổng doanh thu dầu EOR trước khi dự án thu hồi hết vốn đầu tư và 20% trên lợi nhuận trước thuế từ dầu EOR sau khi dự án đã thu hồi vốn đầu tư. Trong những trường hợp đặc biệt như thử nghiệm thực địa quy mô nhỏ của quy trình EOR mới, Bộ trưởng có thể đơn giản hóa bằng cách áp dụng thuế suất/thuế tài nguyên cố định cho tổng doanh thu từ dự án EOR trong một khoảng thời gian nhất định.
- Canada (Alberta): Alberta là tỉnh có sản lượng dầu lớn nhất Canada. Tính đến năm 2022, số lượng dự án EOR tại tỉnh này đã lên tới 835 dự án. EOR cũng là lĩnh vực được chính quyền tỉnh này hết sức quan tâm. Cụ thể, tỉnh này áp dụng thuế suất thuế tài nguyên ưu đãi 5% cho các dự án EOR trong thời hạn 2 – 90 tháng liên tục tùy thuộc vào hệ số thu hồi gia tăng của từng dự án.
- Malaysia: Ưu đãi khấu trừ 60% chi phí đầu tư của từng năm trong 10 năm hoặc 70% doanh thu mỗi năm trước khi tính thuế thu nhập doanh nghiệp, tùy khoản nào thấp hơn.

Hiện tại, trong Luật Dầu khí năm 2022 (khoản 4, Điều 5) có viết “Nhà nước có chính sách ưu đãi đầu tư đối với dự án dầu khí theo lô, mỏ dầu khí nhằm khuyến khích tìm kiếm thăm dò, phát triển, khai thác dầu khí phi truyền thống, các lô, mỏ dầu khí nằm ở vùng nước sâu, xa bờ, khu vực có điều kiện địa lý đặc biệt khó khăn, địa chất phức tạp, các mỏ dầu khí cận biên; **nâng cao hệ số thu hồi dầu khí**”. Tuy nhiên, trong Chương VI quy định về “Ưu đãi trong hoạt động dầu khí và chính sách khai thác tài nguyên đối với mỏ, cụm mỏ, lô dầu khí khai thác tận thu” thì lại chưa có quy định cho Nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Cơ chế thuế hiện hữu theo Hiệp định Liên chính phủ và theo Luật dầu khí 2022 được trình bày tại Bảng 1.

Bảng 1. Điều kiện tài chính của Hiệp định Liên Chính phủ và Luật dầu khí 2022

Mức thuế phí	Hiệp định	Luật dầu khí 2022		
		Thông thường	Ưu đãi	Ưu đãi đặc biệt
Thuế tài nguyên	18%	6-40%		
Thuế xuất khẩu	10%	10%	10%	5%
Thuế đặc biệt	10%	-	-	-
Thuế TNDN	50%	50%	32%	25%
Thu hồi chi phí max	45%	50%	70%	80%
	35%			
Phụ thu giá dầu	50%	50%	30%	30%
	60%	60%		

4. Đề xuất cơ chế ưu đãi thuế cho các dự án EOR tại Vietsovpetro

Dự án EOR đóng vai trò quan trọng trong việc tăng cường khả năng khai thác tài nguyên dầu mỏ, đồng thời đảm bảo sự bền vững của ngành công nghiệp dầu mỏ. Để khuyến khích và

thu hút đầu tư vào các dự án EOR, có thể đề xuất chính phủ xem xét cơ chế ưu đãi thuế và tài chính phù hợp có thể theo các hướng sau đây:

4.1. Hướng thứ 1: Có cơ chế riêng cho từng dự án EOR

- Xem xét cơ chế riêng cho từng dự án EOR: Mỗi 1 chiến dịch EOR là một dự án đầu tư, xem xét cơ chế ưu đãi phù hợp đối với từng dự án, từng giai đoạn của dự án để đảm bảo dự án có hiệu quả kinh tế;
- Có thể áp dụng điều kiện PSC cho dự án ưu đãi/ ưu đãi đặc biệt trong Luật dầu khí cho dự án EOR.

Ưu điểm: có điều khoản quy định rõ ràng cho từng dự án, tính được cụ thể từng trường hợp, đảm bảo được hiệu quả của dự án cũng như nguồn thu của Nhà nước.

Nhược điểm: khó khăn trong việc xác định sản lượng dầu gia tăng từ EOR, mất nhiều thời gian cho việc phân chia sản phẩm; Mất nhiều thời gian để các Bộ, Ngành, Chính phủ thông qua và phê duyệt.

Qua tính toán sơ bộ, để các dự án EOR của Vietsovpetro mang lại hiệu quả kinh tế (IRR $\approx 12\%$) với giá dầu 75USD/thùng thì các mức ưu đãi thuế dự kiến như sau:

Mức thuế phí	Giá dầu 75 USD/thùng				
Thuế tài nguyên	16%	14%	12%	10%	8%
Thuế xuất khẩu	10%	10%	10%	10%	10%
Thuế TNDN	10%	15%	20%	25%	30%
Thu hồi chi phí max	50%	50%	50%	50%	50%
Phụ thu giá dầu	50%	50%	50%	50%	50%
	60%	60%	60%	60%	60%

Với các mức giá dầu thay đổi, để dự án mang lại hiệu quả thì các điều kiện cũng thay đổi tương ứng như sau:

Mức thuế phí	Giá dầu			
	70 USD/thùng	75 USD/thùng	80 USD/thùng	85 USD/thùng
Thuế tài nguyên	8%	10%	14%	14%
Thuế xuất khẩu	5%	10%	10%	10%
Thuế TNDN	25%	25%	30%	40%
Thu hồi chi phí max	50%	50%	50%	50%
Phụ thu giá dầu	50%	50%	50%	50%
	60%	60%	60%	60%

4.2. Hướng thứ 2: Xem xét điều chỉnh điều kiện Hiệp định Liên chính phủ trong tổng thể Lô 09-1

Hiện nay chi phí hoạt động Lô 09-1 đã ở ngưỡng hoặc vượt giới hạn phần dầu để lại 35-45% doanh thu. Với chi phí đầu tư các dự án EOR rất lớn thì phần dầu để lại theo điều kiện Hiệp định không thể đảm bảo cho hoạt động của toàn Lô. Vì vậy cần xem xét sửa đổi điều khoản trong Hiệp định để vừa đảm bảo chi phí hoạt động, vừa thúc đẩy phát triển các dự án EOR của Lô:

- Xem xét nâng tỷ lệ phần dầu để lại lên mức 45-50%, đảm bảo bù đắp chi phí hoạt động của cả Lô;

- Đối với các dự án EOR có thể thu hồi trước toàn bộ chi phí đầu tư cho EOR, sau khi thu hồi đủ thì sẽ đóng thuế theo điều kiện Hiệp định hiện hành.

Ưu điểm: tạo điều kiện thuận lợi thúc đẩy các dự án EOR cùng với việc duy trì hoạt động Lô 09-1, không mất thời gian phân chia sản phẩm từ EOR.

Quá trình sửa đổi Luật dầu khí Việt Nam có thể sẽ mất một khoảng thời gian khá dài, vì thế, đối với Vietsovpetro việc đi theo hướng 1 sẽ rất khó khả thi khi thời hạn Hiệp định không còn dài, không còn cơ hội tận dụng các cơ sở hạ tầng hiện hữu. Việc xem xét sửa đổi, điều chỉnh điều kiện Hiệp định Liên chính phủ cũng cần có thời gian trình Bộ, Ngành, Chính phủ xem xét, nhưng sẽ khả thi hơn vì đã có tiền lệ đối với việc điều chỉnh tỷ lệ phần dầu để lại cho Vietsovpetro trong Nghị định thư năm 2018.

Để các dự án EOR của Vietsovpetro mang lại hiệu quả kinh tế (IRR ≈ 12%) với giá dầu 75USD/thùng thì các điều kiện Hiệp định Liên chính phủ đề xuất điều chỉnh như sau:

Mức thuế phí	Sửa đổi Hiệp định LCP	
	Nâng tỷ lệ phần dầu hoàn chi phí	Được thu hồi trước toàn bộ chi phí bỏ ra
Thuế tài nguyên	8%	13%
Thuế xuất khẩu	10%	10%
Thuế TNDN	30%	30%
Thu hồi chi phí max	50%	100%
	45%	
Phụ thu giá dầu	50%	50%
	60%	60%

Với phương án để dự án được thu hồi trước toàn bộ chi phí đầu tư bỏ ra thì khi giá dầu thay đổi, để các dự án EOR mang lại hiệu quả thì các điều kiện Hiệp định đề xuất thay đổi như sau:

Mức thuế phí	Giá dầu			
	70 USD/thùng	75 USD/thùng	80 USD/thùng	85 USD/thùng
Thuế tài nguyên	8%	13%	16%	18%
Thuế xuất khẩu	10%	10%	10%	10%
Thuế TNDN	25%	30%	35%	45%
Thu hồi chi phí max	100%	100%	100%	100%
Phụ thu giá dầu	50%	50%	50%	50%
	60%	60%	60%	60%

KẾT LUẬN

Đề xuất cơ chế ưu đãi thuế cho các dự án EOR tại Liên doanh Vietsovpetro là một bước quan trọng để thúc đẩy đầu tư và phát triển EOR tại Vietsovpetro và là tiền đề phát triển các dự án EOR tại Việt Nam. Bằng cách cung cấp các ưu đãi thuế và hỗ trợ đầu tư, chính phủ có thể tạo ra một môi trường thuận lợi để các dự án EOR phát triển và góp phần tăng cường sản lượng dầu. Điều này không chỉ mang lại lợi ích kinh tế mà còn có tác động tích cực đến bảo vệ môi trường và sự phát triển bền vững của Vietsovpetro cũng như ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam. Trong bối cảnh hiện tại của Vietsovpetro thì đề xuất cơ chế khuyến khích phù hợp cho các dự án EOR trên các mỏ của Vietsovpetro là theo hướng sửa đổi Hiệp định Liên Chính phủ theo nguyên tắc đảm bảo chi phí hoạt động toàn bộ của Lô 09-1 và lợi nhuận của hai Phía./.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Luật dầu khí 2022
2. Nghị định số 45/2023/NĐ-CP
3. <https://www.mayerbrown.com>
4. <https://irc.bloombergtax.com>
5. <https://www.sec.gov>
6. <https://www.alberta.ca/enhanced-hydrocarbon-recovery-program>
7. <https://www.petronas.com/mpm/regulatory/other-governing-laws>
8. <https://www.aer.ca>

NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU TẠI VIỆT NAM TRONG XU HƯỚNG CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG: VẤN ĐỀ VỀ CHÍNH SÁCH

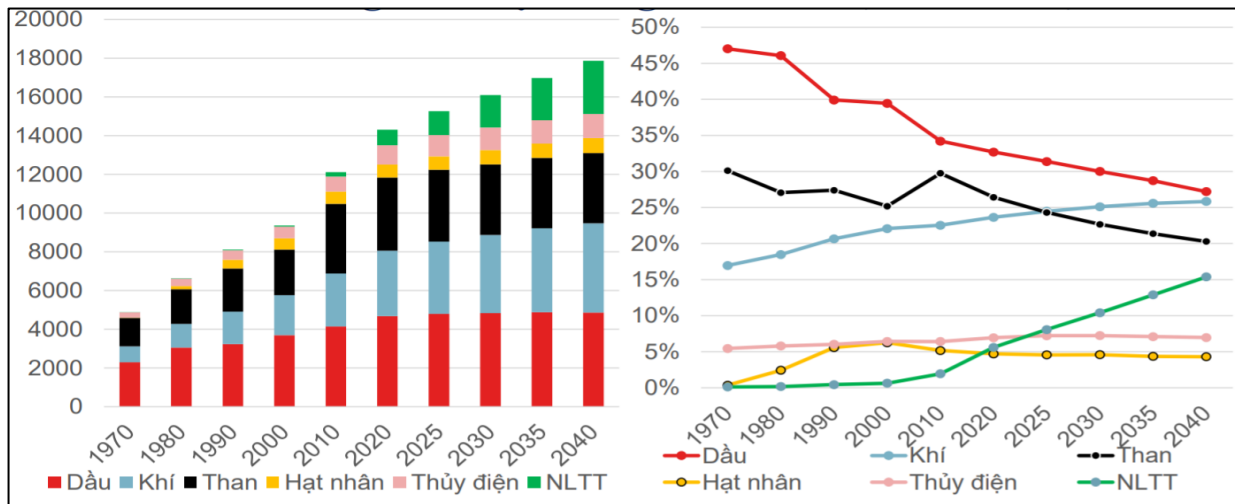
Đoàn Văn Thuận, Phan Ngọc Trung, Nguyễn Minh Quý,
Hoàng Long, Phạm Trường Giang, Phạm Thu Trang

TÓM TẮT

Trong bối cảnh nhu cầu tiêu thụ năng lượng vẫn tiếp tục gia tăng, các quốc gia trên thế giới đã có các chính sách thay đổi linh hoạt nhằm khuyến khích các nhà thầu nâng cao hệ số thu hồi dầu. Bài báo phân tích và đánh giá chính sách khuyến khích nâng cao hệ số thu hồi dầu tại Việt Nam (trước và sau khi ban hành Luật dầu khí 2022), so sánh với một số quốc gia trong khu vực và trên thế giới xét trong xu hướng chuyển dịch năng lượng và đưa ra một số đề xuất/khuyến nghị về chính sách.

GIỚI THIỆU

Cuộc khủng hoảng năng lượng và bảo vệ môi trường hiện đang là tâm điểm của cộng đồng quốc tế. Mặc dù năng lượng sạch và tái tạo đã nhận được sự quan tâm đáng kể trong thời gian gần đây tuy nhiên năng lượng hoá thạch vẫn chiếm ưu thế. Cơ quan năng lượng quốc tế (IEA) báo cáo xu hướng tiêu thụ năng lượng toàn cầu trung bình tăng 2%/năm trong giai đoạn 1970-2022 và khoảng 1,2%/năm trong giai đoạn đến năm 2040. Sự thay đổi về tỷ trọng các loại nguyên liệu trọng cơ cấu tiêu thụ như sau: dầu thô giảm từ 47,01% (1970) xuống 27,2% (2040); than giảm từ 30,1% xuống 20,3%; khí tăng từ 16,9% lên 25,84% và năng lượng tái tạo tăng từ 0,1% lên 15,4%. Đến năm 2040, năng lượng hóa thạch vẫn chiếm khoảng 70%, trong đó dầu khí chiếm khoảng 53%.



Hình 1. Xu hướng tiêu thụ các nguồn năng lượng sơ cấp (MTOE)

Nguồn: Cơ quan năng lượng quốc tế (IEA)

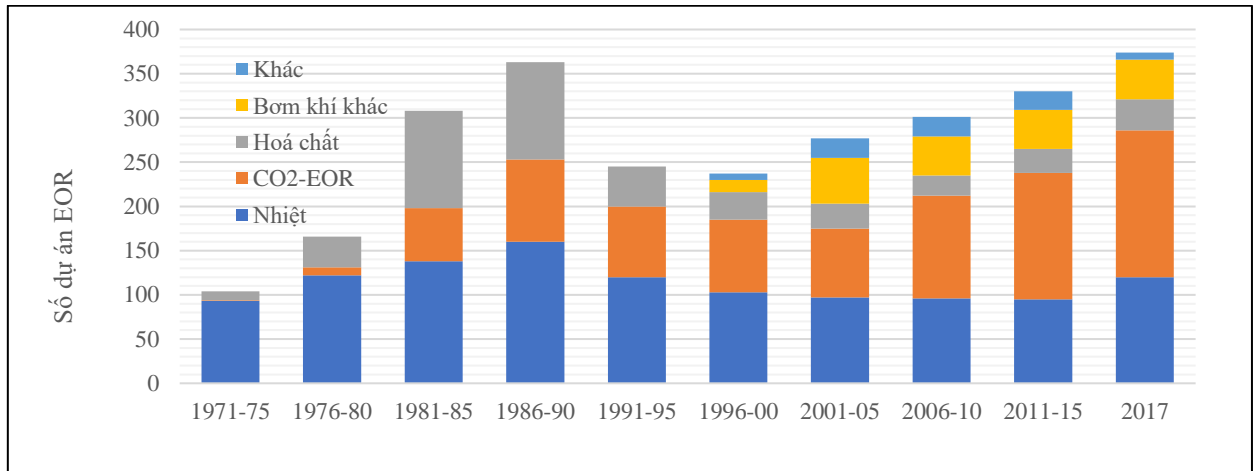
Mặc dù dầu và khí vẫn đóng vai trò chủ đạo đối với an ninh năng lượng toàn cầu, tuy nhiên, trong một vài thập kỷ vừa qua, tỷ lệ phát hiện dầu khí mới có trữ lượng đáng kể đang có xu hướng suy giảm. Kết quả là hiện nay, nhiều công ty dầu khí đang cố gắng tối đa hoá sản lượng dầu khai thác từ trữ lượng hiện có và duy trì nhịp độ khai thác bằng hoặc cao hơn mức kinh tế thông qua tối ưu hoá sản xuất hoặc nâng cao hệ số thu hồi dầu (Enhanced oil recovery - EOR) [2].

EOR là sử dụng các công nghệ tác động trực tiếp vào vỉa dầu để tăng lượng dầu có thể khai thác được từ một mỏ sau giai đoạn khai thác sơ cấp và thứ cấp. Các công nghệ này là các

phương pháp hoặc tổ hợp các phương pháp nhiệt, khí, hoá học hay vi khuẩn để thu hồi dầu bị “mắc kẹt” trong vỉa chứa dầu bằng cách làm giảm áp lực giữ dầu ở trong lỗ rỗng của vỉa đá, làm giảm độ nhớt khác nhau giữa dầu và nước hoặc làm giảm các đặc tính của vỉa để dầu có thể dễ dàng dịch chuyển về các giếng khai thác [1]. Hiện tại hệ số thu hồi trung bình (RF) từ các mỏ dầu trưởng thành trong quá trình thu hồi sơ cấp và thứ cấp chỉ là 20% - 40% [2;3]. Do thiếu các phát hiện mới có trữ lượng đáng kể như đã đề cập ở trên, việc tăng RF từ các mỏ trưởng thành đã trở lên quan trọng để đáp ứng nhu cầu năng lượng ngày càng tăng trong những năm tới.

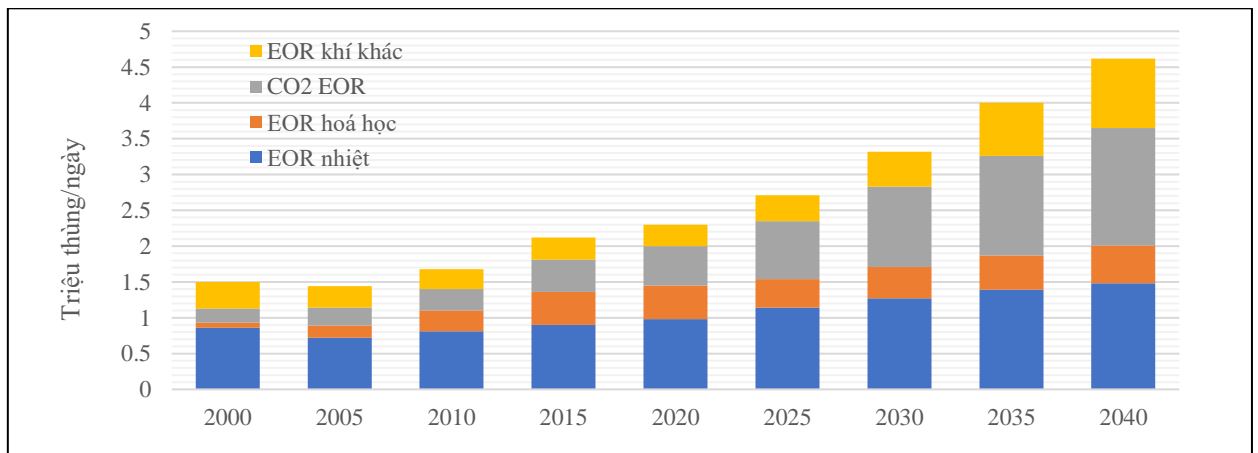
1. Các dự án EOR trên thế giới

Cơ quan năng lượng quốc tế (IEA) ước tính có khoảng 375 dự án EOR đang hoạt động trên toàn cầu, với sản lượng khai thác hơn 2 triệu thùng dầu mỗi ngày (mb/d) trong năm 2018 (chiếm khoảng 2% sản lượng dầu trên toàn cầu). IEA dự báo con số này có thể tăng lên 4,5 triệu thùng dầu/ngày, hay khoảng 4% sản lượng dầu trên thế giới vào năm 2040 [3].



Hình 2. Số lượng các dự án EOR trên toàn cầu

Nguồn: IEA World Energy Outlook



Hình 3. Sản lượng khai thác các dự án EOR trên toàn cầu

Nguồn: IEA World Energy Outlook

Trong lịch sử, các dự án EOR tập trung chủ yếu ở khu vực Bắc Mỹ, nhưng trong những năm gần đây, các quốc gia khác đã bắt đầu triển khai công nghệ EOR. Malaysia đã bắt đầu khai thác EOR ngoài khơi, trong khi UAE, Kuwait, Ả Rập Saudi, Ấn Độ, Colombia và Ecuador đều đã bắt đầu các dự án EOR thí điểm, Oman cũng đã ghi nhận sự gia tăng lớn trong sản xuất EOR. Kết quả là, trong khi vào năm 2013, 3/4 tổng số dự án EOR (cung cấp 0,8 triệu thùng/ngày)

đều nằm ở Bắc Mỹ, tỷ lệ này đã giảm xuống còn 40% vào năm 2017 và 35% vào năm 2021. Đa số các dự án EOR đang thực hiện tại khu vực trên bờ do chi phí khai thác các mỏ dầu tại khu vực này thông thường thấp hơn so với các mỏ dầu ngoài khơi, tuy nhiên các quốc gia trên thế giới cũng đang nỗ lực thúc đẩy công nghệ EOR đối với các mỏ ở ngoài khơi, có khoảng 15 dự án EOR ngoài khơi đang thực hiện [3].

Châu Á Thái Bình Dương được dự đoán sẽ chứng kiến mức tăng trưởng sản lượng các dự án EOR cao nhất trong giai đoạn dự báo, trong đó Trung Quốc chiếm thị phần lớn nhất trong khu vực. Nhu cầu dầu khí ngày càng tăng từ các nền kinh tế lớn bao gồm Trung Quốc và Ấn Độ là động lực thúc đẩy chính của thị trường EOR tại khu vực này. Các công ty dầu mỏ quốc gia của Trung Quốc đang thúc đẩy một số dự án EOR nhằm tăng sản lượng khai thác trong nước và giảm sự phụ thuộc vào dầu mỏ nước ngoài. Tương tự, Ấn Độ và các nước Đông Nam Á cũng đang triển khai các dự án EOR để tăng sản lượng khai thác trong nước.

2. Chính sách khuyến khích đầu tư các dự án EOR một số quốc gia trên thế giới

Việc triển khai các dự án EOR thường gặp phải khó khăn do yêu cầu về vốn đầu tư ban đầu cao và thời gian thu hồi vốn dài. Do vậy, việc triển khai các dự án EOR trước đây thường dựa vào một số hình thức hỗ trợ hoặc lựa chọn chiến lược. Hiện nay, hơn 80% sản lượng khai thác [3] từ các dự án EOR toàn cầu được hưởng lợi từ một số chính sách ưu đãi, khuyến khích của Chính phủ hoặc Công ty dầu khí quốc gia ưu tiên như một phần trong nỗ lực của họ nhằm tối đa hoá lợi nhuận từ tài nguyên của quốc gia.

Hoa Kỳ là một ví dụ điển hình về việc các chính sách ưu đãi, khuyến khích, ưu đãi có ảnh hưởng như thế nào. Vào những năm 1980, đối mặt với viễn cảnh sản lượng dầu trong nước sụt giảm, thuế lợi nhuận từ dầu thô năm 1980 đã khởi động các dự án EOR của Hoa Kỳ bằng cách giảm đáng kể gánh nặng thuế. Gần đây hơn, khoản tín dụng thuế mục 45Q của Hoa Kỳ đã được sửa đổi để cung cấp mức giảm thuế 35 USD/tấn CO₂ trong 12 năm đối với CO₂ được lưu trữ trong các hoạt động EOR [3].

Đối với các nước áp dụng hợp đồng PSC như Indonesia, Malaysia, Mianma và Trung Quốc, chính sách khuyến khích EOR tập trung vào việc tăng tỷ lệ dầu thu hồi chi phí, giảm thuế thu nhập, giảm thuế tài nguyên, tăng tỷ lệ Nhà thầu được nhận trong phân chia dầu lãi đối với sản lượng dầu khai thác tăng thêm. Các mức tăng giảm là một con số cụ thể phụ thuộc vào đàm phán hoặc theo quy định [8;9].

Malaysia vẫn áp dụng hợp đồng PSC đối với các dự án EOR tuy nhiên trong hợp đồng PSC này có bổ sung các điều khoản dành riêng cho EOR và được gọi là EOR PSC. Để khuyến khích Nhà thầu dầu khí đầu tư cho EOR, từ năm 2010 Malaysia đã đưa ra cơ chế khuyến khích cho các dự án EOR tập trung vào chi phí đầu tư EOR. Theo đó 100% chi phí đầu tư cho các dự án EOR được khấu trừ thuế thu nhập. Đối với các hợp đồng EOR đã ký và đang được triển khai ở Malaysia, các điều khoản tài chính khuyến khích được đưa ra trên cơ sở đàm phán. Petronas đang tiến hành khoảng 10 dự án EOR [7] nhằm kéo dài thời gian khai thác tại các mỏ dầu lâu đời nhất của quốc gia này. Vào cuối năm 2014, ExxonMobil bắt đầu hợp tác với Petronas trong dự án Tapis EOR. Là một phần của hợp đồng chia sản phẩm, bao gồm các điều khoản cho việc triển khai dự án EOR, ExxonMobil và Petronas sử dụng các quy trình bơm khí và nước luân phiên để kéo dài tuổi thọ của 07 mỏ bao gồm Seligi, Guntong, Tapis, Semangkok, Irong Barat, Tebu và Palas. Dự án dự kiến sẽ kéo dài tuổi thọ của các mỏ thêm 25 năm và tăng thêm 35.000 thùng/ngày so với sản lượng hiện tại. Năm 2012, Shell và Petronas đã đầu tư vào công nghệ EOR theo phương pháp bơm hóa chất trong 30 năm tại hai dự án EOR ngoài khơi Sarawak (ngoài khơi vùng đồng bằng Baram) và Sabah (khu vực phát triển Bắc Sabah).

Tại Indonesia, để khuyến khích các Nhà thầu áp dụng EOR, Chính phủ Indonesia áp dụng hợp đồng EOR với các cơ chế khuyến khích cho dầu thu hồi chi phí và tỷ lệ DMO phải nộp cho Chính phủ. Nhà thầu được nhận tỷ lệ phân chia dầu lãi cao hơn [9]. Theo đó dự án áp dụng EOR ở Indonesia sẽ có tỷ lệ chi phí thu hồi cao hơn so với các dự án không áp dụng EOR, điều này có nghĩa là ngoài tỷ lệ chi phí thu hồi cho phép (90%), Nhà thầu sẽ được thu hồi thêm phần

chi phí đã bỏ ra với mức tối đa là 30%. Chẳng hạn dự án EOR ở mỏ Limau được thu hồi thêm 30%, ngoài mức 90% thu hồi chi phí như các dự án khác. Tuy nhiên 30% chi phí thu hồi thêm này không được khấu trừ thuế. Ngoài việc tăng tỷ lệ thu hồi chi phí cho Nhà thầu, Indonesia còn miễn thuế DMO trong 05 năm đầu tiên kể từ khi có sản lượng khai thác và có tỷ lệ thuế DMO thấp hơn so với quy định. Tỷ lệ DMO đối với các dự án EOR phụ thuộc vào đàm phán. Chẳng hạn dự án EOR ở mỏ dầu Limau có tỷ lệ DMO là 7,2%, và tỷ lệ phân chia dầu lãi Nhà thầu được nhận là 71,154% đối với dầu thô khai thác tăng thêm.

Để triển khai thực hiện dự án EOR, Mianma có hợp đồng cải thiện thu hồi dầu (IOR). Mianma đưa ra cơ chế khuyến khích cho phần chia lợi nhuận đối với dầu khai thác tăng thêm. Theo đó Nhà thầu sẽ được nhận phần chia dầu lãi cao hơn tùy theo từng mức sản lượng dầu khai thác tăng thêm [9].

Trung Quốc có cơ chế tài chính ưu đãi cho các dự án dầu khí với thuế tài nguyên 5%, thuế thu nhập doanh nghiệp 25%, đối với các dự án EOR, Trung Quốc áp dụng miễn 30% thuế tài nguyên [9].

3. Chính sách EOR ưu đãi đầu tư các dự án EOR Việt Nam và một số khuyến nghị

Luật Dầu khí năm 1993 là mốc quan trọng đánh dấu sự hình thành của hệ thống các văn bản pháp lý về dầu khí và tiếp tục được bổ sung/sửa đổi để từng bước hoàn thiện. Trên thực tế, Việt Nam được đánh giá là quốc gia có chính sách cởi mở đối với hoạt động đầu tư nước ngoài nói chung và lĩnh vực dầu khí nói riêng. Trước khi Luật dầu khí 2022 (Luật số 12/2022/QH15) ban hành và có hiệu lực từ 01/07/2023, Việt Nam đã có ba lần thay đổi các quy định liên quan đến điều khoản tài chính (Fiscal Term) trong lĩnh vực TDKT dầu khí nhằm mục đích cải thiện môi trường đầu tư, xây dựng cơ chế ưu đãi phù hợp để khuyến khích các công ty dầu khí nước ngoài đầu tư cho hoạt động dầu khí. Sự thay đổi về điều khoản tài chính áp dụng trong lĩnh vực dầu khí được quy định trong Luật Dầu khí của Việt Nam qua các thời kỳ và các văn bản dưới luật (QĐ 216/1998/QĐ-TTGT, Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật dầu khí năm 2000, Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật dầu khí năm 2008). Trong đó, các chính sách khuyến khích, ưu đãi đầu tư mới được xác định cho các dự án dầu khí thuộc khu vực nước sâu, xa bờ nói chung và những khu vực có điều kiện đặc biệt khó khăn.

Đứng trước thực tế về số lượng hợp đồng dầu khí được ký mới giảm mạnh từ năm 2015(chỉ có 01 hợp đồng được ký mới trong giai đoạn 2015-2021), việc đánh giá đúng hiện trạng của các điều khoản kinh tế - thương mại của hợp đồng dầu khí và hệ thống các văn bản pháp lý so với các nước trong khu vực là hết sức cần thiết để xây dựng chính sách ưu đãi đầu tư phù hợp với bối cảnh hiện nay, tạo ra lợi thế cạnh tranh cho lĩnh vực hoạt động dầu khí của Việt Nam so với các nước khác trong khu vực. Trên cơ sở đó, Luật Dầu khí 2022 đã sửa đổi, bổ sung quy định về nguyên tắc xác định và chính sách ưu đãi đối với các lô, mỏ dầu khí được hưởng các chính sách ưu đãi đầu tư và ưu đãi đầu tư đặc biệt (Điều 53 và 54) [15]. Trong đó, đối với các lô, mỏ dầu khí được hưởng chính sách ưu đãi đầu tư, giữ nguyên các mức ưu đãi theo quy định đã ban hành, cụ thể giữ nguyên mức thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp là 32% và thuế suất thuế xuất khẩu dầu thô là 10%, tỷ lệ thu hồi chi phí là 70% sản lượng dầu khí khai thác được trong năm. Đối với các lô, mỏ dầu khí được hưởng chính sách ưu đãi đầu tư đặc biệt, Luật Dầu khí 2022 quy định mức ưu đãi thấp hơn để thu hút đầu tư vào hoạt động dầu khí, cụ thể: mức thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp là 25%, thuế suất thuế xuất khẩu dầu thô là 5% và mức thu hồi chi phí tối đa 80% sản lượng dầu khí khai thác được trong năm (Khoản 3, Điều 54).

Điểm mới trong dự Luật Dầu khí 2022 là mức thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp 25% và mức thu hồi chi phí tối đa 80% áp dụng đối với lô dầu khí được hưởng chính sách ưu đãi đầu tư đặc biệt. Nội dung này được đề xuất trên cơ sở nghiên cứu, tham khảo chính sách của một số nước trong khu vực có hoạt động dầu khí tương đồng với Việt Nam. Cụ thể: mức thuế suất ưu đãi thuế thu nhập doanh nghiệp của Thái Lan là 20%, Malaysia 25%, Trung Quốc 25%, Myanmar 30%; mức thu hồi chi phí (tối đa) của Malaysia là 75%, Indonesia 90%.

Đối với các dự án nâng cao hệ số thu hồi dầu, tại Khoản 4, Điều 5, Luật dầu khí 2022 đã có quy định “Nhà nước có chính sách ưu đãi đầu tư đối với lô, mỏ dầu khí, nhằm khuyến khíchnâng cao hệ số thu hồi dầu khí” và tại Khoản 1, Điều 40 có quy định “Nhà thầu được đầu tư bổ sung nhằm **nâng cao hệ số thu hồi dầu khí** và khai thác dầu khívới điều kiện kinh tế kỹ thuật phù hợp để **ký kết hợp đồng dầu khí mới** sau khi hợp đồng dầu khí đã hết thời hạn”. Như vậy, nhà đầu tư có thể xem xét đề xuất các chính sách ưu đãi đầu tư hoặc chính sách ưu đãi đầu tư đặc biệt trong trường hợp ký kết hợp đồng dầu khí mới nhằm thực hiện đầu tư bổ sung để nâng cao thu hồi dầu.

Như đã phân tích ở trên, việc đầu tư các dự án EOR nhìn chung đòi hỏi công nghệ phức tạp và vốn đầu tư lớn, đi kèm với đó là các rủi ro về kỹ thuật và kinh tế do các dự án EOR chịu ảnh hưởng của nhiều yếu tố như: cấu trúc vỉa chứa, thành hệ, tính chất địa chất, thông số công nghệ mỏ, công nghệ khai thác, công nghệ của phương pháp EOR, ...[13]. Rủi ro sẽ ngày càng lớn hơn với những biến động của giá dầu và các yêu cầu về cắt giảm hàm lượng carbon. Tại Hình 2 cũng cho thấy, số lượng các dự án EOR tăng nhiều trong những năm đầu thập kỷ 1980 và đạt mức cao nhất vào năm 1986 khi giá dầu có xu hướng tăng. Sự quan tâm giảm dần vào những năm 1990 và đầu những năm 2000 do sự đi xuống của giá dầu. Theo kết quả nghiên cứu của Mc Kinsey, trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng, trường hợp không có giá (phí) phát thải carbon, 90% các dự án khai thác dầu trên toàn cầu được dự đoán sẽ hoà vốn với mức giá dầu giả định là 60 USD/thùng. Với giá (phí) carbon là 100 USD/tấn CO₂ tỷ lệ này giảm xuống còn 80%. Trong trường hợp giá dầu đi xuống với giả định ở mức 30 USD/thùng, chỉ ¼ số dự án trên toàn cầu hoà vốn với mức giá không carbon. Tỷ lệ này giảm xuống dưới 20% với mức 100 USD/tấn CO₂ [10].

Trước khi Luật Dầu khí 2022 ban hành, Việt Nam chưa có các chính sách khuyến khích, ưu đãi đối với các dự án đầu tư nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu nhưng Việt Nam đã bắt đầu nghiên cứu và triển khai các dự án EOR từ những giai đoạn đầu của quá trình khai thác của các mỏ. Trong thực tế hoạt động khai thác dầu khí ở trong nước, rất nhiều nghiên cứu đã được thực hiện trong quy mô phòng thí nghiệm đã chứng minh hiệu quả của các phương pháp EOR như phương pháp bơm ép khí, phương pháp bơm ép hóa phẩm. Tuy nhiên, các dự án áp dụng triển khai thực tế ngoài mỏ còn ít và kết quả đạt được vẫn dừng ở quy mô thử nghiệm (pilot) trên một vài giếng hoặc một khu vực của mỏ.

JVPC đã lần đầu tiên áp dụng công nghệ nâng cao thu hồi dầu tại PSC lô 15.2. Dự án EOR trên mỏ Rạng Đông được tiến hành từ nghiên cứu đến đánh giá thử nghiệm và chính thức triển khai năm 2012, tiến hành bơm ép khí vào vỉa từ tháng 10/2014 đồng thời với công việc tối ưu hoá quá trình bơm ép nước – khí luân phiên (WAG) [4]. Kết quả của dự án bước đầu khả quan, đó là tăng khả năng kéo dài thời gian khai thác kinh tế của mỏ, do đó đã thuyết phục được các bên đạt được gia hạn hợp đồng PSC lô 15.2 thêm 5 năm.

Trong thời gian qua, Vietsovpetro cũng đã tích cực phối hợp cùng các đơn vị nghiên cứu áp dụng thử nghiệm các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các đối tượng khai thác tại lô 09-1 [5]. Là đơn vị đi tiên phong tại Việt Nam, Viện dầu khí Việt Nam đã phối hợp cùng với Vietsovpetro thử nghiệm dự án EOR bơm ép hóa phẩm cho các đối tượng trầm tích mỏ Bạch Hổ. Các nghiên cứu đầu tiên đã được thực hiện từ năm 1997, đánh giá khả năng ứng dụng bơm ép tổ hợp chất polymer nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu. Đến năm 2013, việc ứng dụng mô hình số mô phỏng các chế độ thủy động lực và cơ chế gia tăng thu hồi dầu cho giải pháp bơm ép polymer mới được thực hiện. Giải pháp sử dụng tổ hợp các chất hoạt động bề mặt bền nhiệt, phức hợp vi sinh hóa lý đã được triển khai pilot ngoài mỏ để bơm ép tăng thu hồi dầu đối tượng Miocen, Oligocen và giải pháp ứng dụng công nghệ nano trong bơm ép chất hoạt động bề mặt đã bước đầu được nghiên cứu ở quy mô phòng thí nghiệm [12]. Đặc biệt, năm 2023, VPI đã cùng với Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” tiến hành bơm ép thử nghiệm hóa phẩm VPI SP vào khu vực thử nghiệm tại mỏ Bạch Hổ, giúp gia tăng sản lượng khai thác. Kết quả thử nghiệm công nghiệp tại mỏ (tầng chứa Miocen dưới, mỏ Bạch Hổ) cho hiệu quả rất tốt, vượt mục tiêu đặt ra ban đầu, với tổng sản lượng khai thác dầu gia tăng sau 6 tháng đạt 2,7 nghìn tấn dầu [14].

Mặc dù Luật dầu khí 2022 đã xem xét và so sánh các điều kiện kinh tế - thương mại của hợp đồng dầu khí tại Việt Nam so với các nước trong khu vực và bổ sung các quy định về ưu đãi đầu tư/đặc biệt ưu đãi, khuyến khích nhà đầu tư nâng cao thu hồi dầu để đáp ứng thực tế khách quan ngày càng có nhiều mỏ suy giảm sản lượng nhanh hơn so với dự kiến, (giai đoạn 2016-2021, tốc độ suy giảm sản lượng bình quân là 7,7%/năm), năm 2023 sản lượng khai thác dầu ở trong nước là 8,63 triệu tấn và dự kiến đến năm 2035 chỉ còn dưới 2 triệu tấn/năm [11]. Tuy nhiên, dự án EOR rất khó để áp dụng hàng loạt, có một số phương pháp EOR đã áp dụng thành công trên thế giới nhưng khi áp dụng vào mô cụ thể với đặc điểm địa chất, điều kiện khai thác thay đổi đã dẫn đến những thất bại và gây các thiệt hại nặng nề về kinh tế cũng như để lại hậu quả lâu dài phải xử lý trong giai đoạn sau của quá trình khai thác [13]. Ngoài ra, dự án EOR cần có thời gian để lập kế hoạch, thử nghiệm và triển khai và chỉ tạo ra sản lượng tăng dần trong các giai đoạn sau trong vòng đời khai thác mỏ. Trước thực trạng nhiều dự án khai thác đang ở giai đoạn cuối đời mỏ, Việt Nam cần xem xét ban hành bổ sung các tiêu chí để tiến hành sàng lọc mỏ (lựa chọn phương pháp EOR thích hợp cho việc triển khai mỏ trên cơ sở tính khả thi về mặt kinh tế) để được hưởng các ưu đãi theo chính sách khuyến khích về EOR; xem xét ban hành khung chính sách riêng nhằm thúc đẩy và khuyến khích nâng cao thu hồi dầu trong đó bao gồm trình tự các bước từ nghiên cứu, thử nghiệm đến giai đoạn triển khai và các chính sách ưu đãi/đặc biệt ưu đãi tương ứng (tương tự Ấn Độ) [7]; thí điểm kịp thời các dự án EOR sử dụng kỹ thuật, công nghệ mới; tiếp tục xem xét khuyến khích hơn nữa về tài chính, bao gồm tín chỉ CO₂ trong trường hợp có sử dụng CO₂-EOR.

Đối với Vietsovpetro, trên cơ sở báo cáo Tính toán trữ lượng dầu và khí hòa tan của mỏ Bạch Hổ tại thời điểm ngày 01/01/2017, cho thấy trữ lượng dầu khí có thể thu hồi còn lại cấp 2P từ các mỏ của VSP đạt khoảng 55 triệu tấn [5]. Điều này cho thấy tiềm năng áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu nhằm nâng cao hiệu quả tận thu trữ lượng ở các mỏ này rất lớn. Bên cạnh các giải pháp về kỹ thuật, cần xem xét các điều kiện ưu đãi đầu tư đối với dự án EOR theo Luật Dầu khí 2022 của Việt Nam đồng thời tham khảo kinh nghiệm của các quốc gia trên thế giới để đề xuất các cơ chế khuyến khích đầu tư nâng cao thu hồi dầu trong khai thác dầu khí của Vietsovpetro phù hợp và khả thi về kinh tế.

KẾT LUẬN

Trong cơ cấu tiêu thụ năng lượng sơ cấp, dầu và khí vẫn đóng vai trò chủ đạo đối với an ninh năng lượng toàn cầu, tuy nhiên trước thực trạng việc tìm ra các mỏ dầu khí mới có trữ lượng lớn ngày càng có xu hướng giảm, nhiều công ty dầu khí đã tối đa hoá sản lượng dầu khai thác bằng các phương pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu từ các mỏ đang khai thác ở giai đoạn cuối đời mỏ, nhằm kéo dài thời gian khai thác.

Trong xu hướng chuyển dịch năng lượng, tiêu chuẩn về môi trường ngày càng nghiêm ngặt để thực hiện các cam kết về giảm cường độ phát thải carbon, trong khi giá dầu rất khó đoán định chính xác, điều này dẫn đến hệ quả là việc đầu tư vào lĩnh vực năng lượng hoá thạch không còn được hấp dẫn so với trước đây, đặc biệt đối với các dự án nâng cao hệ số thu hồi dầu đòi hỏi chi phí đầu tư cao và tiềm ẩn yếu tố rủi ro. Các quốc gia trên thế giới (Mỹ, Trung Quốc, Malaysia, Indonesia, Mianma...) đã áp dụng các chính sách linh hoạt các chính sách ưu đãi để phát triển các dự án EOR.

Sau thời gian dài khai thác, nhiều mỏ dầu khí tại Việt Nam có sản lượng suy giảm nhanh và đang trong giai đoạn khai thác cuối đời mỏ, tuy nhiên trữ lượng thu hồi dầu còn lại từ các mỏ sau khi kết thúc giai đoạn thiết kế khai thác vẫn có tiềm năng thu hồi tăng thêm nếu áp dụng các biện pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu. Luật Dầu khí 2022 đã bổ sung các quy định về ưu đãi để khuyến khích đầu tư nâng cao thu hồi dầu để gia tăng sản lượng, kéo dài thời gian khai thác, đáp ứng nhu cầu tiêu thụ năng lượng ngày càng gia tăng. Thực tế tham khảo từ các quốc gia trên thế giới, Việt Nam cần xem xét bổ sung các tiêu chí để sàng lọc các dự án đang khai thác ở giai đoạn cuối đời mỏ để áp dụng các chính sách ưu đãi EOR cho phù hợp đồng thời xem xét

ban hành khung chính sách riêng để thúc đẩy và khuyến khích các phương pháp nâng cao thu hồi dầu, tận thu nguồn tài nguyên của đất nước.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

9. Phan Ngọc Trung. Áp dụng công nghệ tăng cường thu hồi dầu: triển khai thận trọng và phải dựa trên cơ sở khoa học, Tạp chí Dầu khí số 08/2018
10. Nasser Mohammed Al Hinai and Ali Saeedi. Miscible Displacement Oil Recovery, IntechOpen, 2021
11. IEA. IEA updates EOR project data, doubling output forecast, 2019
12. Nguyễn Chu Chuyên. Áp dụng công nghệ bơm ép nước – khí luân phiên (WAG), nâng cao hệ số thu hồi dầu cho tầng Miocen dưới mỏ Rạng Đông, Tạp chí Dầu khí số 08/2018
13. Lê Việt Hải, Nguyễn Văn Út, Nguyễn Thế Dũng, Trần Đức Lân. Nghiên cứu, phát triển các công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu của liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”, Tạp chí Dầu khí số 08/2018
14. Achinta Bera, Rakesh Kumar Vij, Subhash Shah. Impact of newly implemented enhanced oil and gas recovery screening policy on current oil production and future energy supply in India, Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021
15. EIA. Country Analysis Brief: Malaysia, 2017
16. Phan Ngọc Trung. Báo cáo tổng kết nhiệm vụ NCKH cấp PVN “Nghiên cứu và đề xuất cơ chế ưu đãi, khuyến khích các nhà thầu dầu khí áp dụng biện pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR), 2014.
17. Phan Ngọc Trung, Nguyễn Hữu Trung, Phạm Kiều Quang. Định hướng về cơ chế, chính sách khuyến khích nhà thầu dầu khí đầu tư các dự án nâng cao hệ số thu hồi dầu, Tạp Chí Dầu khí số 08/2014.
18. Mc Kinsey & Company. The big choices for oil and gas in navigating the energy transition, 2021.
19. Phan Vũ Anh, Kiều Anh Trung, Trịnh Thanh Sơn, Hoàng Linh, Cù Việt Nga, Lê Thị Hường, Lê Thế Hùng. Triển vọng áp dụng các công nghệ tăng cường thu hồi dầu cho các mỏ dầu tại thềm lục địa Việt Nam, Tạp chí Dầu khí số 08/2018
20. Phạm Trường Giang, Lê Thế Hùng, Trần Xuân Quý, Nguyễn Văn Sáng, Lê Thị Thu Hường, Hoàng Long, Cù Thị Việt Nga. Nghiên cứu, đánh giá hiệu quả nâng cao thu hồi dầu bằng phương pháp bơm ép hệ hoá phẩm SP cho đối tượng Miocen dưới, vòm nam Bạch Hổ, Tạp Chí Dầu khí số 07/2021.
21. Hoàng Long, Trịnh Việt Thắng, Triệu Hùng Trường, Nguyễn Minh Quý, Phạm Quý Ngọc, Đoàn Huy Hiền, Hoàng Linh. Nghiên cứu và áp dụng thuật toán phân tích chuyên sâu để lựa chọn giải pháp EOR tối ưu cho các mỏ dầu khí ở Việt Nam, Tạp Chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa Chất, 2021
22. VPI: Nghiên cứu ứng dụng công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu tại bể Cửu Long, Petrotimes.vn, 2023.
23. Luật Dầu khí 1993; Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Dầu khí 2000, 2008; Luật Dầu khí 2022

ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ CÔNG TÁC QUẢN LÝ ĐIỀU HÀNH CÁC LÔ NGOÀI LÔ 09-1 MÀ VIETSOVPETRO LÀ NGƯỜI ĐIỀU HÀNH

Trần Lê Phương; Bùi Đức Hiến, Nguyễn Trọng Tiêu, Hồ Văn Hoàn
Ban QLHĐDK – LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

Với tình hình suy giảm sản lượng khai thác của Lô 09-1, với mục tiêu giữ vững sản lượng khai thác, đảm bảo tăng trưởng ổn định của Vietsovpetro, kể từ năm 2012 Vietsovpetro đã bắt đầu tham gia vào các lô dầu khí ngoài Lô 09-1. Trong đó, Tham gia PSC Lô 09-3/12 từ 12/9/2012 với tỷ lệ tham gia là 55% và là NDH, tham gia điều hành mỏ Thiên Ưng Lô 04-3 từ năm 2013, tham gia vào Lô 09-2/09 từ 17/05/2019 với tỷ lệ tham gia 40% là NDH và Lô 06-1/15 với tỷ lệ tham gia là 51% cũng là NDH. Công tác điều hành các Lô ngoài Lô 09-1 đã tận dụng được nội lực của Vietsovpetro để quản lý và điều hành dự án đã nâng cao hiệu quả của các dự án mỏ cận biên có trữ lượng nhỏ. Bên cạnh đó, việc tận dụng nguồn lực sẵn có của Vietsovpetro để vận hành các Lô ngoài đã nâng cao được hiệu suất sử dụng nguồn lực của Lô 09-1, tận dụng được tối đa nguồn lực của Vietsovpetro để điều hành các dự án, cung cấp các dịch vụ sẵn có của Vietsovpetro cho các Lô ngoài góp phần ổn định tình hình sản xuất và doanh thu của Vietsovpetro trong giai đoạn suy giảm sản lượng như hiện nay. Bên cạnh những thuận lợi trong công tác vận hành các Lô ngoài thì vẫn còn một số khó khăn nhất định cần tiếp tục hoàn thiện hơn để phát triển toàn diện và tham gia điều hành nhiều lô hơn nữa trong tương lai.

1. Chức năng nhiệm vụ của Vietsovpetro khi điều hành các Lô ngoài Lô 09-1

1.1. Chức năng nhiệm vụ của Vietsovpetro với vai trò là NDH

Với vai trò là Người điều hành, Vietsovpetro đã xây dựng các quy trình, quy chế phù hợp với các điều khoản của các thỏa thuận điều hành chung (JOA) và quy định của Hợp đồng dầu khí (PC, PSC). Trên nền tảng cơ sở hạ tầng, nhân lực kinh nghiệm sẵn có, Vietsovpetro đã tuyển chọn nhân lực từ các đơn vị/ bộ phận khác nhau để kiện toàn hệ thống quản lý vận hành mỏ. Ngoài ra, xây dựng cơ chế Nhân lực hỗ trợ là các nhân sự có chuyên môn cao ở từng mảng công việc khác nhau của Lô 09-1 hoặc các Lô khác từ các Phòng/Ban/ Đơn vị liên quan để hỗ trợ cho công tác điều hành mỏ được an toàn hiệu quả. Việc tận dụng nhân lực hỗ trợ này vừa là huy động được nhân sự có trình độ chuyên môn cao, dày dặn kinh nghiệm góp sức vào công tác vận hành, xử lý điều phối các công việc hiệu quả mà còn tận dụng được tối đa hiệu suất làm việc của các nhân sự này góp phần nâng cao được hiệu quả sản xuất đồng thời chia sẻ một phần chi phí nhân công cho Lô 09-1.

Ban QLHĐDK với vai trò là đầu mối quản lý và thực hiện các công việc cho các Lô mà Vietsovpetro làm Người Điều hành trong giai đoạn phát triển và khai thác. Trong đó đã tổ chức thực hiện, giám sát và theo dõi tiến độ xây dựng các công trình phát triển mới như giàn Thiên Ưng, giàn Cá Tầm, và hiện tại là đang tổ chức xây dựng giàn KNT- KTN; quá trình thực hiện kiểm soát công tác mua sắm, sử dụng vật tư và tận dụng vật tư dư thừa của dự án khác để tối ưu chi phí và đẩy nhanh tiến độ dự án. Công tác xây dựng chương trình công tác và ngân sách cho phát triển và vận hành mỏ cũng được triển khai trên cơ sở chương trình công tác phù hợp với chi phí, đồng thời kiểm soát chặt chẽ tiến độ công việc đảm bảo thực hiện ngân sách tối ưu và phù hợp công việc vận hành của Lô.

1.2. Chức năng nhiệm vụ với vai trò là đơn vị cung cấp dịch vụ

Với nội lực sẵn có, cơ sở vật chất hiện hữu và năng lực kinh nghiệm trong quản lý khai thác Lô 09-1, Vietsovpetro hiện tại đang cung cấp hầu hết các dịch vụ liên quan đến tìm

kiểm thăm dò, thiết kế, xây dựng và khai thác cho các Lô ngoài Lô 09-1. Ban QLHĐDK có vai trò hỗ trợ các Phòng/ Ban đơn vị trong Vietsovpetro để tổ chức thực hiện và quản lý công việc phù hợp với chương trình công tác của Lô và phù hợp với các quy chế quy định của VSP và tuân thủ PSC và JOA. Cung cấp dịch vụ của Vietsovpetro được hoạch toán theo hình thức thực thanh thực chi với chứng từ hợp lệ với việc không lời không lỗ, hoặc có lãi theo tỷ lệ nhất định (NR-DM) đặc biệt không làm ảnh hưởng đến Lô 09-1. Tận dụng nguồn lực sẵn có để cung cấp dịch vụ cho các Lô ngoài một mặt đem lại nguồn thu cho Lô 09-1 góp phần nâng cao hiệu suất lao động gia tăng hiệu quả sử dụng cơ sở vật chất máy móc thiết bị đã nâng cao hiệu quả sản xuất và chia sẻ một phần chi phí vận hành của Lô 09-1, bên cạnh đó việc hoạch toán theo thực thanh thực chi đã mang lại cho các Bên Nhà thầu Lô có được chi phí dịch vụ giá tốt nhất, mang lại nhiều lợi ích cho Các Bên và nâng cao hiệu quả của dự án, trong đó VSP cũng chiếm tỷ phần lớn trong các Lô này.

2. Những thế mạnh trong vận hành các Lô dầu khí ngoài Lô 09-1 mà Vietsovpetro là NDH

2.1. Tận dụng các nguồn lực sẵn có của Vietsovpetro để xây dựng, quản lý và điều hành Lô dầu khí

2.1.1. Cơ sở hạ tầng, vật chất hiện hữu của Vietsovpetro

VSP hiện đang có năm giàn khoan tự nâng “Jack-up” đang vận hành liên tục, với căn cứ kho giao nhận điều hành khoan đảm bảo cung ứng toàn bộ các dịch vụ liên quan đến thi công giếng khoan và điều hành công tác khoan: Các dịch vụ khoan định hướng, dịch vụ dung dịch và xi măng, công tác đo địa vật lý giếng khoan. Với lợi thế sẵn có, đồng thời với kinh nghiệm nhiều năm trong lĩnh vực này đã giúp điều hành công tác khoan, xử lý các phức tạp trong thi công hiệu quả và tối ưu chi phí.

Hệ thống căn cứ kho giao nhận, cảng biển đáp ứng vận chuyển hàng hóa liên tục kịp thời để phục vụ công tác sản xuất xuyên suốt các lĩnh vực xây dựng, khoan, khai thác trên các công trình biển. Việc chia sẻ chi phí vận chuyển giữa các công trình biển, các Lô trong cùng một chiến dịch vận chuyển hàng hóa đã tiết kiệm chi phí vận chuyển hàng hóa cho công tác vận hành sản xuất, khoan giếng và xây dựng giàn. Cụ thể nếu Lô ngoài nằm xa Lô 09-1 hoặc không được chia sẻ chi phí thì phải thuê riêng một tàu vận chuyển để hỗ trợ sản xuất và vận chuyển, trường hợp chia sẻ chi phí giữa các công trình biển, các Lô thì chi phí chỉ bằng khoảng 10-20%. Bên cạnh đó, việc tận dụng được kho bãi, cầu cảng sẵn sàng của VSP cũng đã hỗ trợ công tác vận chuyển nhanh chóng hiệu quả.

Đội xe vận tải và xe chuyên dụng, xe nâng, xe cẩu luôn luôn sẵn sàng của Xí nghiệp dịch vụ đã hỗ trợ công tác vận chuyển nhanh chóng kịp thời đảm bảo sản xuất liên tục. Đặc biệt nhờ tận dụng được các nền tảng phần mềm quản lý, xử lý các yêu cầu đặt hàng, các tài sản vô hình đã được hình thành trong quá trình vận hành của Lô 09-1 đã giúp tiết giảm chi phí cho các Lô và mang lại hiệu quả kinh tế hơn cho các dự án.

Luân chuyển vật tư giữa các Lô trong Vietsovpetro giúp tận dụng được các vật tư dư thừa của các dự án khác tiết kiệm được chi nhiều chi phí, đồng thời việc chuyển đổi mục đích sử dụng vật tư giữa các Lô đã đáp ứng được các nhiệm vụ sản xuất cấp bách tránh được các tổn thất lớn hơn liên quan đến việc thiếu vật tư, đặc biệt là công tác thi công giếng khoan, xây dựng công trình. Tuy nhiên, việc luân chuyển này cũng phát sinh một số chi phí liên quan đến thuế và mua sắm hoàn trả, nên chỉ áp dụng khi có tình huống khẩn cấp, công việc phát sinh ngoài kế hoạch.

2.1.2. Nguồn nhân lực chất lượng cao của Vietsovpetro

Huy động được đội ngũ nhân sự của Lô 09-1 từ các Phòng/ Ban/ Đơn vị trong VSP có nhiều năm kinh nghiệm trong các lĩnh vực công việc liên quan giúp nâng cao được hiệu quả xử

lý và hoàn thành tốt công tác điều hành sản xuất. Chia sẻ được gánh nặng về chi phí nhân viên cho Lô 09-1 trong thời kỳ suy giảm sản lượng.

Nguồn nhân sự chất lượng cao tại các Phòng/Ban bộ phận chức năng được huy động để cung cấp dịch vụ tự thực hiện của Vietsovpetro cho các Lô ngoài trên cơ sở phân công nhiệm vụ của mỗi Đơn vị cũng đã góp phần quảng bá được các dịch vụ thế mạnh của VSP đến các đối tác bên ngoài. Đồng thời cũng tích lũy nhiều hơn kinh nghiệm cung cấp các dịch vụ thế mạnh của VSP mà trước đây chỉ thực hiện nội bộ của Lô 09-1.

2.1.3. Kinh nghiệm của Vietsovpetro trong các lĩnh vực nghiên cứu, thiết kế, tìm kiếm, thăm dò, khoan, xây dựng và khai thác dầu khí

Với tiềm lực sẵn có, Vietsovpetro đã đảm nhiệm và cung cấp hầu hết các dịch vụ liên quan đến công tác tìm kiếm thăm dò, thiết kế, thi công và xây dựng công trình dầu khí. Bên cạnh đó, công tác điều phối tổ chức thực hiện các công việc cho các Lô của Nhóm điều phối giám sát và nhóm dự án Lô đã mang lại hiệu quả trong kiểm soát chi phí, vật tư cũng như bám sát tiến độ dự án. Với kinh nghiệm hơn 40 năm trong công tác tìm kiếm thăm dò, xây dựng công trình biển của VSP và nhiều tài sản hữu hình và vô hình được tích lũy trong hơn khoảng 40 năm qua cũng là nguồn lực vô cùng quý giá, tận dụng cơ sở vật chất hiện hữu là nền tảng vững chắc để tiếp tục tham gia vào nhiều dự án tìm kiếm thăm dò và khai thác các mỏ cận biên trong tương lai.

2.2. Xây dựng vận hành mỏ Thiên Ưng – Lô 04-3

Mỏ Thiên Ưng Lô 04-3 được phát hiện vào năm 2004 tại giếng khoan TU-1X, từ tầng đá móng và Miocen dưới với dòng khí và Condensate tự phun. Từ 2005 đến 2009 đã hoàn thành khoan các giếng thăm dò thăm lượng TU-2X, TU-3X, TU-4X. Với kết quả nhận được các bên xác lập các điều khoản của hợp đồng để phù hợp với luật dầu khí Việt Nam và hợp đồng dầu khí Lô 04-3 với tổ hợp Nhà thầu (Petrovietnam 51%) và Zarubezhneft (49%) được ký kết ngày 26/06/2009 và giao cho Vietsovpetro là Người Điều h. Trên cơ sở hợp đồng này, giếng khoan thăm lượng TU-5XP kết thúc vào 22/04/2011 cũng đã cho được dòng khí và Condensate tự phun. Với kết quả thăm dò này, VSP đã lập và trình Kế hoạch khai thác sớm mỏ Thiên Ưng Lô 04-3 được phê duyệt ngày 14/01/2014 và giao cho Ban QLHĐDK để chủ trì phối hợp trong công tác điều hành mỏ, tiến hành công tác xây dựng và vận hành mỏ. Ban QLHĐDK tiếp nhận và điều hành công tác xây dựng giàn từ đầu năm 2013, hoàn thành xây dựng giàn và đưa vào khai thác dòng khí đầu tiên ngày 19/12/2016, giàn khai thác khí Thiên Ưng là công trình đầu tiên về khai thác khí mà Vietsovpetro là Người Điều hành và đảm nhiệm công tác xây dựng vận hành. Mặc dù mỏ Thiên Ưng có nhiều yếu tố địa chất phức tạp khác với các Lô mà Vietsovpetro đang quản lý, cũng như tính chất chất lưu vỉa có chứa nhiều CO₂ ảnh hưởng đến công nghệ khai thác. Tuy nhiên, với sự cố gắng nỗ lực trong công tác chuẩn bị, đào tạo cán bộ kỹ thuật, chuyên môn về khai thác khí đã huy động các nguồn lực sẵn có của Vietsovpetro đã tiết giảm nhiều chi phí vận hành cũng như kiểm soát tối ưu được chi phí đối với các phát sinh nằm ngoài kế hoạch.



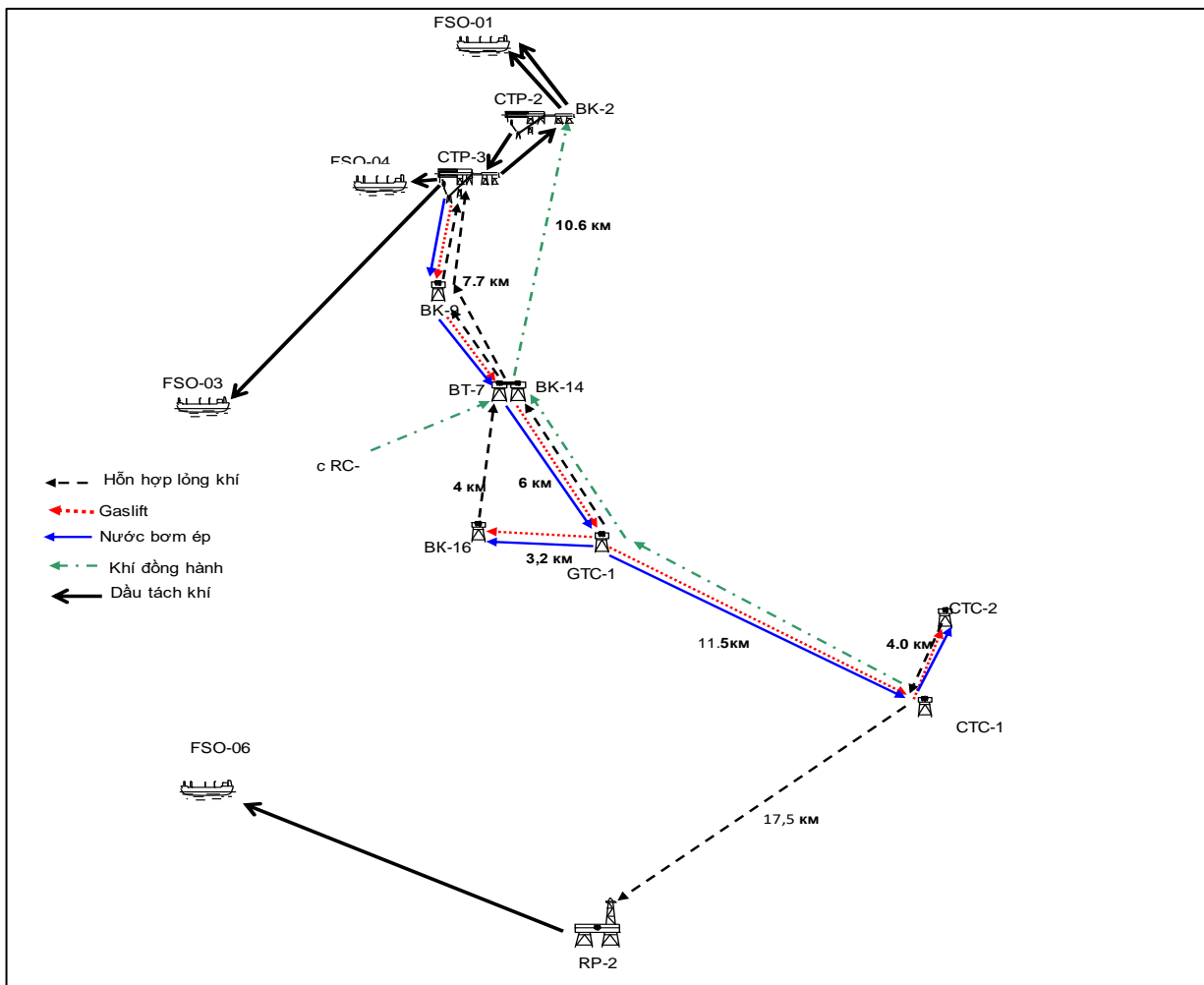
Hình 1. Giàn khai thác BK-TNG

2.3. Xây dựng và vận hành mỏ Cá Tầm – Lô 09-3/12

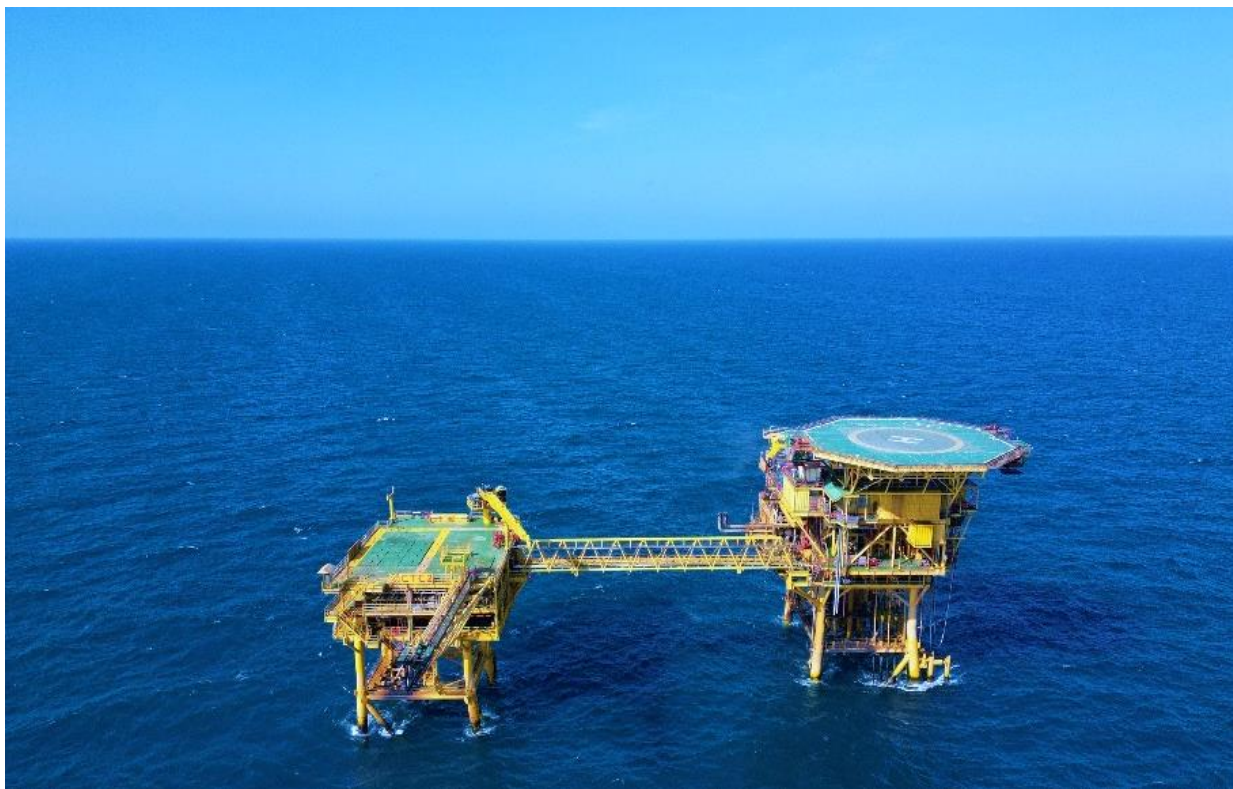
Mỏ Cá Tầm được giao cho Vietsovpetro là Người điều hành từ 12/09/2012, công tác tổ chức triển khai các hoạt động thăm dò với việc khoan các giếng thăm dò CT-2X (năm 2014), CT-3X (năm 2015) và CT-4X (năm 2016) xác định trữ lượng thương mại và bước vào giai đoạn phát triển mỏ. Ngày 18/07/2017 Kế hoạch phát triển mỏ Cá Tầm được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, công tác phát triển mỏ được giao cho Ban QLHĐDK làm đầu mối để làm việc với các Bên Nhà thầu tổ chức thực hiện, giám sát và kiểm soát vật tư, chi phí.

Công tác xây dựng giàn CTC-1 mặc dù triển khai chậm hơn kế hoạch theo FDP do chờ phê duyệt FDP, tuy nhiên với công tác tổ chức triển khai gấp rút đã đưa vào khai thác dòng dầu đầu tiên giàn CTC-1 vào ngày 25/01/2019, tối ưu chi phí xây dựng, đấu nối, khoan giếng với chi phí thực tế bằng 80% so với chi phí đầu tư được phê duyệt theo FDP; Xây dựng giàn CTC-2 đã hoàn thành vượt mức kế hoạch với việc đưa vào khai thác dòng dầu đầu tiên từ 28/10/2022 sớm hơn 47 ngày so với kế hoạch với chi phí thực tế khoảng 77% so với kế hoạch.

Công tác vận hành mỏ Cá Tầm mặc dù gặp nhiều khó khăn phức tạp do tính chất dầu nặng, lắng đọng paraffin và trào cát trong quá trình khai thác đối với đối tượng Miocen dưới, tuy nhiên mỏ Cá Tầm đã được vận hành an toàn hiệu quả với sản lượng khai thác đến hết năm 2023 đạt 1,447 triệu tấn dầu, doanh thu bán dầu đến hết năm 2023 đạt 751 triệu USD, trong đó lợi nhuận thuần đến hết năm 2023 là 138 triệu USD và phần của Các Bên Nhà thầu là 116 triệu USD (phần của VSP là 63,8 triệu USD).



Hình 2. Sơ đồ thu gom và vận chuyển mỏ Cá Tầm, Lô 09-3/12



Hình 3. Giàn khai thác Cá Tầm

2.4. Xây dựng phát triển mỏ KNT-KTN Lô 09-2/09

Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí Lô 09-2/09 được ký kết ngày 06/08/2009 giữa PVN và Tổng Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí (PVEP) với tỷ lệ tham gia của PVEP là 100%. Năm 2009, Hồng Long POC (HL POC) và sau đó là PVEP POC được giao nhiệm vụ là Người Điều hành và từ đó cho đến năm 2018 đã tiến hành thu nổ, xử lý, minh giải 1111 km² địa chấn 3D, khoan 09 giếng thăm dò và thăm lượng trên 3 cấu tạo Kinh Ngự Tráng (KNT), Kinh Ngự Tráng Nam (KTN) và Song Ngự. Các kết quả khoan đã xác minh 2 phát hiện dầu khí tại cấu tạo KNT và KTN lần lượt vào năm 2010 và 2013. Báo cáo tài nguyên, trữ lượng mỏ KNT và KTN trữ lượng dầu khí mỏ KNT và KTN đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt năm 2014 và 2019. Sau đó, Tuyên bố thương mại mỏ KNT ngày 12/11/2014 và Tuyên bố thương mại mỏ KTN ngày 20/8/2020.

Ngày 22/5/2019, PVEP, Vietsovpetro và Zarubezhneft đã ký kết các Thỏa thuận chuyển nhượng (FOA). Theo đó, PVEP chia sẻ quyền lợi tham gia đầu tư vào Lô 09-2/09 cho Vietsovpetro (40%) và Zarubezhneft (30%), trong đó VSP được chỉ định là Người Điều hành. Trên cơ sở FOA đã ký kết, Thỏa thuận sửa đổi lần một đối với Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí (PSC) Lô 09-2/09 đã được ký vào ngày 18/12/2019 giữa Tập đoàn dầu khí Việt Nam (PVN – đại diện cho nước chủ nhà) và Tổ hợp nhà thầu gồm Vietsovpetro, Zarubezhneft và PVEP với tỷ lệ tham gia tương ứng là 40%, 30% và 30% chính thức đánh dấu sự tham gia của Vietsovpetro vào Dự án phát triển mỏ KNT và KTN Lô 09-2/09.

Ngay khi được giao quyền Điều hành PSC Lô 09-2/09, Vietsovpetro đã triển khai lập Báo cáo Kế hoạch đại cương phát triển mỏ KNT và KTN (ODP) bằng chính nội lực của mình và được Bộ Công Thương phê duyệt ngày 07/09/2021, Báo cáo phát triển mỏ KNT và KTN Lô 09-2/09 (FDP) được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt ngày 17/10/2022 với phương án phát triển kết nối với cơ sở vật chất hiện hữu của mỏ Bạch Hổ, Lô 09-1.



Hình 4. Sơ đồ Phát triển mỏ KNT & KTN Lô 09-2/09

Tình hình triển khai Dự án xây dựng phát triển mỏ KNT&KTN:

Ngay sau khi ODP được Bộ Công thương phê duyệt, Vietsovpetro đã triển khai sớm thiết kế FEED bằng nguồn nhân lực hiện có của Viện NCKH&TK, song song với việc tổ chức đấu thầu thuê nhân sự hỗ trợ kỹ thuật từ bên ngoài. Trên cơ sở Thiết kế FEED, Vietsovpetro đã tổ chức chuẩn bị cho công tác mua sắm các vật tư thiết bị có thời gian cung cấp lâu dài (LLIs) đồng thời với công tác lập và trình cấp thẩm quyền phê duyệt FDP. Tương tự, trong thời gian chờ cấp thẩm quyền phê duyệt FDP, Vietsovpetro tiếp tục triển khai trước công tác Thiết kế chi tiết (DE) cho dự án bằng nguồn lực hiện có của mình và tiếp tục triển khai công tác đấu thầu thuê nhân sự hỗ trợ kỹ thuật từ bên ngoài. Ngay sau khi FDP được Thủ tướng chính phủ phê duyệt (ngày 17/10/2022), Vietsovpetro đã ngay lập tức ký kết hợp đồng và huy động nhân sự hỗ trợ kỹ thuật từ bên ngoài để tiếp tục thúc đẩy công tác thiết kế chi tiết và bắt đầu triển khai đồng loạt các công tác mua sắm vật tư thiết bị, chuẩn bị và tổ chức công tác thi công.



Hình 5. Mô hình 3D giàn Công nghệ trung tâm CPP-KNT và giàn nhẹ WHP-KTN

Đồng thời với công tác xây dựng phát triển mỏ, Vietsovpetro song song triển khai công tác mua sắm vật tư thiết bị cho chiến dịch khoan đầu tiên trên Chân đế giàn WHP-KTN, công tác soạn thảo, đàm phán các thỏa thuận thương mại/ cung cấp dịch vụ (TIA – Thỏa thuận kết nối mỏ; LA – Thỏa thuận bốc dầu; MAA – Thỏa thuận phân chia sản phẩm; AGGA – Thỏa thuận thu gom khí đồng hành; PUS – Thẻ thức cung cấp dịch vụ của Người Điều hành) và Quy trình phân chia sản phẩm nhằm sẵn sàng cho công tác vận hành sản xuất. Tính đến tháng 03/2024, tuy phải đối mặt với nhiều khó khăn thách thức liên quan đến tính chất phức tạp, quy mô lớn của dự án; các vấn đề về bất ổn chính trị toàn cầu, cấm vận, đứt gãy chuỗi cung ứng; tình trạng

gia tăng giá cả vật tư, thiết bị, thuê dịch vụ, nhưng với sự chỉ đạo sâu sát của Ban Lãnh đạo và nỗ lực của tập thể nhóm Quản lý dự án, Dự án xây dựng giàn KNT-KTN vẫn đang bám sát tiến độ với việc đã hoàn thành khoảng 43,4% khối lượng và hướng đến cột mốc First Oil vào năm 2025 theo kế hoạch đã trình các Bên tham gia.

3. Những tồn tại và khó khăn và trong quá trình quản lý vận hành các Lô ngoài

1. Trong công tác điều hành sản xuất của một số đơn vị thực hiện công việc chưa rõ ràng ở vai NDH và Đơn vị cung cấp dịch vụ, nên điều phối công việc theo cách của Lô 09-1 hoặc chưa tách bạch với Lô 09-1 dẫn đến các chứng từ tập hợp chưa đầy đủ hoặc chưa rõ ràng giữa các Lô;
2. Khi lập Báo cáo phát triển mô (FDP) cho các Lô ngoài, tính toán dự toán tổng mức đầu tư chủ yếu theo phương án tối đa sử dụng nguồn lực sẵn có của Vietsovpetro (tàu dịch vụ, giàn khoan và dịch vụ liên quan,...) và áp dụng các đơn giá nội bộ tương ứng. Tuy nhiên, khi triển khai Dự án, các nguồn lực sẵn có của Vietsovpetro vẫn được ưu tiên sử dụng cho Lô 09-1, không đủ để thực hiện công việc cho các Lô ngoài 09-1, dẫn đến các Lô ngoài phải đi thuê ngoài trong bối cảnh đơn giá trên thị trường tăng cao (do ảnh hưởng của đại dịch Covid-19 và xung đột chính trị Nga - Ucraina) dẫn đến khả năng phát sinh chi phí so với FDP là rất cao.
3. Một số dịch vụ tự thực hiện chưa có phê duyệt định mức hoặc đơn giá nên cũng gây khó khăn cho việc xây dựng ngân sách và bảo vệ với các Bên Nhà thầu.
4. Về chủ trương, việc thực hiện nhiệm vụ hỗ trợ điều hành cung cấp dịch vụ cho các Lô ngoài cũng được xem là công việc của Vietsovpetro nên các đơn vị thực hiện chính, đơn vị thực hiện công việc phải thực hiện như Lô 09-1 và tuân thủ các quy định về cung cấp dịch vụ cho Lô ngoài. Tuy nhiên, vẫn còn một số quan điểm cho rằng làm thêm công việc của Lô ngoài không mang lại lợi gì mà thêm gánh nặng công việc và trách nhiệm dẫn đến lơ là, không thiết tha trong việc thực hiện các công việc cung cấp dịch vụ cho Lô ngoài.
5. Hiện tại Vietsovpetro quản lý và điều hành năm giàn khoan với đầy đủ các dịch vụ tự thực hiện đi kèm và năng lực chuyên môn cao, đáp ứng được mọi công việc thi công các giếng khoan của Lô 09-1. Tuy nhiên, khi thi công các giếng khoan Lô ngoài thì không thể đáp ứng được và đa số các dịch vụ đi kèm phải thuê mua ngoài (như: dịch vụ khoan định hướng, bơm trám xi măng, dung dịch, đo địa vật lý, ...) dẫn đến chi phí gia tăng vượt dự toán so với FDP.

4. Bài học kinh nghiệm và định hướng phát triển công tác vận hành các Lô ngoài Lô 09-1

1. Tiếp tục hoàn thiện và xây dựng và phê duyệt các biểu đơn giá/ định mức cho các dịch vụ thể mạnh của Vietsovpetro và thường xuyên cung cấp cho các Lô;
2. Khi lập Báo cáo phát triển mô (FDP) cho các Lô ngoài, Viện NCKH&TK cần phối hợp với các Phòng/Ban/Đơn vị liên quan để khảo sát, đánh giá về khả năng đáp ứng của các nguồn lực nội bộ cho Dự án Lô ngoài, từ đó đề xuất phương án sử dụng nguồn lực nội bộ/thuê ngoài phù hợp và xây dựng dự toán tổng mức đầu tư tương ứng để tránh phát sinh chi phí vượt dự toán khi triển khai thực hiện dự án;
3. Để tổ chức triển khai các dự án Lô ngoài hiệu quả và bền vững hơn cần có sự góp sức đồng lòng của tập thể như là nhiệm vụ chiến lược của Vietsovpetro trong thời kỳ suy giảm sản lượng, thực hiện các nhiệm vụ của Lô ngoài cũng được ưu tiên quan tâm như là nhiệm vụ của Lô 09-1;
4. Tiếp tục xây dựng hoàn thiện cơ chế quản lý các Lô ngoài để phù hợp hơn với các quy định của hợp đồng dầu khí (PSC) cũng như hoàn thiện nguồn cơ sở dữ liệu chia sẻ với Các Bên Nhà thầu phù hợp với thỏa thuận điều hành chung (JOA);
5. Tiếp tục cải tiến, bổ sung thiết bị để nâng cao năng lực tự thực hiện các dịch vụ cho Lô nhằm tận dụng tối đa nguồn lực sẵn có, hạn chế đi thuê mua ngoài như các dịch vụ liên quan đến công tác thi công giếng khoan.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Kế hoạch phát triển mỏ Cá Tầm, Lô 09-3/12;
2. Kế hoạch khai thác sớm mỏ Thiên Ưng, Lô 04-3;
3. Kế hoạch Phát triển mỏ KNT-KTN, Lô 09-2/09;
4. Quy chế quản lý các dự án mở rộng vùng hoạt động của VSP;
5. Quy chế Ban quản lý các hợp đồng dầu khí.

DỰ ÁN MỎ THIÊN ƯNG, ĐIỂM SÁNG KHỞI ĐẦU PHÁT TRIỂN CÁC MỎ KHÍ & CONDENSATE THUỘC CHUỖI NAM CÔN SƠN 2 KHU VỰC NƯỚC SÂU XA BỜ THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

*Trần Quốc Thắng, Trần Lê Phương, Phạm Văn Nam, Phạm Giáp Trí
LD Vietsovpetro*

TÓM TẮT

Dự án phát triển mỏ Thiên Ưng, Lô 04-3, nơi có độ sâu 120m nước, cách TP. Vũng Tàu 270 km về hướng Đông Nam, là dự án đóng góp vai trò rất quan trọng và mang tính quyết định để triển khai các dự án thành phần khác, xây dựng tuyến ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 (NCS2) tạo cơ sở hạ tầng cho kết nối thu gom khí mỏ Đại Hùng, thúc đẩy phát triển thăm dò và khai thác các mỏ khí-condensate (Sao Vàng & Đại Nguyệt) tại khu vực bể Nam Côn Sơn, thềm lục địa phía Nam Việt Nam; cũng như góp phần quan trọng đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia và khẳng định chủ quyền biển đảo thiêng liêng của Tổ quốc. Sau khi đưa mỏ Thiên Ưng vào vận hành khai thác cũng gặp một số vấn đề khó khăn đối với khí có hàm lượng CO₂ cao và condensate/lỏng ở một số tầng/vĩa xuất hiện thành phần phức tạp nên việc thu gom vận chuyển về bờ bị hạn chế. Tuy nhiên, tập thể Vietsovpetro với nhiều năm kinh nghiệm trong công tác tìm kiếm thăm dò và vận hành khai thác các mỏ dầu khí đã/đang phối hợp cùng các Bên liên quan vận hành an toàn trong chuỗi các dự án thuộc tuyến ống NCS2.

LỜI NÓI ĐẦU

Hợp đồng Dầu khí Lô 04-3 (PC) được ký ngày 26/06/2009 giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN: Đại diện cho Nước chủ Nhà Việt Nam) và tổ hợp Nhà thầu bao gồm PVN (51%) và Công ty cổ phần mở Zarubezhneft (49%), trong đó Liên doanh Vietsovpetro được chỉ định là Người điều hành (NĐH). Giấy chứng nhận đầu tư cho Hợp đồng Dầu khí Lô 04-3 được phê duyệt ngày 18/08/2009.

Cấu tạo mỏ Thiên Ưng nằm trong Lô 04-3. Trên cơ sở kết quả giai đoạn thăm dò, nhận thấy trữ lượng mỏ Thiên Ưng không được như kỳ vọng ban đầu nên các Bên Nhà thầu xem xét rất kỹ lưỡng trước khi quyết định đầu tư triển khai tiếp cho giai đoạn phát triển mỏ.

Xác định tầm quan trọng của việc cần phải đưa mỏ Thiên Ưng vào phát triển khai thác, ngoài việc giúp cho Nhà nước có thêm nguồn thu đóng góp vào ngân sách quốc gia, còn mang lại thêm rất nhiều các lợi ích khác, đóng vai trò quan trọng và nhân tố quyết định cho các dự án khác như sau:

- Kết hợp thu gom, xử lý khí từ mỏ Đại Hùng, tạo điều kiện gia tăng sản lượng dầu khai thác của mỏ, cũng như không phải đốt bỏ khí đồng hành, tránh được lãng phí tài nguyên và ô nhiễm môi trường;
- Dự án xây dựng tuyến đường ống NCS2 để kết nối, thu gom vận chuyển khí và condensate từ các Lô/mỏ khí thuộc khu vực bể Nam Côn Sơn về bờ; đồng thời tạo cơ sở hạ tầng để thu hút các Nhà đầu tư triển khai tìm kiếm thăm dò, phát triển các mỏ lân cận (Sao Vàng & Đại Nguyệt...);
- Đồng thời, cùng với 2 mỏ Lan Tây – Lan Đỏ và Hải Thạch – Mộc Tinh, phát triển mỏ Thiên Ưng sẽ góp phần hình thành nên một vùng hoạt động kinh tế lớn trên biển Đông và khẳng định cột mốc chủ quyền trên vùng biển tiền tuyến của Tổ quốc.

Chính vì những lý do trên, NĐH Vietsovpetro với bề dày kinh nghiệm trong lĩnh vực thăm dò, thiết kế và vận hành khai thác mỏ dầu khí đã phân tích, đánh giá 8 phương án khả thi về kỹ thuật khác nhau và lựa chọn ra 1 phương án tối ưu nhất, đã thuyết phục được các Bên Nhà

thầu HDDK Lô 04-3 và Cơ quan có thẩm quyền phê duyệt cho phép triển khai giai đoạn phát triển mỏ Thiên Ưng.

Thực tế đã cho thấy, sau khi quyết định đưa mỏ Thiên Ưng vào khai thác đã kéo theo hàng loạt hợp đồng dầu khí mới ở các Lô 11-2/11, 12/11, 05-1b và 05-1c, ... được ký kết sau đó. Tính đến nay, cùng với mỏ Thiên Ưng, thu gom được khí đồng hành mỏ Đại Hùng và đưa mỏ Sao Vàng & Đại Nguyên thuộc Lô 05-1b và 05-1c vào vận hành khai thác với sản lượng khí về bờ trung bình > 5 triệu Sm³/ngày. Đây là thắng lợi lớn đối với Nhà nước Việt Nam và PetroVietnam trong việc quyết định phát triển dự án Thiên Ưng tiền đề cho các dự án sau.

1. Quá trình xây dựng và phát triển các dự án

1.1. Phát triển mỏ Thiên Ưng

1.1.1. Lựa chọn phương án phát triển

Tháng 3/2013, NDH Vietsovpetro đã lập báo cáo các phương án phát triển mỏ Thiên Ưng cùng với thu gom khí mỏ Đại Hùng. Các phương án kỹ thuật phát triển mỏ Thiên Ưng cùng thu gom khí mỏ Đại Hùng được đưa ra nghiên cứu dựa trên hai định hướng quy hoạch chủ đạo về tuyến đường ống vận chuyển.

- Phương án quy hoạch về đường ống NCS2;
- Phương án quy hoạch về đường ống NCS1 hiện hữu.

Để phù hợp với tiến độ phát triển khu vực về Nam Côn Sơn, đường ống NCS2 được đề xuất xây dựng theo quy hoạch đã được phê duyệt nhưng phân kỳ thành 2 giai đoạn:

- Giai đoạn 1: Tuyến ống 26" dài 160 Km từ Thiên Ưng về Bạch Hổ (BK-4A). Tại Bạch Hổ sẽ kết nối với hệ thống cơ sở hạ tầng Bạch Hổ và đường ống 16" Bạch Hổ - Long Hải hiện hữu.
- Giai đoạn 2: 26" 110 Km tuyến Bạch Hổ - Long Hải. NCS2 sau khi hoàn thành giai đoạn 2 sẽ kết nối vào nhà máy GPP2 theo quy hoạch đã được phê duyệt.

Ngoài ra, trong trường hợp tiến độ phát triển các nguồn khí bể Nam Côn Sơn chưa phù hợp để xây dựng đường ống NCS2, để phát triển mỏ Thiên Ưng cùng thu gom khí mỏ Đại Hùng, Vietsovpetro đề xuất thêm phương án xây dựng đường ống liên mỏ: xây dựng tuyến ống 16" dài 160 Km từ Thiên Ưng về Bạch Hổ.

Bảng 1. Tóm tắt các phương án thu gom khí Thiên Ưng và Đại Hùng được đánh giá khả thi

Quy hoạch về NCS2	Quy hoạch về NCS1
<p>Phương án cao áp (1.1b): Thu gom được 7,7 tỷ m³ khí Thiên Ưng + Đại Hùng.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Xây dựng giàn Thiên Ưng có máy nén cao áp, công suất 2,5 triệu m³/ngày; - Xây dựng đường ống NCS2 26" kết nối từ mỏ Thiên Ưng về bờ. 	<p>Phương án 2.1b – Cao áp: Thu gom được 7,7 tỷ m³ khí Thiên Ưng + Đại Hùng.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Xây dựng giàn Thiên Ưng có máy nén cao áp, công suất 2,5 triệu m³/ngày; - Xây dựng đường ống kết nối về KP75 thuộc tuyến NCS1.
<p>Phương án cao áp (1.1c): Thu gom được 7,7 tỷ m³ khí Thiên Ưng + Đại Hùng</p> <ul style="list-style-type: none"> - Xây dựng giàn Thiên Ưng có máy nén cao áp, công suất 2,5 triệu m³/ngày; - Xây dựng đường ống NCS2 26" giai đoạn I kết nối về Bạch Hổ. 	<p>Phương án 2.1c – trung áp: Thu gom được 1,9 tỷ m³ khí chỉ của Đại Hùng.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Lắp đặt máy nén khí trung áp trên ĐH2.

Quy hoạch về NCS2	Quy hoạch về NCS1
<p>Phương án thấp áp 26" (1.2a): Thu gom được 7,7 tỷ m³ khí Thiên Ưng + Đại Hùng</p> <ul style="list-style-type: none"> - Lắp đặt máy nén khí thấp áp trên giàn ĐH2 công suất 1.0 triệu m³/ngày; - Xây dựng giàn nhẹ Thiên Ưng công suất 1,5 triệu m³/ngày - Xây dựng đường ống NCS2 26" giai đoạn I kết nối về Bạch Hổ. 	<ul style="list-style-type: none"> - Xây dựng đường ống 10" dài 70 Km Đại Hùng – Hải Thạch. - <i>Phương án này chưa được khẳng định chắc chắn về mặt kỹ thuật vì các vấn đề sau:</i> <ul style="list-style-type: none"> + Tổng tải trọng tổ hợp turbine máy nén và các thiết bị phụ trợ, kết cấu bổ sung sẽ khoảng 500-550 tấn (theo tính toán của Vietsovpetro), đạt ngưỡng tới hạn chịu tải của chân đế. + Ảnh hưởng nghiêm trọng khả năng dự phòng về mặt bằng và kết cấu để lắp đặt các thiết bị khai thác thứ cấp giàn ĐH2 (Bơm dầu vận chuyển, gaslift, bơm ép...) trong tương lai. + Khả năng lắp đặt và vận hành an toàn tổ hợp turbine máy nén trên ĐH2- là loại giàn nhẹ được thiết kế cho điều kiện không người, thiết bị tối thiểu.
<p>Phương án thấp áp 26" (1.2b): Thu gom được 7,7 tỷ m³ khí Thiên Ưng + Đại Hùng</p> <ul style="list-style-type: none"> - Xây dựng giàn nhẹ Thiên Ưng công suất 2,5 triệu m³/ngày bao gồm máy nén khí thấp áp cho khí Đại Hùng. - Xây dựng đường ống NCS2 26" giai đoạn I kết nối về Bạch Hổ. 	
<p>Phương án thấp áp 16" (1.3a): Thu gom được 7,7 tỷ m³ khí Thiên Ưng + Đại Hùng</p> <ul style="list-style-type: none"> - Xây dựng giàn nhẹ Thiên Ưng công suất 2,5 triệu m³/ngày bao gồm máy nén khí thấp áp cho khí Đại Hùng. - Xây dựng đường ống NCS2 16" kết nối về Bạch Hổ. 	
<p>Phương án thấp áp 16" (1.3b): Thu gom được 5,79 tỷ m³ khí chỉ Thiên Ưng.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Xây dựng giàn nhẹ Thiên Ưng công suất 1,5 triệu m³/ngày. - Xây dựng đường ống NCS2 16" kết nối về Bạch Hổ. 	

Sau khi xem xét, đánh giá 8 phương án khả thi về kỹ thuật, tiến độ thực hiện và hiệu quả kinh tế, Vietsovpetro đề xuất xem xét 3 phương án tiềm năng nhất để lựa chọn như sau:

- Phương án thấp áp 26" (PA 1.2b);
- Phương án thấp áp 16" (PA 1.3a);
- Phương án trung áp về Hải Thạch (PA 2.2a).

Với kết quả nghiên cứu do Vietsovpetro đã thực hiện với sự phối hợp của các Ban của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, các Bên đã thống nhất lựa chọn phương án phát triển mỏ Thiên Ưng và thu gom khí mỏ Đại Hùng theo phương án tối ưu, hiệu quả nhất là Phương án thấp áp 26" (1.2b) - Giai đoạn I kết nối về Bạch Hổ.

1.1.2. Triển khai công tác phát triển mỏ và xây dựng giàn BK-TNG:

Trên cơ sở kết quả công tác thăm dò - thăm lượng đã phát hiện các thân dầu khí công nghiệp trên khu vực mỏ Thiên Ưng – Mãng Cầu, Vietsovpetro đã lập báo cáo trữ lượng tài nguyên dầu khí trình Thủ tướng Chính phủ Việt Nam phê duyệt; lập báo cáo Kế hoạch phát triển đại cương (ODP) trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phê duyệt. Sau đó, lập báo cáo "Kế hoạch khai thác sớm mỏ Thiên Ưng, Lô 04-3" (EDP) trình PVN thông qua và Bộ Công Thương xem xét, phê duyệt.

Ngày 14/01/2014, Bộ Công thương ban hành Quyết định số 443/QĐ-BTC về việc phê duyệt "Kế hoạch khai thác sớm mỏ Thiên Ưng, Lô 04-3" (EDP) là cơ sở cho NDH Vietsovpetro

triển khai công việc phát triển mỏ Thiên Ưng: Xây dựng giàn BK-Thiên Ưng (BK-TNG), khoan các giếng mới và kết nối thu gom, xử lý khí mỏ Đại Hùng và kết nối vào đường ống Nam Côn Sơn 2 – giai đoạn I kết nối về Bạch Hổ và chuyển vào đường ống 16" Bạch Hổ - Long Hải.

Vietsovpetro tiến hành thuê Nhà thầu thiết kế FEED, tự thực hiện Thiết kế chi tiết và tổ chức mua sắm vật tư thiết bị, thuê dịch vụ để thi công chế tạo, lắp đặt và chạy thử hoàn thiện nghiệm thu đưa công trình giàn BK-TNG vào vận hành khai thác mỏ Thiên Ưng. Trong đó:

- Giàn BK-TNG: lắp đặt ở độ sâu 120,5m nước; khối thượng tầng (Topside) nặng 5000 tấn; chân đế nặng 6.169,9 tấn;
- Ngày first cut dự án: 13/5/2014;
- Hoàn thiện chế tạo, vận chuyển và lắp đặt biển chân đế: 12-17/7/2015;
- Năm 2015, do thị trường giá dầu thế giới suy giảm rất thấp nên các Bên Nhà thầu Lô 04-3 quyết định và giao cho Vietsovpetro thực hiện giãn tiến độ triển khai dự án để lùi thời hạn hoàn thành lắp đặt, đưa vào vận hành giàn BK-TNG sang năm 2016;
- Hoàn thiện chế tạo, vận chuyển và lắp đặt biển Topside: 21/9/2016;
- Ngày đưa dòng khí đầu tiên vào đường ống NCS2-GĐ1: ngày 19/12/2016;
- Ngày bắt đầu đầu nối vào đường ống NCS2-GĐ2: 15/9/2020; và chính thức hoàn thành công tác kết nối, tiếp nhận khí Thiên Ưng + Đại Hùng ngày 06/7/2021;
- Tính từ ngày đưa dòng khí đầu tiên và đến 17h00 ngày 24/12/2023 đạt mốc khai thác 1 tỷ Sm^3 khí mỏ Thiên Ưng;
- Tính đến ngày 31/3/2024: Sản lượng khai thác mỏ Thiên Ưng khí đạt 1,06 tỷ Sm^3 và 283,87 ngàn Sm^3 condensate. Giàn BK-TNG đã thực hiện thu gom và xử lý 618,49 triệu Sm^3 khí mỏ Đại Hùng (tính từ tháng 4/2017).

1.2. Thu gom khí đồng hành mỏ Đại Hùng

Khi chưa đưa mỏ Thiên Ưng vào vận hành khai thác, khí đồng hành mỏ Đại Hùng được xả đốt ra flare. Sau khi dự án Thiên Ưng được triển khai, PVEP-POC đã thực hiện dự án cải hoán giàn ĐH2 và xây dựng đường ống 16" kết nối từ ĐH2 sang giàn BK-TNG để thực hiện thu gom xử lý khí đồng hành mỏ Đại Hùng vận chuyển vào đường ống NCS2 về bờ.

Năm 2015, do tiến độ hoàn thành dự án Thiên Ưng được điều chỉnh giãn đến năm 2016, khí mỏ Đại Hùng được kết nối trực tiếp từ tuyến ống 16" (từ giàn ĐH2 đến chân đế BK-TNG) vào đường ống NCS-GĐ1 về mỏ Bạch Hổ xử lý tại giàn CCP của Vietsovpetro và đưa vào đường ống 16" vận chuyển về Nhà máy Dinh Cố (giai đoạn từ ngày 11/12/2015 đến ngày 06/12/2016). Tổng sản lượng khí mỏ Đại Hùng giai đoạn này đã thu gom được 152,31 triệu Sm^3 .

Hiện nay, sản lượng trung bình thu gom khí mỏ Đại Hùng là 380K – 440K Sm^3 /ngày. Trong thời gian tới, PVEP-POC sẽ hoàn thành dự án đưa mỏ Đại Hùng Phase 3 vào vận hành khai thác thì khả năng sản lượng khí đồng hành sẽ được tăng thêm.

Tính từ ngày 11/12/2015 đến 31/3/2024, tổng sản lượng khí đồng hành mỏ Đại Hùng đã được thu gom, xử lý và vận chuyển về bờ là 770,8 triệu Sm^3 . Đây là thành công lớn và tăng nguồn thu cho ngân sách quốc gia.

1.3. Xây dựng tuyến đường ống NCS2

Chủ đầu tư được giao xây dựng đường ống NCS2 là Tổng Công ty khí Việt Nam (PVGas). Trên cơ sở phương án phát triển mỏ Thiên Ưng nêu trên được phê duyệt, Dự án xây dựng đường ống NCS2 được điều chỉnh triển khai phân kỳ thành 2 giai đoạn:

- NCS2-GĐ1: Đường xây dựng 160 Km tuyến ống từ Thiên Ưng về Bạch Hổ (kết nối vào giàn BK4A).
- NCS2-GĐ2: Điều chỉnh tuyến ống kết nối đường 18" từ BK-TNG sang giàn SV-CPP và kết nối đường 26" từ SV-CPP vào vị trí PLEM đặt tại khu vực gần chân đế giàn BK-TNG để nối vào đường 26"; hoàn thiện đoạn đường ống 26" kết nối từ điểm KP207.5 về đến

Long Hải; và toàn bộ tuyến ống trên bờ từ (26" và 30") từ Long Hải lên đến Phú Mỹ. Sau khi hoàn thành xây dựng đường ống NCS2-GD2 sẽ vận chuyển khí thẳng về bờ và thực hiện ngắt/đóng van chặn không vận chuyển khí về Bạch Hổ tại vị trí KP207.5. Tuyến ống 26" (off-shore) bắt đầu thi công ngày 17/3/2020 và hoàn thành chạy thử 23/11/2020. Tuyến ống bờ khởi công ngày 21/02/2020 và hoàn thành chạy thử đưa vào vận hành 04/01/2021.

1.4. Phát triển mỏ Sao Vàng & Đại Nguyệt

Mỏ Sao Vàng & Đại Nguyệt thuộc Lô 05-1b và 05-1c, gồm các Bên Nhà thầu: Idemitsu Kosan (43,08% và là Người điều hành), Teikoku Oil (36,92%) và Petrovietnam (20%).

Phát triển dự án bao gồm 1 giàn trung tâm SV-CPP, 1 giàn đầu giếng ĐN-WHP và 1 tàu FSO chứa condensate. Khí mỏ Thiên Ưng + Đại Hùng được vận chuyển theo đường ống 18" từ BK-TNG đến giàn SV-CPP; sau đó được đưa vào máy nén khí Booster nâng áp suất trước khi đưa vào máy nén khí cao áp cùng với khí SV-ĐN để vận chuyển vào đường ống NCS2-GD2 về bờ.

Giàn SV-CPP: lắp đặt chân đế ngày 30/9/2019, Topsides lắp đặt biển ngày 28/7/2020; hoàn thành chạy thử và đưa vào vận hành ngày 23/11/2020.

Hiện nay, sản lượng khí mỏ SV-ĐN trung bình > 5 triệu Sm³/ngày.

2. Thuận lợi và khó khăn trong quá trình vận hành

2.1. Thuận lợi và thành quả

- Vietsovpetro với bề dày kinh nghiệm (gần 45 năm) trong nghiên cứu thiết kế, thăm dò khai thác và vận hành các mỏ dầu khí nên khi triển khai dự án phát triển mỏ Thiên Ưng đến nay đều thuận lợi và vận hành an toàn.
- Dự án Thiên Ưng là công trình đầu tiên của Vietsovpetro tự thực hiện thiết kế chi tiết để khai thác mỏ khí và condensate; lắp đặt ở khu vực nước sâu 120m nước và cách TP. Vũng Tàu 270 km. Ngoài ra, Vietsovpetro chủ động tổ chức tự triển khai các hạng mục công việc trong quá trình thi công chế tạo, lắp đặt chạy thử các cụm hệ thống: Hệ thống điều khiển trung tâm (ICSS), hệ thống WHCP, Hookup & Commissioning.
- Tính đến ngày 31/3/2024: Tổng sản lượng khai thác mỏ Thiên Ưng khí đạt 1,06 tỷ Sm³ và 283,87 ngàn Sm³ condensate. Thực hiện thu gom và xử lý vận chuyển về bờ 770,8 triệu Sm³ khí mỏ Đại Hùng.

2.2. Khó khăn

Trong quá trình vận hành, Người Điều hành Vietsovpetro luôn phải đối mặt với rất nhiều khó khăn thách thức, đặc biệt là vấn đề kiểm soát hàm lượng CO₂ cao trong khí thiên nhiên, thành phần lưu chất ảnh hưởng lớn đến hệ thống thiết bị công nghệ xử lý khí và condensate và những yêu cầu khắt khe trong việc kiểm soát chất lượng sản phẩm sau khi xử lý đưa vào đường ống NCS-2.

Những khó khăn, hạn chế trong công tác vận hành của mỏ Thiên Ưng gắn liền với 2 giai đoạn xây dựng và phát triển của chuỗi đường ống NCS-2, cụ thể như sau:

- Giai đoạn 1 (từ ngày 19/12/2016 đến 15/9/2020): khí và condensate mỏ Thiên Ưng + Đại Hùng đưa vào đường ống NCS-2 giai đoạn 1 → giàn BK4A → CPP2 → giàn nén khí trung tâm mỏ Bạch Hổ (CCP) → đường ống 16A (BH-DC) → Nhà máy Dinh Cố (on-shore).
 - + PVGas yêu cầu kiểm soát hàm lượng CO₂ trong khí xuất tại đầu ra giàn BK-TNG ≤ 8% mole và tại đầu ra giàn CCP ≤ 0,92% mole để vào đường ống 16A đi về Nhà máy Dinh Cố;
 - + Hàm lượng CO₂ trong khí mỏ Thiên Ưng tương đối cao (trung bình > 6-11%) nên gặp nhiều khó khăn trong công tác vận hành xử lý, tiếp nhận, thu gom và hệ thống vận chuyển cung cấp đến hộ tiêu thụ. Do các giới hạn CO₂ nêu trên nên việc tăng

- sản lượng khai thác các giếng mỏ Thiên Ưng là rất khó khăn và trong quá trình vận hành luôn phải phụ thuộc nguồn khí mỏ Đại Hùng để hoà trộn nhằm giảm CO_2 trong hỗn hợp khí chung (Thiên Ưng + Đại Hùng) tại đầu ra BK-TNG < 8% mole và các nguồn khí khác tại giàn CCP < 0,92% mole. Ngoài ra, trong các thời điểm thực tế nhu cầu tiêu thụ giảm sản lượng, PVGas sẽ ưu tiên tiếp nhận các nguồn khí đồng hành, mỏ khí có hàm lượng CO_2 thấp và sẽ đề nghị điều chỉnh giảm tiếp nhận nguồn khí Thiên Ưng... Do đó, các Bên Nhà thầu Lô 04-3 đã phải quyết định tạm dừng công tác khoan giếng mới và lùi chiến dịch khoan đến sau khi hoàn thành đường ống NCS2-GĐ2;
- + Nhiệt độ khí mỏ Thiên Ưng cao nên làm ảnh hưởng đến khả năng, hiệu suất của hệ thống làm khô khí trên giàn BK-TNG;
 - + Trung tâm điều độ khí/PVGas thường xuyên đề nghị điều chỉnh giảm lưu lượng khí mỏ Thiên Ưng để đảm bảo phần $\text{CO}_2 \leq 0,92\%$ mole trong khí trộn các nguồn tại đầu vào đường ống 16A (BH-DC). Ngoài ra, do tổng lưu lượng khí (TNG+ĐH) thấp nên không kéo được lỏng/condensate trong đường ống khi vận chuyển 2 pha nên phải thực hiện công tác phóng thoi đẩy lỏng/condensate trong đường ống NCS2-GĐ1 từ giàn BK-TNG về giàn BK-4A/CP2 (Bạch Hổ) với tần suất định kỳ khoảng 3÷4 tuần/lần; thời điểm này phải điều tiết giảm lưu lượng khí Thiên Ưng để đảm bảo thoi và lỏng được vận chuyển về đến giàn CP2 ổn định;
 - + Các giếng đang khai thác luôn bị điều chỉnh tăng/giảm lưu lượng thường xuyên cũng làm ảnh hưởng đến sự an toàn, chế độ khai thác tối ưu của giếng và công nghệ mỏ;
 - + Hiệu quả hoạt động của hệ thống, thiết bị chưa cao trên giàn BK-TNG do sản lượng khí và condensate đưa vào xử lý chưa đạt được đến công suất tối ưu theo thiết kế (chỉ làm việc 25-30% công suất thiết kế).
- Giai đoạn 2 (từ ngày 07/7/2021 đến nay): khí và condensate mỏ Thiên Ưng + Đại Hùng đưa vào đường ống 18" sang giàn SV-CPP → NCS2 giai đoạn 2 → Nhà máy Dinh Cố. Hiện nay, ngoài những vấn đề khó khăn đã nêu ở giai đoạn 1 nêu trên, còn xuất hiện thêm những phức tạp trong vận hành sản xuất như sau:
- + Phải dừng mỏ Thiên Ưng và không thu gom được khí mỏ Đại Hùng trong thời gian dài do tuyến ống 18" kết nối từ BK-TNG đến SV-CPP gặp sự cố rò rỉ sau khi hoàn thành thi công kết nối, chạy thử (tính từ ngày 15/9/2020 đến đến 06/7/2021);
 - + Các giếng sau thời gian khai thác, hàm lượng CO_2 trong khí mỏ Thiên Ưng có chiều hướng tăng cao (8-15%) nên vẫn phải phụ thuộc vào nguồn khí mỏ ĐH ($\text{CO}_2 < 3\%$) để hoà trộn nhằm đảm bảo CO_2 trong nguồn khí chung đáp ứng yêu cầu của Hợp đồng hiện nay (< 8,4% mole);
 - + Độ ngập nước các giếng tăng nhanh, đặc biệt là giếng 3X đang ở mức 98% và nhiệt độ khí có chiều hướng tăng cao nên ảnh hưởng lớn đến khả năng, hiệu suất của hệ thống làm khô khí (TEG), hệ thống xử lý condensate và nước trên BK-TNG;
 - + Một số giếng khi khoan đến tầng H70 & H80 đã xuất hiện tạp chất phức tạp trong chất lưu nên hiện tại chưa thể đưa vào khai thác do có thể sẽ làm ảnh hưởng đến thiết bị, hệ thống xử lý trên giàn BK-TNG và chất lượng khí & condensate xuất bán;
 - + Tình trạng xuất hiện cát trong chất lưu của một số giếng đang khai thác nên làm ảnh hưởng đến hiệu suất của các hệ thống xử lý và thiết bị làm việc trên giàn BK-TNG;
 - + Công tác kiểm soát chất lượng đối với chỉ tiêu Water dewpoint (WDP) trong khí ở điều kiện vận chuyển 2 pha (khí + condensate) từ giàn BK-TNG sang giàn SV-CPP cũng gặp khó khăn, vướng mắc do có sự chênh lệch sai số giữa bộ đo ở 2 đầu giàn và khí khô sau khi trộn với condensate có hàm lượng nước dẫn đến WDP đã làm cho khí tăng lên;
 - + Công tác phối hợp chưa được thuận lợi trong quá trình vận hành thu gom, vận chuyển khí mỏ Thiên Ưng + Đại Hùng qua giàn SV-CPP trước khi vào đường ống NCS2 về bờ nên bị phụ thuộc điều kiện vận hành trên SV-CPP; có những đợt SV-CPP đột xuất dừng tiếp nhận khí TNG+ĐH để thực hiện kiểm tra bảo dưỡng nhưng

không báo trước. Đến nay, Idemitsu vẫn chưa đồng ý ký kết quy trình phối hợp 3 Bên liên quan (Vietsovpetro, PVGas và Idemitsu);

- + Dự kiến trong năm 2024, mỏ Đại Hùng sẽ dừng khoảng 107 ngày để phục vụ kết nối theo dự án Đại Hùng phase 3, bảo dưỡng định kỳ máy nén khí ĐH trên BK-TNG nên sản lượng khai thác mỏ Thiên Ưng phải giảm xuống (nếu thời điểm dừng kéo dài thì có thể phải dừng mỏ) do phải kiểm soát chặt chẽ hàm lượng CO₂ và WDP trong khí khi vận chuyển 2 pha đến giàn SV-CPP (lưu lượng khí thấp sẽ không đảm bảo vận chuyển được lỏng trong đường ống từ BK.TNG đến SV-CPP);
- + Theo kế hoạch phát triển mỏ Thiên Ưng cập nhật năm 2023, 2 giếng khoan khai thác kết hợp thăm định trữ lượng sẽ được thi công trong năm 2025. Nhận định được mức độ bất đồng nhất cao của cấu tạo địa chất, tính phức tạp của kết cấu giếng khi triển khai thi công xây dựng giếng khoan, việc gia tăng sản lượng khai thác mỏ Thiên Ưng sẽ gặp rất nhiều khó khăn và thách thức trong giai đoạn tiếp theo phát triển mỏ.

3. Các giải pháp đã và đang tiếp tục triển khai

Một số giải pháp kiến nghị nhằm nâng cao hiệu quả của dự án:

- Thỏa thuận với PVGas rà soát điều kiện kỹ thuật của hệ thống thu gom vận chuyển để nâng giới hạn Quy cách kỹ thuật của khí và condensate export tại đầu ra giàn BK-TNG và đầu vào giàn SV-CPP nhằm đảm bảo phù hợp với tình hình thực tế hiện nay;
- PVGas chủ trì rà soát, cập nhật hoàn thiện quy trình phối hợp vận hành kiểm soát chất lượng và vận chuyển khí và condensate mỏ Thiên Ưng + Đại Hùng giữa Vietsovpetro, PVGas và IGPV/Idemitsu để các Bên cùng phối hợp thực hiện cho thuận lợi;
- Các Bên Nhà thầu Lô 04-3 xem xét phương án đầu tư lắp đặt hệ thống tách xử lý CO₂ và bộ trao đổi nhiệt để giảm nhiệt độ khí & condensate tại đầu vào hệ thống xử lý trên giàn BK-TNG nhằm tăng hiệu suất/ hiệu quả xử lý, nâng cao chất lượng khí và condensate xuất bán tại đầu ra giàn BK-TNG;
- Khoan các giếng khai thác mới vào vị trí tiềm năng trữ lượng cao và hàm lượng CO₂ thấp để gia tăng sản lượng khai thác mỏ Thiên Ưng.

Một số hình ảnh của Dự án Thiên Ưng:



Hình 1. Hạ thủy Chân đế giàn BK-TNG tại cảng Vietsovpetro



Hình 2. Hạ thủy Khối thượng tầng /Topside giàn BK-TNG



Hình 3. Lắp đặt biển Topside giàn BK-TNG



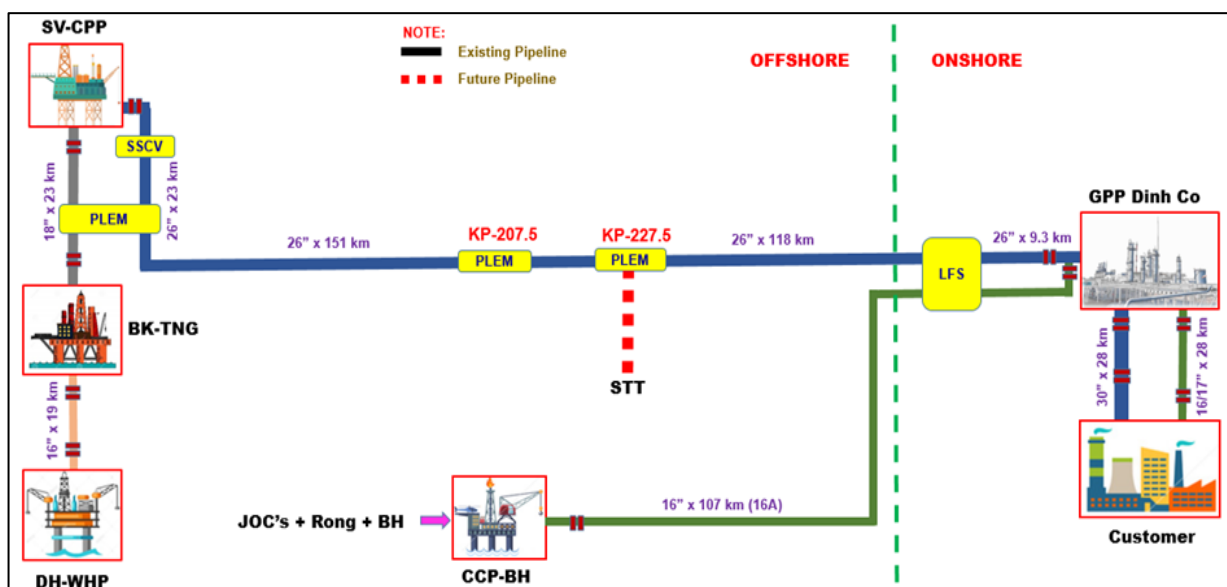
Hình 4. Giàn khoan tự nâng Tam Đảo 02 cập giàn BK-TNG thực hiện công tác khoan



Hình 5. Giàn BK-TNG và tàu dịch vụ trực mô phối hợp diễn tập ứng cứu sự cố



Hình 6. Giàn BK-TNG tại mỏ Thiên Ưng Lô 04-3



Hình 7. Các công trình trong chuỗi vận chuyển đường ống NCS2

NHU CẦU NĂNG LƯỢNG VÀ XU HƯỚNG CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG TRONG NGÀNH DẦU KHÍ Ở VIỆT NAM – VÀI VẤN ĐỀ SUY NGHĨ ĐỐI VỚI SỰ CHUYỂN DỊCH CỦA VIETSOVPETRO

Lê Minh Thống
Trường Đại học Mở -Địa chất

TÓM TẮT

Dầu khí là ngành kinh tế giữ vai trò hết sức quan trọng và có rất nhiều đóng góp với sự phát triển kinh tế, an ninh quốc phòng của Việt Nam. Bên cạnh việc đảm bảo nhu cầu năng lượng cho phát triển kinh tế của đất nước thì ngành dầu khí Việt Nam nói chung, Vietsovpetro nói riêng đã và đang chịu tác động mạnh mẽ của xu hướng chuyển dịch năng lượng trên toàn cầu hiện nay. Do đó, việc nhận thức rõ về vai trò cũng như xu hướng chuyển dịch năng lượng để từ đó tìm ra những bước đi phù hợp trong bối cảnh hiện nay là vấn đề quan trọng đối với ngành dầu khí Việt Nam nói chung và Vietsovpetro nói riêng.

Từ khóa: chuyển dịch năng lượng, dầu khí Việt Nam, Vietsovpetro

1. Nhu cầu năng lượng của Việt Nam

Việt Nam là một nước thu nhập trung bình với dân số hiện nay khoảng 100 triệu người, là một trong các nền kinh tế phát triển nhanh nhất ở Đông Nam Á, và có một thị trường năng lượng thuộc nhóm lớn nhất trong khu vực. Cùng với sự tăng trưởng của nền kinh tế Việt Nam là sự gia tăng không ngừng về nhu cầu năng lượng nói chung và nhu cầu sử dụng dầu khí nói riêng. Theo các nghiên cứu chỉ ra tốc độ tăng trưởng nhu cầu năng lượng của Việt Nam trong giai đoạn 2010 đến nay là khoảng 10%/năm, cao hơn mức độ tăng trưởng của nền kinh tế trong giai đoạn cùng kỳ [1]. Theo những dự báo trong thời gian vừa qua cho thấy nhu cầu về năng lượng ở Việt Nam sẽ có sự gia tăng không ngừng và có thể đạt mức tăng trưởng là 8%/ năm trong giai đoạn từ nay đến năm 2035 [2]. Theo số liệu của Tổng cục Thống kê, ước tính nguồn cung năng lượng sơ cấp đạt khoảng 96,22 triệu tấn dầu tương đương (TOE), với mức tiêu thụ năng lượng cuối cùng là 66,39 triệu tấn TOE. Sự tăng trưởng kinh tế mạnh mẽ của Việt Nam được dựa trên một nền kinh tế tiêu thụ nhiều năng lượng nhất là năng lượng hóa thạch.

Phát triển năng lượng là nhiệm vụ có ý nghĩa chiến lược quan trọng, làm nền tảng hạ tầng để phát triển kinh tế - xã hội, thực hiện mục tiêu công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước. Trên cơ sở Nghị quyết số 55-NQ/TW về định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 hướng tới các mục tiêu cụ thể là đáp ứng đủ nhu cầu năng lượng trong nước, phục vụ cho các mục tiêu của Chiến lược phát triển kinh tế xã hội 10 năm 2021-2030. Trong đó năng lượng sơ cấp đến năm 2030 đạt khoảng 175-195 triệu tấn dầu quy đổi (TOE), đến năm 2045 đạt khoảng 320-350 triệu TOE; tổng công suất của các nguồn điện đến năm 2030 đạt khoảng 125-130 GW, sản lượng điện đạt khoảng 550-600 tỷ kWh. Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng đến năm 2030 đạt mức 105-115 triệu TOE, năm 2045 đạt mức 160-190 triệu TOE [3].

Riêng đối với ngành dầu khí, mục tiêu đề ra là tăng sản lượng khai thác dầu thô và khí; phát triển thị trường khí và xây dựng cơ sở hạ tầng cho phân phối và nhập khẩu khí; sản lượng sản phẩm xăng dầu đáp ứng tối thiểu 70% nhu cầu trong nước; bảo đảm mức dự trữ chiến lược xăng dầu đạt tối thiểu 90 ngày nhập ròng; đủ năng lực nhập khẩu khí tự nhiên hoá lỏng (LNG) khoảng 12-15 tỷ m³ vào năm 2030 và khoảng 20 tỷ m³ vào năm 2045.

Theo Định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2035, tầm nhìn đến năm 2045, nhu cầu dầu và khí theo kịch bản đề xuất là khoảng 47 triệu TOE vào năm 2025 và tăng dần đến gần 110 triệu TOE vào năm 2045, với dầu mỏ chiếm 21% trong tổng nhu cầu năng lượng sơ cấp, và của khí là 13% (bảng 1). Trong đó, dự báo khai thác dầu và khí

năm 2025 là 24 triệu TOE giảm xuống dưới 10 triệu TOE vào năm 2045. Còn theo Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam, mục tiêu sản lượng khai thác trong nước và nước ngoài về dầu khí năm 2025 đạt 27 - 29 triệu tấn và năm 2050 đạt 32 - 35 triệu tấn.

Bảng 1. nhu cầu dầu khí của Việt Nam theo các kịch bản trong cân đối năng lượng sơ cấp

Kịch bản		2020		2025		2030		2035		2040		2045	
		KTOE	%	KTOE	%	KTOE	%	KTOE	%	KTOE	%	KTOE	%
Cơ sở	Khí	10750	10	14470	10	25250	13	24360	10	31442	11	40903	12
	Dầu	23440	21	32430	22	42480	22	50950	21	61021	21	75636	22
Đề xuất	Khí	10660	10	17050	17	25010	14	24360	11	31613	12	41480	13
	Dầu	22110	21	30210	22	39130	21	45660	21	54090	20	67685	21

Nguồn:[4]

Bảng 2. Số liệu khai thác xuất nhập khẩu dầu thô (triệu tấn)

Dầu thô	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Khai thác	15,6	8,5	4,2	2,0	1,8	1,6
Nhập khẩu	10,0	19,6	33,2	39,5	43,6	48,2
Xuất khẩu	-9,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NL lọc dầu	-16,5	-28,0	-37,4	-41,5	-45,4	-49,8

Nguồn:[4]

Bảng 3. Số liệu khai thác xuất nhập khẩu khí tự nhiên (tỷ m³)

Khí	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Khai thác	11,5	15,5	15,4	11,4	9,3	7,6
Nhập khẩu	0,0	0,0	11,8	14,8	19,8	26,5
Sản xuất điện	-9,2	-12,3	-23,3	-22,0	-24,3	-26,8
Tiêu thụ khác	-2,4	-3,2	-4,0	-4,3	-4,8	-7,2

Nguồn:[4]

Các số liệu trong các kịch bản chiến lược phát triển năng lượng của nước ta cho thấy nhu cầu dầu khí có xu hướng tăng nhanh nhưng Việt Nam sẽ phải phụ thuộc nhiều vào nguồn cung nhập khẩu dầu khí từ nước ngoài. Theo bảng 2 ở trên cho thấy nguồn nhập khẩu dầu thô sẽ tăng dần từ 10 triệu tấn năm 2020 đến gần 50 triệu tấn năm 2045. Đối với khí tự nhiên theo bảng 3 cho thấy chúng ta bắt đầu nhập khẩu từ sau năm 2025, tuy nhiên trên thực tế Việt Nam đã bắt đầu nhập khẩu khí tự nhiên hóa lỏng để phục vụ nhu cầu trong nước. Điều này cho thấy nếu không đảm bảo được nguồn cung về năng lượng nói chung, dầu khí nói riêng thì Việt Nam sẽ tạo đối mặt với những vấn đề lớn đối với an ninh năng lượng quốc gia và sự phát triển kinh tế đất nước. Do vậy, ngành dầu khí nói chung cần tiếp tục triển khai các giải pháp để cải thiện tình trạng suy giảm, duy trì sự ổn định về sản lượng dầu khí, cải thiện khả năng tự chủ về năng lượng, bên cạnh đó là sự chuyển mình mạnh mẽ trong bối cảnh biến đổi khí hậu toàn cầu và thực hiện các cam kết của Việt Nam tại các Hội nghị toàn cầu về biến đổi khí hậu (COP) với mục tiêu đưa phát thải ròng về “0” vào năm 2050.

2. Các khó khăn thách thức đối với ngành dầu khí

Trong bối cảnh hiện nay, ngành dầu khí Việt Nam đang đối mặt với nhiều khó khăn thách thức. Đầu tiên đó chính là sự sụt giảm nhanh về sản lượng khai thác dầu của ngành dầu khí với

tốc độ suy giảm từ 5-8%/năm do khai thác quá lâu. Hầu hết các mỏ dầu khí đang khai thác ở Việt Nam đều được đưa vào khai thác trong giai đoạn từ 1986 - 2015. Trong đó, các mỏ có sản lượng lớn đều đã khai thác được 15 - 36 năm và hầu hết đang ở giai đoạn khai thác cuối đời mỏ. Theo thống kê từ năm 2015 đến nay, sản lượng khai thác dầu trong nước liên tục sụt giảm, từ mức 16,9 triệu tấn vào năm 2015 xuống còn 15,2 triệu tấn vào năm 2016; 13,4 triệu tấn vào năm 2017; 12 triệu tấn vào năm 2018; 11 triệu tấn vào năm 2019 và 9,7 triệu tấn vào năm 2020. Theo dự báo, sản lượng khai thác dầu khí tiếp tục giảm trong các năm tiếp theo [5].

Mặc dù các hoạt động tìm kiếm - thăm dò – khai thác dầu khí vẫn được ngành dầu khí chú trọng đẩy mạnh, tuy nhiên đang đối mặt với rất nhiều khó khăn, thách thức do cả nguyên nhân chủ quan và khách quan. Các khu vực truyền thống có tiềm năng dầu khí đã được thăm dò khá chi tiết (bể Cửu Long, Nam Côn Sơn), các phát hiện dầu khí mới phần lớn là nhỏ, nên đòi hỏi phải mở rộng hoạt động tìm kiếm, thăm dò các khu vực nước sâu, xa bờ. Tiềm năng dầu khí chưa phát hiện còn lại tập trung chủ yếu ở vùng nước sâu, xa bờ, rủi ro cao, tiếp tục bị nước ngoài gây sức ép, cản trở các hoạt động dầu khí ở vùng đặc quyền kinh tế Việt Nam.

Bên cạnh đó việc giá dầu liên tục dao động thậm chí ở mức thấp trong những năm vừa qua, điều kiện khuyến khích đầu tư trong hợp đồng dầu khí chưa thực sự hấp dẫn, cùng với tác động của dịch Covid-19 dẫn đến việc thu hút đầu tư vào lĩnh vực tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí gặp nhiều khó khăn. Các nhà đầu tư ít hoặc không quan tâm đến việc ký các hợp đồng dầu khí mới.

Khi lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò dầu khí không sôi động, thì mảng dịch vụ dầu khí cũng ảnh hưởng theo. Công tác phát triển dịch vụ ra nước ngoài gặp nhiều khó khăn do cạnh tranh, sức ép giảm chi phí, các điều khoản đầy rủi ro cho nhà thầu; sự bảo hộ cho các doanh nghiệp trong nước của các nước sở tại ngày càng gia tăng trong khi chi phí nhân sự, bảo dưỡng, sửa chữa thiết bị tăng theo thời gian.

Xu hướng chuyển dịch năng lượng đang diễn ra một cách mạnh mẽ theo hướng phát triển các nguồn năng lượng sạch, năng lượng tái tạo sẽ ảnh hưởng không nhỏ tới thị trường dầu khí truyền thống. Đòi hỏi các doanh nghiệp dầu khí cần phải có những sự thay đổi về chiến lược kinh doanh, kèm theo đó là tái cấu trúc bộ máy hoạt động để đảm bảo hoạt động kinh doanh hiệu quả.

3. Những xu thế chuyển dịch của ngành dầu khí Việt Nam

Thời gian qua, thế giới chứng kiến “làn sóng” chuyển dịch năng lượng trong nhiều doanh nghiệp thuộc lĩnh vực dầu khí. Ngành dầu khí Việt Nam đã và đang chịu tác động mạnh mẽ của xu hướng chuyển dịch năng lượng trên toàn cầu, trong đó xu hướng chuyển dịch phát triển năng lượng theo hướng xanh, sạch là ưu tiên hàng đầu hiện nay. Đây được coi là một xu hướng tất yếu của ngành năng lượng thế giới, và ngành dầu khí Việt Nam không đứng ngoài cuộc. Với kinh nghiệm hoạt động trong lĩnh vực dầu khí của mình, ngành dầu khí Việt Nam đã nắm bắt được hầu hết các công nghệ kỹ thuật từ khâu thượng nguồn đến hạ nguồn. Đây là một tiền đề tốt cho dịch chuyển sang phát triển các loại hình hoạt động và năng lượng khác theo hướng xanh sạch.

Trên thực tế cho thấy nhu cầu về dầu khí vẫn có xu hướng tăng cao trong tương lai điều đó cho thấy công nghiệp dầu khí sẽ vẫn giữ vị trí quan trọng trong cơ cấu năng lượng sơ cấp. Hơn nữa, sản phẩm dầu khí không chỉ là nguồn năng lượng thuần túy mà còn là nguyên liệu quan trọng cho các ngành nghề khác trong nền kinh tế như hóa dầu, nông nghiệp, công nghiệp sản xuất hàng tiêu dùng. Khi chưa có nguồn tài nguyên mới đa dạng về công dụng có thể thay thế dầu khí thì nhiệm vụ trước mắt và trung hạn trong lĩnh vực thăm dò, khai thác và chế biến dầu khí buộc phải tập trung đầu tư phát triển giải pháp và quy trình công nghệ hiện đại hơn để tăng hiệu quả, tối ưu khai thác và tiết kiệm tài nguyên, tăng hiệu quả và giá trị sử dụng các sản phẩm dầu khí, giảm thiểu nguy cơ ảnh hưởng xấu đến môi trường.

Trong bối cảnh hiện tại, khi chưa thể chuyển đổi ngay lập tức từ các nguồn năng lượng truyền thống sang các nguồn năng lượng tái tạo thì khí tự nhiên – với những đặc tính tốt so với các nguồn năng lượng truyền thống được coi là một cầu nối quan trọng trong quá trình chuyển dịch năng lượng sang một nền kinh tế các-bon thấp không chỉ trên thế giới mà còn ở Việt Nam. Vì vậy, trong thời gian gần đây, ngành dầu khí Việt Nam có sự chuyển dịch quan trọng đó là từ dầu sang khí. Điều này cũng xuất phát từ tiềm năng tài nguyên khí thiên nhiên, và sự suy giảm nhanh sản lượng dầu. Khí thiên nhiên được xem là dạng năng lượng sạch sử dụng hiệu quả cho điện và nguồn nguyên liệu cho hóa dầu, ít phát thải khí nhà kính (lượng khí phát thải khí CO₂ từ khí tự nhiên chỉ bằng 50% và 70% tương ứng so với việc sử dụng than đá và dầu mỏ). Với tính ưu việt trên, nên khí thiên nhiên tất yếu sẽ là nguồn nguyên liệu/năng lượng tương lai thay thế dần dầu và than [6]. Ngành dầu khí Việt Nam đang từng bước điều chỉnh chiến lược phát triển công nghiệp khí và xây dựng tổng quy hoạch công nghiệp khí hợp lý cho từng giai đoạn phát triển, bao gồm từ công nghệ khai thác hiệu quả các mỏ khí, xây dựng mạng lưới đường ống, cảng biển và các khu công nghiệp khí phù hợp với quy hoạch kinh tế vùng, sơ đồ mạng lưới điện quốc gia, xây dựng chiến lược thị trường khí và sản phẩm khí với tầm nhìn kết hợp với nhập LNG. Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính trị về định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045. Trong đó, mục tiêu phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam trong thời gian tới là: Tập trung phát triển ngành công nghiệp khí; ưu tiên phát triển điện khí; đầu tư hạ tầng kỹ thuật phục vụ nhập khẩu và tiêu thụ khí tự nhiên hoá lỏng (LNG); đảm bảo đủ năng lực nhập khẩu khí tự nhiên hoá lỏng khoảng 8 tỉ m³ vào năm 2030 và khoảng 15 tỉ m³ vào năm 2045. Theo định hướng phát triển mới, Việt Nam sẽ giảm dần nhiệt điện than và phát triển nguồn điện khí, đưa tỷ lệ điện khí từ 15% hiện nay lên mức 23% năm 2030 và 25% năm 2045 [3].

Bên cạnh nguồn tài nguyên dầu mỏ và khí thiên nhiên mà con người khai thác và sử dụng từ trước đến nay thì hiện nay còn xuất hiện nguồn tài nguyên dầu khí phi truyền thống mà hiện nay trên thế giới cũng đang rất quan tâm nghiên cứu và khai thác trong khoảng hơn một thập kỷ gần đây như dầu khí đá phiến, dầu khí cát kết, khí tự nhiên ở dạng băng cháy (gas hydrate). Sự phát triển các nguồn dầu khí phi truyền thống này cũng đã tạo ra một sự thay đổi rất lớn trên thị trường năng lượng thế giới, chẳng hạn như cuộc cách mạng dầu khí đá phiến của Mỹ trong thời gian gần đây đã đưa nước Mỹ từ một quốc gia nhập khẩu dầu khí trở thành quốc gia xuất khẩu lớn trên thế giới. Theo dự báo, Việt Nam cũng có tiềm năng lớn về các loại dầu khí phi truyền thống như dầu khí đá phiến ở bể Sông Hồng, khí hydrate ở Biển Đông. Do đó, ngành dầu khí cũng cần có những nghiên cứu để làm sáng tỏ tiềm năng của loại năng lượng này và nghiên cứu nắm bắt các giải pháp kỹ thuật và công nghệ khai thác, xử lý loại dầu khí này.

Cuộc chiến chống biến đổi khí hậu và thực hiện các cam kết của Việt Nam nhằm giảm thiểu phát thải khí nhà kính có liên quan chặt chẽ với ngành công nghiệp dầu khí. Điều này đặt ra yêu cầu đối với các công ty dầu khí phải đa dạng hóa nguồn năng lượng, khai thác nguồn năng lượng mới hiệu quả, sạch hơn, hạn chế tối đa phát thải khí CO₂ và thỏa mãn người tiêu dùng hơn. Vì thế, xu hướng chuyển dịch từ các hoạt động gắn với lĩnh vực dầu khí truyền thống sang phát triển nguồn năng lượng tái tạo, thân thiện với môi trường và đặc biệt hạn chế phát thải CO₂ gây hiệu ứng nhà kính là một yêu cầu đối với ngành dầu khí Việt Nam. Các dạng năng lượng tái tạo mà ngành Dầu khí ưu tiên xem xét phát triển dựa trên năng lực của mình là năng lượng gió và năng lượng hydro.

Với đường bờ biển dài 3.000 km giúp Việt Nam có được nguồn tài nguyên tốt nhất cho cả gió trên bờ và trên biển. Đối với gió trên bờ, nghiên cứu của Ngân hàng Thế giới chỉ ra rằng, Việt Nam là nước có tiềm năng gió lớn nhất trong 4 nước khu vực, với hơn 39% tổng diện tích của Việt Nam được ước tính là có tốc độ gió trung bình hàng năm lớn hơn 6m/s, ở độ cao 65m, tương đương với tổng công suất 512 GW. Đặc biệt, hơn 8% diện tích Việt Nam được xếp hạng có tiềm năng gió rất tốt (tốc độ gió ở độ cao 65m 7 - 8 m/giây), có thể tạo ra hơn 110 GW [7]. Bên cạnh gió trên bờ, Việt Nam còn được đánh giá là một quốc gia có đầy tiềm năng để có thể phát triển điện gió xa bờ, đặc biệt là ở khu vực miền Nam và khu vực Nam Trung Bộ, nơi có đáy biển tương đối nông, thuận tiện cho xây dựng điện gió ngoài khơi. Và theo kết quả trong một

báo cáo đánh giá của Ngân hàng thế giới năm 2019 cho thấy, điện gió ngoài khơi khu vực biển Ninh Thuận có tốc độ gió trung bình lên tới 10 m/s; mở rộng xuống bờ biển phía Nam, tốc độ gió trung bình là 7 m/s. Khu vực này có tiềm năng kỹ thuật gió xa bờ lên đến 76 GW. Tuy nhiên, tiềm năng điện gió ngoài khơi ở Việt Nam cần được nghiên cứu thêm trong thời gian tới. Với tiềm năng lợi thế trong kỹ thuật thiết kế và xây dựng các công trình dầu khí ngoài biển, thì hiện nay việc chuyển đổi sang đầu tư phát triển điện gió ngoài khơi đang được đánh giá là thế mạnh của dầu khí Việt Nam. Gần đây, Tổng Công ty Cổ phần Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) là đơn vị duy nhất tại Việt Nam được Bộ tài nguyên Môi trường cấp phép quan trắc, điều tra, khảo sát, đánh giá tài nguyên biển phục vụ dự án điện gió ngoài khơi. Đáng chú ý, mới đây, PTSC đã ký kết hợp tác với đơn vị tại Singapore để xuất khẩu 1,2GW điện gió ngoài khơi qua nước này.

Năng lượng hydro cũng là nguồn năng lượng sạch của tương lai dựa trên nguồn nguyên liệu khí thiên nhiên song chưa làm chủ được công nghệ hiệu quả, tiên tiến và thị trường tiêu thụ. PVN đang có chương trình nghiên cứu phát triển dạng năng lượng này, trước tiên nghiên cứu chiến lược phát triển thị trường sử dụng năng lượng hydro.

Thu hồi và lưu trữ các-bon vào các mỏ dầu khí đã hết tuổi đời khai thác là một hướng đi quan trọng trong việc thực hiện các mục tiêu giảm nhẹ biến đổi khí hậu. Hiện nay, các mỏ dầu khí đã hết hạn khai thác có tiềm năng lớn có thể lưu giữ khí thải CO₂, cũng như tăng hiệu quả sử dụng năng lượng. Việt Nam được đánh giá có tiềm năng lưu trữ CO₂, số liệu nghiên cứu của Viện Năng lượng và Viện Dầu khí Việt Nam cho thấy, có 34 mỏ dầu khí ở ngoài khơi Việt Nam có thể lưu trữ CO₂. Nếu chỉ xét đến các mỏ có tiềm năng lưu trữ lớn hơn 10 triệu tấn CO₂, thì có mỏ Cửu Long, Mã Lai - Thổ Chu, Nam Côn Sơn, Sông Hồng, với mỏ lớn nhất là hơn 300 triệu tấn CO₂. Khả năng lưu trữ này sẽ khả dụng khi các mỏ cạn kiệt, hoặc khi thực hiện gia tăng thu hồi dầu. Các mỏ dầu và khí đốt là những lựa chọn lưu trữ hàng đầu vì khả năng giúp bù đắp chi phí lưu trữ khi sản lượng dầu và khí đốt tăng lên. Để tận dụng các mỏ dầu khí cạn kiệt cho mục tiêu lưu trữ CO₂, ngành dầu khí Việt Nam và các đơn vị có thể nghiên cứu công nghệ thu hồi, sử dụng, lưu trữ các-bon (CCS/CCUS). Việc triển khai CCS/CCU sẽ mở ra cho ngành dầu khí cơ hội kinh doanh mới và đem lại lợi nhuận từ việc bán chứng chỉ carbon hoặc tham gia vào thị trường các-bon; đồng thời góp phần tăng uy tín tuân thủ các quy định về chống biến đổi khí hậu và giảm khí nhà kính [8].

4. Một số suy nghĩ với sự chuyển dịch của Vietsovpetro

Với Vietsovpetro, là một trong những liên doanh quốc tế đầu tiên của Việt Nam và là doanh nghiệp tiên phong đi đầu trong ngành dầu khí Việt Nam, với 43 năm thành lập và phát triển, Vietsovpetro đã có những đóng góp vô cùng to lớn đối với sự phát triển của ngành dầu khí Việt Nam nói riêng, phát triển kinh tế xã hội nói chung của Việt Nam. Kể từ khi thành lập đến nay, Liên doanh Vietsovpetro đã khai thác được 250 triệu tấn dầu thô, thu gom và vận chuyển về bờ trên 40 tỷ m³ khí, tổng doanh thu bán dầu đạt trên 88 tỷ đô-la Mỹ, tổng nộp ngân sách nhà nước và lợi nhuận cho phía Việt Nam đạt trên 57,2 tỷ đô-la Mỹ [9]. Đội ngũ cán bộ công nhân viên Vietsovpetro có trình độ chuyên môn, tay nghề cao, giàu kinh nghiệm, đủ năng lực đảm đương toàn bộ từ khâu tìm kiếm, thăm dò đến khai thác và xuất khẩu dầu thô, không chỉ cho riêng Vietsovpetro, mà còn có khả năng cung cấp dịch vụ cho các công ty dầu khí khác trong và ngoài nước.

Trong bối cảnh hiện nay, bên cạnh việc tiếp tục thực hiện sứ mệnh đảm bảo nguồn cung dầu khí ổn định cho sự phát triển kinh tế của đất nước thì xu hướng chuyển dịch năng lượng cũng là một xu thế tất yếu với Vietsovpetro. Với bề dày kinh nghiệm trong hoạt động tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí và cung ứng dịch vụ, liên doanh có nguồn nhân lực chất lượng cao cùng với cơ sở vật chất có sẵn thì các hướng dịch chuyển của Vietsovpetro theo hướng dịch chuyển của ngành dầu khí Việt Nam có thể kể đến đó là:

- Tiếp tục đầu tư tìm kiếm thăm dò khai thác các mỏ dầu khí hiện có và các mỏ dầu khí mới để gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác. Nghiên cứu phát triển các giải pháp và quy

trình công nghệ hiện đại hơn để tăng hiệu quả, tối ưu khai thác, nâng cao hệ số thu hồi dầu khí.

- Nghiên cứu công nghệ kỹ thuật để tham gia phát triển các nguồn năng lượng dầu khí phi truyền thống như dầu khí đá phiến, gas hydrate
- Tham gia cung ứng các dịch vụ trong chuỗi giá trị của điện gió ngoài khơi như cung ứng dịch vụ khảo sát địa chất, thăm dò để phục vụ việc xây dựng các chân đế tua-bin điện gió ngoài khơi; tham gia thiết kế, đóng và chế tạo các chân đế, trạm biến áp ngoài khơi; dịch vụ cảng, vận chuyển lắp đặt và thiết bị và cung ứng nhân lực để thực hiện các công việc liên quan...
- Với lợi thế là đơn vị khai thác nhiều mỏ dầu khí trong đó có mỏ Bạch Hổ lớn nhất Việt Nam, trong tương lai liên doanh có thể nghiên cứu công nghệ thu hồi và lưu trữ khí CO₂ vào các mỏ này khi sản lượng các mỏ đã cạn kiệt, đây cũng là một hướng phát triển mà ngành dầu khí cũng đang nghiên cứu triển khai.

Có thể thấy, mặc dù có nhiều khó khăn thách thức đặt ra đối với Vietsovpetro, tuy nhiên với bề dày kinh nghiệm trong hoạt động dầu khí, với đội ngũ nhân lực chất lượng cao làm chủ nhiều công nghệ kỹ thuật thì cũng tạo ra nhiều cơ hội trong chuyển dịch năng lượng cũng như hoạt động của Vietsovpetro trong bối cảnh thích ứng với biến đổi khí hậu hiện nay.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. BP: BP Statistical Review of world energy 2019. (2019)
2. Danish Energy Agency: Vietnam energy outlook report 2019. (2019)
3. Nghị quyết số 55-NQ/TW: Về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045, <https://tulieuvankien.dangcongsan.vn/he-thong-van-ban/van-ban-cua-dang/ngghi-quyet-so-55-nqtw-ngay-11022020-cua-bo-chinh-tri-ve-dinh-huong-chien-luoc-phat-trien-nang-luong-quoc-gia-cua-viet-nam-den-6096>, (2020)
4. Ban Kinh tế trung ương: Định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn 2045. NXB Đại học Kinh tế quốc dân (2020)
5. Minh Trang: Thực trạng và giải pháp phát triển ngành dầu khí Việt Nam đến năm 2035, tầm nhìn 2045, <https://tapchicongthuong.vn/bai-viet/thuc-trang-va-giai-phap-phat-trien-nganh-dau-khi-viet-nam-den-nam-2035-tam-nhin-2045-101663.htm>, (2022)
6. Lê Minh Thống et al: Cung - cầu khí tự nhiên và vai trò của khí phi truyền thống trong quá trình chuyển đổi năng lượng. Tạp Chí Dầu Khí. (2019)
7. Danish Energy Agency: Viet Nam energy outlook report 2017. (2017)
8. Báo tài nguyên môi trường: Petrovietnam: Chủ động nghiên cứu công nghệ thu hồi, sử dụng, lưu trữ các-bon, <https://baotainguyenvoimotruong.vn/etrovietnam-chu-dong-nghien-cuu-cong-nghe-thu-hoi-su-dung-luu-tru-cac-bon-363680.html>
9. Liên doanh Vietsovpetro, <https://www.vietsov.com.vn/Pages/NhungThanhTuu.aspx>

HỆ THỐNG QUẢN LÝ AN TOÀN – SỨC KHỎE – MÔI TRƯỜNG CỦA LIÊN DOANH VIETSOVPETRO TRONG HÀNH TRÌNH KHAI THÁC 250 TRIỆU TẤN DẦU

*Tạ Cao Biên, Đinh Trung Kiên, Trần Thị Minh Hiếu
Phòng ATSKMT – LD Vietsovpetro*

TÓM TẮT

Trong suốt hơn 40 năm hình thành và phát triển của Liên doanh Vietsovpetro không thể không kể đến sự đóng góp tích cực của hệ thống quản lý An toàn – Sức khỏe – Môi trường (ATSKMT). Sự hiện diện của công tác ATSKMT là một mấu chốt không thể thiếu trong hành trình khai thác 250 triệu tấn dầu của Vietsovpetro. Có thể xem đây chính là tấm khiên bảo vệ tính mạng và sức khỏe để người lao động có thể trở về bình an sau ngày làm việc, đặc biệt là sau những ca làm việc dài ngày trên các công trình biển.

Những người phụ trách công tác ATSKMT hàng ngày thực hiện công việc của mình không chỉ vì trách nhiệm và nghĩa vụ, mà còn vì một mục đích cao cả: đó là xây dựng được một Văn hóa an toàn trong tập thể người lao động Vietsovpetro. Đây chính là nền tảng để tạo nên môi trường làm việc an toàn và môi trường sống trong lành, bảo vệ nguồn nước, nguồn sinh vật biển.

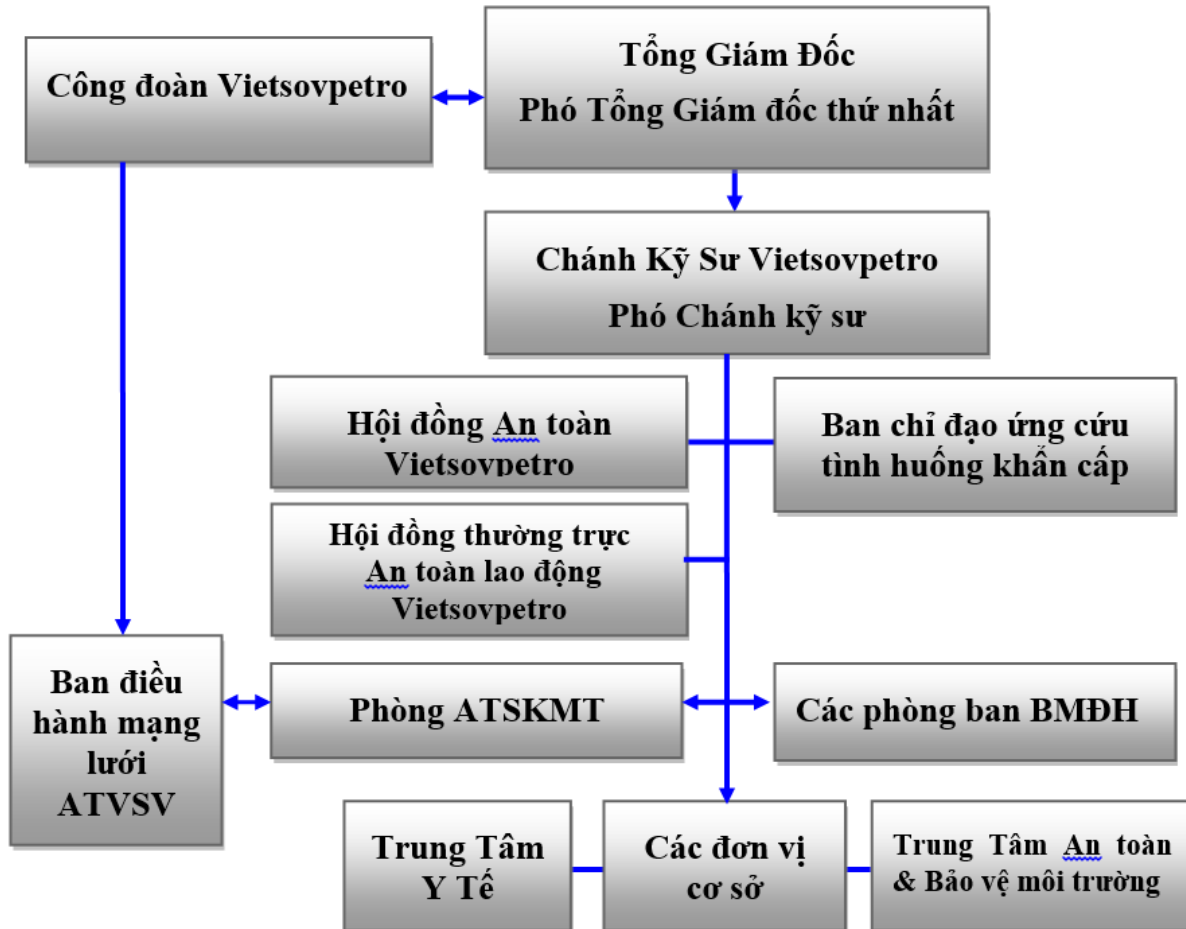
Toàn bộ hệ thống quản lý an toàn và bảo vệ môi trường của Vietsovpetro, gồm mô hình quản lý, tài liệu hướng dẫn, quy định an toàn, cũng như các trang thiết bị an toàn – bảo vệ môi trường trong thời kỳ đó được áp dụng các tiêu chuẩn và quy định của Liên Xô. Giờ đây, hệ thống quản lý ATSKMT Vietsovpetro đã thường xuyên phải tự hoàn thiện để thích ứng với những thay đổi pháp luật của Việt Nam, cũng như phù hợp với các tiêu chuẩn của quốc tế.

Từ kỳ họp Hội đồng lần thứ nhất đến nay, hệ thống quản lý ATSKMT của Vietsovpetro đã trải qua nhiều lần thay đổi về cơ cấu tổ chức để ngày càng hoàn thiện và phù hợp hơn với xu thế quốc tế và bối cảnh mới.

Hiện nay cơ cấu tổ chức của hệ thống gồm phòng ATSKMT thuộc BMDH, bộ phận ATSKMT tại các đơn vị cơ sở, Trung tâm an toàn và Bảo vệ môi trường (TTAT&BVMT) và Trung tâm y tế (TTYT). Với mô hình như hiện nay thì phòng ATSKMT BMDH giữ vai trò tham mưu cho Lãnh đạo Vietsovpetro trong công tác quản lý ATSKMT; xây dựng, triển khai Chính sách, quy định ATSKMT; kiểm tra việc thực hiện tại các đơn vị. Bộ phận/ cán bộ phụ trách ATSKMT tại các đơn vị cơ sở có nhiệm vụ tham mưu, giúp việc cho Lãnh đạo các đơn vị cơ sở để triển khai các chính sách, quy định ATSKMT được ban hành bởi Lãnh đạo Vietsovpetro, cũng như chịu trách nhiệm giám sát các công trình sản xuất trong việc tuân thủ các quy định về ATSKMT. Lãnh đạo các công trình chủ động áp dụng các quy định ATSKMT vào sản xuất và chịu trách nhiệm trước ban giám đốc của đơn vị về tình trạng an toàn của công trình. Mỗi CBCNV là đều có trách nhiệm đảm bảo an toàn và vệ sinh môi trường cho công trình. Bên cạnh đó, mạng lưới An toàn – Vệ sinh viên với 450 thành viên đã và đang hoạt động hiệu quả, đóng góp tích cực vào công tác đảm bảo an toàn trên các công trình sản xuất của Vietsovpetro. TTAT&BVMT chịu trách nhiệm giám sát an toàn trên các công trình có mối nguy cao; ứng phó sự cố cháy nổ, sự cố phun trào và tổ chức huấn luyện các khóa chuyên ngành an toàn cho công nghiệp dầu khí. TTYT chịu trách nhiệm đảm bảo công tác y tế trên các công trình biển và khám, chữa bệnh cho CBCNV trên bờ.

Cho đến nay tất cả các đơn vị sản xuất trong Vietsovpetro đều được chứng nhận hệ thống quản lý An toàn – Sức khỏe nghề nghiệp và Bảo vệ môi trường theo tiêu chuẩn ISO 45001:2015 và ISO 14001:2015. Các chứng nhận này chính là bằng chứng rõ ràng nhất để chứng minh hệ thống quản lý ATSKMT của Vietsovpetro hoàn toàn phù hợp với các tiêu chuẩn quốc tế.

Với phương châm: người lao động là tài sản lớn nhất, các mỏ dầu khí trên vùng biển phía Đông Nam Việt Nam là ngôi nhà thứ hai của rất nhiều người lao động dầu khí Vietsovpetro. Vì vậy, bảo vệ sức khỏe người lao động, tạo không gian làm việc an toàn và bảo vệ môi trường chính là những nhiệm vụ quan trọng mà Vietsovpetro luôn xem như kim chỉ nam trong hành trình của mình để phát triển bền vững.



Hình 1. Sơ đồ tổ chức hệ thống ATSKMT Vietsovpetro hiện nay

Với 14 đơn vị thành viên, cùng các xưởng/ công trình sản xuất trên bờ và hơn 60 công trình biển thì việc triển khai công tác quản lý ATSKMT là không hề dễ dàng. Để đạt được hiệu quả cao, không chỉ là việc ban hành các chính sách, quy định mà còn phải là sự triển khai đồng bộ ở các đơn vị, cũng như ý thức tuân thủ cao của từng CBCNV, luôn suy nghĩ về an toàn trong từng bước thực hiện công việc. Song song đó còn phải chú trọng đến công tác kiểm tra, giám sát. Bên cạnh việc kiểm tra an toàn được thực hiện thường xuyên bởi lãnh đạo công trình thì công tác định kỳ kiểm tra cấp III (cấp các đơn vị cơ sở) và cấp IV (cấp Vietsovpetro) cũng giúp phát hiện những thiếu sót còn tồn tại. Kết quả kiểm tra được thực hiện thống kê, phân tích để xem xét xu hướng và đưa ra những giải pháp để khắc phục và phòng ngừa. Hệ thống giấy phép làm việc và phân tích an toàn công việc (JSA), cũng như chương trình quan sát an toàn (STOP Cards) cho phép CBCNV thực hiện các công việc một cách an toàn hơn, xây dựng và duy trì ý thức về an toàn. Từ đó có thể góp phần xây dựng văn hóa an toàn trên công trình.

Đến thời điểm hiện tại Hệ thống các tài liệu Quy phạm nội bộ trong lĩnh vực ATSKMT của Vietsovpetro đã có hơn 80 tài liệu bao gồm các lĩnh vực: an toàn điện, an toàn thực phẩm, an toàn-vệ sinh lao động, bảo vệ môi trường, khoan-khai thác dầu khí, an toàn hàng hải, an toàn hóa chất, máy móc có yêu cầu nghiêm ngặt về an toàn, phòng cháy chữa cháy, an toàn phóng xạ, an toàn vật liệu nổ, các quy định quốc tế khác có liên quan... Các quy định này không chỉ

áp dụng với CBCNV Vietsovpetro mà còn phải được tất cả những người có mặt trên công trình tuân thủ chặt chẽ, trong đó gồm cả nhân viên nhà thầu. Việc quản lý an toàn đối với các nhà thầu, đặc biệt là nhà thầu không truyền thống trên công trình dầu khí, thường phức tạp và gặp khó khăn. Lý do là vì với thời gian thực hiện công việc ngắn, không thường xuyên thì nhà thầu thường khó nắm bắt các quy định về an toàn của Vietsovpetro, cũng như các quy định của ngành dầu khí. Vì vậy, việc không tuân thủ các quy định an toàn thường xuyên diễn ra. Do đó, lãnh đạo công trình cần tăng cường kiểm soát nhà thầu để đảm bảo công việc được thực hiện một cách an toàn, đảm bảo chất lượng và đúng tiến độ.

Chương trình đào tạo, huấn luyện, đánh giá kiến thức an toàn định kỳ hàng năm cũng là một bước không thể thiếu nếu hệ thống muốn duy trì hiệu quả. Các khóa huấn luyện về An toàn – vệ sinh lao động (AT-VSLĐ) có nội dung phù hợp với các quy định của Luật AT-VSLĐ, Luật PCCC, Luật Năng lượng nguyên tử, Luật Hóa chất, Luật bảo vệ môi trường,... cũng như các khóa huấn luyện an toàn đặc thù cho ngành dầu khí (T-BOSIET, T-FUET, HLO, an toàn chống phun, kiểm soát giếng khoan,...) đều được thực hiện bởi Trung tâm An toàn và Bảo vệ môi trường của Vietsovpetro. Trung tâm đã được Cục An toàn Lao động – Bộ TB&XH cấp chứng nhận đủ điều kiện huấn luyện về AT-VSLĐ. TTAT&BVMT không chỉ thực hiện huấn luyện nội bộ cho Vietsovpetro mà còn cung cấp dịch vụ huấn luyện cho các đơn vị trong và ngoài ngành Dầu khí.

Bên cạnh việc đảm bảo an toàn thì còn cần đảm bảo môi trường làm việc đáp ứng các tiêu chuẩn về vệ sinh lao động để bảo vệ sức khỏe, phòng tránh bệnh nghề nghiệp cho CBCNV. Hàng năm Vietsovpetro đều thực hiện việc đo kiểm môi trường lao động cho tất cả các xưởng, công trình để đánh giá các yếu tố có thể ảnh hưởng đến sức khỏe của người lao động. Từ đó, có những giải pháp phù hợp để hạn chế sự ảnh hưởng của các yếu tố này. Kết quả quan trắc này cũng là cơ sở để xác định các yếu tố nguy hiểm, độc hại trong môi trường làm việc; cũng như là cơ sở để khám chữa và thực hiện các chế độ về bệnh nghề nghiệp – đảm bảo quyền lợi hợp pháp cho người lao động. Bên cạnh việc thực hiện chế độ bồi dưỡng cho người làm việc trên các công trình có yếu tố nguy hiểm, độc hại thì Vietsovpetro cũng thực hiện khám sức khỏe bệnh nghề nghiệp cũng định kỳ 06 tháng/lần song song với khám sức khỏe cho CBCNV để kịp thời phát hiện và chữa các bệnh nghề nghiệp liên quan. Nhiệm vụ khám chữa bệnh được Trung tâm y tế Vietsovpetro thực hiện thường xuyên và chuyên nghiệp không chỉ cho CBCNV Vietsovpetro mà còn cho các đơn vị trong và ngoài ngành. Ngoài ra, đội ngũ bác sĩ có kinh nghiệm lâu năm của TTYT Vietsovpetro cũng đảm nhiệm nhiệm vụ trực y tế trên các công trình biển quan trọng để kịp thời thực hiện sơ cấp cứu những tai nạn trên công trình trước khi chuyển nạn nhân về bờ thực hiện các trị liệu y tế khác.

Trong quá trình hoạt động, Vietsovpetro luôn tuân thủ các quy định của pháp luật trong lĩnh vực ATSKMT, cũng như quan tâm đến yêu cầu của các bên liên quan. Các dự án, hoạt động của Vietsovpetro đều được thực hiện đầy đủ các thủ tục pháp lý về an toàn, môi trường để trình các cơ quan chức năng xem xét, phê duyệt đúng quy định, như: báo cáo đánh giá tác động môi trường; giấy phép môi trường; tài liệu quản lý an toàn; kế hoạch ứng phó sự cố (sự cố bức xạ, sự cố hóa chất, sự cố tràn dầu ...); giấy phép sử dụng vật liệu nổ công nghiệp; giấy phép tiến hành công việc bức xạ; giấy chứng nhận đủ điều kiện về phòng cháy và chữa cháy....

Trong công tác bảo vệ môi trường, ngoài việc tuân thủ các quy định về quản lý thì việc áp dụng các công nghệ mới, ứng dụng các sáng kiến, sáng chế trong sản xuất cũng được thường xuyên xem xét. Trong những năm qua, rất nhiều sáng kiến, giải pháp công nghệ đã được Vietsovpetro đưa vào sản xuất vừa góp phần làm lợi về mặt kinh tế, vừa góp phần bảo vệ môi trường, như:

- Thu gom và vận chuyển khí đồng hành về bờ. Giải pháp không chỉ giải quyết vấn đề đốt bỏ khí gây ô nhiễm môi trường mà còn cung cấp lượng khí cho ngành dầu khí ở khâu downstream khí – điện – đạm, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.
- Sử dụng dung dịch khoan nền nước; áp dụng thành công hệ dung dịch mới... nhằm giảm thiểu phát thải các hóa chất độc hại ra môi trường;

- Trên các công trình biển đã sử dụng hệ thống cung cấp điện trung tâm từ các máy phát điện turbine khí tại giàn PPD-40000, PPD-30000 qua hệ thống cáp ngầm để cung cấp điện cho các giàn, tiết kiệm dầu DO và giảm thiểu tác động môi trường;
- Giải pháp cung cấp điện cho các tàu, thuyền 50Hz/60Hz bằng nguồn điện lưới Quốc gia khi neo đậu tại cảng.
- Sử dụng hệ thống thu gom khí nóng từ các ống xả của máy phát điện bằng tuốc bin khí trên giàn ép vĩa PPD-40000 để nung nóng dầu thô trên giàn CNTT-2;
- Thu gom khí trên tàu VSP-02 để phục vụ nồi hơi giảm thiểu việc tiêu hao dầu FO,....

Từ năm 2024, Vietsovpetro đã xây dựng chương trình phát triển xanh – phát triển bền vững trong đó gồm nhiều giải pháp về tổ chức và kỹ thuật, như: kiểm soát và giảm phát thải khí nhà kính; ứng phó với biến đổi khí hậu; tham gia các lĩnh vực năng lượng tái tạo; thực hiện chuyển dịch năng lượng (giảm tiêu thụ năng lượng hóa thạch, tăng sản xuất và tiêu thụ năng lượng tái tạo);...

Nhận thức được tầm quan trọng công việc về ứng cứu tình huống khẩn cấp, bảo đảm an toàn cho người, bảo vệ tài sản và BVMT, Vietsovpetro luôn đề cao tầm quan trọng của công tác ứng cứu sự cố (ƯCSC). Các đội ứng cứu sự cố trên công trình được thành lập tùy theo quy mô của công trình hoặc bộ phận sản xuất. Thành viên đội ứng cứu được huấn luyện và thực tập, diễn tập thường xuyên để thuần thục với quy trình thông báo và ứng cứu một cách hiệu quả. Lực lượng ƯCSC chuyên nghiệp của TTAT&BVMT luôn trong tình trạng sẵn sàng thực hiện nhiệm vụ. TTAT&BVMT có đầy đủ các trang thiết bị ứng cứu sự cố chuyên dụng để có thể triển khai việc ứng cứu nhanh nhất trong vòng 24h từ khi nhận được thông báo. Hàng năm các đơn vị cơ sở cũng phối hợp với phòng ATSKMT BMDH, TTAT&BVMT, Công an PCCC Tỉnh Bà Rịa-Vũng Tàu tổ chức các đợt diễn tập ứng cứu sự cố cháy, cứu người bị nạn theo Kế hoạch được phê duyệt.

Hiệu quả của công tác ATSKMT được đánh giá qua số vụ tai nạn – sự cố và cách ứng xử của doanh nghiệp đối với các tai nạn, sự cố này. Trong những năm qua, mặc dù không thể tránh khỏi các vụ tai nạn, sự cố trong quá trình sản xuất. Tuy vậy Vietsovpetro đã thực hiện điều tra nguyên nhân gốc rễ của tất cả các vụ tai nạn, sự cố và đưa ra các biện pháp khắc phục, phòng ngừa. Các kết quả điều tra đều được phổ biến đến tất cả CBCNV và xây dựng thành các bài học kinh nghiệm để đưa vào nội dung của các buổi hội thảo, workshop và các khóa đào tạo về an toàn.

Không nằm ngoài xu hướng áp dụng công nghệ 4.0 vào sản xuất, cho tới thời điểm hiện tại Vietsovpetro đã áp dụng các hệ thống thông tin để nâng cao chất lượng trong việc quản lý ATSKMT, đặc biệt là trong công tác kiểm tra, giám sát, trong đó phải kể đến các hệ thống: theo dõi tình trạng an toàn và sản xuất, theo dõi các biên bản kiểm tra an toàn cấp IV, xếp hạng các công trình biển, thông tin các đường ống, JSA, giám sát nhà thầu...

Để đảm bảo công tác ATSKMT trong hoạt động sản xuất thì ngoài việc thực hiện các giải pháp tổ chức - kỹ thuật, tuân thủ các quy trình vận hành, các thủ tục về ATSKMT trước và sau khi thực hiện công việc, thì việc thay đổi nhận thức của người lao động và xây dựng Văn hóa an toàn cũng là một công việc cực kì quan trọng. Khi người lao động luôn có suy nghĩ về an toàn, bảo vệ môi trường trong tất cả các hoạt động thì sẽ có hành vi an toàn, góp phần loại trừ phần lớn các mối nguy tiềm ẩn. Thông qua nhiều hình thức trao đổi thông tin như Hội nghị, hội thảo, họp giao ban, hoạt động trồng cây, vệ sinh môi trường, xây dựng các kênh truyền thông đại chúng..., các thông tin về ATSKMT được truyền tải đến rộng rãi không chỉ đến người lao động Vietsovpetro, nhà thầu mà còn tác động đến cộng đồng trong và ngoài tỉnh. Các hoạt động này cần được diễn ra thường xuyên, từ đó mới có thể đi vào tiềm thức của người lao động, giúp thay đổi thói quen và hành vi trong công việc và cuộc sống. Khi đó Văn hóa an toàn mới có thể lan tỏa và phát triển.

Hàng năm đều diễn ra các đợt kiểm tra về công tác ATSKMT được tiến hành bởi đoàn chuyên viên hai Phía, cũng như các đợt thanh tra của các cơ quan quản lý nhà nước. Các kết

quả thanh kiểm tra đều chỉ ra rằng tình trạng bảo hộ lao động, kỹ thuật an toàn, PCCC, và bảo vệ môi trường của Vietsovpetro được đánh giá là “Đạt yêu cầu”.

Trong giai đoạn các năm 2020-2022, khi dịch bệnh Covid-19 hoành hành nghiêm trọng, Vietsovpetro đã thực hiện nhiều biện pháp nhằm bảo vệ sức khỏe người lao động, đồng thời không làm đứt gãy chuỗi sản xuất. Dịch bệnh Covid-19 chính là một phép thử cho sự bền vững không chỉ về mặt tài chính, mà còn đối với hệ thống y tế, hệ thống quản lý an toàn của mỗi doanh nghiệp. Với kinh nghiệm quản lý dày dặn và được sự đồng lòng của các cấp lãnh đạo và người lao động, Vietsovpetro đã vượt qua thời gian khó khăn này để đảm bảo sản xuất được an toàn, không bị đứt gãy, bảo vệ được sức khỏe và tính mạng của người lao động.

Tính tới nay có những công trình đã xây dựng được 40 năm, đặc biệt là công trình dầu khí ngoài khơi dưới tác động của sóng gió biển mức độ hư hại do điều kiện thời tiết khác nhiệt. Nhiều thiết bị, máy móc cũng đã đến giai đoạn hết thời hạn sử dụng. Khi này, các vấn đề về an toàn công nghệ là vô cùng cấp thiết. Nhưng hiện nay cũng là giai đoạn mà các mỏ dầu khí đã đi vào giai đoạn tận thu, sản lượng sụt giảm nghiêm trọng, nhiều mỏ đã bước vào giai đoạn thu dọn. Nên đảm bảo được an toàn công nghệ, không để xảy ra các sự cố công nghệ không chỉ giúp việc sản xuất được thông suốt, không bị ngưng trệ, bảo toàn được tài sản công trình, mà còn bảo vệ tính mạng của người lao động và ngăn chặn ô nhiễm môi trường. Vì thế, vai trò của công tác ATSKMT trong giai đoạn này và giai đoạn tiếp theo là vô cùng quan trọng. Ngoài ra, việc mở rộng sản xuất ra các lô dầu khí mới ngoài lô 09-1, cũng như xây dựng mới hoặc cải hoán, bảo dưỡng các công trình để gia tăng sản lượng cũng làm tăng áp lực lên công tác ATSKMT khi phải liên tục thực hiện các thủ tục pháp lý và giải pháp an toàn để đảm bảo việc đưa công trình mới vào sản xuất phù hợp với các quy định của pháp luật. Vấn đề về nhân sự cũng là yếu tố quan trọng để có thể đảm bảo được tình trạng an toàn trên công trình. Trong tình hình giảm sản lượng khai thác, yêu cầu về tiết giảm các chi phí sản xuất – trong đó có giảm thiểu về nhân lực cũng là một nguyên nhân làm ảnh hưởng đến chất lượng của công tác an toàn. Việc giảm số lượng lớn các chuyên gia giàu kinh nghiệm khi không kịp bổ sung các thế hệ kế cận; cũng như việc thiếu lực lượng lao động trực tiếp trên các công trình dẫn đến áp lực công việc cao. Đây chính là rủi ro tiềm ẩn cho công tác an toàn.

Mặc dù giai đoạn tiếp theo sẽ còn nhiều khó khăn, thách thức kể cả từ khách quan và chủ quan, nhưng công tác ATSKMT sẽ vẫn tiếp tục giữ vai trò quan trọng không thể thiếu cho sự phát triển của Liên doanh Vietsovpetro, sẽ luôn là lá chắn bảo vệ cho công tác sản xuất, đảm bảo sức khỏe cho người lao động và bảo vệ môi trường nơi mà Vietsovpetro thực hiện các hoạt động của mình. Trong môi trường lao động quốc tế, cùng với việc mở rộng hợp tác với nhiều đối tác trong giai đoạn hiện nay và tiếp theo, chúng ta hoàn toàn có thể tự tin rằng hệ thống quản lý An toàn – Sức khỏe – Môi trường của Vietsovpetro sẽ luôn phát triển để đáp ứng với yêu cầu của các bên liên quan, từ đó sẽ ngày càng hoàn thiện và góp phần xây dựng hình ảnh một môi trường làm việc an toàn và thân thiện với môi trường cho Liên doanh Vietsovpetro.

MỘT SỐ GIẢI PHÁP THEO ĐỊNH HƯỚNG CỦA CÔNG TÁC CHUYỂN ĐỔI SỐ VỀ MUA SẮM HÀNG HÓA, THUÊ DỊCH VỤ NHẪM ĐẢM BẢO CÔNG TÁC SẢN XUẤT CỦA VIETSOVPETRO

Phòng Thương mại BMDH - LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

Công tác mua sắm hàng hóa, thuê dịch vụ phục vụ sản xuất kinh doanh có vai trò quan trọng trong việc hoàn thành các nhiệm vụ hàng năm của LD Vietsovpetro, là một trong những mắt xích chính của quá trình quản trị chi phí, tối đa hóa lợi nhuận.

Trong những năm qua, để thực hiện khối lượng ngày càng tăng các yêu cầu mua sắm hàng hóa, thuê dịch vụ không chỉ đáp ứng cho hoạt động của Lô 09-1 mà còn cho cả các Lô ngoài mà Vietsovpetro là Người điều hành, trong bối cảnh biến động lớn về giá cả của thị trường dầu thô, dịch bệnh gây gián đoạn chuỗi cung ứng rồi đến biến động địa chính trị với các lệnh trừng phạt từ Châu Âu, Mỹ...áp đặt đối với Nga, LD Vietsovpetro (Vietsovpetro) đã chủ động thực hiện linh hoạt, đồng bộ các giải pháp liên quan đến công tác mua sắm.

Giai đoạn tới, công tác mua sắm cần tiếp tục có những giải pháp mới phù hợp với chiến lược chuyển đổi số tổng thể của Vietsovpetro nhằm đảm bảo mục tiêu kịp thời – chất lượng – hiệu quả và tuân thủ pháp luật.

1. Thực trạng công tác mua sắm hàng hóa, thuê dịch vụ của Vietsovpetro-nhìn từ góc độ áp dụng công nghệ thông tin & chuyển đổi số

Theo các quy chế hiện hành của Vietsovpetro, công tác mua sắm hàng hóa, thuê dịch vụ bao gồm quá trình tổ chức lựa chọn nhà thầu, đàm phán ký kết hợp đồng, tổ chức thực hiện hợp đồng, giải quyết tranh chấp khiếu nại (nếu có), cập nhật chương trình quản lý dữ liệu, đánh giá nhà thầu và báo cáo (thường xuyên, đột xuất) theo quy định. Đồng thời, do đặc thù về nhu cầu hàng hóa, dịch vụ phục vụ cho các yêu cầu đa dạng của sản xuất, công tác mua sắm không chỉ tập trung tại Bộ máy điều hành Vietsovpetro mà còn được ủy quyền cho các đơn vị, phòng ban trong Vietsovpetro thực hiện theo hạn mức.

Tính riêng tại Bộ máy điều hành Vietsovpetro, theo số liệu trong vòng 5 năm qua, mỗi năm Phòng Thương mại BMDH thực hiện trung bình 965 đơn hàng với tổng giá trị là **401.401.721,69 USD**, ký kết và thực hiện trung bình 1448 hợp đồng với tổng giá trị **333.669.637,88 USD**.

Bảng 1. Số lượng và giá trị đơn hàng, hợp đồng do Phòng Thương mại Vietsovpetro thực hiện Giai đoạn 2018-2022

STT	Nội dung	ĐVT	Năm 2018	Năm 2019	Năm 2020	Năm 2021	Năm 2022
1	Số lượng đơn hàng	Đơn hàng	939	939	901	986	1062
1.1	Đơn hàng vật tư	Đơn hàng	549	577	586	600	655
1.2	Đơn hàng dịch vụ	Đơn hàng	390	362	315	386	407
2	Giá trị đơn hàng	Triệu USD	356	399	270	385	594
3	Số lượng hợp đồng	Hợp đồng	1602	1543	1264	1448	1383
4	Giá trị hợp đồng	Triệu USD	343	329	247	280	466

(Nguồn: Số liệu thống kê phòng Thương mại-BMDH VSP)

Khối lượng mua sắm tăng qua từng năm, trừ năm 2020 khối lượng mua sắm có giảm do ảnh hưởng của đại dịch Covid-19 tác động lên nền kinh tế toàn cầu. Tuy nhiên, từ năm 2022

khối lượng mua sắm đã tăng lên đáng kể (tổng giá trị hợp đồng ký kết tăng 66,09% so với năm 2021) do Vietsovpetro triển khai thực hiện các dự án trọng điểm xây dựng 06 giàn nhẹ ở Lô 09-1 và 02 giàn tại mỏ Kinh Ngư Trắng-Kinh Ngư Trắng Nam của Lô 09-2/09. Khối lượng mua sắm tăng lên nhiều, đặc biệt cho các dự án, với yêu cầu cao về tiến độ, tính chất các đơn hàng đa dạng và phức tạp, cũng như việc thay đổi khá nhiều trong Luật Đấu thầu, các văn bản hướng dẫn, các Quy chế mua sắm của Vietsovpetro, việc thực hiện sửa đổi Quy chế 238 cũng như hoàn thiện các mẫu hồ sơ mời thầu, mẫu hợp đồng, báo cáo nội bộ ... đã làm tăng đáng kể khối lượng công việc của Phòng Thương mại nói riêng và khối thương mại tại các phòng ban, đơn vị Vietsovpetro nói chung, tạo ra một áp lực lớn và thường xuyên về khối lượng thông tin cần xử lý và quy trình thủ tục tài liệu.

Công nghệ thông tin và số hóa đã được chú trọng đưa vào áp dụng trong các bước triển khai thực hiện những giai đoạn của công tác mua sắm tại Vietsovpetro. Điển hình là việc sử dụng hai phần mềm Oracle ERP và eOffice. Hai phần mềm này đã hỗ trợ việc xử lý văn bản nhanh hơn rất nhiều trong quá trình đấu thầu; trong công tác lập các báo cáo mua sắm thường xuyên, đột xuất phục vụ quản trị ngân sách, dòng tiền, vật tư và công tác lưu trữ, tra cứu, trích xuất hồ sơ mua sắm. Tuy vậy, nhiều ứng dụng của các phần mềm này vẫn tồn tại các hạn chế như:

- Dữ liệu đầu vào (thể hiện trong đơn hàng) được nhập trên Oracle, văn bản đơn hàng được phát hành qua hệ thống eOffice, không sử dụng được tiếp dữ liệu này cho giai đoạn tiếp theo.
- Soạn thảo kế hoạch đấu thầu, lập hồ sơ mời thầu, tổ chức đấu thầu, báo cáo đánh giá hồ sơ dự thầu, đàm phán hợp đồng, báo cáo kết quả lựa chọn nhà thầu, soạn thảo và ký kết hợp đồng, đánh giá nhà thầu: thực hiện thủ công, không tận dụng hay trích xuất được các dữ liệu cơ bản của đơn hàng từ hệ thống Oracle hay eOffice.
- Nhập giá hàng hóa/dịch vụ theo hợp đồng vào hệ thống Oracle vẫn phải thực hiện thủ công cho từng mục hàng.

Như vậy, hai phần mềm đang được Vietsovpetro sử dụng có hỗ trợ một số chức năng cho mua sắm nhưng chưa có sự liên kết dữ liệu với nhau, cũng như chưa thể tự động hóa đưa dữ liệu từ hai phần mềm này vào các văn bản của công tác thương mại liên quan đến quá trình đấu thầu, thực hiện hợp đồng để giảm bớt các công đoạn nhập dữ liệu thủ công, rút ngắn thời gian xử lý, đảm bảo tính chính xác và tăng hiệu quả công việc.

Qua tình hình áp dụng công nghệ thông tin và số hóa trong các bước thực hiện đơn hàng và hợp đồng hiện nay, có thể nhận thấy, mức độ ứng dụng tin học & số hóa còn thấp, tính thủ công chiếm tỷ trọng lớn trong toàn bộ quá trình xử lý thủ tục mua sắm; chưa đáp ứng được việc cung cấp một số báo cáo cho công tác quản trị về cả ngắn hạn và dài hạn, do vậy cần thiết phải có giải pháp khắc phục những hạn chế nêu trên.

2. Những yếu tố ảnh hưởng đến định hướng chuyển đổi số về công tác mua sắm của Vietsovpetro

Thứ nhất: Chiến lược chuyển đổi số toàn diện của Vietsovpetro

Không nằm ngoài xu hướng chung của thế giới, trong những năm gần đây Vietsovpetro đã đưa chuyển đổi số trong hoạt động sản xuất kinh doanh trở thành một trong những ưu tiên hàng đầu của liên doanh. Quyết tâm của Vietsovpetro trong lĩnh vực này được thể hiện mạnh mẽ và toàn diện trong bộ 22 giải pháp chuyển đổi số, trải khắp trên toàn bộ các lĩnh vực hoạt động và sản xuất kinh doanh của liên doanh. Trong số đó có thể kể đến các sáng kiến: Hệ thống Quản trị điều hành sản xuất (các module lõi) trong các xưởng sản xuất, triển khai tại Vietsovpetro (MIS); Hệ thống bảo dưỡng, sửa chữa tích hợp trên công trình biển (Offshore Integrated Maintenance and Repairing System). Công nghệ giám sát xử lý thu thập dữ liệu thời gian thực (realtime monitoring) kết hợp khả năng xử lý nhanh chóng, chính xác các tập dữ liệu khổng lồ của Big data, cùng với sức mạnh của các siêu máy tính sử dụng trí tuệ nhân tạo AI sẽ là lời giải

cho việc tối ưu hóa hệ thống khai thác, xử lý dầu khí; nâng cao năng lực quản trị nguồn lực (vật tư, nhân lực) cũng như hiện đại hóa và hợp lý hóa chuỗi logistic của Vietsovpetro.

Là một mảng quan trọng trong hoạt động sản xuất kinh doanh, theo kế hoạch, có 03 trong tổng số 22 sáng kiến liên quan trực tiếp tới công tác mua sắm bao gồm:

- SKS 8- Nâng cấp hoàn thiện hệ thống e-Office;
- SKS 9- Quản lý đấu thầu;
- SKS 10- Nâng cấp hệ thống ERP và xây dựng/hoàn thiện các nghiệp vụ quản trị liên quan.

Thứ hai: Cuộc cách mạng 4.0 đã và đang tác động sâu sắc đến tập quán thương mại quốc tế

Hải quan điện tử; logistics “thông minh”, thanh toán điện tử là những thuật ngữ ngày càng phổ biến trong thương mại quốc tế.

Logistic “thông minh” gắn với công nghệ mã vạch (bar code), nhận dạng vô tuyến tích hợp (Integrated RFID), cảm biến (sensor), hệ thống định vị toàn cầu (GPS) và các công nghệ mạng viễn thông tiên tiến khác; phương thức thanh toán nghĩa vụ thanh toán của ngân hàng (BPO) đang được ngân hàng các nước lựa chọn áp dụng, nhằm thay thế cho phương thức thanh toán truyền thống - thanh toán chứng từ tín dụng (L/C)...

Tất cả những thay đổi này đều đòi hỏi các nghiệp vụ mua sắm của Vietsovpetro phải có giải pháp thích ứng khi làm việc với các đối tác nước ngoài.

Thứ ba: Khối lượng công việc mua sắm của Vietsovpetro

Khi chiến lược chuyển đổi số áp dụng đối với hầu hết các lĩnh vực sản xuất cốt lõi của Vietsovpetro, dự kiến số lượng các đơn hàng hàng năm không những tăng về số lượng mà còn phức tạp về quy mô, tính chất các hàng hóa, dịch vụ mới cho công tác thử nghiệm, xây dựng phát triển mỏ, vận hành; cần mở rộng nhiều đối tác tiềm năng.

Công tác mua sắm của Vietsovpetro luôn phải tuân thủ với Luật, quy chế, quy định của VSP. Các quy chế mua sắm của Vietsovpetro được xây dựng trên các nền tảng như Hiệp định giữa Chính phủ Cộng hòa Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam và Chính phủ Liên bang Nga ngày 27/12/2010; Luật Đấu thầu; Nghị định quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Đấu thầu; Thông tư quy định chi tiết về cung cấp, đăng tải thông tin về đấu thầu và lựa chọn nhà thầu trên Hệ thống mạng đấu thầu Quốc gia; Luật dầu khí. Hình thức đấu thầu qua mạng là yêu cầu và xu thế phổ biến.

Vì vậy, với số lượng nhân viên mua sắm không đổi thì những giải pháp để nâng cao năng suất lao động, chuyên nghiệp trong chuyên môn là ưu tiên hàng đầu.

3. Đề xuất một số giải pháp về mua sắm hàng hóa, thuê dịch vụ đảm bảo công tác sản xuất phù hợp với định hướng chuyển đổi số tổng thể của Vietsovpetro

Xuất phát từ thực trạng và những yếu tố ảnh hưởng đến công tác mua sắm hàng hóa, thuê dịch vụ của Vietsovpetro nhìn từ góc độ yêu cầu của chiến lược chuyển đổi số nêu trên, một số giải pháp có thể xem xét, thực hiện như sau:

Hoàn thiện biểu mẫu, số hóa cho các quá trình trong công tác mua sắm

Năm 2023, quy chế mua sắm VSP-000-TM-238 phiên bản 2 đã được Hai Phía phê duyệt tại kỳ họp Hội đồng Liên doanh Vietsovpetro lần thứ 56.

Luật 22/2023/QH 14 cùng với việc chính phủ đã ban hành Nghị định số 24/2024/NĐ-CP Quy định chi tiết một số điều và biện pháp thi hành Luật Đấu thầu về lựa chọn nhà thầu số 22/2023/QH15, quy chế mua sắm VSP-000-TM-222 sẽ tiếp tục được cập nhật, sửa đổi phù hợp. Đây là cơ sở quan trọng để xây dựng biểu mẫu thống nhất và tiến hành số hóa.

Nâng cấp hệ thống phần mềm Oracle ERP và eOffice

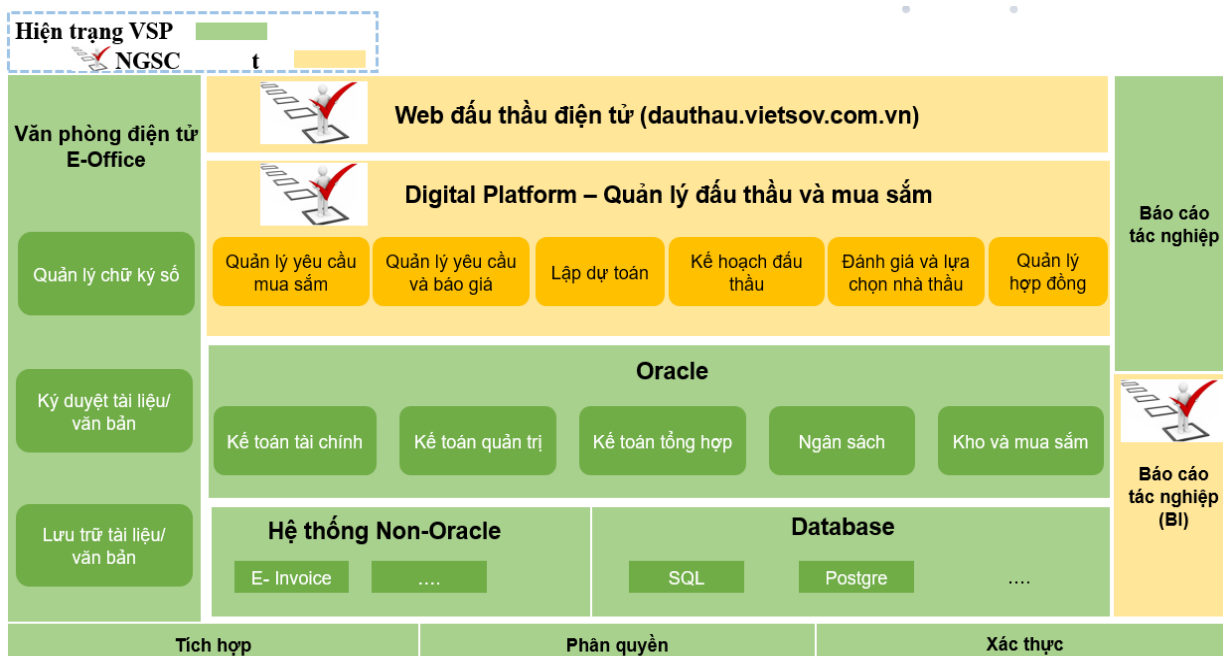
Với việc đưa vào áp dụng lần lượt từ năm 2010 (Oracle ERP) và 2019 (eOffice), từ đó đến nay chưa được nâng cấp, các hệ thống phần mềm Oracle ERP và eOffice đang gặp rất nhiều vấn đề khó khăn trong quá trình sử dụng như đã nêu tại phần 2. Để giải quyết/khắc phục các vấn đề này, việc đầu tư, nâng cấp lên phiên bản mới của Oracle ERP và eOffice là rất cần thiết. Hiện tại, các phòng ban của Vietsovpetro đang tổ chức lập đơn hàng, đấu thầu & ký kết hợp đồng nâng cấp hệ thống phần mềm lên phiên bản mới nhất trong năm 2024.

Bảo vệ nguồn tài chính

Song song với phương án tận dụng tối đa các tính năng trên phần mềm hiện có, đội ngũ chuyên gia của các phòng ban Vietsovpetro tiếp tục nghiên cứu phương án xây dựng 01 hệ thống phần mềm mới, hoàn chỉnh để giải quyết một cách triệt để bài toán nâng cao hiệu quả công tác quản lý mua sắm tự động, phù hợp với chiến lược chuyển đổi số tổng thể của Vietsovpetro. Từ đó, đưa ra đầy đủ cơ sở biện luận về kinh tế - kỹ thuật, trình bày và bảo vệ nhu cầu tài chính trước Hội đồng Liên doanh Vietsovpetro lần thứ 57 sắp tới.

Lựa chọn nhà thầu thực hiện giải pháp về hệ thống quản lý đấu thầu và mua sắm Vietsovpetro

Như đã nêu ở trên, đây là một giải pháp quan trọng để nâng cao hiệu quả công tác quản lý mua sắm tự động. Hệ thống này giúp số hóa, tổ chức và quản lý tất cả các khía cạnh của quá trình mua sắm, bao gồm việc lập kế hoạch, đặt hàng, xử lý đơn hàng, quản lý kho, lưu trữ thông tin nhà cung cấp và thông tin sản phẩm, trong đó tập trung chính vào các nghiệp vụ về thương mại: Kế hoạch lựa chọn nhà thầu, tổ chức lựa chọn nhà thầu, quản lý hợp đồng và nhà cung cấp. Sử dụng hệ thống Quản lý Đấu thầu và mua sắm giúp giảm thiểu lỗi nhân viên, tăng cường sự chính xác và tính minh bạch. Mô hình kiến trúc triển khai hệ thống Quản lý Đấu thầu và mua sắm Vietsovpetro với sự tham khảo một số giải pháp từ các nhà cung cấp phần mềm uy tín hiện nay, được đề xuất như sau:



Hình 1. Mô hình kiến trúc hệ thống

Mô tả chi tiết kiến trúc:

- Hệ thống Oracle thực hiện quản lý các mảng nghiệp vụ:
 - + Kế toán tài chính
 - + Kế toán quản trị
 - + Kế toán tổng hợp

- + Quản lý ngân sách
- + Quản lý mua sắm: kết nối với hệ thống đấu thầu/mua sắm của Digital Platform
- + Quản lý kho
- Hệ thống Mua sắm và đấu thầu (Digital Platform) thực hiện ghi nhận và quản lý các bước thực hiện đấu thầu/mua sắm:
 - + Quản lý yêu cầu mua sắm
 - + Quản lý yêu cầu báo giá và tiếp nhận báo giá
 - + Lập dự toán
 - + Quản lý kế hoạch đấu thầu: Kế hoạch lựa chọn nhà thầu, lập và quản lý hồ sơ mời thầu
 - + Tiếp nhận hồ sơ dự thầu, đánh giá và lựa chọn nhà thầu
 - + Quản lý hợp đồng và nhà cung cấp
- Tích hợp dữ liệu E-Bidding với các hệ thống khác (như Oracle ERP, OHP,...) trên các nền tảng CSDL (Oracle, Postgre) nhưng vẫn đảm bảo tính đồng nhất thông tin.
- Tích hợp với hệ thống mạng đấu thầu quốc gia.
- Dữ liệu được quản lý và luân chuyển giữa các hệ thống thông qua các cổng tích hợp, được phân quyền và xác thực để đảm bảo tính bảo mật và thông suốt dữ liệu giữa các hệ thống.
- Thông tin được ghi nhận trên các hệ thống sẽ là cơ sở để tổng hợp lên các báo cáo tác nghiệp và báo cáo quản trị (BI) theo yêu cầu của Vietsovpetro. Các biểu mẫu, chứng từ điện tử được xuất và trình ký điện tử thông qua hệ thống Văn phòng điện tử (E-Office) của Vietsovpetro.

Theo phạm vi nghiệp vụ và phạm vi triển khai, sau khi ký kết hợp đồng, kế hoạch tổng thể thực hiện dự án khoảng **06 tháng**.

Bảng 2. Kế hoạch triển khai dự án quản lý đấu thầu và mua sắm

Kế hoạch triển khai hệ thống BOB	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7	W8	W9	W10	W11	W12	W13	W14	W15	W16	W17	W18	W19	W20	W21	W22	W23	W24	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12
	Chuẩn bị			Thống nhất Thiết kế và giải pháp																	Triển khai	Vận hành														
GIÁI ĐOẠN 1: CHUẨN BỊ																																				
Khởi tạo dự án và chuẩn bị môi trường dự án																																				
Chuẩn bị kế hoạch dự án tổng thể/ Rà soát và phê duyệt																																				
Chuẩn bị biểu mẫu tài liệu và các kế hoạch khác cho dự án																																				
Khởi động dự án																																				
Đào tạo và khảo sát các yêu cầu nghiệp vụ																																				
GIÁI ĐOẠN 2: PHÂN TÍCH VÀ THỐNG NHẤT THIẾT KẾ																																				
Phân tích yêu cầu và thống nhất thiết kế hệ thống																																				
Tổ chức hội thảo thống nhất thiết kế hệ thống																																				
Xây dựng tài liệu quy trình nghiệp vụ																																				
Tổ chức hội thảo thống nhất quy trình nghiệp vụ																																				
Thống nhất và phê duyệt Quy trình nghiệp vụ																																				
GIÁI ĐOẠN 3: XÂY DỰNG HỆ THỐNG																																				
Lập trình bổ sung cho các yêu cầu																																				
Chuẩn bị và thống nhất kịch bản kiểm thử																																				
Chuẩn bị tài liệu Phân Quyền Hệ Thống																																				
Chuẩn bị tài liệu và đào tạo người dùng chính (Key Users)																																				
Nhà thầu hỗ trợ Key Users kiểm thử hệ thống vòng 1 (UAT #1)																																				
Nhà thầu hỗ trợ Key Users kiểm thử hệ thống vòng 2 (UAT #2)																																				
Phê duyệt kết quả kiểm thử																																				
Chuẩn bị dữ liệu và chuyển đổi thử lần 1 (DataConversion #1)																																				
Chuẩn bị dữ liệu và chuyển đổi thử lần 2 (DataConversion #2)																																				
GIÁI ĐOẠN 4: TRIỂN KHAI																																				
Đào tạo người dùng cuối (End Users)																																				
Chuẩn bị hệ thống vận hành chính thức (PRODUCTION)																																				
Chuyển đổi dữ liệu vào hệ thống PRODUCTION và xác nhận kết quả																																				
GIÁI ĐOẠN 5: VẬN HÀNH																																				
Vận hành chính thức																																				
Hỗ trợ sau vận hành																																				

Đào tạo và phát triển nhân lực

Để áp dụng thành công hệ thống Quản lý Đấu thầu và mua sắm nói riêng và chiến lược chuyển đổi số nói chung, Vietsovpetro đã xác định rõ về dài hạn cần phải đảm bảo nhân lực có đủ kiến thức và kỹ năng để thích ứng với các công nghệ mới. Đào tạo nhân viên và phát triển năng lực là một yếu tố quan trọng để đảm bảo thành công của quá trình số hóa đấu thầu này. Công tác quản lý mua sắm trong Vietsovpetro cần có những người có kiến thức về công nghệ thông tin, phân tích dữ liệu và quy trình mua sắm để tận dụng hết tiềm năng của hệ thống.

KẾT LUẬN

Bằng việc sử dụng công nghệ thông tin, phần mềm quản lý và các giải pháp số khác trong công tác mua sắm, Vietsovpetro có thể tăng cường khả năng quản lý chi phí, nâng cao hiệu suất sử dụng vật tư, thiết bị, dịch vụ và đáp ứng linh hoạt những thay đổi liên tục từ cuộc cách mạng 4.0. Đồng thời, việc đầu tư vào đào tạo chuyên môn và nâng cao kỹ năng cho nhân viên mua sắm cũng cần chú trọng, có lộ trình để đảm bảo thành công của quá trình chuyển đổi số trong công tác quản lý mua sắm.

HIỆN ĐẠI HÓA HỆ THỐNG THÔNG TIN LIÊN LẠC GIỮA BIỂN – BỜ: BƯỚC TIẾN CHIẾN LƯỢC CỦA VIETSOVPETRO TRONG NGÀNH DẦU KHÍ

Đặng Đình Công
Trung tâm CNTT&LL - LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

Liên doanh Vietsovpetro là doanh nghiệp hàng đầu trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí. Việc đảm bảo thông tin liên lạc cho các công trình dầu khí trên biển, nơi có môi trường khắc nghiệt là rất quan trọng.

Hiện trạng đường truyền biển – bờ Vietsovpetro từ năm 2022 trở về trước.

Đường truyền biển - bờ của Vietsovpetro sử dụng công nghệ VSAT SCPC với băng thông 5Mbps, đường truyền này không đáp ứng được nhu cầu và chương trình chuyển đổi số của Vietsovpetro. Việc nâng băng thông vệ tinh sẽ dẫn tới chi phí tăng cao, do đó công nghệ truyền dẫn Troposcatter được nghiên cứu và áp dụng.

Các giàn khoan tự nâng và tàu dịch vụ phải thuê đường truyền vệ tinh riêng, dẫn tới chi phí tăng cao và hệ thống rời rạc. Để khắc phục, Vietsovpetro đã nghiên cứu và áp dụng công nghệ VSAT IP.

Đường truyền Biển Bờ - Troposcatter

Troposcatter là công nghệ truyền thông không dây tiên tiến sử dụng hiện tượng phản xạ từ tầng đối lưu khí quyển để truyền sóng radio. Tháng 11 năm 2022, Vietsovpetro đã triển khai hệ thống Troposcatter với băng thông 100Mbps và độ trễ dưới 7ms.

Hệ thống VSAT-IP cho Giàn khoan và các tàu dịch vụ

Hệ thống VSAT IP hoạt động thông qua giao thức Internet Protocol (IP). Điều này cho phép tích hợp dễ dàng với hạ tầng mạng hiện có, cung cấp khả năng truy cập internet tốc độ cao,...Đường truyền này đã đáp ứng yêu cầu thông tin liên lạc phục vụ sản xuất trên các giàn khoan tự nâng, các tàu dịch vụ, tối ưu trong công tác tổ chức thông tin liên lạc.

Liên doanh Vietsovpetro (gọi tắt là Vietsovpetro) là đơn vị thành viên của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, doanh nghiệp hàng đầu trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò địa chất và khai thác dầu khí tại Việt Nam. Trong hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí việc đảm bảo thông tin liên lạc phục vụ công tác sản xuất, chỉ đạo sản xuất cho các công trình dầu khí (là các giàn Khai thác cố định, giàn Khoan tự nâng, tàu Chứa dầu, tàu Dịch vụ) là một nhiệm vụ rất quan trọng. Các công trình dầu khí của Vietsovpetro với đặc thù là hoạt động trên biển cách xa đất liền, hoạt động trong môi trường khắc nghiệt, nơi có sóng lớn, gió mạnh và thời tiết có nhiều biến động.

1. Hiện trạng đường truyền giữa các công trình dầu khí trên biển với bờ của Vietsovpetro từ năm 2022 trở về trước

Trước đây, đường truyền giữa biển và bờ sử dụng công nghệ VSAT SCPC với băng thông 5Mbps của Vietsovpetro đã được xem như một trục truyền dẫn duy nhất và quan trọng, đảm bảo việc truyền thông và trao đổi dữ liệu giữa các công trình dầu khí trên biển và trên bờ. Tuy nhiên, với sự phát triển của công nghệ và nhu cầu ngày càng tăng về việc triển khai ứng dụng công nghệ thông tin tại các công trình dầu khí để hỗ trợ sản xuất và thúc đẩy chương trình Chuyển đổi số của Vietsovpetro, đường truyền này đã không còn đáp ứng được yêu cầu.

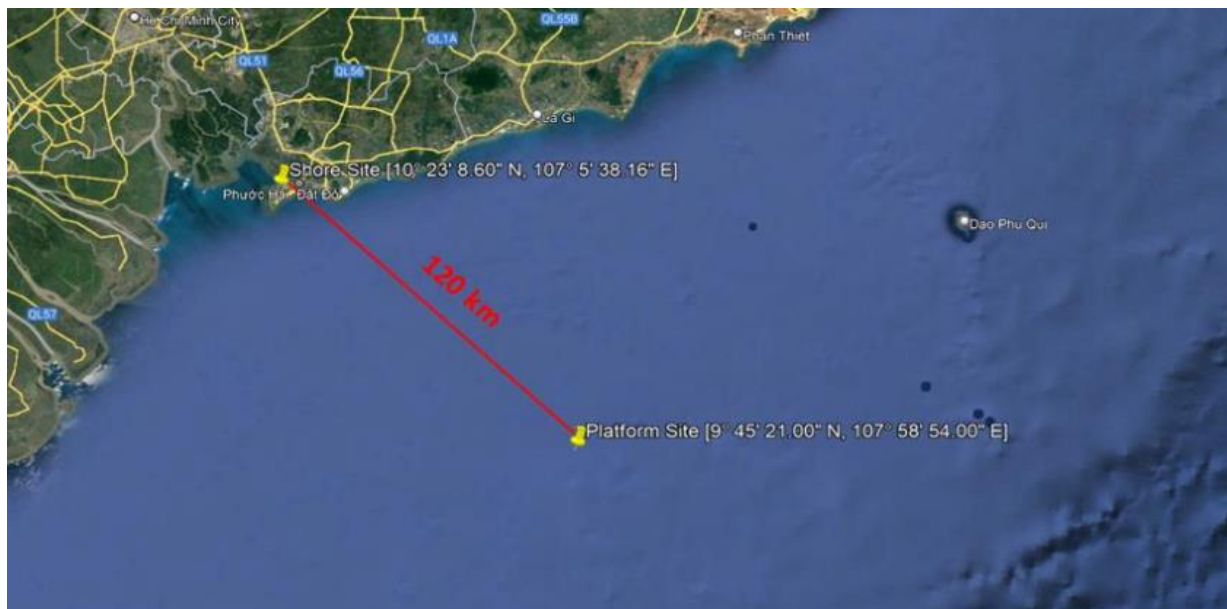
Để giải quyết vấn đề này, việc nâng cấp băng thông vệ tinh sẽ là lựa chọn hiển nhiên nhưng lại đi kèm với chi phí tăng cao. Do đó, Vietsovpetro đã nghiên cứu và áp dụng **công nghệ truyền dẫn Troposcatter** như một phương án thay thế.

Các giàn khoan tự nâng và tàu dịch vụ đóng vai trò quan trọng trong hoạt động sản xuất của Vietsovpetro, cung cấp các dịch vụ và hỗ trợ đa dạng cho các hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí trên biển. Tuy nhiên, để đảm bảo thông tin liên lạc phục vụ sản xuất, Vietsovpetro đã phải thuê đường truyền vệ tinh VSAT riêng cho các giàn khoan tự nâng và trang bị hệ thống thông tin liên lạc vệ tinh riêng cho các tàu dịch vụ. Tuy nhiên, việc này dẫn đến chi phí tăng cao và hệ thống thông tin không được tích hợp, gây ra khó khăn trong việc tổ chức thông tin liên lạc trong nội bộ của Vietsovpetro.

Từ những thách thức đã nêu, Vietsovpetro đã tiến hành nghiên cứu và triển khai **công nghệ VSAT IP** để trang bị cho các giàn khoan tự nâng và tàu dịch vụ. Công nghệ này cho phép tích hợp dịch vụ truyền dẫn dữ liệu và thoại vào một hệ thống duy nhất, giúp giảm thiểu chi phí vận hành và tăng cường khả năng kết nối và quản lý thông tin liên lạc trong tổ chức. Việc áp dụng công nghệ VSAT IP không chỉ giúp Vietsovpetro tiết kiệm chi phí mà còn tăng cường hiệu suất và hiệu quả trong quản lý và vận hành hoạt động sản xuất trên biển.

2. Đường truyền dữ liệu Biển Bờ - Troposcatter

Troposcatter là công nghệ cho phép truyền dẫn dữ liệu qua các tín hiệu radio dựa trên hiện tượng phản xạ từ tầng Troposphere (tầng đối lưu) của không khí, không đòi hỏi sử dụng vệ tinh nhưng vẫn đảm bảo khả năng truyền thông ổn định và hiệu suất cao. Vào tháng 11 năm 2022, Vietsovpetro đã hoàn thành triển khai và đưa hệ thống Troposcatter vào vận hành với băng thông trên 100Mbps và độ trễ gói tin dưới 7ms.



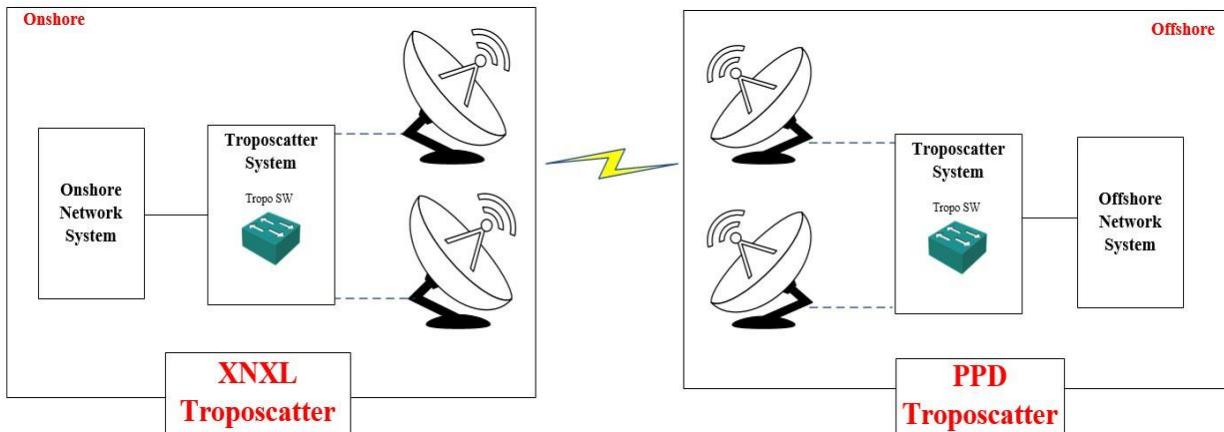
Hình 1. Vị trí lắp đặt hệ thống Troposcatter

Việc áp dụng công nghệ truyền dẫn Troposcatter sẽ giúp Vietsovpetro đáp ứng được yêu cầu về việc triển khai các ứng dụng công nghệ thông tin mới tại các công trình dầu khí một cách hiệu quả và tiết kiệm chi phí, đồng thời thúc đẩy quá trình Chuyển đổi số trong ngành công nghiệp dầu khí của Vietsovpetro. Cụ thể, các ứng dụng như eOffice, Oracle ERP, Quản lý vật tư, Quản lý nhân sự, tra cứu lương, ALTOLL, SCADA và nhiều ứng dụng khác đã được triển khai và khai thác hiệu quả dựa trên hệ thống này.

Hơn nữa, với chất lượng đường truyền dẫn dữ liệu được nâng cao Vietsovpetro đã triển khai ứng dụng Private Cloud VSP, Video conference ra các công trình biển, tạo điều kiện thuận

lợi cho việc họp trực tuyến và quản lý thông tin một cách linh hoạt. Bằng cách này, nhân viên trên các công trình dầu khí có thể truy cập vào các tài nguyên và ứng dụng từ máy chủ trung tâm một cách dễ dàng, giúp tối ưu hóa quản lý dữ liệu và công việc hàng ngày.

Dịch vụ thoại cũng đã giải quyết được vấn đề tắc nghẽn khi gọi về bờ, mở rộng dịch vụ gọi liên tỉnh và di động cho tất cả các công trình của Vietsovpetro. Nhờ có đường truyền truy cập rộng lớn và ổn định, nhân viên trên các công trình biển có thể dễ dàng liên lạc với đồng nghiệp trên bờ, cũng như với các đối tác và khách hàng một cách thuận tiện và nhanh chóng. Điều này giúp tăng cường hiệu suất làm việc và tiết kiệm thời gian cho công việc liên lạc và giao tiếp. Các hoạt động như học tập, tra cứu tài liệu, xem tin tức trực tuyến và sử dụng các mạng xã hội đã trở nên dễ dàng và tiện lợi hơn bao giờ hết, nâng cao đời sống tinh thần của CBCNV công tác trên các công trình dầu khí.



Hình 2. Sơ đồ kết nối tổng thể hệ thống Troposcatter

3. Hệ thống VSAT-IP cho các Giàn khoan và các tàu dịch vụ

VSAT SCPC và VSAT IP đều là các dạng cụ thể của hệ thống VSAT (Very Small Aperture Terminal). Tuy nhiên, để đáp ứng yêu cầu kết nối cho nhiều điểm, bao gồm cả kết nối điểm-đa điểm cho các tàu khoan tự nâng (05 tàu khoan tự nâng) và tàu dịch vụ (19 tàu), cũng như mở rộng về sau của Vietsovpetro, việc đầu tư vào hệ thống VSAT IP (Very Small Aperture Terminal over Internet Protocol) mang lại hiệu quả kinh tế cao nhất.

Hệ thống VSAT IP hoạt động thông qua giao thức Internet Protocol (IP), cho phép tích hợp dễ dàng với hạ tầng mạng hiện có. Nó cung cấp khả năng truy cập internet tốc độ cao, hỗ trợ dịch vụ Voice over IP (VoIP) và video streaming qua mạng vệ tinh, cũng như dễ dàng mở rộng và có chi phí đầu tư thấp.

Việc chuyển đổi sang hệ thống VSAT IP giúp Vietsovpetro tận dụng tối đa các lợi ích của công nghệ Internet Protocol, từ khả năng tích hợp linh hoạt đến việc sử dụng các dịch vụ truyền thông và giải pháp mạng mới nhất. Điều này không chỉ tăng cường hiệu quả trong quản lý và vận hành, mà còn giảm thiểu chi phí đầu tư và tăng cường khả năng mở rộng trong tương lai của hệ thống truyền thông của Vietsovpetro.

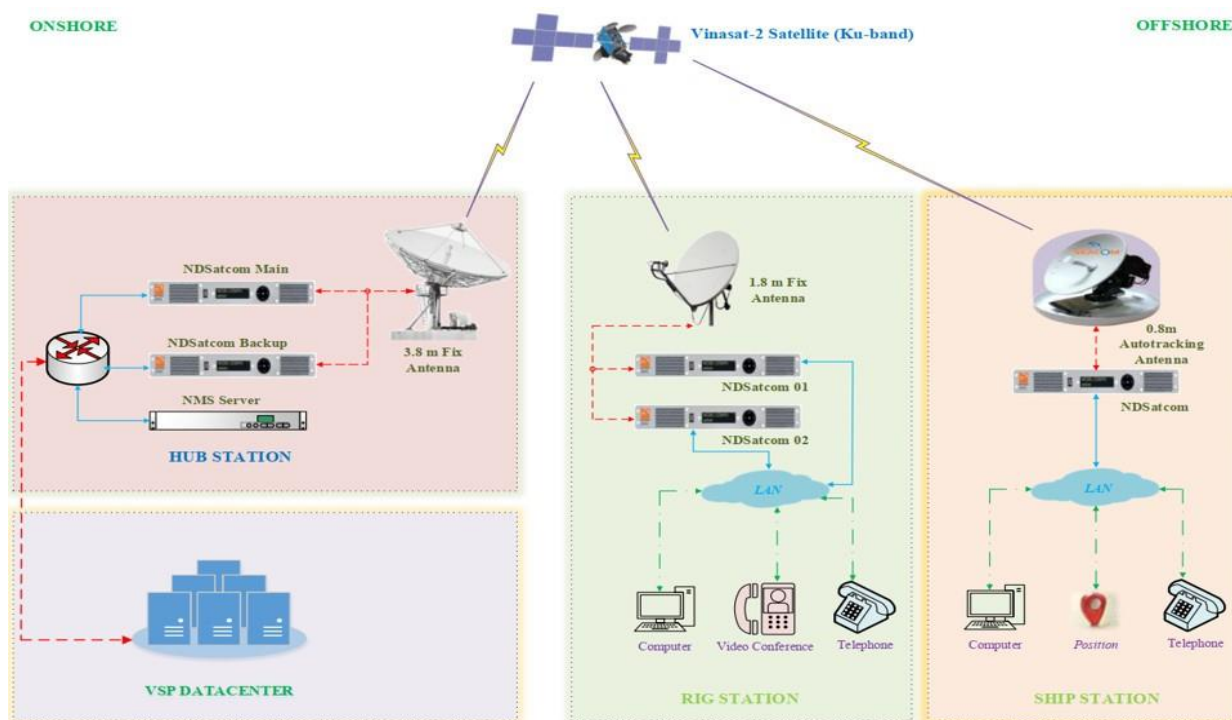
Vietsovpetro đã triển khai và đưa vào vận hành khai thác hệ thống VSAT-IP để trang bị cho các giàn khoan BK-Thiên Ưng, Tam Đảo 02, Tam Đảo 05, Cừu Long và 19 tàu dịch vụ của Vietsovpetro (05 tàu sẽ được triển khai trong năm 2025).

Hệ thống VSAT-IP cung cấp một nền tảng tổ chức thông tin liên lạc hiệu quả, giúp quản lý và truyền đạt thông tin một cách linh hoạt và nhanh chóng. Điều này tăng cường sự hiệu quả và linh hoạt trong quản lý thông tin liên lạc trong tổ chức.

Tiết giảm chi phí thuê kênh VSAT riêng và thiết bị thông tin liên lạc vệ tinh: Việc triển khai hệ thống VSAT-IP giúp giảm chi phí thuê kênh VSAT riêng và thiết bị thông tin liên lạc vệ tinh cho các tàu dịch vụ, đồng thời cung cấp một giải pháp hiệu quả và tiết kiệm chi phí cho

Vietsovpetro. Một số lợi ích mà hệ thống VSAT-IP mang lại sau khi triển khai và đưa vào vận hành:

- Liên lạc thông qua điện thoại nội bộ của Vietsovpetro mà không bị hạn chế về thời gian.
- Hỗ trợ xác định vị trí của tàu trong thời gian thực qua bản đồ phát triển bởi Vietsovpetro, truy cập và sử dụng hiệu quả các phần mềm quản lý và giám sát hoạt động hàng ngày trên tàu, cung cấp thông tin về thời tiết như sóng, gió theo thời gian thực, giúp tàu có thêm thông tin để đưa ra quyết định an toàn.
- Họp trực tuyến với bờ thông qua video conference, giúp tiết kiệm thời gian và chi phí đi lại.
- Cung cấp khả năng truyền file như: Đo địa chấn, hình ảnh, video, bản vẽ PDF v.v., phục vụ sản xuất và quản lý công việc.
- Đảm bảo tàu có thể truy cập vào email, các ứng dụng giúp cập nhật thông tin và tiện ích trong công việc hàng ngày và truy cập internet.



Hình 3. Sơ đồ kết nối tổng thể hệ thống VSAT IP

Trung tâm CNTT&LL – LD Vietsovpetro đã thể hiện sự cam kết và nỗ lực không ngừng trong việc nâng cao ứng dụng công nghệ và tạo ra những giải pháp tiên tiến nhằm phục vụ sản xuất và quản lý một cách hiệu quả. Bằng cách áp dụng các công nghệ mới như Troposcatter và VSAT IP, cùng việc triển khai các ứng dụng như Private Cloud VSP và Video conference, Vietsovpetro đã tạo ra một môi trường làm việc hiện đại và linh hoạt trên các công trình dầu khí.

Không chỉ tập trung vào phát triển công nghệ, Trung tâm CNTT&LL cũng đặt sự chăm sóc đến chất lượng cuộc sống của CBCNV trên các công trình dầu khí. Việc cải thiện dịch vụ liên lạc và giao tiếp, cùng việc tăng cường tiện ích và tiện nghi trong công việc hàng ngày, đã đóng góp tích cực vào việc nâng cao chất lượng cuộc sống của nhân viên.

Điều này không chỉ là một bước tiến quan trọng trong việc phát triển công nghệ trong ngành công nghiệp dầu khí của Việt Nam mà còn là một minh chứng rõ ràng về sự cam kết của Trung tâm CNTT&LL đối với việc nâng cao hiệu suất sản xuất và chất lượng cuộc sống của CBCNV.

HIỆN TRẠNG VÀ GIẢI PHÁP NÂNG CAO CHẤT LƯỢNG, HIỆU QUẢ VÀ DOANH THU DỊCH VỤ CẢNG BIỂN VÀ HẬU CẦN KỸ THUẬT CỦA LIÊN DOANH VIETSOVPETRO TRONG GIAI ĐOẠN MỚI

Đỗ Mạnh Hà, Nguyễn Thế Kim, Nguyễn Trường Chinh,
Hà Anh Việt, Phạm Thế Vinh
XN Dịch vụ - LD Vietsovpetro

TÓM TẮT

Xí nghiệp Dịch vụ Cảng và Cung ứng Vật tư thiết bị (XNDV) là mắt xích không thể thiếu trong chuỗi cung ứng dịch vụ cảng biển và hậu cần kỹ thuật, có đóng góp quan trọng trong thành tựu khai thác 250 triệu tấn dầu của Vietsovpetro. Trong chiến lược chuyển dịch năng lượng và phát triển, Việt Nam sẽ giảm dần phụ thuộc vào dầu khí và gia tăng sử dụng các nguồn năng lượng mới, năng lượng sạch, đặc biệt là năng lượng gió ngoài khơi, gắn liền với kinh tế biển. Vietsovpetro có một số ưu thế để tham gia lĩnh vực này song song với hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí. Để đáp ứng các tiêu chuẩn và yêu cầu về công nghệ trong lĩnh vực điện gió và phát triển kinh tế biển, việc đầu tư nâng cấp cơ sở vật chất, hoàn thiện hệ thống tổ chức, quản lý và cơ chế để tham gia cung cấp dịch vụ cảng biển và hậu cần kỹ thuật là rất cần thiết. Thông qua bài báo này, nhóm tác giả sẽ đánh giá hiện trạng và đưa ra một số giải pháp cần thực hiện để nâng cao chất lượng, hiệu quả và doanh thu dịch vụ cảng biển và hậu cần kỹ thuật của Vietsovpetro trong giai đoạn tới, nhằm tham gia với vai trò trung tâm và chủ lực trong đầu tư phát triển và vận hành khai thác điện gió ngoài khơi song song với tiếp tục thực hiện nhiệm vụ thăm dò và khai thác dầu khí.

Từ khóa: Vietsovpetro, port, logistics, dịch vụ, cảng biển, cung ứng vật tư, hậu cần kỹ thuật, kho, bãi, dầu khí, năng lượng gió

Ngày 03/7/1980, Hiệp định giữa Việt Nam và Liên Xô về việc hợp tác tiến hành thăm dò địa chất và khai thác dầu, khí ở thềm lục địa phía Nam Việt Nam đã được ký tại Mátxcova. Đến ngày 19/6/1981, Hiệp định Liên Chính phủ Việt Nam và Liên Xô về việc thành lập Xí nghiệp Liên doanh dầu khí Việt - Xô được ký kết. Ngày 19/11/1981, Hội đồng Bộ trưởng (nay là Chính phủ) ban hành Quyết định số 136/HĐBT cho phép Vietsovpetro hoạt động trên lãnh thổ ở thềm lục địa và trong vùng đặc quyền kinh tế của nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam.

Xác định căn cứ dịch vụ cảng biển và hậu cần kỹ thuật trên bờ là mắt xích không thể thiếu trong chuỗi cung ứng dịch vụ cho công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí biển. Ngay sau khi ký hiệp định đầu tiên với Liên Xô, từ năm 1980, lãnh đạo Đảng, Nhà nước đã giao cho Bộ trưởng Đinh Đức Thiện cùng lãnh đạo ngành Dầu khí Việt Nam tìm kiếm địa điểm xây dựng căn cứ trên bờ phục vụ thăm dò và khai thác dầu khí. Sau đó, Vũng Tàu được chọn để xây dựng căn cứ.

Ngay sau khi Vietsovpetro đi vào hoạt động, Cục Dịch vụ kỹ thuật sản xuất và đồng bộ - đơn vị tiền thân của Xí nghiệp Dịch vụ Cảng và Cung ứng Vật tư thiết bị ngày nay cùng với Xí nghiệp Vận tải ô tô và Cục Xây lắp là 3 đơn vị sản xuất trực tiếp của Vietsovpetro được quyết định thành lập đầu tiên căn cứ Nghị quyết Hội đồng Vietsovpetro lần thứ II họp tại TP. Hồ Chí Minh ngày 09/07/1982.

Năm 1990, Cục Dịch vụ - Kỹ thuật được đổi tên thành Xí nghiệp Cung ứng vật tư và Đồng bộ hoá thiết bị; đến tháng 10/1994 tiếp tục được đổi tên thành Xí nghiệp Dịch vụ Cảng và Cung ứng Vật tư thiết bị (XNDV). Ngày 01/11/2015, XNDV và Xí nghiệp Vận tải ô tô sáp nhập, giữ tên gọi chung là XNDV.



Hình 1. Bộ trưởng Đinh Đức Thiện cùng các đồng chí cán bộ ngành Dầu khí Việt Nam đi tìm địa điểm xây dựng căn cứ trên bờ phục vụ khai thác dầu khí (năm 1980)

Căn cứ cảng biển và kho bãi dịch vụ kỹ thuật hậu cần hiện nay của Vietsovpetro là căn cứ dịch vụ kỹ thuật dầu khí trên bờ đầu tiên của Việt Nam, được xây dựng từ khu vực đầm lầy rừng ngập mặn tự nhiên thuộc bờ trái của sông Dinh. Công việc san lấp mặt bằng và xây dựng được thực hiện bởi Binh đoàn 318 – Bộ Quốc Phòng dưới sự hướng dẫn, chỉ huy và thiết kế của các chuyên gia Liên Xô và các cán bộ quản lý xây dựng của Việt Nam.



Hình 2. Chuyên gia Liên Xô và cán bộ Việt Nam cùng chỉ đạo xây dựng Cảng Vietsovpetro (năm 1981)



Hình 3. Bến cảng Vietsovpetro trong quá trình vừa xây dựng vừa phục vụ chế tạo lắp ráp giàn khoan đầu tiên MSP-1 (năm 1984)

Năm 1990, Vietsovpetro đã hoàn thành việc xây dựng và đưa căn cứ dịch vụ tổng hợp trên bờ, gồm cảng biển và hệ thống kho bãi hoàn chỉnh, phục vụ không chỉ cho chế tạo trên bờ và lắp ráp trên biển các giàn công nghệ cố định để khoan và khai thác dầu khí mà còn đảm bảo cung ứng tất cả các dịch vụ hậu cần cho tất cả các hoạt động khác của công tác thăm dò, khoan, khai thác dầu khí ngoài khơi.

Căn cứ dịch vụ tổng hợp này là nền tảng quan trọng bảo đảm cho Vietsovpetro hoàn thành các nhiệm vụ thăm dò, khai thác, không những cho giai đoạn 1986-1990, mà còn cho cả các giai đoạn tiếp theo. Căn cứ được đánh giá có tầm cỡ nhất nhì khu vực Đông Nam Á về quy mô và tính năng hiện đại. Trong đó, XNDV là đơn vị được giao quản lý và khai thác cảng biển và hệ thống kho bãi sau bến cảng.

Đến nay, sau 42 năm hoạt động, căn cứ cảng biển và dịch vụ hậu cần kỹ thuật trên bờ liên tục được duy tu, sửa chữa và từng bước được nâng cấp, đáp ứng yêu cầu ngày càng cao trong chuỗi cung ứng dịch vụ kỹ thuật về cảng biển và logistics cho hoạt động dầu khí biển; đến nay, vẫn tiếp tục giữ vững vai trò là cảng biển và dịch vụ hậu cần kỹ thuật duy nhất phục vụ hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu và khí của Vietsovpetro. Có thể khẳng định, trong thành tựu khai thác 250 triệu tấn dầu của Vietsovpetro, cảng biển và căn cứ dịch vụ hậu cần kỹ thuật giữ một vai trò rất quan trọng, có ý nghĩa quyết định.



Hình 4. Bến cảng Vietsovpetro ngày nay

Trong tiến trình phát triển của Vietsovpetro, hoạt động cung ứng dịch vụ kỹ thuật về cảng biển và logistics của XNDV nói riêng và của cả Vietsovpetro nói chung đã thường xuyên thích ứng với các biến đổi của hoàn cảnh lịch sử. Những thành tựu chính đạt được của căn cứ cảng biển và dịch vụ kỹ thuật hậu cần trên bờ của Vietsovpetro có thể tóm tắt như sau:

Trong giai đoạn 1982-1990, đã từng bước ổn định tổ chức mở rộng quy mô hoạt động, thực hiện nhiệm vụ tiếp nhận vật tư, thiết bị từ Liên Xô, vừa phục vụ cho công tác xây dựng cơ sở vật chất kỹ thuật của Căn cứ tổng hợp trên bờ, vừa phục vụ việc xây dựng những giàn khoan đầu tiên của Vietsovpetro. Ngày 31/03/1984, giàn khoan biển đầu tiên MSP-1 được khởi công chế tạo tại căn cứ trên bờ; năm 1985 được vận chuyển ra biển lắp đặt thành công tại mỏ Bạch Hổ và ngày 26/6/1986 giàn này đã cho tấn dầu thô đầu tiên. Trong giai đoạn này, XNDV đã bốc xếp được 1,49 triệu tấn hàng hoá các loại. Cũng trong giai đoạn này, việc xây dựng Cảng Vietsovpetro đã gần như hoàn thành, đưa chiều dài của cảng từ chỗ ban đầu chỉ có 210m lên thành cầu cảng có chiều dài 1.400m.

Trong giai đoạn 1991 – 1994, XNDV đã làm thủ tục xuất nhập khẩu và bốc xếp được khoảng 3,26 triệu tấn hàng hoá, vật tư các loại. Từ tháng 10/1994, sau khi đổi tên thành Xí nghiệp Dịch vụ Cảng và Cung ứng Vật tư thiết bị, nhiệm vụ chức năng của đơn vị được điều chỉnh bổ sung, đa dạng quan hệ, đáp ứng các nhiệm vụ phức tạp hơn trong tình hình mới. Số lượng hàng hoá vật tư XNDV làm thủ tục, nhập xuất và bốc xếp phục vụ các đơn vị ngày càng tăng lên nhiều lần. Từ năm 1995 – 2010, XNDV đã làm thủ tục nhập xuất và bốc xếp 6,23 triệu tấn hàng hoá vật tư các loại. Doanh thu nội bộ đạt 164,87 triệu USD. Giá trị hàng hóa nhập xuất kho bình quân hàng năm khoảng 185 triệu USD.

Từ năm 2011, sau khi Hiệp định liên chính phủ Việt – Nga được gia hạn, Vietsovpetro tiếp tục điều chỉnh và hoàn thiện cơ chế hoạt động, đa phương, đa diện hóa quan hệ, mở rộng đối tác khách hàng quốc tế. Các hoạt động về cảng biển là logistics của XNDV vì thế cũng không ngừng được hoàn thiện, đã từng bước tự chủ hoàn toàn chuỗi cung ứng, không chỉ cho hoạt động của Vietsovpetro mà còn cho các đơn vị, đối tác trong và ngoài ngành dầu khí, ở cả trong nước và nước ngoài. Tổng khối lượng hàng hóa tiếp nhận và bốc xếp qua cảng từ 350-400 nghìn tấn/năm. Doanh thu dịch vụ toàn phần 13-15 triệu USD/năm. Trong đó, khối lượng hàng hóa tiếp nhận và bốc xếp cho Lô 09-1 trong khoảng 250-300 nghìn tấn/năm. Còn lại là cho các Lô khác ngoài 09-1 và dịch vụ cho khách hàng ngoài Vietsovpetro. Những năm gần đây, khối lượng công việc và doanh thu cho các Lô ngoài ngày càng tăng, gồm Lô 04-3, 09-3/12, 09-2/09, 16-1/15.

Về con người, hiện nay, XNDV có đội ngũ lao động hơn 300 CBCNV, trong đó trên 130 CBCNV có trình độ đại học và sau đại học, còn lại là công nhân kỹ thuật các ngành nghề, được đào tạo chuyên nghiệp và giàu kinh nghiệm. Ngoài ra, khi cần XNDV có thể huy động các dịch vụ logistics từ các đối tác về lao động và phương tiện để nâng cao công suất khai thác hệ thống căn cứ dịch vụ.

Về cơ sở vật chất và trang thiết bị, hiện nay XNDV đang quản lý hệ thống hạ tầng kỹ thuật sản xuất khá hoàn chỉnh, bao gồm:

- Bến cảng Vietsovpetro: gồm 10 cầu cảng (từ cầu số 0 đến cầu số 9), tổng chiều dài cầu cảng là 1.400m, trong đó cầu nhô số 5, 6 dài 106m, độ sâu nước trước bến có độ sâu thiết kế - 8,0m, có thể phục vụ tàu của Vietsovpetro và tàu thương mại có trọng tải toàn phần DWT đến 10.000 tấn cập cảng. Trong thực tế, khi cần cho các dự án đặc biệt, Bến cảng Vietsovpetro có thể xin phép các cơ quan quản lý Nhà nước để được đón các chuyến tàu có trọng tải toàn phần lớn hơn. Trên thực tế Bến cảng Vietsovpetro đã từng 02 lần đón tàu có DWT đến 34.400 tấn cập cảng (Sà lán Holmen Pacific cập cảng năm 2019 và năm 2022 – xem ảnh).

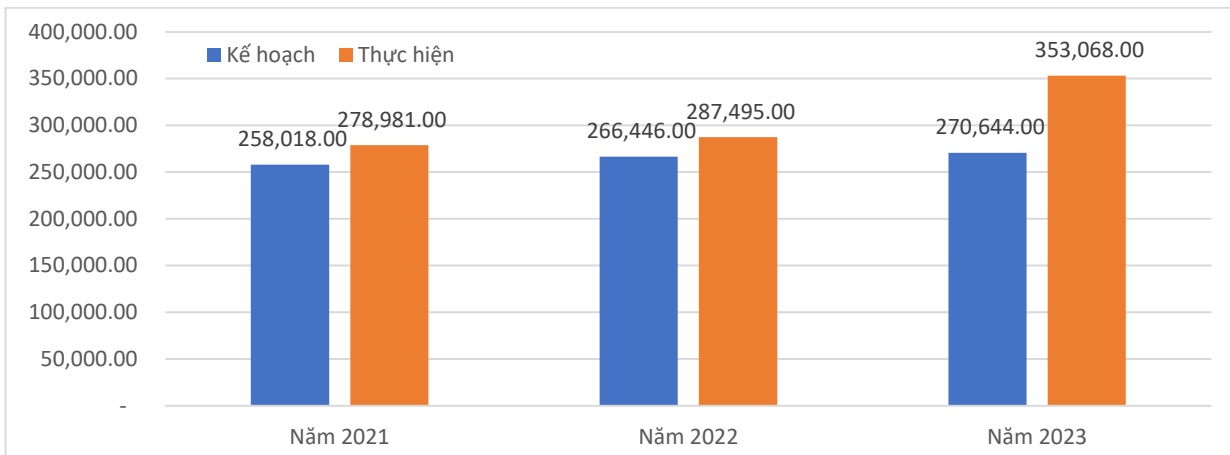
- Hệ thống kho bãi đảm bảo cung ứng dịch vụ cho khoảng gần 100 ngàn mét khoan/năm cũng như cung ứng vật tư thiết bị cho các công trình dầu khí trong và ngoài Vietsovpetro. Các khu vực kho chứa nhiều loại hàng hóa phục vụ sản xuất như khu vực kho chứa kết cấu kim loại, các loại ống thép, vật tư cho công tác xây dựng; kho chứa xi măng, hoá phẩm phục vụ công tác

khoan và khai thác; hệ thống kho thông minh xếp dỡ hàng hóa bằng rô-bốt, kho lạnh chuyên dụng. Tổng diện tích kho kín mái là 22.000m², diện tích kho bán mái là 972m², diện tích kho bãi cảng là 45.383m².

- Quản lý và vận hành hơn 250 đầu xe bao gồm các xe chuyên dụng và chuyên chở, đáp ứng toàn bộ nhu cầu về vận chuyển, xếp dỡ hàng hóa..., khối lượng vận chuyển hàng hóa qua cảng đạt trên 300 nghìn tấn/năm và có thể nâng công suất lên đến trên 600 nghìn tấn/năm.

Là một thành viên trong Vietsovpetro, hoạt động kinh tế của XNDV được hạch toán theo phương thức hạch toán nội bộ, không có lợi nhuận. Chỉ tiêu sản xuất chính của XNDV là khối lượng hàng hoá bốc xếp luân chuyển tính bằng tấn, giờ xe phục vụ sản xuất và chỉ tiêu đảm bảo thời gian xếp dỡ hàng hoá.

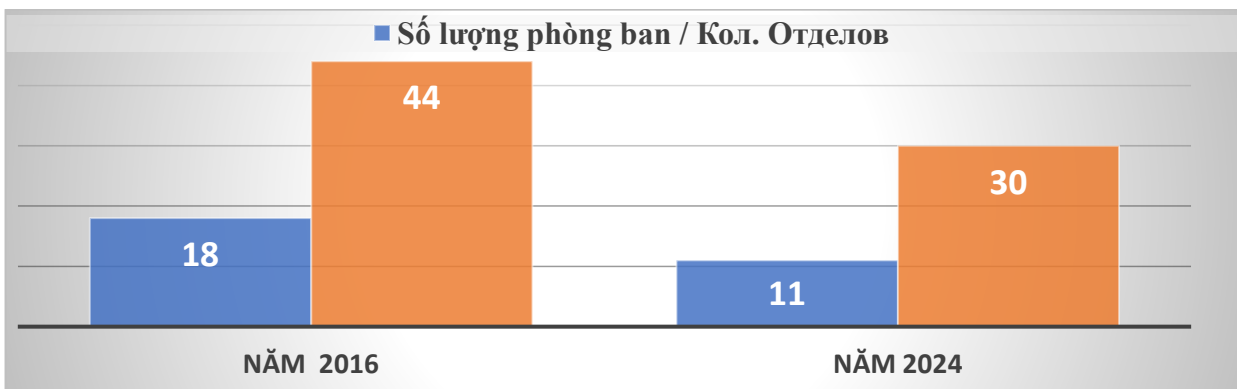
Trong những năm gần đây nhất, XNDV luôn hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch sản xuất chính từ 15% trở lên và 100% đơn hàng đảm bảo đúng thời hạn, cụ thể như sau:



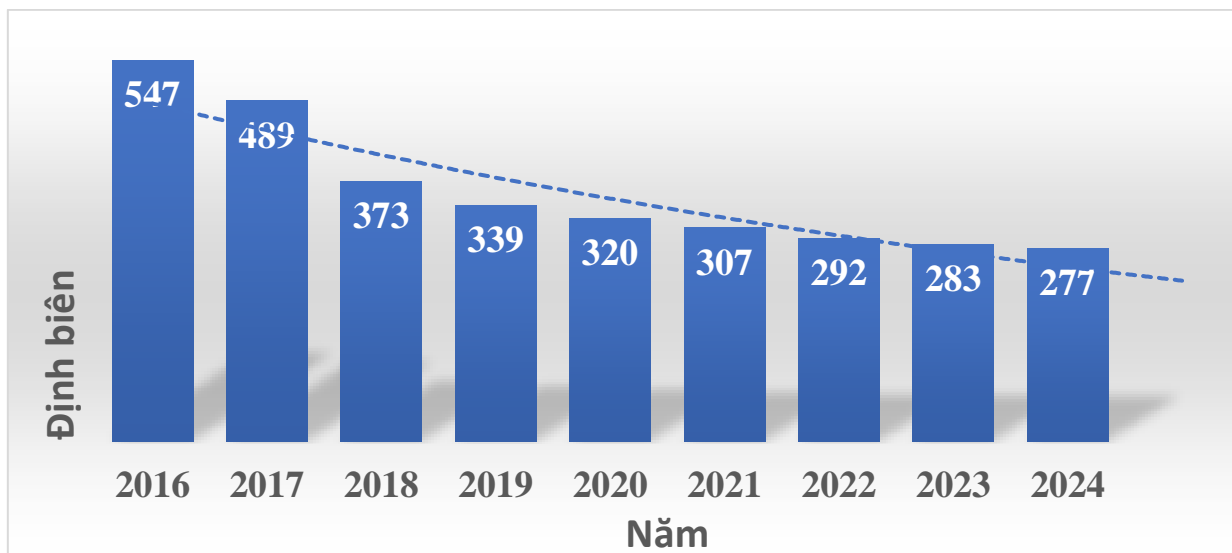
Hình 5. Khối lượng hàng hóa luân chuyển của Vietsovpetro năm 2023 (Lô 09-1 và các Lô khác)

XNDV đã vừa đảm bảo nhiệm vụ cung cấp vật tư cho các đơn vị thành viên trong Vietsovpetro làm nhiệm vụ thăm dò, khai thác dầu khí, còn tham gia thực hiện các dự án, các công trình trọng điểm Quốc gia do Vietsovpetro làm tổng thầu. Ngoài ra, Xí nghiệp cũng tận dụng năng lực nhân rồi để làm dịch vụ cho các đơn vị ngoài Vietsovpetro.

Thực hiện chủ trương của Vietsovpetro về hoàn thiện cơ cấu tổ chức, tối ưu hóa định biên lao động và chi phí nhân viên, trong giai đoạn 2016-2024, XNDV đã sáp nhập để cắt giảm 07 đơn vị/phòng ban chức năng, giảm 14 chức danh lãnh đạo quản lý (từ cấp Phó phòng ban/Xưởng/Đội trở lên), tổng số biên chế của XNDV đã giảm 270 chức danh (giảm 49,4% so với định biên lao động năm 2016).



Hình 6. Kết quả tối ưu hóa cơ cấu tổ chức giai đoạn 2016-2024



Hình 7. Định biên lao động XNDV giai đoạn 2016-2024

Với khối lượng hàng hoá luân chuyển và dịch vụ ngày càng tăng, trong khi số lượng CBCNV của XNDV giảm mỗi năm, điều đó chứng minh hiệu quả và năng suất lao động của XNDV ngày càng cao. Để đạt được kết quả đó, những năm gần đây, XNDV đã có nhiều thay đổi mạnh mẽ về tối ưu hóa chuỗi dây chuyền sản xuất và thúc đẩy đề xuất áp dụng các sáng kiến để nâng cao năng suất lao động và hiệu quả sử dụng phương tiện, thiết bị, tiết kiệm sức người, vật tư. Trong giai đoạn 2012-2023, XNDV đã có 16 sáng kiến được công nhận, mang lại hiệu quả kinh tế trung bình mỗi năm 475,8 nghìn USD. Điển hình là những sáng kiến về cải tiến hệ thống bơm vật liệu rời và bốc xếp hàng hóa. Điển hình như, năng suất bơm xi măng, hoá phẩm cho công tác khoan tăng đến 250% công suất.

Bước vào giai đoạn mới, Vietsovpetro đang từng bước chuyển hướng chiến lược: một mặt tiếp tục thực hiện nhiệm vụ tận thăm dò, tận thu tài nguyên dầu khí từ Lô đang khai thác như 09-1, 04-3, 09-3/12; một mặt mở rộng hợp tác để đưa hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ra các Lô mới như 09-2/09, 16-1/15...; một mặt đẩy mạnh hoạt động cung cấp dịch vụ Vietsovpetro có thể mạnh cho các đối tác trong lĩnh vực dầu khí, năng lượng và phát triển kinh tế biển. Trong đó, đầu tư phát triển khai thác điện gió và cung cấp dịch vụ thiết kế, chế tạo, lắp đặt, vận hành khai thác và bảo trì sửa chữa các công trình biển (của ngành dầu khí, năng lượng gió và các ngành kinh tế biển khác) là lĩnh vực Vietsovpetro tiếp tục có thể mạnh.

Để phục vụ việc chuyển hướng chiến lược và nhiệm vụ chủ chốt của Vietsovpetro về phát triển kinh tế biển và chuyển dịch năng lượng, XNDV đã thấy rõ thời cơ nhưng cũng rất thách thức để định hướng và tổ chức các hoạt động trong giai đoạn mới. Ở đó, các dịch vụ cảng biển và hậu cần kỹ thuật trên bờ tiếp tục giữ vai trò rất quan trọng, nhưng có yêu cầu cao hơn, phức tạp hơn với sự cạnh tranh ngày càng khốc liệt hơn.

Hiện tại và trong những năm tới, để khắc phục khó khăn, nắm bắt thời cơ, vượt qua thách thức, XNDV đã và đang triển khai nhiều biện pháp để nâng cao chất lượng, hiệu quả và doanh thu dịch vụ cảng biển và hậu cần kỹ thuật của Liên doanh Việt – Nga Vietsovpetro, vừa đảm bảo phục vụ tốt các nhiệm vụ truyền thống, vừa đón bắt cơ hội tham gia chuỗi cung ứng để phát triển, trong đó có một số nội dung sau:

- Tổ chức sửa chữa, cải tạo nâng cấp hệ thống cầu cảng, đầu tư mới các trang thiết bị cầu cảng nhằm đảm bảo vận hành an toàn cho tàu thuyền cập cảng;
- Cải tạo, tối ưu hóa diện tích kho bãi, nâng cao sức chứa;
- Tiếp tục duy trì chứng nhận Doanh nghiệp ưu tiên về hải quan, rút ngắn hơn nữa thời gian làm thủ tục để đưa hàng hoá vào sản xuất, tăng cường công tác quản lý vật tư, công tác kiểm soát hàng hoá lưu trữ trong kho;

- Tăng cường công tác đảm bảo an toàn, an ninh Cảng biển, phối hợp chặt chẽ với các đơn vị Biên phòng, Công an đảm bảo thực hiện Kế hoạch an ninh cảng biển theo quy định của Nhà nước và Công ước quốc tế;
- Cải tiến công tác đảm bảo vệ sinh, môi trường bao gồm công tác thu gom, phân loại, xử lý các loại chất thải, nước thải đáp ứng tiêu chuẩn mới với các tiêu chí nâng cao về đảm bảo môi trường, xử lý chất thải của Việt Nam;
- Đề xuất cải tiến phương thức quản lý khai thác Cảng cùng với đầu tư nâng cấp cơ sở vật chất, đáp ứng yêu cầu ngày càng cao và đón bắt cơ hội mới trong lĩnh vực dịch vụ hậu cần kho cảng;
- Đẩy mạnh marketing để thu hút ngày càng đông khách hàng thương mại đưa tàu và hàng qua bến cảng và thuê kho bãi. Phấn đấu đưa công suất xếp dỡ lên trên 500 nghìn tấn hàng hóa mỗi năm.

Trong trung hạn và dài hạn, Việt Nam sẽ giảm dần phụ thuộc vào dầu khí và gia tăng sử dụng các nguồn năng lượng mới, trong đó có phát triển điện gió và kinh tế biển. Vietsovpetro có một số ưu thế để tham gia lĩnh vực này song song với hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí. Để phát triển bền vững, Vietsovpetro cần tham gia sâu vào chiến lược chuyển dịch năng lượng quốc gia và khu vực. Để đáp ứng các tiêu chuẩn và yêu cầu về công nghệ trong lĩnh vực điện gió và phát triển kinh tế biển, việc đầu tư nâng cấp cơ sở vật chất, hoàn thiện hệ thống tổ chức, quản lý và cơ chế để tham gia cung cấp dịch vụ cảng biển và hậu cần kỹ thuật là rất cần thiết.

Để nâng cao chất lượng, hiệu quả và doanh thu dịch vụ cảng biển và hậu cần kỹ thuật của Vietsovpetro trong giai đoạn tiếp theo, nhóm tác giả có thể đề xuất một số giải pháp xem xét áp dụng đối với lĩnh vực này như sau:

- Đầu tư cơ sở vật chất và công nghệ: nghiên cứu xem xét đầu tư cơ sở vật chất và công nghệ hiện đại để đáp ứng các tiêu chuẩn và yêu cầu kỹ thuật trong lĩnh vực điện gió và phát triển kinh tế biển. Điều này có thể bao gồm xem xét đầu tư cảng biển với độ sâu mực nước trước bến trên -10,0m gần các luồng hàng hải được quy hoạch cho tàu DWT đến 30.000 tấn ra vào và bãi chế tạo lắp ráp mới có diện tích đủ lớn cho các dự án điện gió ngoài khơi (wind farm offshore) thường được tổ chức chế tạo tổ hợp theo dây chuyền với 20-30 trụ đồng thời. Đối với hệ thống cảng biển và căn cứ hiện có, sẽ tổ chức xem xét đánh giá tổng thể để điều chỉnh quy hoạch, mở rộng tối đa diện tích bãi chứa tập kết vật tư thiết bị và tổ hợp lắp ráp; xem xét phương án nạo vét luồng lạch đủ sâu (khoảng -9,0m) để phục vụ các dự án trước mắt có thể triển khai; ngoài ra, tiếp tục xem xét mua sắm và nâng cấp các thiết bị, công cụ và phương tiện vận chuyển cũng như áp dụng các công nghệ mới như IoT và AI để tối ưu hóa hoạt động quản lý khai thác hệ thống cảng, phương tiện thiết bị và kho bãi;
- Hoàn thiện hệ thống tổ chức và quản lý: Cải thiện tổ chức và quản lý là yếu tố quan trọng để tăng cường hiệu suất và hiệu quả hoạt động. Vietsovpetro có thể tăng cường đào tạo và phát triển nhân viên, thiết lập quy trình làm việc hiệu quả và tối ưu hóa các quy trình hoạt động để đảm bảo sự linh hoạt và hiệu quả cao nhất;
- Phát triển cơ chế hợp tác: Xây dựng các cơ chế hợp tác với các đối tác trong và ngoài nước có kinh nghiệm trong lĩnh vực điện gió và kinh tế biển có thể giúp Vietsovpetro học hỏi và áp dụng những phương pháp tiên tiến nhất trong hoạt động của mình. Hợp tác này có thể bao gồm chia sẻ công nghệ, nguồn lực và kiến thức chuyên môn;
- Tăng cường tiếp cận thị trường và tiếp thị dịch vụ: Để tăng doanh thu từ dịch vụ cảng biển và hậu cần kỹ thuật, Vietsovpetro cần tăng cường tiếp cận thị trường và tiếp thị để thu hút khách hàng tiềm năng. Điều này có thể bao gồm việc tham gia các sự kiện ngành, xây dựng mối quan hệ với các đối tác và khách hàng tiềm năng, cũng như tăng cường chiến lược tiếp thị trực tuyến và truyền thông;
- Chú trọng bảo vệ môi trường và phát triển bền vững: Trong quá trình phát triển và vận hành, Vietsovpetro cần chú trọng vào bảo vệ môi trường và phát triển bền vững. Việc thực

hiện các biện pháp bảo vệ môi trường và áp dụng các công nghệ sạch và tiết kiệm năng lượng không chỉ giúp bảo vệ môi trường mà còn tạo ra giá trị thêm cho doanh nghiệp.

Thông qua việc thực hiện những giải pháp này, XNDV tin rằng sẽ từng bước nâng cao chất lượng, hiệu quả và doanh thu của dịch vụ cảng biển và hậu cần kỹ thuật để tiếp tục ổn định và phát triển Vietsovpetro, vừa tiếp tục thực hiện tốt nhiệm vụ thăm dò và khai thác dầu khí, vừa tham gia chủ động, tiên phong và hiệu quả trong lĩnh vực điện gió và phát triển kinh tế biển.

Trong thời đại mới cần những yếu tố sáng tạo và cải tiến không ngừng về tư duy làm việc cũng như nỗ lực học hỏi, đổi mới về quản lý và vận hành. Với những bề dày kinh nghiệm đã trải qua cùng với đội ngũ người lao động chăm chỉ, lành nghề, cống hiến đầy trách nhiệm, XNDV tin tưởng và quyết tâm phấn đấu trở thành điểm sáng mới của Vietsovpetro trong giai đoạn phát triển mới.

MỤC LỤC

Lời giới thiệu.....	7
Phát biểu khai mạc Hội nghị của Ông Vũ Mai Khanh -Tổng giám đốc Liên doanh Vietsovpetro.....	9
Phần thứ ba (Tiếp theo): Công nghệ Khai thác	
3. Nguyễn Quốc Dũng, Hoàng Văn Minh, Trần Thanh Nam, Phạm Cao Thành, Vũ Hoàng Tân Nghiên cứu và áp dụng các công nghệ mới trong công tác kiểm soát trạng thái thiết bị lòng giếng và khảo sát giếng nhằm tối ưu hóa hoạt động quỹ giếng gaslift của Vietsovpetro	15
4. Nguyễn Lâm Anh, Đào Nguyên Hưng, Phạm Đại Nhân, Nguyễn Quỳnh Huy, Phạm Đức Toàn Tiềm năng áp dụng bơm điện ly tâm ngầm để vận hành khai thác dầu tại các giếng thuộc Liên doanh Vietsovpetro	26
5. Bùi Trọng Hân, Nguyễn Công Trình, Bùi Quang Thuận, Phạm Thành Vinh Các giải pháp giảm áp suất hệ thống thu gom, vận chuyển dầu khí nhằm giảm áp suất miệng giếng và gia tăng sản lượng khai thác tại các mỏ Lô 09-1	34
6. Trương Minh Đức, Phạm Xuân Vượng, Nguyễn Công Trình, Isotov Dmitri, Bùi Trọng Hân Các giải pháp bảo đảm năng lượng để phục vụ khai thác dầu khí có tính đến chiến lược chuyển dịch năng lượng trong tương lai.....	43
7. Lê Đăng Tâm, Bùi Trọng Hân, Phạm Thành Vinh, A.G. Akhmadeev Hoàn thiện hệ thống thu gom vận chuyển dầu khí các mỏ và các mỏ kết nối của Liên doanh Vietsovpetro qua các thời kỳ phát triển.....	52
8. Lê Việt Dũng, Bùi Trọng Hân, Lê Đăng Tâm, Nguyễn Dương Phúc, Trương Sỹ Giang Dầu thương phẩm – mắt xích của 2 chu trình khác biệt.....	59
9. Lê Đăng Tâm, Chu Văn Lương, Phạm Thành Vinh, Châu Nhật Bằng Nghiên cứu xây dựng và phát triển mô hình phân chia sản phẩm khai thác cho các mỏ kết nối.....	64
10. Lê Việt Dũng, Bùi Trọng Hân, Lê Đăng Tâm, Nguyễn Dương Phúc, Nguyễn Hoài Vũ, Huỳnh Xuân Trường, Công Đức Tâm Những khó khăn thách thức trong phóng thoi làm sạch và khảo sát bên trong đường ống ngầm ở Vietsovpetro	75
11. T.D. Hải, N.V. Dũng, Savelev V.V., D.T. Anh, N.T. Hằng Các giải pháp chống ăn mòn để đảm bảo vận hành an toàn đường ống ngầm trên các mỏ dầu khí của Liên doanh Vietsovpetro.....	87

12. **Lê Văn Yên, Lương Tuấn Chung, Phạm Tài, Hoàng Minh Hiếu, Doãn Viết Điệp**
Giải pháp kỹ thuật để duy trì sự ổn định và hiệu quả hoạt động của máy nén khí ly tâm cao áp dẫn động bởi động cơ tua bin khí trên giàn nén khí trung tâm, đảm bảo cung cấp gaslift cho công tác khai thác dầu tại các mỏ thuộc Lô 09-1 92
13. **Đinh Đức Huy, Trần Xuân Quý, Trần Đăng Tú, Nguyễn Minh Quý, Nguyễn Anh Đức, Phan Ngọc Trung, Vũ Tuyết Vy, Nguyễn Trung Sơn, Đào Nguyên Hưng, Nguyễn Quốc Dũng, Nguyễn Tuấn Minh, Trần Thanh Nam, Bùi Khắc Hùng, Đặng Văn Hội**
Nghiên cứu xây dựng công cụ nhằm hỗ trợ theo dõi, quản lý và phát hiện bất thường giếng khai thác của Liên doanh Vietsovpetro 100
14. **Hoàng Linh Lan, Lê Thị Thu Hường, Hà Thu Hương, Hoàng Long, Nguyễn Minh Quý**
Nghiên cứu chế tạo và ứng dụng hệ hóa phẩm khử nhũ VPI-Demul nhằm tách nước khỏi dầu thô trong quá trình vận chuyển dầu tại mỏ Bạch Hổ..... 106
15. **Trương Văn Từ; Nguyễn Thế Vinh; Lê Đức Vinh; Nguyễn Khắc Long**
Áp dụng thuật toán hồi quy Random Forest để xây dựng mô hình dự báo hệ số poisson phục vụ công tác nứt vỡ thủy lực các giếng dầu khí tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ..... 123
16. **Д.И. Варламов, Е.Н. Грищенко, Ф.Д. Нянь**
Применение и развитие методов интенсификации нефтедобычи на месторождениях СП «Вьетсовпетро» 132
17. **Хо Нам Чунг., Лотфуллин Ш.Р., Клевцов А.С.**
Опыт проведения грп в скважинах, эксплуатирующих низкопроницаемые коллектора олигоценых отложений 140
18. **Гейлани Панахов, Алексей Иванов, Эльдар Аббасов, Ле Вьет Зунг, Ле Данг Там, Гульнар Салманова**
Неравновесные эффекты при течении газовых смесей в трубах и методы предотвращения возникновения коррозии газопроводов 145
19. **Гладких М.А, Гладких И.Ф., Велиев М.М., Хван Р.В., Середюк Е.Ю., Н.В. Зунг**
Применение асвольных изоляционных покрытий для защиты магистральных и подводных трубопроводов от стресс-коррозии 156
20. **Гладких М.А, Гладких И.Ф., Велиев М.М., Хван Р.В., Середюк Е.Ю., Ле Данг Там**
Инновационное изоляционное покрытие для ремонта магистральных и подводных трубопроводов 163
21. **Бойко В.И., Nguyen Thuc Khang**
Защита нефтепроводов от внутренней коррозии..... 172
22. **Tran Duc Minh Chau, Le Dac Hoa, Le Vu Dung**
Breaking limit – a case study of open-hole sidetrack and world record's highest dogleg severity in basement drilling of Su Tu Vang South West Field, Block 15.1 175

23.	Dang Viet Long, Tony Roche, Do Dinh Phan, George Hepler, Le Quang Dat, Bui Van Lam, Vu Hieu Huy, Ngo Khanh Dong, Do Tien Dung, Pham Khanh Thanh Long, Le Cong Trung, Nguyen Viet Dung, Bui Huu Phuoc, Ho Van Tam, Tran Van Lam, Tran Minh Dung	
	Optimised production profiles using a coupled reservoir-surface network model-a case study in Ca Ngu Vang Field, Cuu Long Basin	187
Phần thứ tư: Công nghệ Khoan		
1.	Nguyễn Thái Sơn, Tạ Ngọc Ánh, Tạ Văn Thịnh, Mai Duy Khánh, Đặng Trọng Hiếu, Nguyễn Hữu Chính	
	Những thành tựu về nghiên cứu áp dụng hiệu quả công nghệ thi công các giếng khoan thăm dò - khai thác dầu khí trong điều kiện đặc thù của Vietsovpetro	201
2.	ThS Tạ Văn Thịnh, ThS Nguyễn Bảo Trung Anh, ThS Nguyễn Thái Sơn, ThS Tạ Ngọc Ánh	
	Công nghệ khoan mới khi thi công qua địa tầng có “cửa sổ” dung dịch hẹp	214
3.	Trần Xuân Đào	
	Công tác xây dựng giếng khoan của Vietsovpetro – Chặng đường phát triển và những thành tựu về khoa học và công nghệ	224
4.	Hoàng Hồng Lĩnh, Bùi Văn Thơm, Mai Duy Khánh, Phạm Đình Lơ	
	Nghiên cứu và áp dụng những hệ dung dịch khoan tiên tiến của Vietsovpetro	234
5.	Hoàng Hồng Lĩnh, Bùi Văn Thơm, Mai Duy Khánh, Phạm Đình Lơ	
	Nghiên cứu và áp dụng những giải pháp phù hợp nhằm nâng cao chất lượng và hiệu quả thi công dung dịch cho hệ KGAC PLUS M1	245
6.	Tạ Kim Vũ, Tạ Ngọc Ánh, Nguyễn Thái Sơn, Tạ Văn Thịnh	
	Áp dụng công nghệ khoan bằng ống chống khi có góc nghiêng để khôi phục vị trí miệng giếng	255
7.	Nguyễn Hữu Chính, Nguyễn Bảo Trung Anh	
	Đánh giá chất lượng vành đá xi măng ở Liên doanh Vietsovpetro và vai trò trong nghiên cứu ứng dụng công nghệ mới	262
Phần thứ năm: Xây dựng mỏ, Kinh tế mỏ & Các lĩnh vực khác		
1.	Nguyễn Lê Việt Dũng, Bùi Trọng Hân, Nguyễn Quốc Dũng, Nguyễn Công Hiếu, Nguyễn Công Trình, Phạm Thành Vinh	
	Hệ thống công nghệ các mỏ dầu khí của Vietsovpetro – Hiện trạng và các giải pháp để đảm bảo khai thác	275
2.	Bùi Trọng Hân, Trần Duy Hải, Bùi Hồng Dương	
	Giải pháp thiết kế giàn đầu giếng mini BK để phục vụ phát triển mỏ cận biên hiện tại của Vietsovpetro	281
3.	Nguyễn Hồng Giang, Đỗ Hồng Sơ, Phạm Văn Quân	
	Công tác quản lý xây dựng - khảo sát, sửa chữa - thu dọn các công trình biển thuộc Lô 09-1, Bể Cừu Long, thềm lục địa Việt Nam	287

4.	Nguyễn Ngọc Tiệp, Bùi Trọng Hân Kế hoạch thu dọn công trình dầu khí ngoài khơi và những vấn đề cần xem xét đối với các mỏ dầu khí do Vietsovpetro điều hành và quản lý.....	296
5.	Đặng Đức Phong, Phạm Thanh Bình, Lê Quốc Anh, Trần Sỹ Thái, Nguyễn Văn Sở, Lê Chí Thành Xí nghiệp xây lắp với những thành tựu nổi bật trong nghiên cứu và thiết kế thi công các công trình dầu khí.....	303
6.	Nguyễn Thế Văn, Phạm Thanh Bình, Nghiêm Trung Kiên, Hà Anh Đức Dấu ấn khoa học công nghệ trong chế tạo, xây dựng các công trình dầu khí	307
7.	Trần Thị Hà, Nguyễn Hải Yến, Phạm Văn Thao, Phan Thị Kim Chi Nghiên cứu và đề xuất cơ chế ưu đãi thuế để thúc đẩy các dự án nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) tại Liên doanh Vietsovpetro	312
8.	Đoàn Văn Thuần, Phan Ngọc Trung, Nguyễn Minh Quý, Hoàng Long, Phạm Trường Giang, Phạm Thu Trang Nâng cao hệ số thu hồi dầu tại Việt Nam trong xu hướng chuyển dịch năng lượng: vấn đề về chính sách	318
9.	Trần Lê Phương; Bùi Đức Hiến, Nguyễn Trọng Tiêu, Hồ Văn Hoàn Đánh giá hiệu quả công tác quản lý điều hành các Lô ngoài Lô 09-1 mà Vietsovpetro là người điều hành	325
10.	Trần Quốc Thắng, Trần Lê Phương, Phạm Văn Nam, Phạm Giáp Trí Dự án mỏ Thiên Ưng, điểm sáng khởi đầu phát triển các mỏ khí & condensate thuộc chuỗi Nam Côn Sơn 2 khu vực nước sâu xa bờ thềm lục địa Việt Nam.....	333
11.	Lê Minh Thống Nhu cầu năng lượng và xu hướng chuyển dịch năng lượng trong ngành dầu khí ở Việt Nam – vài vấn đề suy nghĩ đối với sự chuyển dịch của Vietsovpetro	343
12.	Tạ Cao Biền, Đinh Trung Kiên, Trần Thị Minh Hiếu Hệ thống quản lý an toàn – sức khỏe – môi trường của Liên doanh Vietsovpetro trong hành trình khai thác 250 triệu tấn dầu.....	349
13.	Phòng Thương mại BMDH - LD Vietsovpetro Một số giải pháp theo định hướng của công tác chuyển đổi số về mua sắm hàng hóa, thuê dịch vụ nhằm đảm bảo công tác sản xuất của Vietsovpetro.....	354
14.	Đặng Đình Công Hiện đại hóa hệ thống thông tin liên lạc giữa biển – bờ: bước tiến chiến lược của Vietsovpetro trong ngành dầu khí	360
15.	Đỗ Mạnh Hà, Nguyễn Thế Kim, Nguyễn Trường Chinh, Hà Anh Việt, Phạm Thế Vinh Hiện trạng và giải pháp nâng cao chất lượng, hiệu quả và doanh thu dịch vụ cảng biển và hậu cần kỹ thuật của Liên doanh Vietsovpetro trong giai đoạn mới	364