

Dầu Khí



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

■ SỐ 12 - 2018

ISSN-0866-854X





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Nguyễn Ngọc Hoàn

ThS. Lê Ngọc Sơn

TS. Cao Tùng Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Tôn Anh Thi

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viên

TS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

THIẾT KẾ

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

Tầng M2, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

Tel: 024-37727108 | 0982288671 * Fax: 024-37727107 * Email: tcdk@pvn.vn

Ảnh bìa: Thủ tướng Chính phủ thăm hỏi các chuyên gia, kỹ sư Liên hợp Lạc hóa dầu Nghi Sơn. Ảnh: Quang Hiếu

LIÊN HỢP LỘC HÓA DẦU NGHI SƠN CHÍNH THỨC VẬN HÀNH THƯƠNG MẠI

Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn với công suất chế biến 10 triệu tấn dầu thô/năm, cùng với Nhà máy Lộc dầu Dung Quất đang vận hành, sẽ đáp ứng khoảng 80 - 90% nhu cầu xăng dầu cho thị trường trong nước, giảm bớt sự phụ thuộc vào xăng dầu nhập khẩu.



Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc phát biểu tại Lễ vận hành thương mại Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn. Ảnh: Quang Hiếu

Ngày 23/12/2018, Công ty TNHH Lộc hóa dầu Nghi Sơn (NSRP) đã tổ chức Lễ vận hành thương mại Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn sau hơn 5 năm thi công. Tham dự có Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc, nguyên Chủ tịch nước Trần Đức Lương, nguyên Chủ tịch nước Trương Tấn Sang, nguyên Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Sinh Hùng, Thường trực Ban Bí thư Trần Quốc Vương, Trưởng Ban Tổ chức Trung ương Phạm Minh Chính, Trưởng Ban Kinh tế Trung ương Nguyễn Văn Bình cùng đại diện các bộ/ngành trung ương và địa phương.

Dự án Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn (Khu kinh tế Nghi Sơn, Thanh Hóa) là công trình trọng điểm quốc gia, có quy mô xây dựng và tổng mức đầu tư lớn nhất Việt Nam từ trước tới nay (trên 9 tỷ USD). Công suất lọc dầu theo thiết kế đạt 200 nghìn thùng/ngày (tương đương 10 triệu tấn/năm) sử dụng nguồn nguyên liệu dầu thô nhập khẩu từ Kuwait (KEC).

Các nhà đầu tư góp vốn vào Dự án gồm Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) 25,1%, Công ty Dầu khí Quốc tế Kuwait (KPI/KPE) 35,1%, Idemitsu Kosan Nhật Bản (IKC) 35,1%, Công ty Hoá chất Mitsui Nhật Bản (MCI) 4,7%. Công ty TNHH Lộc hóa dầu Nghi Sơn (NSRP), chủ đầu tư Dự án, được thành lập theo Hợp đồng liên doanh ký ngày 7/4/2008 và Giấy chứng nhận đầu tư cấp ngày 14/4/2008. Các sản phẩm chính của Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn gồm: khí hóa lỏng (LPG), xăng (RON 92, 95), dầu diesel (cao cấp, thường), dầu hỏa, nhiên liệu phản lực, polypropylene, para-xylene, benzene và lưu huỳnh.

Dự án Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn có công nghệ chế biến sâu và phức tạp nhất trong lĩnh vực Lộc hóa dầu tại Việt Nam và khu vực với 38 phân xưởng công nghệ có bản quyền công nghệ từ các nhà bản quyền hàng đầu thế giới (Foster Wheeler, UOP, Axens, Mitsui...). Dự án có chỉ số Nelson Index đạt từ 11-12. Tổng khối lượng vật tư, thiết bị được lắp đặt tại

dự án khoảng gần 500 nghìn tấn, sử dụng gần 450 nghìn m³ bê tông, 1,5 triệu mét cọc, 6,5 triệu mét cáp điện và cáp điều khiển...

Từ tháng 5/2018, Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn đã sản xuất 10 sản phẩm lọc hóa dầu theo thiết kế như: Khí hóa lỏng, xăng A92, A95, dầu diesel, dầu hỏa... Tính đến tháng 12/2018, Nhà máy đã chế biến được khoảng 5 triệu tấn dầu thô, nộp thuế trên 8.000 tỷ đồng, giúp tổng thu ngân sách của Thanh Hóa tăng lên mức cao nhất từ trước đến nay.

Theo kế hoạch, khi đạt 100% công suất vận hành, tương đương 10 triệu tấn dầu thô/năm, Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn sẽ đáp ứng được 40% nhu cầu xăng dầu trong nước. Việc đưa dự án vào vận hành thương mại sẽ mở ra cơ hội phát triển cho tỉnh Thanh Hóa và tạo "cú hích" phát triển kinh tế khu vực Bắc Trung Bộ.

Tại Lễ vận hành thương mại, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đánh giá cao chủ đầu tư, tổng thầu EPC cùng các nhà thầu ở trong



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc và các đại biểu thực hiện nghi thức đưa Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn vào vận hành thương mại. Ảnh: Quang Hiếu

và ngoài nước đã phối hợp chặt chẽ, khoa học, trách nhiệm để hoàn thành khối lượng công việc khổng lồ với gần 200 triệu giờ công lao động an toàn.

Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn là biểu tượng tốt đẹp của sự hợp tác quốc tế thực chất và hiệu quả; được sự quan tâm hỗ trợ đặc biệt của Chính phủ Việt Nam, Nhật Bản, Kuwait và các đối tác quan trọng có các quan hệ hợp tác kinh tế, thương mại, đầu tư sâu rộng với Việt Nam.

Thủ tướng Chính phủ nhấn mạnh, Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn đưa vào vận hành thương mại có ý nghĩa quan trọng về chính trị, kinh tế - xã hội, an ninh - quốc phòng trong quá trình phát triển đất nước, góp phần bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia.

Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn với công suất chế biến 10 triệu tấn dầu thô/năm, cùng với Nhà máy Lộc dầu Dung Quất đang vận hành, sẽ đáp ứng khoảng 80 - 90% nhu cầu xăng dầu cho thị trường trong nước, giảm bớt sự phụ thuộc vào nhập khẩu.

Việc xây dựng thành công Nhà máy Lộc dầu Dung Quất trước đây và nay là Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn cho thấy đội ngũ cán bộ, kỹ sư và công nhân kỹ thuật Việt Nam đã từng bước làm chủ công nghệ; đánh dấu bước trưởng thành vượt bậc về năng lực quản lý, thi công, vận hành, bảo dưỡng các nhà máy lọc hóa dầu của đội ngũ cán bộ và công nhân Việt Nam nói chung và ngành Dầu khí nói riêng.

Thủ tướng Chính phủ yêu cầu NSRP tiếp tục quản lý và vận hành thật tốt để Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn hoạt động an toàn, ổn định, bảo đảm chất lượng sản phẩm đầu ra, không để tồn tại các lỗi kỹ thuật phát sinh trong quá trình vận hành; phải tuân thủ đầy đủ các quy định về bảo vệ môi trường cũng như hoàn thành các thủ tục nghiệm thu công trình xây dựng theo đúng pháp luật Việt Nam.

Thủ tướng Chính phủ giao Bộ Công Thương, Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại Doanh nghiệp, Hội đồng nghiệm thu cấp Nhà nước các công trình xây dựng chỉ đạo, hướng

dẫn chủ đầu tư tiếp tục hoàn thiện hồ sơ, nghiệm thu dự án theo đúng quy định của pháp luật Việt Nam về xây dựng, bảo đảm vận hành Nhà máy tuyệt đối an toàn, bảo vệ môi trường, phòng chống cháy nổ và đạt hiệu quả cao nhất.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, với các bài học, kinh nghiệm quý báu trong quá trình xây dựng, vận hành Nhà máy Lộc dầu Dung Quất, Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn, tiếp tục thực hiện thành công các dự án trọng điểm khác về dầu khí, tiếp tục góp phần to lớn hơn nữa vào bảo đảm vững chắc an ninh năng lượng quốc gia.

Thủ tướng Chính phủ yêu cầu tỉnh Thanh Hóa, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Ban quản lý Khu kinh tế Nghi Sơn, NSRP tiếp tục chăm lo giải quyết tốt việc làm, đời sống cho đồng bào địa phương, nhất là đồng bào phải tái định cư đến nơi ở mới, bàn giao mặt bằng để Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn tiếp tục phát triển công nghiệp hóa dầu.

Nguyễn Hoàng



HOÀN THIỆN HÀNH LANG PHÁP LÝ ĐỂ NGÀNH DẦU KHÍ TIẾP TỤC PHÁT TRIỂN

Tại Tọa đàm “Dầu khí Việt Nam phát triển cùng đất nước” do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Báo Quân đội Nhân dân tổ chức ngày 13/12/2018, các chuyên gia, nhà khoa học đã khẳng định vị trí, vai trò và đóng góp quan trọng của ngành Dầu khí Việt Nam đối với đất nước, đồng thời tập trung phân tích cơ hội và thách thức trong bối cảnh mới, đề xuất các giải pháp cấp bách cần giải quyết để ngành Dầu khí Việt Nam phát triển bền vững.

Thiếu tướng Phạm Văn Huấn - Tổng biên tập Báo Quân đội Nhân dân khẳng định: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam là trụ cột của nền kinh tế, thực hiện vai trò là công cụ điều tiết kinh tế vĩ mô của Chính phủ, đóng góp quan trọng cho ngân sách Nhà nước. Tập đoàn là đơn vị tiên phong trong hợp tác,



hội nhập quốc tế và mở rộng đầu tư ra nước ngoài; đang triển khai các hoạt động dầu khí tại 14 quốc gia/vùng lãnh thổ trên thế giới. “Không chỉ đóng góp về kinh tế, về an ninh, quốc phòng, sự xuất hiện, hoạt động của đội ngũ cán bộ, kỹ sư, công nhân và mỗi một giàn khoan của ngành Dầu khí trên biển chính là sự khẳng định chủ quyền của đất nước, thể hiện việc thực hiện chiến lược kinh tế biển của Việt Nam” - Thiếu tướng Phạm Văn Huấn nhấn mạnh.



Tọa đàm "Dầu khí Việt Nam phát triển cùng đất nước". Ảnh: PVN

TS. Ngô Hữu Hải - Tổng giám đốc Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông cho biết: Là đơn vị hoạt động tại vị trí tiền tiêu của Tổ quốc, Biển Đông POC đang tiến hành các hoạt động thăm dò tại Lô 105-110/4; đang khai thác cụm mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh, Lô 05-2 & 05-3, bể Nam Côn Sơn với sản lượng trung bình đạt 7 triệu m³ khí và 9.000 thùng condensate mỗi ngày, tổng sản lượng khai thác đến nay đã đạt trên 10 tỷ m³ khí và gần 17 triệu thùng condensate, đạt tổng doanh thu 2,634 tỷ USD. Dự án nằm ở khu vực nước sâu xa bờ, có đặc điểm địa chất phức tạp, nhiệt độ cao, áp suất cao, đòi hỏi kỹ thuật và công nghệ thăm dò, khoan và khai thác hiện đại tiên tiến nhất trên thế giới.

Các chuyên gia, nhà khoa học tham dự Tọa đàm đã tập trung phân tích các cơ hội và thách thức của ngành Dầu khí Việt Nam trong giai đoạn hiện nay và trong thời gian tới; các vấn đề cấp bách cần giải quyết, tháo gỡ để ngành Dầu khí Việt Nam phát triển bền vững và tiếp tục đóng góp hiệu quả cho nền kinh tế đất nước. Các ý kiến tập trung vào vấn đề khẩn trương hoàn thiện hành lang pháp lý cho ngành Dầu khí Việt Nam phát triển, phù hợp với thông lệ quốc tế.

Theo chuyên gia kinh tế TS. Nguyễn Minh Phong, công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí hiện nay đòi hỏi phải vươn ra xa hơn, sâu hơn, do đó chi phí đắt đỏ hơn và công nghệ phức tạp hơn; các phát hiện gần đây chủ yếu là mỏ nhỏ/cận biên, ở các khu vực có điều kiện địa chất phức tạp và khó tiếp cận... TS. Nguyễn Minh Phong đề xuất cần xây dựng/hoàn thiện quy hoạch tìm kiếm, thăm dò, phát triển khai thác có tính ổn định, có tính khả thi; rà soát các cơ chế hiện hành, điều chỉnh bổ sung các cơ chế mới (Luật đầu thầu quốc tế, cơ chế trích lợi nhuận để tái đầu tư, cơ chế đầu tư ra nước ngoài...), đặc biệt cần thiết phải thành lập Ban chỉ đạo cấp quốc gia để có tác động liên ngành.

Phó Chủ nhiệm Ủy ban Tài chính Ngân sách Quốc hội TS. Trần Văn chia sẻ các khó khăn trong công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí như: tình hình Biển Đông diễn biến phức tạp, giá dầu thô biến động, nguồn vốn đầu tư gặp khó khăn, hệ thống chính sách, văn bản pháp quy vừa chậm được ban hành vừa thiếu tính ổn định, thống nhất, cụ thể và minh bạch, chưa có cơ chế chấp nhận hạch toán chi phí rủi ro đối với tìm kiếm thăm dò dầu khí... Đặc biệt, việc hoàn thiện thể chế cho ngành Dầu



khí theo tinh thần nghị quyết của Đảng thực hiện rất chậm, là “nút thắt” lớn nhất do quy mô hoạt động dầu khí (từ thượng nguồn, trung nguồn, hạ nguồn) đòi hỏi sự đồng bộ, hài hòa, thống nhất từ Luật Dầu khí, Luật Đầu tư, Luật Đầu tư công, Luật Đấu thầu, Luật Xây dựng, Luật Quản lý, sử

dụng vốn Nhà nước đầu tư vào sản xuất, kinh doanh tại doanh nghiệp... gắn với việc phân công, phân cấp quản lý và cơ chế chính sách, tài chính, thu hút các nguồn lực đầu tư phát triển.

TS. Trần Văn chia sẻ với các doanh nghiệp dầu khí đã tham gia

đấu thầu, thắng thầu và triển khai thực hiện các dự án lớn trên thế giới nhưng lại... thua ngay trên “sân nhà” do một số quy định của pháp luật chưa cập nhật kịp thời tình hình thực tiễn; các chính sách, công cụ bảo hộ hợp lý như hàng rào kỹ thuật trong dịch vụ dầu khí chậm được nghiên



Mô Hải Thạch - Mộc Tinh. Ảnh: Lê Khoa

cứu ban hành, áp dụng và thực thi. TS. Trần Văn nhấn mạnh dầu khí là ngành kinh tế đặc biệt, có tính chất thiết yếu quan trọng đối với quốc gia, gắn kết phát triển kinh tế - xã hội với an ninh, quốc phòng, có tác động và ảnh hưởng lan tỏa đến toàn ngành công nghiệp và cả nền kinh tế,

do đó cần tập trung nguồn lực quốc gia, đặc biệt là bảo đảm nguồn vốn để thực hiện các mục tiêu chiến lược, không vì các khó khăn, mất cân đối nhất thời của ngân sách mà cắt giảm vốn đầu tư phát triển của Dầu khí.

Đặc biệt trước sự biến động của thị trường dầu mỏ thế giới, tình hình

Tính đến hết tháng 11/2018, Tập đoàn đã đạt tổng doanh thu 542,344 nghìn tỷ đồng, vượt 2,2% kế hoạch năm; nộp ngân sách Nhà nước 108,122 nghìn tỷ đồng, vượt 46,5% kế hoạch năm. Tập đoàn có 3 đơn vị hoàn thành vượt mức kế hoạch cả năm các chỉ tiêu tài chính hợp nhất (tổng doanh thu, lợi nhuận trước thuế, lợi nhuận sau thuế, nộp ngân sách Nhà nước): Công ty Cổ phần Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR), Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS), Tổng công ty CP Vận tải Dầu khí Việt Nam (PV Trans); có 2 đơn vị hoàn thành vượt mức kế hoạch cả năm chỉ tiêu lợi nhuận trước thuế và lợi nhuận sau thuế hợp nhất: Công ty CP PVI, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC).

biển Đông, cạnh tranh quốc tế, bảo hộ thương mại..., ngành Dầu khí Việt Nam đang đứng trước các thách thức lớn để có thể hiện thực hóa các mục tiêu, định hướng chiến lược phát triển đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035 đã được Bộ Chính trị thông qua tại Nghị quyết 41-NQ/TW ngày 23/7/2015, Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 1748/QĐ-TTg ngày 14/10/2015.

Để thực hiện các mục tiêu này, các Bộ/Ngành cần khẩn trương hoàn thành các nhiệm vụ và giải pháp đã được Thủ tướng Chính phủ giao trong Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam/Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035. Trong đó có vấn đề hoàn thiện thể chế phát triển ngành Dầu khí; xây dựng cơ chế, chính sách phù hợp cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát triển; bảo đảm nguồn vốn cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thực hiện các mục tiêu chiến lược; cân đối nguồn lực cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong trường hợp cần thiết để bảo đảm yêu cầu đầu tư phát triển.



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Đặc biệt, cần sớm sửa đổi Luật Dầu khí (theo hướng điều chỉnh các hoạt động liên quan đến dầu khí gồm: thượng nguồn và trung, hạ nguồn) để tạo hành lang pháp lý cho các doanh nghiệp trong và ngoài nước đầu tư vào chuỗi giá trị dầu khí, góp phần cải thiện mức độ hấp dẫn của môi trường đầu tư; bổ sung các đối tượng dầu khí phi truyền thống (khí than, khí sét, băng cháy...) vào phạm vi điều chỉnh của Luật Dầu khí; có điều khoản ưu đãi hợp lý để thu hút vốn đầu tư cho hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác các đối tượng dầu khí phi truyền thống.

Đồng thời, cần có quy định nguyên tắc ổn định Luật Dầu khí và nguyên tắc không hồi tố trong luật

và các văn bản dưới luật nhằm tránh các tranh cãi có thể xảy ra trong quá trình triển khai hoạt động dầu khí của các hợp đồng dầu khí; có điều khoản quy định về mức thu hồi chi phí đối với các dự án khuyến khích đầu tư dầu khí hoặc quy định mức thu hồi chi phí trong tương quan với các yếu tố khác như mức đầu tư hoặc chi phí chưa được thu hồi; có điều khoản quy định cụ thể trong Luật Dầu khí về ưu đãi trong sử dụng dịch vụ, hàng hóa trong nước cho các hoạt động dầu khí.

Các chuyên gia cũng đề xuất sửa đổi Điểm 1, Điều 34 Luật Quản lý, sử dụng vốn Nhà nước đầu tư vào sản xuất, kinh doanh tại doanh nghiệp (Luật 69/2014/QH13) theo hướng: “Trích tối thiểu 50% lợi

nhuận sau thuế để lại doanh nghiệp sử dụng vào mục đích đầu tư phát triển ngành, nghề kinh doanh chính của doanh nghiệp” để giúp doanh nghiệp đảm bảo nguồn vốn đầu tư, tiếp tục đóng góp hiệu quả cho nền kinh tế và ngân sách Nhà nước (với mức 50% lợi nhuận sau thuế để lại, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam mới có thể bảo đảm nguồn vốn đầu tư, bao gồm sử dụng cho hoạt động tìm kiếm thăm dò). Điều chỉnh Luật Đầu tư (2014) theo hướng quy định rõ cấp thẩm quyền quyết định các hoạt động chuyển nhượng, chuyển giao đoạn, kết thúc... dự án dầu khí đầu tư ra nước ngoài...

Quang Minh



PETROVIETNAM "VỀ ĐÍCH TRƯỚC" KẾ HOẠCH GIA TĂNG TRỮ LƯỢNG VÀ SẢN LƯỢNG KHAI THÁC DẦU KHÍ NĂM 2018

Vào 17 giờ ngày 16/12/2018, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã hoàn thành kế hoạch khai thác khí năm 2018 với sản lượng 9,6 tỷ m³, chính thức về đích trước kế hoạch gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí năm 2018 trước 2 tuần.

Trong năm 2018, công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí gặp nhiều khó khăn do việc triển khai các dự án phát triển mỏ (như Lô B, Cá Voi Xanh...) đòi hỏi nguồn vốn đầu tư rất lớn; điều kiện triển khai các dự án ở khu vực nước sâu và xa bờ gặp nhiều khó khăn, rủi ro địa chất cao; chi phí phát triển mỏ ngày càng tăng do các mỏ mới phát hiện gần đây chủ yếu là mỏ nhỏ, cận biên...

Trong khi đó, các mỏ dầu khí chủ lực (Bạch Hổ) đã chuyển sang giai

đoạn suy giảm sản lượng tự nhiên do độ ngập nước ở các giếng đang khai thác cao, tốc độ suy giảm khai thác của quỹ giếng chuyển tiếp tầng Miocene dưới tại khu vực phía Nam mỏ Bạch Hổ cao hơn so với dự báo, việc áp dụng một số giải pháp địa chất - kỹ thuật để tăng sản lượng và các biện pháp giới hạn khai thác tầng móng (khối trung tâm) chưa đạt hiệu quả như mong muốn.

Đối diện với các thách thức, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã bám sát diễn biến giá dầu, rà soát sản lượng khai thác của từng mỏ, chi phí sản



xuất của từng giếng, tối ưu chương trình khai thác.

Trong năm 2018, Tập đoàn đã khoan 15 giếng thăm dò thăm lượng và 17 giếng khai thác phát triển, có 2 phát hiện dầu khí mới (Mèo Trắng Đông-1X và giếng Thổ Tinh Nam-1X); gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 12 triệu tấn dầu quy đổi; đưa mỏ Bunga Pakma (Lô PM3-CAA) vào khai thác

từ ngày 12/5/2018, sớm hơn so với kế hoạch 1 tháng 19 ngày.

Tính đến ngày 16/12/2018, sản lượng khai thác dầu thô đạt 13,23 triệu tấn, trong đó có 11,32 triệu tấn dầu khai thác trong nước và 1,91 triệu tấn khai thác ở nước ngoài; sản lượng khai thác khí đạt 9,6 tỷ m³, về đích trước 15 ngày so với kế hoạch năm 2018. Dự kiến đến hết năm 2018, Tập

đoàn sẽ khai thác được khoảng 14 triệu tấn dầu và trên 10 tỷ m³ khí.

Đối diện với các khó khăn thách thức, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã xây dựng Chương trình hành động và tập trung triển khai ngay từ đầu năm 2018 nhằm phát huy tối đa và hiệu quả mọi nguồn lực, thực hiện đồng bộ các giải pháp để hoàn thành và hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu



Mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh. Ảnh: Trung Linh



Vào 10 giờ 30 phút ngày 3/12/2018, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã hoàn thành kế hoạch sản lượng khai thác 3,9 triệu tấn dầu quy đổi, về đích trước kế hoạch 28 ngày. Dự kiến đến ngày 31/12/2018, sản lượng khai thác của PVEP sẽ đạt khoảng 4,21 triệu tấn, bằng 108% kế hoạch năm 2018.

Ngày 26/11/2018, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Bien Dong POC) đã về đích trước 35 ngày kế hoạch sản lượng khai thác 2 tỷ m³ khí và 2,7 triệu thùng condensate. Dự kiến đến ngày 31/12/2018, Bien Dong POC sẽ hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng khai thác khí (đạt 110%) và condensate (đạt 105%).

triển mở mới, sắp xếp theo thứ tự các nhiệm vụ ưu tiên để có giải pháp tổ chức thực hiện trên cơ sở: Áp dụng các công nghệ thu hồi và xử lý địa chấn mới nhằm nâng cao chất lượng và độ phân giải của địa chấn 3D phục vụ tìm kiếm thăm dò cho đối tượng có cấu tạo nhỏ và bẫy phi cấu tạo, tận dụng thăm dò khai thác; tranh thủ tối ưu giá dịch vụ dầu khí đang ở mức thấp; đẩy mạnh công tác nghiên cứu có trọng tâm, hợp tác nghiên cứu quốc tế, ứng dụng công nghệ tiên tiến phục vụ trực tiếp và định hướng công tác tìm kiếm thăm dò, đặc biệt là xác định đối tượng, vị trí các giếng khoan thăm dò - thăm lượng; quản lý, giám sát chặt chẽ các dự án phát triển mở nhằm đưa các mỏ/công trình mới vào khai thác theo đúng tiến độ; cập nhật kết quả giếng khoan để có sự điều chỉnh tối ưu cho kế hoạch tìm kiếm, thăm dò, đảm bảo gia tăng trữ lượng để chuẩn bị đưa mỏ vào khai thác trong năm 2019, 2020 và những năm tiếp theo.

Ngọc Linh

sản xuất kinh doanh, đảm bảo tiến độ đầu tư các dự án trọng điểm.

Trong lĩnh vực tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị bám sát diễn biến giá dầu để triển khai các giải pháp ứng phó kịp thời với sự biến động của giá dầu trong từng thời điểm. Rà soát tổng thể kế hoạch các lô, các giếng sẽ khoan khai thác,

giá thành khai thác tại lô/mỏ đang khai thác để có kế hoạch khai thác hợp lý đối với từng lô/mỏ theo từng thời điểm biến động giá dầu trên nguyên tắc ưu tiên hiệu quả, bảo vệ tài nguyên, đảm bảo lợi ích nhà nước, lợi ích nhà đầu tư.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị rà soát các nhiệm vụ thăm dò - thăm lượng, công tác phát



TIỀM NĂNG DẦU KHÍ VÀ ĐỊNH HƯỚNG TÌM KIẾM, THĂM DÒ BẦY PHI TRUYỀN THỐNG

Hội thảo “Tiềm năng dầu khí và định hướng công tác tìm kiếm, thăm dò đối tượng bầy phi truyền thống trên thềm lục địa Việt Nam” đã tập trung phân tích đặc điểm các dạng bầy chứa dầu khí phi truyền thống, trên cơ sở đó đề xuất các giải pháp công nghệ và định hướng tìm kiếm thăm dò đối tượng này trong thời gian tới, góp phần thực hiện các mục tiêu về gia tăng trữ lượng và sản lượng dầu khí.

Ngày 9/11/2018 tại Tp. Vũng Tàu, Hội Dầu khí Việt Nam, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” đã tổ chức Hội thảo “Tiềm năng dầu khí và định hướng công tác tìm kiếm, thăm dò đối tượng bầy phi truyền



Giàn công nghệ trung tâm 3 mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Huy Hùng

thống trên thềm lục địa Việt Nam” với sự tham dự của đại diện Văn phòng Chính phủ, Bộ Công Thương và các chuyên gia đầu ngành trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí.

Hội thảo đã tập trung trao đổi, thảo luận về các vấn đề: “Tổng quan về bẫy phi cấu tạo và tiềm năng dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam”; “Một số giải pháp thúc đẩy công tác tìm kiếm thăm dò đối tượng phi cấu tạo”; “Tiềm năng bẫy địa tầng bể Sông Hồng”; “Đánh giá bẫy vát nhọn địa



Hội thảo khoa học “Tiềm năng dầu khí và định hướng công tác tìm kiếm, thăm dò đối tượng bẫy phi truyền thống trên thềm lục địa Việt Nam”. Ảnh: PVN

tầng vùng rìa bể Cửu Long”; “Tiềm năng dầu khí bẫy địa tầng LG, Lô 09-2/10, bể Cửu Long”; “Đặc trưng bẫy địa tầng trong trầm tích Oligocene D tại phát hiện Cá Tầm, Lô 09-03/12, bể Cửu Long”; “Ứng dụng phân tích địa chấn đặc biệt cho thăm dò các đối tượng chứa turbidite của các Lô 05-2 & 05-3, bể Nam Côn Sơn”; “Đối tượng quặng ngầm chứa dầu khí tuổi Pliocene ở trên thế giới, ví dụ ở Myanmar”; ...

Theo Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), các bẫy chứa vát nhọn địa tầng (pinchout trap) phát hiện ở bể Cửu Long trước đây được đánh giá có tầng chứa bất đồng nhất, rủi ro về chắn nóc và kích cỡ vỉa chứa nhỏ, xếp hạng thăm dò (ranking) kém. Các tài liệu địa chấn và giếng khoan mới cho thấy đây là đối tượng thăm dò triển vọng ở bể Cửu Long cần được quan tâm nghiên cứu chi tiết hơn để triển khai công tác tận thăm dò, thăm lượng nhằm bổ sung quỹ trữ lượng và duy trì sản lượng khai thác dầu khí trong thời kỳ các vỉa chứa cấu trúc truyền thống đi vào giai đoạn suy giảm sản lượng. Tại Hội thảo, PVEP phân tích điều kiện hình thành, phân bố bẫy vát nhọn

địa tầng ở vùng rìa bể Cửu Long; phương pháp đánh giá các thành tố trong hệ thống dầu khí của bẫy vát nhọn địa tầng, trong đó có 1 số điểm khác biệt với bẫy cấu trúc cần lưu ý: đánh giá chắn đáy (bottom seal) và phân bố vỉa chứa để tối ưu vị trí đặt giếng khoan.

Trung tâm Kỹ thuật PVEP cho rằng, để dự báo sự phân bố và tính chất của các thân cát chứa dầu khí dạng bẫy địa tầng nói chung và bẫy địa tầng tuổi Oligocene ở bể Cửu Long nói riêng, có thể sử dụng phương pháp phân tích thuộc tính địa chấn kết hợp với các phương pháp nghiên cứu tổng hợp tài liệu địa chất - địa vật lý (kiến tạo, cổ địa lý, cổ môi trường, thạch học, cổ sinh...). PVEP-ITC đề xuất sử dụng tổ hợp các phương pháp phân tích thuộc tính địa chấn như: thuộc tính biên độ (biên độ âm cực đại, biên độ trung bình, biến đổi biên độ theo khoảng cách), thuộc tính tần số (phổ tần số, tần số chủ đạo) kết hợp với phương pháp phân tích tương và môi trường trầm tích theo các giếng khoan dựa trên các tài liệu cổ sinh, địa vật lý giếng khoan, mô tả mẫu lõi để làm sáng tỏ đặc điểm phân bố và tính



chất vữa chứa địa tầng của đối tượng Oligocene khu vực bẫy địa tầng Lô 09-2/10 nói riêng và toàn bể Cửu Long.

Tại Hội thảo, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetropetrol" phân tích phát hiện chưa có tiền lệ với tầng chứa dầu khí có dạng bẫy thạch học trong Oligocene D, kết quả thử vữa đã nhận được dòng dầu công nghiệp ở các giếng thăm dò. Đối tượng này trước đây được đánh giá là có tiềm năng

dầu khí thấp, rất ít được quan tâm nghiên cứu và đồng thời có các đặc điểm cấu trúc, điều kiện thành tạo tương đối khác biệt so với các mỏ nằm trên khu vực trung tâm của bể Cửu Long. Từ phát hiện Cá Tầm, Vietsovetropetrol đã phân tích đặc điểm tầng chứa trong Oligocene D, chia sẻ kinh nghiệm là tiền đề cho công tác tìm kiếm thăm dò tiếp theo tại Lô 09-3/12 nói riêng và bể Cửu Long nói chung.

Để giảm thiểu rủi ro cho công tác thăm dò, thăm lường, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Bien Dong POC) kiến nghị tập trung nghiên cứu các đối tượng turbidite Miocene giữa do trữ lượng thăm dò, thăm lường còn lại chủ yếu thuộc đối tượng này; tiếp tục hoàn thiện phương pháp nghiên cứu địa chấn đặc biệt để áp dụng cho công tác thăm dò, thăm lường các đối tượng turbidite. Với tiềm năng thăm dò, thăm lường lớn



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: PVN

của các đối tượng MMF20-MMF50 của mỏ Hải Thạch, Hải Thạch Đông trong khi chi phí thu nổ địa chấn thấp hơn nhiều so với chi phí khoan, cần cân nhắc áp dụng công nghệ thu nổ mới như OBS (Ocean Bottom Seismic), địa chấn dải tần rộng cho khu vực mỏ Hải Thạch, Mộc Tinh và lân cận, kết hợp với công nghệ xử lý địa chấn mới và phân tích đặc biệt để nâng cao chất lượng và độ phân giải của địa chấn.

Trên cơ sở phân tích đặc điểm các phát hiện, khu vực phân bố và tiềm năng dầu khí của các bể địa tầng/hỗn hợp, bể phi cấu tạo chứa dầu khí ở các bể trầm tích Việt Nam, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đề xuất định hướng tìm kiếm thăm dò bể phi cấu tạo tại các bể: Sông Hồng, Phú Khánh, Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu. Trong đó ở bể Sông Hồng tập trung vào đối tượng móng đá vôi tuổi Carboniferous - Permian

ở phía Đông đứt gãy Sông Lô và các khối móng đá vôi tuổi Devonian - Permian ở phụ bể Huế - Đà Nẵng; bể phi cấu tạo và các bể hỗn hợp Miocene ở Miền vống Hà Nội và Tây Bắc bể Sông Hồng; cát kết Miocene trên, Pliocene dưới (các bể liên quan đến diapir sét) ở trung tâm bể Sông Hồng; đá vôi trên đới nâng Tri Tôn.

Đối với bể Cửu Long, VPI đề xuất tiếp tục xem xét đối tượng móng là các khối nhô và các bể phi cấu tạo

phát triển kế thừa/kế áp các khối nhô, nên tập trung vào các khu vực rìa bể và các cấu trúc nằm gần các mỏ đang phát triển; đối tượng cát kết trong các bẫy phi cấu tạo, bẫy hỗn hợp (kiến tạo - trầm tích) trong trầm tích Oligocene (C, D, E, F) và Miocene dưới; cát kết kênh rạch trong trầm tích Miocene giữa của một số lô trong bể Cửu Long.

Đối với bể Nam Côn Sơn, VPI đề xuất tập trung vào các đối tượng móng nằm rìa trung Trung tâm; các khối nhô móng trong các bán địa hào/địa hào nhỏ; cát kết kênh rạch Oligocene, Miocene ở các lô rìa trung Trung tâm và trong các bán địa hào/địa hào nhỏ; cát kết turbidite và thấu kính cát trong Pliocene dưới khu vực Đông Bắc. Đối với bể Malay - Thổ Chu cần tập trung vào đối tượng các bẫy hỗn hợp, bẫy phi cấu tạo (lòng sông cổ) trong trầm tích Miocene; móng carbonate trong trầm tích Mesozoic ở khu vực phía Nam đảo Phú Quốc. Bể Phú Khánh tập trung vào đối tượng đá vôi Miocene và móng trước Đệ Tam; cát kết turbidite Miocene và Pliocene.

Các ý kiến tại Hội thảo cho rằng trước sự biến động của giá dầu, gia tăng trữ lượng ở các bẫy cấu tạo truyền thống suy giảm, đầu tư cho công tác tìm kiếm thăm dò bị hạn chế, việc đầu tư nghiên cứu và mở rộng tìm kiếm thăm dò các bẫy phi cấu tạo ở các bể truyền thống là lựa chọn tối ưu, cần được triển khai sớm để duy trì sự gia tăng trữ lượng cân bằng với lượng dầu khí khai thác hàng năm.

Bẫy phi truyền thống có cấu trúc phức tạp, tính bất đồng nhất cao, dẫn đến rủi ro trong quá trình khoan tìm kiếm thăm dò, đòi hỏi có những giải pháp khoa học kỹ thuật đặc biệt, gia tăng hiệu suất thành công và có cơ chế đặc thù để phát



triển nhanh các phát hiện này. Việc triển khai ngay công tác xử lý lại, thu nổ địa chấn bổ sung tạo bộ tài liệu chất lượng cao thống nhất, đồng bộ ở phạm vi toàn bể/khu vực trên thêm lục địa Việt Nam là cơ sở cần thiết và cấp bách để triển khai công tác nghiên cứu bẫy chứa phi cấu tạo và đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí.

Trên cơ sở đó, Hội Dầu khí Việt Nam kiến nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Ban Tìm kiếm Thăm dò chỉ đạo giao các đơn vị sớm triển khai: Tổ chức, chỉ đạo nghiên cứu xây dựng các bản đồ tương môi

trường trầm tích qua các thời kỳ ở phạm vi khu vực, toàn bể, thêm lục địa, khoanh các vùng ưu tiên có các bẫy chứa phi cấu tạo tiềm năng định hướng cho công tác tìm kiếm thăm dò chi tiết. Xử lý lại, thu nổ bổ sung tạo bộ tài liệu chất lượng cao thống nhất đồng bộ ở phạm vi toàn bể/khu vực trên thêm lục địa Việt Nam; trước mắt có thể thực hiện ở Bắc bể Sông Hồng, bể Cửu Long và rìa Đông Nam bể Nam Côn Sơn phục vụ công tác nghiên cứu và mở rộng tìm kiếm thăm dò nói chung; trong đó có các bẫy phi truyền thống. Xử lý lại/xử lý đặc biệt, phân tích các thuộc tính địa chấn, tìm kiếm các dấu hiệu trực



Mô Bạo 3D Ảnh: Huy Hùng

tiếp (DHI) trên phạm vi khu vực, toàn bể trầm tích đặc biệt ở khu vực có tiềm năng. Công tác này cần thiết thực hiện thông qua hình thức địa chấn đa khách hàng (2D/3D seismic multi-clients projects) nhằm thu hút vốn đầu tư và công nghệ cao của nước ngoài. Xây dựng Hệ phương pháp tìm kiếm thăm dò, quy trình/work flow và bổ sung Quy chế tìm kiếm thăm dò cho các bể phi truyền thống, để đưa vào phát triển sớm nếu có phát hiện.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn cho rằng, Hội thảo đã đóng

góp luận cứ khoa học công nghệ, đồng thời đề xuất cách giải quyết các vấn đề còn tồn tại và thách thức mới nảy sinh trong thực tiễn thăm dò và khai thác dầu khí phi truyền thống. Nhấn mạnh các thách thức lớn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam là trữ lượng dầu khí đang suy giảm mạnh, chi phí tìm kiếm thăm dò đối tượng phi truyền thống cao hơn so với đối tượng truyền thống, Tổng giám đốc Nguyễn Vũ Trường Sơn đề nghị các chuyên gia tập trung triển khai các nghiên cứu chuyên sâu, đề xuất các giải pháp công nghệ tìm kiếm, thăm dò, khai thác bể phi truyền thống.

TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các chuyên gia, nhà khoa học tiếp tục nghiên cứu giải pháp tối ưu để thu hút đầu tư trong lĩnh vực tìm kiếm thăm dò, tăng cường ứng dụng công nghệ mới (đo đạc thu thập tài liệu, xử lý phân tích tài liệu địa chấn, tài liệu địa vật lý giếng khoan cho đối tượng đá nứt nẻ hang hốc, chặt sít, điện trở/tương phản thấp...); đồng thời nghiên cứu đề xuất sửa đổi các quy chế/quy định theo thông lệ quốc tế, thu hút đầu tư nước ngoài, đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò ở trong nước để tạo ra bước đột phá mới.

Việt Hà

ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ KHOAN KIỂM SOÁT ÁP SUẤT CHO CÁC GIẾNG CÓ NHIỆT ĐỘ CAO, ÁP SUẤT CAO TẠI BỂ NAM CÔN SƠN

Nguyễn Anh Tuấn, Nguyễn Thanh Tùng, Lê Vũ Quân, Lê Quốc Trung, Trần Đăng Tú

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: tuananguyen@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Hiện nay, các triển vọng dầu khí mới tại thềm lục địa của Việt Nam thường được phát hiện tại các khu vực nước sâu, xa bờ, điều kiện địa chất phức tạp, có dị thường về áp suất và nhiệt độ. . . Trong đó, sự thay đổi áp suất đáy giếng là nguyên nhân chính gây ra các sự cố trong quá trình khoan như: mất ổn định thành giếng, sập lở, kẹt cột cần khoan, mất dung dịch khoan, xâm nhập dung dịch vỉa. . .

Bài báo giới thiệu công nghệ khoan kiểm soát áp suất (MPD) và kết quả ứng dụng phương pháp khoan duy trì áp suất đáy không đổi (CBHP) ở bể Nam Côn Sơn. Đây là giải pháp hiệu quả giúp ổn định thành giếng, tăng cường khả năng kiểm soát giếng, ngăn ngừa và hạn chế mất dung dịch, giảm thiểu thời gian phi sản xuất, giảm nhiễm bẩn thành hệ, tạo điều kiện tốt nhất cho công tác thử vỉa và gọi dòng sản phẩm.

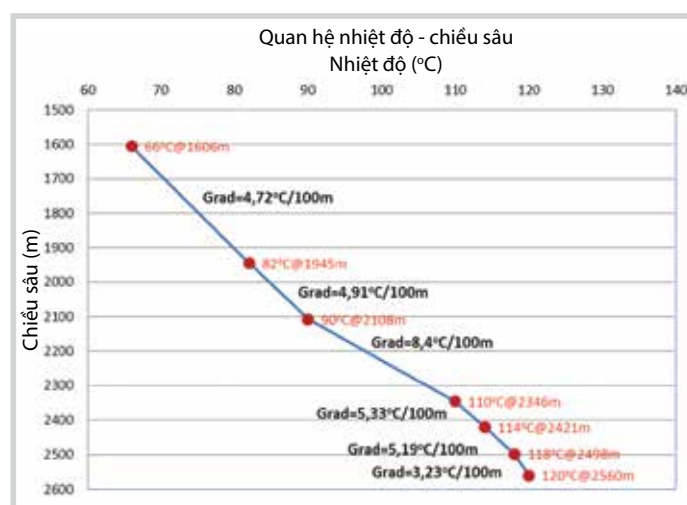
Từ khóa: Khoan kiểm soát áp suất (MPD), áp suất đáy không đổi (CBHP), nhiệt độ cao, áp suất cao (HTHP).

1. Giới thiệu

Các phức tạp do yếu tố địa chất ở bể Nam Côn Sơn ảnh hưởng lớn đến quá trình thi công giếng khoan gồm: gắn kết của vỉa yếu, kém bền vững; sự trương nở mạnh của sét trong một số địa tầng gây bó hẹp thành giếng khoan, kẹt thiết bị khoan; hiện tượng mất dung dịch trầm trọng tại các tầng carbonate; dị thường áp suất, nhiệt độ cao. Dị thường áp suất cao, nhiệt độ cao tại phía Đông Bắc (như Lô 05-1c, 05-2, 05-3, 04-3...) đã gây ra các khó khăn trong quá trình thi công khoan, ảnh hưởng đến tiến độ và chi phí khoan.

Yếu tố địa chất gây nên hiện tượng dị thường áp suất có thể do sự mất cân bằng trong quá trình kết rắn của đá, sự giãn nở nhiệt do tăng nhiệt độ của nước, sự sinh thành hydrocarbon, sự thay thế khoáng vật, các hoạt động kiến tạo... Trong một số trường hợp ở môi trường đồng bằng châu thổ (delta), với đặc điểm tốc độ trầm tích lớn có thể gây nên hiện tượng mất cân bằng trong quá trình kết rắn của đá dẫn đến dị thường áp suất cao do các trầm tích này bị chôn vùi sâu hơn, chịu nhiệt độ cao hơn. Môi trường

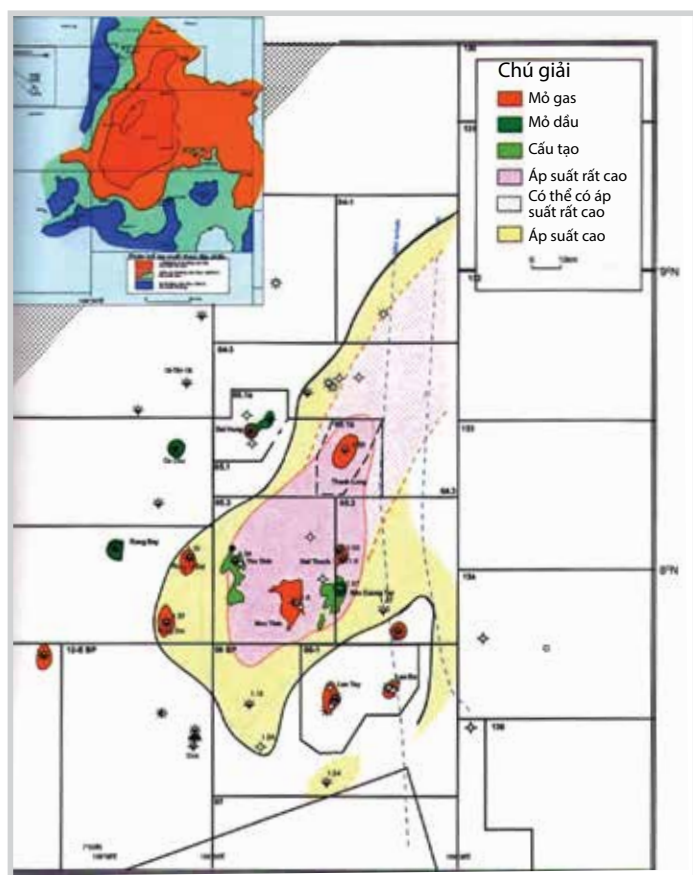
đồng bằng châu thổ trong các trầm tích có tuổi Miocene giữa và sớm của hệ tầng Thông - Măng Cầu và Nam Côn Sơn thuộc khu vực bể. Ở khu vực Đông Bắc có bể dày trầm tích Cenozoic thay đổi rất lớn từ 4.000 - 10.000m, ở phụ đới trung tâm trong đới trung phía Đông có bể dày trầm tích Cenozoic từ 5.000 - 14.000m (Lô 05). Khu vực Tây Nam trầm tích Cenozoic có chiều dày từ 3.500 - 4.000m ở trung hẹp sâu kể đứt gãy Sông Hậu. Qua đó cho thấy dị thường nhiệt độ cao chỉ gặp ở khu vực Đông Bắc bể vì trầm tích lớn và bị chôn vùi sâu hơn nên sẽ chịu nhiệt độ cao hơn còn ở phía Tây Nam gặp ít vì trầm tích không lớn. Điều này có thể giải thích cho hiện tượng dị thường áp suất



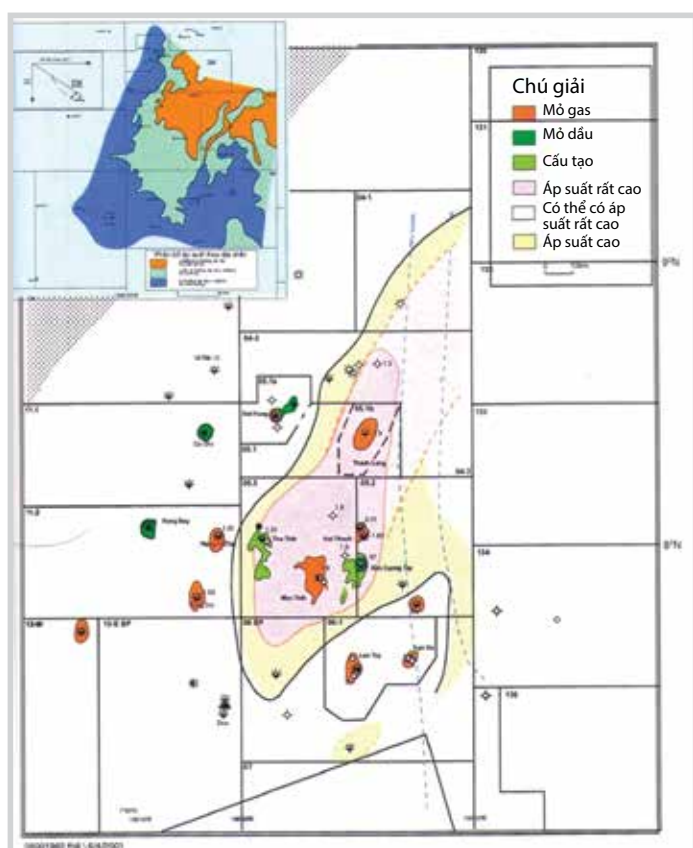
Hình 1. Quan hệ giữa nhiệt độ và độ sâu ở giếng A bể Nam Côn Sơn [1]

Ngày nhận bài: 3/5/2018. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 4/5 - 1/6/2018.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 3/12/2018.



Hình 2. Dị thường áp suất trong trầm tích Miocene giữa và dưới của bể Nam Côn Sơn [1]



Hình 3. Dị thường áp suất trong trầm tích Miocene trên bể Nam Côn Sơn [1]

cao trong Lô 04-3, 05-1c, 05-2, 05-3... bể Nam Côn Sơn nơi các tập trầm tích dày Pliocene ($> 2.000\text{m}$) (Hình 2 và 3) và giá trị gradient nhiệt độ đo được rất cao (Hình 1). Quá trình sinh thành hydrocarbon cũng gây nên sự mất cân bằng và cũng có thể là nguyên nhân gây nên dị thường áp suất tại khu vực này.

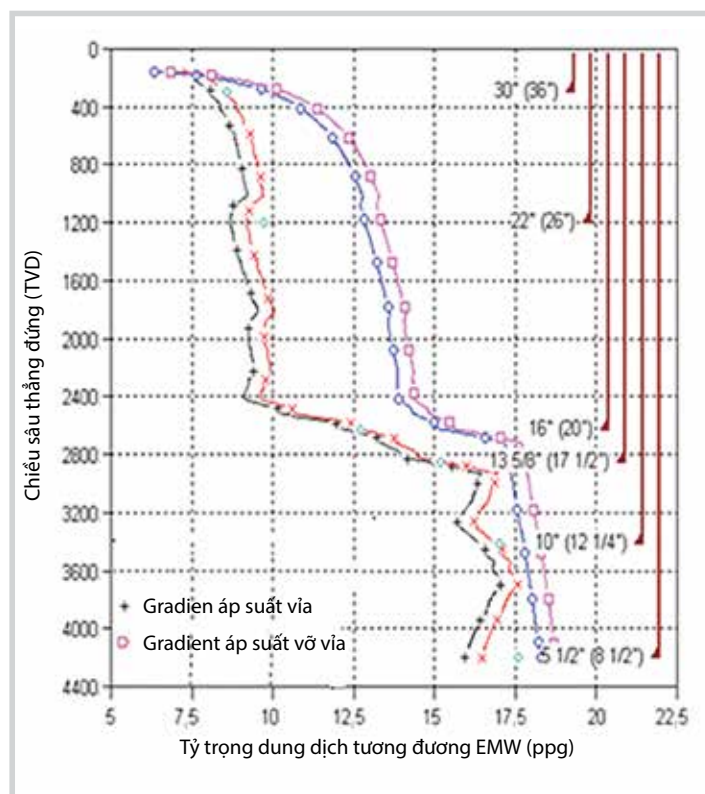
Một số mỏ dầu khí tại bể Nam Côn Sơn có đặc điểm địa chất phức tạp, đặc biệt là nhiệt độ và áp suất vỉa rất cao. Theo kết quả phân tích dữ liệu từ các giếng thăm dò, áp suất đáy giếng lớn hơn 11.500psi và nhiệt độ trên 170°C , có nơi áp suất lên đến 12.000psi và nhiệt độ là 180°C .

Với đặc điểm áp suất cao, để đảm bảo an toàn, cần phải sử dụng dung dịch có tỷ trọng cao để khống chế áp suất vỉa. Hình 4 cho thấy trong khoảng từ $2.400 - 4.200\text{mTVD}$, giới hạn khoan (narrow PP-FP) rất nhỏ, có vị trí chỉ vào khoảng $0,8 - 1\text{ppg}$. Với đặc điểm địa chất này, để khoan đến chiều sâu thiết kế, phải bổ sung 2 cấp ống chống với mức thép đặc chủng và kích thước không thông dụng ($13\frac{5}{8}"$ và $10"$), dẫn đến phải tăng chi phí và thời gian khoan. Ngoài ra, trong điều kiện giới hạn khoan hẹp rất dễ xảy ra hiện tượng mất dung dịch hoặc lưu thể vỉa xâm nhập vào giếng gây ra hiện tượng mất kiểm soát giếng. Theo thống kê có 1 sự cố về kiểm soát giếng (well control) trên 1 giếng có nhiệt độ cao, áp suất cao (HTHP) và 1 sự cố kiểm soát giếng trên 20 giếng có áp suất bình thường. Trong điều kiện HTHP rất dễ dẫn đến hiện tượng phun trào nếu giếng khoan không được kiểm soát tốt.

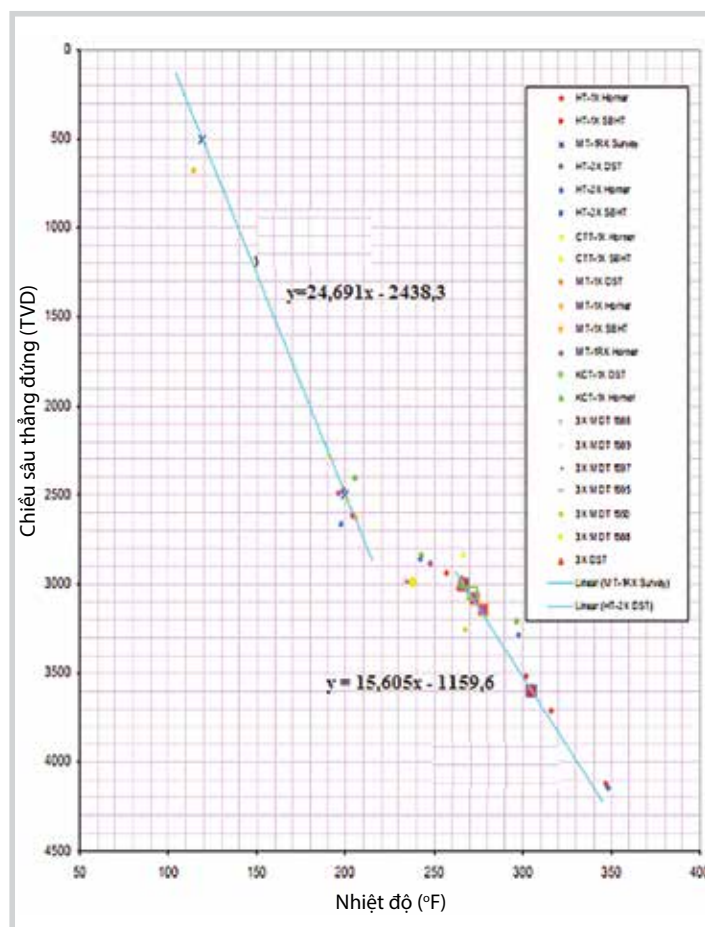
Trong quá trình kéo thả, hiện tượng piston dễ xảy ra khi ở điều kiện chênh lệch áp suất vỉa và vỡ vỉa quá hẹp, dẫn đến quá trình khoan bị kéo dài làm gia tăng chi phí khoan.

Ngoài ra, khi khoan các giếng HTHP, điều kiện bắt buộc là các giàn phải có các tiêu chuẩn cao về đặc tính kỹ thuật cũng như sức chứa, do vậy giá thành thuê giàn sẽ cao.

Hình 5 cho thấy tại giếng khoan bể Nam Côn Sơn, ở độ sâu khoảng 2.800m đã xuất hiện dị thường nhiệt độ cao, đến chiều sâu khoảng 3.500m thì nhiệt độ vỉa đã lên tới 150°C (khoảng 300°F) và tại độ sâu khoảng 4.100m nhiệt độ vỉa là 175°C (khoảng 350°F). Trong điều kiện này, để làm giảm khả năng xảy ra các sự cố liên quan đến thiết bị, cần phải sử dụng các thiết bị có tiêu chuẩn chịu nhiệt cao dẫn đến giá thành cao.



Hình 4. Gradient áp suất của giếng khoan bể Nam Côn Sơn [2]



Hình 5. Gradient nhiệt độ của một giếng khoan tại bể Nam Côn Sơn [2]

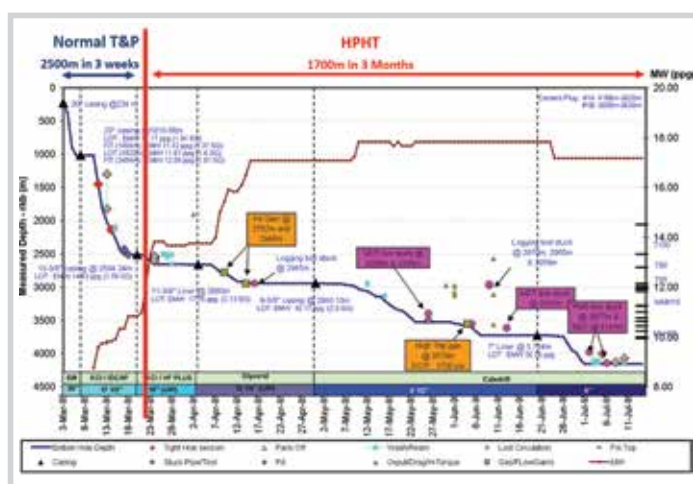
Biểu đồ khoan một giếng tại bể Nam Côn Sơn (Hình 6) cho thấy rất rõ khi khoan qua khu vực HTHP đã mất tới vài tháng chỉ cho khoảng khoan 2.500 - 4.000m, trong quá trình khoan gặp sự cố liên quan đến kiểm soát giếng, kẹt cần, mất dung dịch... Nếu không được kiểm soát tốt, giếng khoan sẽ gây ra sự cố, đòi hỏi nhà điều hành phải áp dụng công nghệ kiểm soát giếng khoan hiệu quả nhất, đảm bảo cho quá trình khoan được triển khai tiết kiệm, an toàn.

Bài báo giới thiệu về công nghệ khoan kiểm soát áp suất (MPD) bằng phương pháp áp suất đáy không đổi (CBHP), đồng thời đánh giá hiệu quả của việc ứng dụng thực tế công nghệ này khi khoan tại bể Nam Côn Sơn.

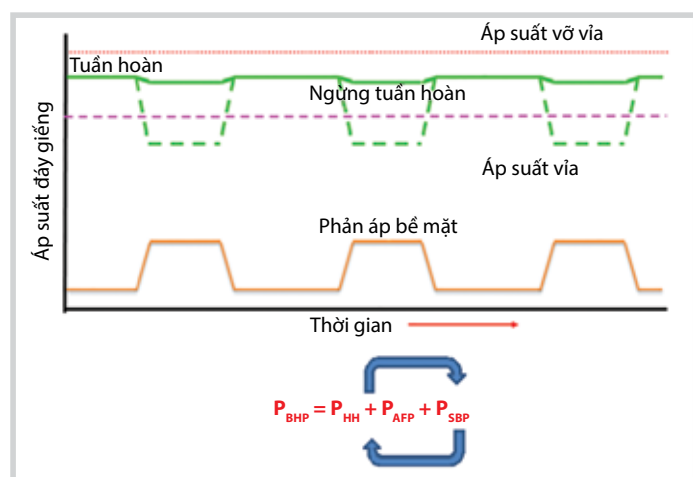
2. Công nghệ khoan kiểm soát áp suất bằng phương pháp duy trì áp suất đáy không đổi

Sự thay đổi áp suất đáy giếng là nguyên nhân chính gây ra tình trạng: mất ổn định thành giếng, sập lở, kẹt cột cần khoan, mất dung dịch khoan, xâm nhập dung dịch vỉa... Sự thay đổi áp suất đáy giếng xảy ra khi thay đổi trạng thái tuần hoàn, ví dụ ngừng tuần hoàn để tiếp cần khoan. Trong trạng thái tuần hoàn dung dịch để đưa mùn khoan lên bề mặt, áp suất đáy giếng bằng tổng của cột áp thủy tĩnh của dung dịch trong giếng khoan và tổn hao áp suất do ma sát trong khoảng không vành xuyên dọc thân giếng. Ở trạng thái tĩnh khi ngừng tuần hoàn, tổn hao áp suất mất đi dẫn đến giảm giá trị áp suất đáy giếng, gây ra các phức tạp trên. Đặc biệt với các giếng khoan địa tầng không ổn định, sự thay đổi áp suất đáy giếng sẽ làm gia tăng rủi ro xảy ra sự cố trong quá trình khoan.

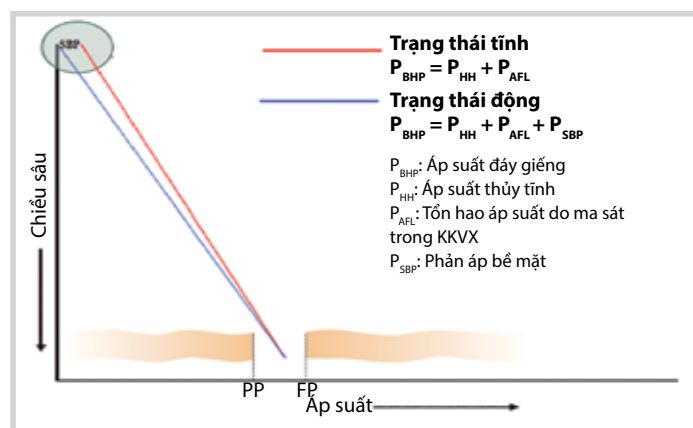
Phương pháp duy trì áp suất đáy giếng không đổi là phương pháp được sử dụng để điều chỉnh hay hạn chế tối đa ảnh hưởng của sự thay đổi đột ngột áp suất đáy giếng gây ra do thay đổi trạng thái tuần hoàn dung dịch khoan. Với việc sử dụng một hệ thống tuần hoàn kín, dung dịch khoan khi đi lên bề mặt được dẫn hướng đến một hệ thống van tiết lưu tự động hoặc bán tự động, hệ thống van này tạo ra phản áp bề mặt lên dòng dung dịch thông qua việc đóng mở thay đổi tiết diện van. Áp suất này tác động vào khoảng không vành xuyên nhằm bù lại lượng tổn hao áp suất bị giảm khi giảm lưu lượng bơm, do đó áp suất đáy giếng được giữ cố định trong suốt quá trình khoan.



Hình 6. Biểu đồ thời công khoan giếng HTHP [2]



Hình 7. Áp suất đáy giếng trong phương pháp CBHP



Hình 8. Áp suất đáy giếng ổn định trong phương pháp CBHP [3]

Hình 7 mô tả trạng thái áp suất đáy giếng được duy trì ổn định khi thay đổi trạng thái tuần hoàn dung dịch bằng phương pháp CBHP.

Hình 8 mô phỏng phương thức ứng dụng phản áp bề mặt (SBP) trong phương pháp CBHP. Theo lý thuyết, khi ngừng tuần hoàn dung dịch thì tổn hao áp suất do ma sát giảm đi sẽ được

bù lại bằng lượng phản áp bề mặt với giá trị tương đương cho phép kiểm soát áp suất đáy giếng (BHP) luôn ổn định.

Phương pháp CBHP tạo ra khả năng có thể khoan được ở những khu vực có giới hạn khoan nhỏ đến rất nhỏ. Đặc biệt, phương pháp CBHP có thể điều chỉnh chính xác áp suất trong giếng nhờ bổ sung bằng phản áp bề mặt để duy trì áp suất đáy giếng ổn định, cho phép sử dụng dung dịch khoan có tỷ trọng nhỏ hơn, từ đó làm gia tăng tốc độ cơ học khoan.

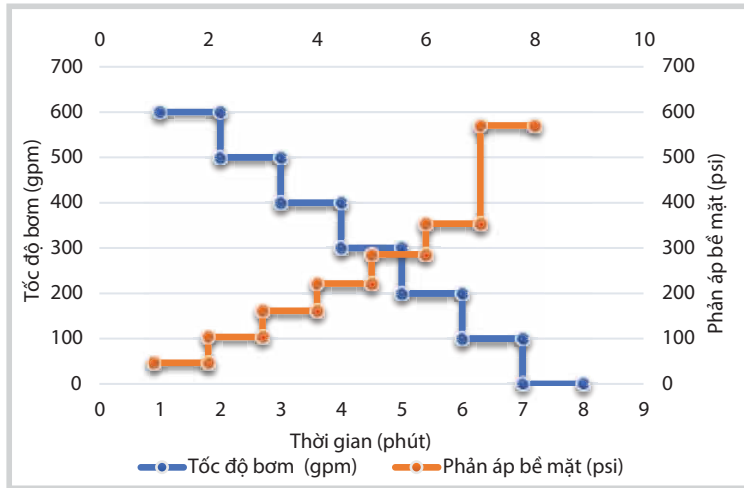
Ưu điểm của phương pháp CBHP:

- Sử dụng hệ thống van tiết lưu điều chỉnh phản áp bề mặt, cho phép hạn chế tối đa sự thay đổi áp suất đáy giếng khi thay đổi trạng thái tuần hoàn của giếng.
- Áp suất đáy giếng ở trạng thái động và trạng thái tĩnh đều được duy trì ổn định và dễ điều chỉnh trong giới hạn khoan nhỏ giữa gradient áp suất vỉa và gradient áp suất vỡ vỉa.
- Khả năng duy trì áp suất đáy giếng ổn định trong giới hạn khoan cho phép khoan sâu hơn trước khi phải thay đổi tỷ trọng dung dịch và chống ống.
- Trong quá trình tiếp cần khi ngừng tuần hoàn, dòng xâm nhập được kiểm soát bằng việc sử dụng phản áp bề mặt duy trì áp suất đáy giếng.
- Ít phải thay đổi tỷ trọng dung dịch khoan, gia tăng tốc độ cơ học khoan.

Mục tiêu của khoan kiểm soát áp suất là đưa áp suất giếng luôn nằm giữa khoảng áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa, nhằm tránh được các sự cố xâm nhập khí, dầu, nước hoặc mất dung dịch tại các vỉa có giới hạn khoan rất hẹp, thường gặp tại các mỏ thuộc vùng biển sâu. Khi công đoạn khoan vừa bắt đầu (máy bơm bắt đầu hoạt động), áp suất ở khoảng không vành xuyên phía miệng giếng gần như bằng 0. Khi đóng máy bơm để tiếp cần (máy bơm ngừng hoạt động), phản áp bề mặt bổ sung được phải duy trì ở giá trị khoảng vài trăm psi thay cho giá trị áp suất ma sát trong khoảng không vành xuyên mất đi.

Hình 9 chỉ ra sự bổ sung phản áp bề mặt vào hệ thống tuần hoàn, khi trọng lượng tuần hoàn tương đương hoặc tổn thất áp suất ma sát bị thiếu hụt trong quá trình tuần hoàn bị gián đoạn. Về mặt lý thuyết, để giữ cho áp suất đáy giếng không thay đổi có thể được bổ sung bằng một giá trị phản áp bề mặt tương

đương khi ngừng tuần hoàn. Do vậy, có thể kiểm soát được áp suất đáy giếng khoan không bị thay đổi, ngăn chặn được hiện tượng xâm nhập dòng chất lưu từ vỉa vào giếng.

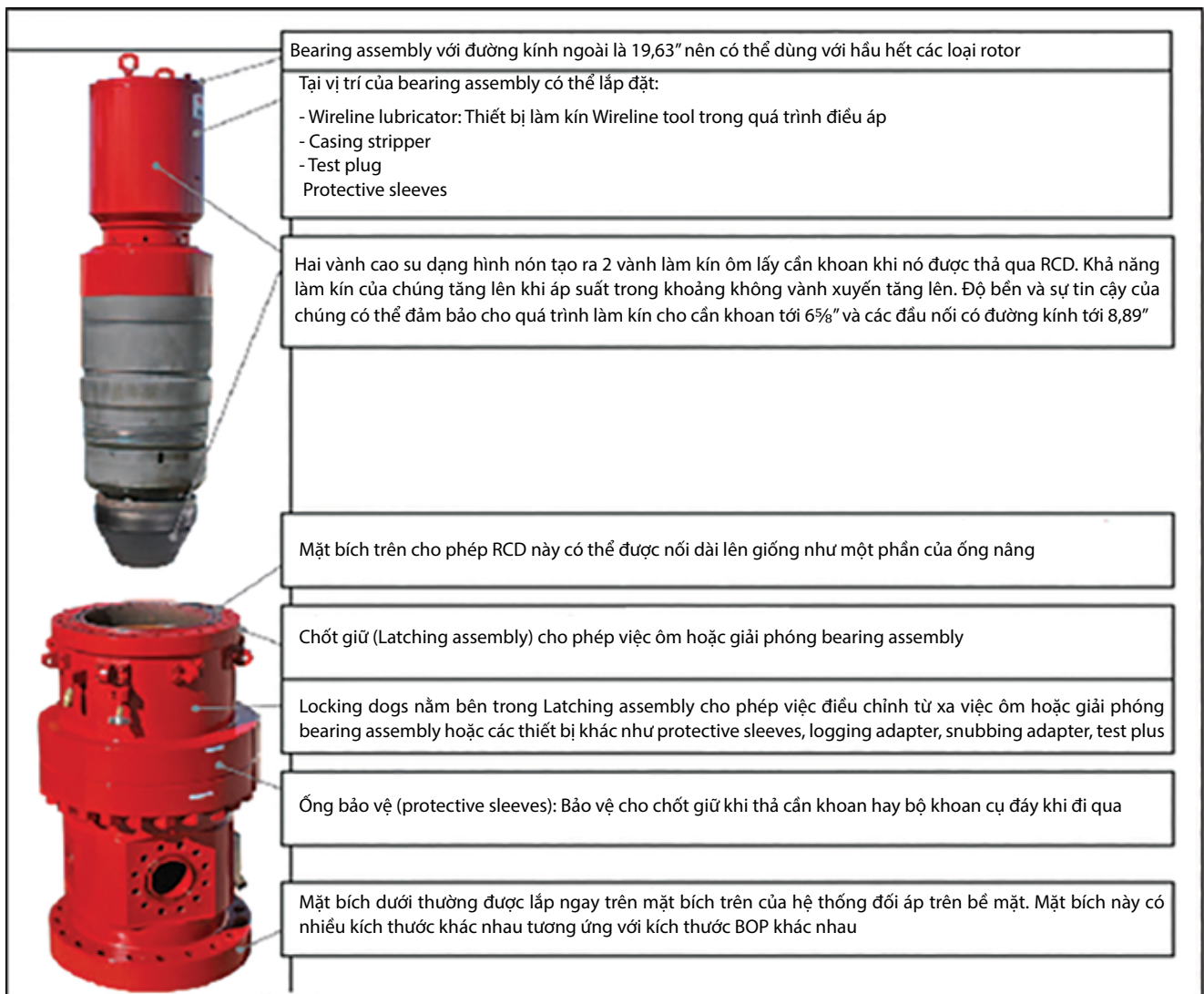


Hình 9. Đồ thị áp suất khí giếng khoan sử dụng phản áp bề mặt trong CBHP [4]

Việc áp dụng phản áp bề mặt từ miệng giếng giúp công tác khoan có thể sử dụng hệ dung dịch có trọng lượng riêng nhỏ hơn và có thể nén ép. Tuy nhiên, cột áp thủy tĩnh của giếng khi ở trạng thái giếng ngừng tuần hoàn là trong điều kiện “dưới cân bằng”. Do vậy, phản áp bề mặt thực hiện chức năng duy trì điều kiện áp suất lòng giếng ở trạng thái cân bằng hoặc gần cân bằng với vỉa khoan qua.

2.1. Nguyên lý hoạt động

Để chuyển giếng từ trạng thái không tuần hoàn tới trạng thái tuần hoàn mà không xảy ra hiện tượng mất dung dịch hay hiện tượng kick, gây ra do sự biến động về áp suất đáy giếng, có thể thực hiện theo phương pháp: giảm từ từ tốc độ máy bơm đồng thời đóng từ từ van điều tiết áp suất trên bề mặt để tăng áp suất ở khoảng



Hình 10. Thiết bị kiểm soát xoay RCD model 7875 [3]

không vành xuyên, tới khi máy bơm dừng hoàn toàn và áp suất ở khoảng không vành xuyên tương đương với giá trị ECD khi giếng tuần hoàn (ECD là trọng lượng riêng tuần hoàn tương đương, bằng tổng các giá trị áp suất lòng giếng tại các thời điểm khác nhau).

- Hệ thống các van điều áp tự động (automatic choke) điều khiển bằng máy tính được lắp đặt trên đường tuần hoàn để có thể tự động thực hiện quy trình điều áp theo các mức áp suất thay đổi khi máy bơm làm việc hoặc ngưng hoạt động.

- Van một chiều lắp trong cột cần khoan (NRV, non return valve) cho phép ngăn dòng dung dịch không bị chảy ngược khi hệ thống tạm ngưng tuần hoàn, hoặc van cột cần (floating valve) cho phép ngăn dòng dung dịch khoan đi lên khi kéo cần khoan.

- Các loại máy bơm chuyên dụng được sử dụng để duy trì bổ sung áp suất liên tục qua khoảng không vành xuyên từ bề mặt thông qua việc kết hợp với hệ thống van điều áp, nhằm mục tiêu điều chỉnh chính xác và dễ dàng áp suất ở khoảng không vành xuyên trong quá trình thay đổi chế độ làm việc của máy bơm.

- Áp suất bề mặt bổ sung tác động vào đáy giếng thông qua sự đóng kín một phần hoặc hoàn toàn của van điều áp. Với các thiết bị của kiểm soát áp suất, trong quá trình khoan, dòng chất lưu xâm nhập được ngăn chặn thông qua điều chỉnh tăng áp suất ma sát ở khoảng không vành xuyên.

- Trong một số trường hợp, máy bơm dùng cho phương pháp thi công thông thường có nhiều cấp tốc độ

cũng được sử dụng với vai trò giống như loại bơm chuyên dụng, hoặc với vai trò là bơm dự phòng, thực hiện được đầy đủ các chức năng yêu cầu đối với thiết bị của công nghệ khoan kiểm soát áp suất.

Với việc sử dụng phương pháp khoan kiểm soát áp suất, những rủi ro hay gặp phải của hệ thống tuần hoàn mở (trong công nghệ khoan thông thường) được loại bỏ. Khi máy bơm dung dịch dần chuyển sang chế độ ngừng hoạt động, cụm van điều áp được đóng lại từ từ; đồng thời, van một chiều lắp trong cột cần khoan ngăn áp suất không cho dung dịch chảy ngược ra khỏi giếng, giúp áp suất tại khoảng không vành xuyên tăng dần (đây là quá trình nén áp suất đối bổ sung vào giếng).

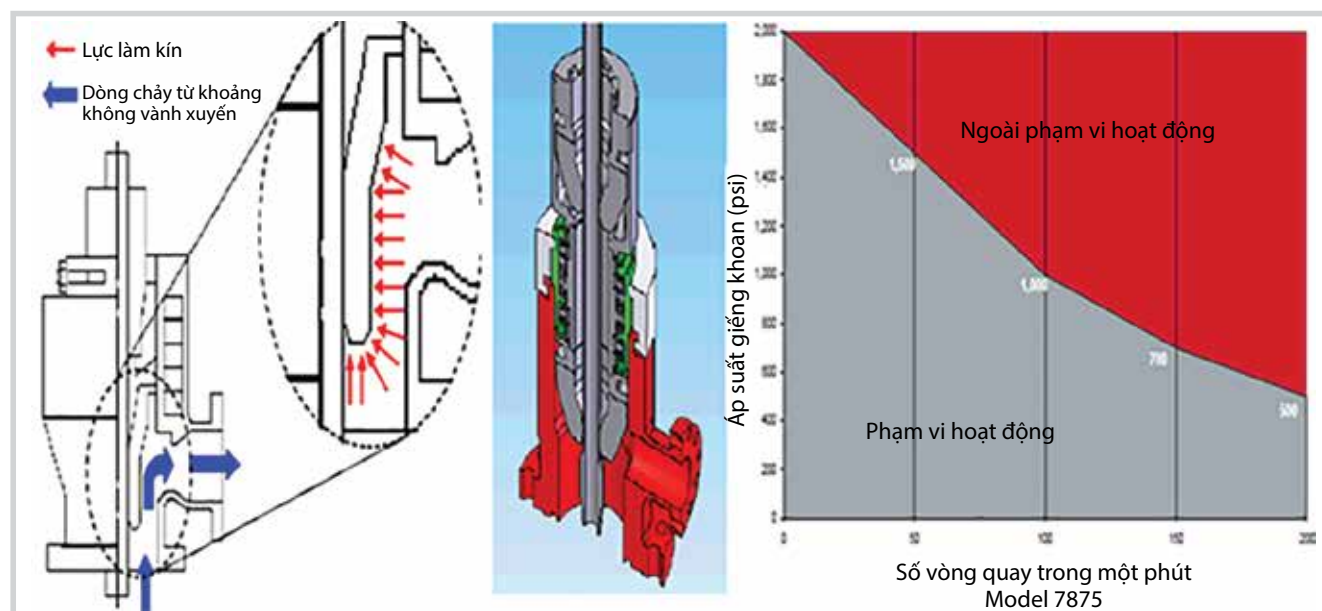
2.2. Hệ thống thiết bị chính khi áp dụng phương pháp khoan CBHP

2.2.1. Thiết bị kiểm soát xoay (RCD)

RCD là thiết bị kiểm soát xoay (Hình 10) [5].

Thiết bị này được lắp ngay bên trên của cụm đối áp trên giàn khoan (surface BOP stack), tạo ra một vành bịt kín an toàn xung quanh cần khoan và các đầu nối trong quá trình cột cần khoan quay, để chuyển hướng một cách chủ động dòng hồi dung dịch từ khoảng không vành xuyên.

RCD cũng có thể chuyển hướng dòng hồi dung dịch cùng với mùn khoan qua một hệ thống van tiết lưu riêng tới các thiết bị tách, cho phép sử dụng nhiều phương pháp khoan khác nhau: MPD, UBD, air drilling. Việc chuyển hướng dòng hồi dung dịch này giúp nâng cao hiệu quả



an toàn, sức khỏe và bảo vệ môi trường trong quá trình khoan kiểm soát áp suất. Có thể tháo cụm thiết bị trực quay để nhanh chóng chuyển từ khoan kiểm soát áp suất sang khoan truyền thống và ngược lại.

Với mỗi loại RCD có một giới hạn áp suất làm việc nhất định phụ thuộc vào tốc độ quay của cột cần khoan (Hình 11).

2.2.2. Hệ thống van điều áp

Hệ thống van điều áp (choke manifold system) được bố trí lắp đặt trên đường tuần hoàn đi lên của dung dịch khoan từ đáy giếng (Hình 12). Hệ thống này có khả năng điều chỉnh các dạng áp suất khác nhau như: áp suất đáy giếng, áp suất ống đứng, phản áp bề mặt. Hệ thống van điều áp được sử dụng phổ biến trong phương pháp khoan kiểm soát áp suất duy trì áp suất đáy không đổi để điều chỉnh phản áp bề mặt bằng việc đóng mở các van trong hệ thống, duy trì áp suất đáy không đổi trong quá trình tiếp cận, ngăn ngừa những mối nguy hại có thể xảy ra do sự thay đổi áp suất đáy giếng.

Hệ thống van điều áp được chia thành 3 dạng cơ bản:

- Hệ thống van điều áp điều khiển bằng tay (manual choke).
- Hệ thống van điều áp bán tự động (semi - automatic choke).
- Hệ thống van điều áp tự động (PC control automatic choke).

Tuy nhiên hiện nay, các công ty dầu khí chủ yếu sử dụng hệ thống van điều áp tự động do có ưu điểm: khả năng điều chỉnh linh hoạt và hạn chế tối đa sai sót trong quá trình kiểm soát công tác khoan.

Hệ thống van điều áp tự động gồm các chi tiết như Hình 12.

- Lưu lượng kế (mass flowmeter) là dụng cụ dùng thu thập các dữ liệu quan trọng về khối lượng và thể tích dòng, cũng như trọng lượng riêng và nhiệt độ của dòng dung dịch hồi trong thời gian thực. Dữ liệu được chuyển qua bộ kiểm soát thông minh (intelligent control unit).

- Van tiết lưu (drilling choke) đóng, mở để điều chỉnh lượng phản áp bề mặt tương ứng cho khoảng không vành xuyên của giếng khoan.

- Bộ kiểm soát thông minh là nơi thu thập và lưu trữ các thông tin cần thiết cho việc đo và phân tích các tính chất vật lý, gồm cả việc phản ứng với các bất lợi trong giếng khoan.

2.2.3. Van một chiều trong cột cần (NRV)

Trong quá trình khoan kiểm soát áp suất thường sử dụng phản áp bề mặt (surface back-pressure) tác động vào khoảng không vành xuyên, hoặc trong nhiều trường hợp áp suất trong khoảng không vành xuyên cao hơn áp lực bên trong bộ khoan cụ, lúc này dung dịch cùng mùn khoan có xu hướng bị đẩy ngược vào bên trong cột cần khoan và có thể làm: tắc động cơ đáy, hỏng thiết bị đo, thậm chí có thể xảy ra phun bên trong cột cần khoan, đây chính là lý do phải dùng NRV lắp đặt bên trong cột cần khoan (Hình 13).

2.2.4. Thiết bị hiển thị tốc độ và áp suất dòng chảy tức thời

Các phép đo tức thời không chỉ cung cấp số liệu quan trọng cho hệ thống kiểm soát tự động, mà còn hiển thị kết quả của quá trình tác động từ trên mặt xuống giếng khoan. Thiết bị này cho phép theo dõi và phát hiện kịp



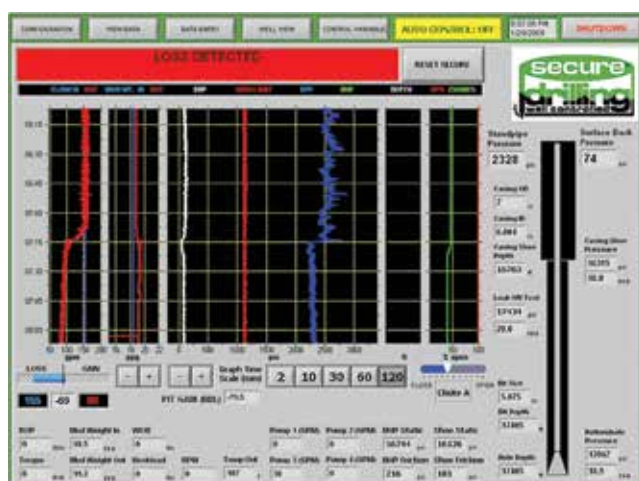
Hình 12. Cụm van điều áp kiểm soát dòng xâm nhập [3]



Hình 13. Van 1 chiều lắp trên cột cần khoan



Hình 14. Màn hình và bàn phím điều khiển



Hình 15. Màn hình hiển thị hiện tượng mất dung dịch trong giếng khoan [6]

thời các thay đổi bất thường trong giếng khoan để kiểm soát áp suất đáy một cách chính xác trong giới hạn khoan (Hình 14).

+ Phát hiện mất dung dịch

Hình 15 là một ví dụ cho trường hợp màn hình cảnh báo mất dung dịch.

Ngoài ra, hệ thống kiểm soát dung dịch còn có các thiết bị như: bình tách đa pha, hệ thống sản xuất nitrogen...

3. Kết quả ứng dụng phương pháp khoan duy trì áp suất đáy tại bể Nam Côn Sơn

3.1. Phát hiện chất lưu xâm nhập (kick) sớm

Mục tiêu chính của việc sử dụng khoan kiểm soát áp suất để đảm bảo các giếng được khoan an toàn qua các khoảng khoan có cửa sổ áp suất nhỏ (narrow kick/loss margin) mà không gặp bất kỳ sự cố nào. Phương pháp này giúp kiểm soát được áp suất đáy giếng, hạn chế được dòng chất lưu của vỉa xâm nhập với lưu lượng rất nhỏ trong thành hệ dị thường áp suất cao, làm gia tăng an toàn, giảm thiểu khả năng xảy ra sự cố và bảo vệ tính nguyên vẹn của thành hệ. Bên cạnh đó, phương pháp này có thể phát hiện sớm dòng chất lưu (lỏng hoặc khí) xâm nhập vào giếng, giảm thời gian kéo thả.

3.2. Phát hiện chất lưu xâm nhập sớm vào giếng

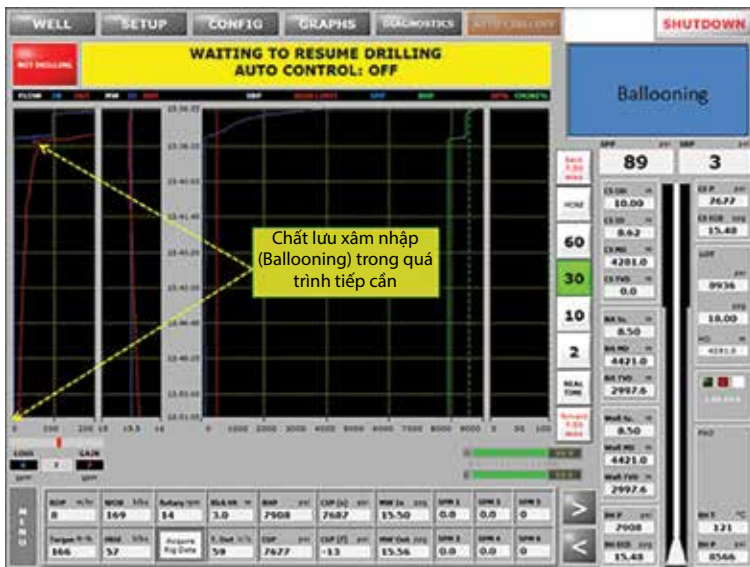
Trong khi khoan, hệ thống MPD có thể phát hiện sự xuất hiện khí ở bề mặt, đồng thời có thể xác định các sự cố dễ hơn so với dùng các phương pháp khoan thông thường.

Hình 16 cho thấy dung dịch khoan xâm nhập trở lại giếng do hiện tượng co ép sau phá hủy (ballooning) của đất đá vỉa bằng lưu lượng kế (coriolis flow meter), trong khi dùng bơm để tiếp cần.

3.3. Phát hiện khí xâm nhập vào giếng

Trong quá trình khoan, tỷ trọng dung dịch cả dòng đi xuống và dòng đi lên (in-out) được xác định chính xác thông qua lưu lượng kế. Hình 17 cho thấy xuất hiện chất lưu xâm nhập và tốc độ của dòng đi lên (flow out) tăng do ảnh hưởng của sự giãn nở của chất lưu.

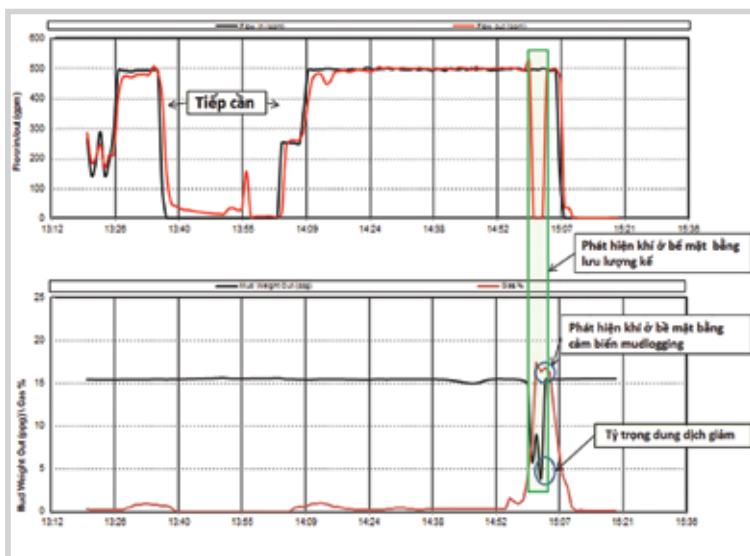
Hình 18 cho thấy phát hiện khí ở bề mặt bằng hệ thống lưu lượng kế tin cậy hơn so với việc phát hiện bằng cảm biến đo mudlogging.



Hình 16. Phát hiện chất lưu xâm nhập trong quá trình tiếp cần [6]



Hình 17. Hệ thống phát hiện khí lên bề mặt [6]



Hình 18. So sánh phát hiện khí lên bề mặt của lưu lượng kế và Mudlogging [6]

3.4. Kiểm soát áp suất thông qua tỷ trọng tuần hoàn tương đương (ECD)

Các biểu hiện trạng thái dòng chảy trong phương pháp khoan duy trì áp suất đáy không đổi (MPD-CBHP) được mô phỏng để xác định các thông số tuần hoàn sẽ được sử dụng trong khi khoan. Các thông số này sẽ duy trì áp suất đáy không đổi trong giới hạn khoan cho phép. Điều này sẽ được xác định khi tiến hành khoan bằng cách điều chỉnh áp phản áp bề mặt thông qua hệ thống van tiết lưu (MPD choke).

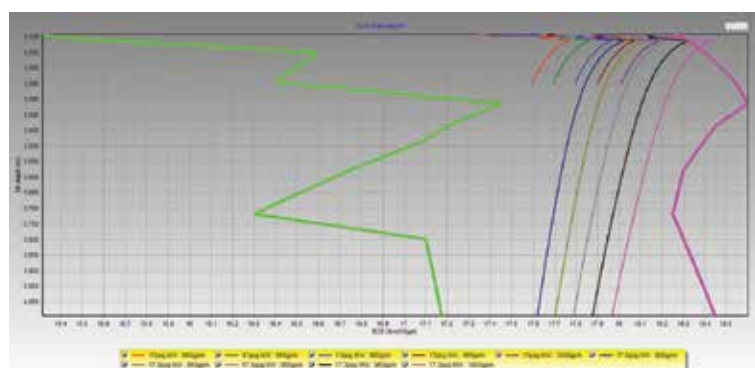
Hình 19 và 20 là kế hoạch kiểm soát tỷ trọng tuần hoàn tương đương/tỷ trọng tĩnh tương đương (ECD/ESD) với việc quan trọng nhất là đảm bảo duy trì áp suất đáy trong cả điều kiện tĩnh và động. Để duy trì áp suất đáy không đổi khi bơm tắt (static condition), sử dụng bơm chuyên dụng để tạo phản áp bề mặt thông qua hệ thống van tiết lưu (choke manifold), do đó áp suất trong khoảng không vành xuyên được duy trì không đổi trong suốt chiều dài thân giếng.

Từ Hình 20, có thể thấy rằng trong quá trình tiếp cần sẽ không duy trì được áp suất đáy lớn hơn áp suất vỉa. Do vậy, việc tạo phản áp bề mặt trong khi thay đổi trạng thái tuần hoàn với việc sử dụng hệ thống van tiết lưu là rất cần thiết.

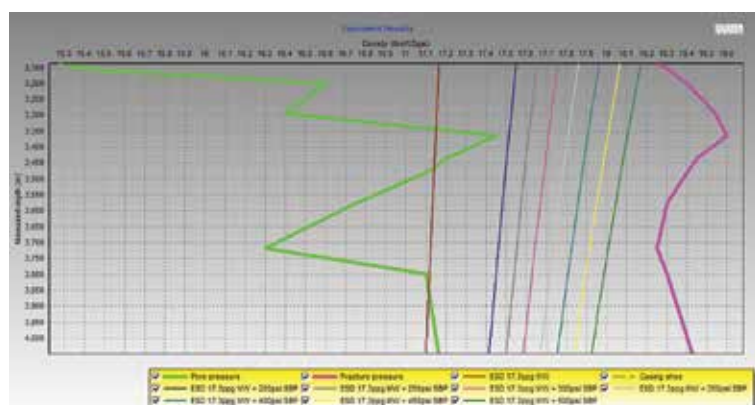
3.5. Tăng hiệu quả, giảm thời gian kéo thả

Quy trình kéo thả được sử dụng để duy trì áp suất đáy không đổi trong quá trình kéo cần (POOH). Khả năng làm giảm hiệu ứng piston, tăng hiệu quả kéo thả cho phép cột cần khoan chuyển động hiệu quả hơn. Dưới đây là ví dụ về việc sử dụng phản áp bề mặt trong phương pháp CBHP để giảm hiệu ứng piston được so sánh với phương pháp khoan truyền thống, không sử dụng phản áp bề mặt.

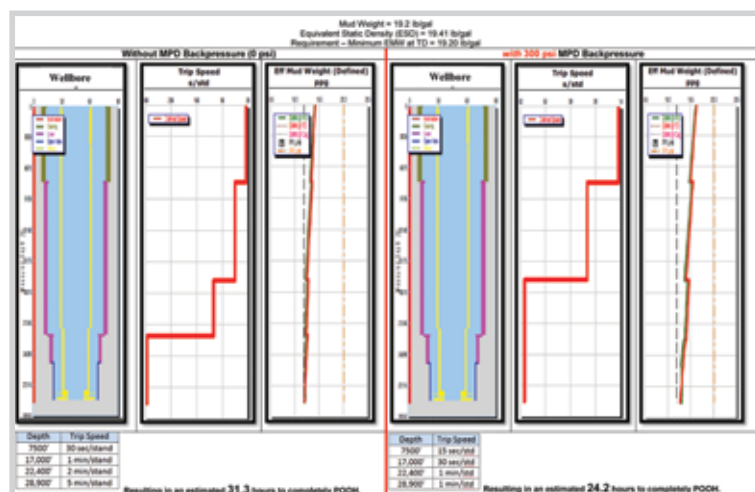
Thời gian được dự báo khi kéo cần (POOH) từ độ sâu 28.900ft không sử dụng phản áp bề mặt là 31,3 giờ. Sử dụng phản áp bề mặt 300psi để ngăn chặn hiện tượng piston thời gian kéo cần là 24,2 giờ (Hình 21). Ví dụ trên đã chứng minh việc sử dụng phản áp bề mặt giảm 7,1 giờ hoặc 23% thời gian và luôn đảm bảo EMW ở đáy giếng không bị giảm dưới áp suất vỉa.



Hình 19. Kế hoạch kiểm soát tỷ trọng tuần hoàn tương đương trong điều kiện bơm bật [6]



Hình 20. Kế hoạch kiểm soát tỷ trọng tĩnh tương đương trong điều kiện bơm tắt [6]



Hình 21. So sánh kéo thả khi sử dụng SBP và không sử dụng SBP [7]

3.6. Ứng dụng thực tế của công nghệ CBHP tại bể Nam Côn Sơn

Tại một số giếng có điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao của bể Nam Côn Sơn đã sử dụng công nghệ khoan duy trì áp suất đáy giếng không đổi. Công nghệ “phát hiện chất lưu xâm nhập sớm” đã giúp nhà điều hành phát hiện được hiện tượng mất dung dịch (loss) và hiện tượng chất lưu xâm nhập vào giếng, tăng độ an toàn cho các giếng khoan. Vấn đề chính của hệ thống này là cao su làm kín của RCD dễ bị hỏng sau một thời gian ngắn sử dụng, do vậy nhà điều hành quyết định tạm dừng sử dụng MPD cho giếng tiếp theo.

Khi không sử dụng MPD cho công đoạn 12¼” và 8½” và điều kiện địa chất phức tạp hơn dự đoán (áp suất vỡ vỉa LOT thấp hơn 0,8ppg và áp suất vỉa cao hơn 0,2ppg so với dự đoán) giếng khoan đã gặp rất nhiều các vấn đề về kiểm soát giếng (gain, loss). Nhà điều hành đã tăng một cấp ống chống dự phòng (Expandable liner) 11¾ × 13⅝” do không thể khoan tiếp công đoạn 12¼”. Công đoạn này mất khoảng vài tuần để thực hiện với thời gian không sản xuất (NPT) khoảng 400 giờ.

Sau khi nhà thầu cung cấp dịch vụ MPD thay cao su làm kín của hệ thống thiết bị kiểm soát quay bằng một loại cao su tự nhiên mới hiệu quả hơn, nhà điều hành áp dụng hệ thống MPD - với ứng dụng phản áp bề mặt cho các giếng HTHP tiếp theo.

Việc sử dụng công nghệ khoan duy trì áp suất đáy không đổi cho phép lựa chọn tỷ trọng dung dịch hợp lý khi khoan qua các khoảng khoan khó khăn nhất của giếng, nơi có giới hạn khoan rất nhỏ (chỉ 0,8 - 1 ppg EMW) nên đã hạn chế được các phức tạp xảy ra, đồng thời tránh được việc sử dụng thêm ống chống lừng.

Từ ứng dụng thực tế trên cho thấy với sự tiến bộ của công nghệ chế tạo, cao su bịt kín của thiết bị RCD đã hoạt động hiệu quả hơn, cho phép hệ thống CBHP hoạt động an toàn và trong thời gian dài đảm bảo cho các giếng khoan tiếp theo được thi công an toàn và hiệu quả.

4. Kết luận

Công nghệ khoan kiểm soát áp suất với phương pháp khoan duy trì áp suất đáy không đổi được đánh giá, lựa chọn là giải pháp phù hợp nhất cho giếng khoan có nhiệt độ cao, áp suất cao nhằm ổn định thành giếng, tăng cường khả năng kiểm soát giếng, ngăn ngừa và hạn chế mất dung dịch, giảm thiểu thời gian phi sản xuất, giảm thiểu bản thành hệ, tạo điều kiện tốt nhất cho công tác thử vỉa và gọi dòng sản phẩm. Ngoài ra, công nghệ này còn giúp tăng tốc độ cơ học khoan nhờ sử dụng dung dịch có tỷ trọng nhỏ, giảm chi phí khoan.

Công nghệ này đã được áp dụng thành công tại một số giếng khoan ở bể Nam Côn

Sơn. Trong bối cảnh sản lượng khai thác dầu khí trong nước suy giảm, việc gia tăng tìm kiếm thăm dò ở các khu vực có điều kiện địa chất phức tạp (nhiệt độ cao, áp suất cao, nước sâu xa bờ) bằng cách sử dụng công nghệ mới là giải pháp hiệu quả giúp thi công khoan an toàn, tiết kiệm chi phí, đồng thời bảo vệ thành giếng và các vỉa sản phẩm.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Minh Quý và nnk. *Báo cáo tổng kết nhiệm vụ khoa học cấp ngành "Tổng kết công tác thi công khoan tại bể Nam Côn Sơn"*. 2012.
2. Drilling program well X, block Y, Nam Con Son basin. 2011.
3. Erdem Tercan. *Managed pressure drilling techniques, equipment & applications*. 2010.
4. Tran Dang Tu & et al. *Building and applying surface back pressure calculation model using constant bottom hole pressure technique in managed pressure drilling for exploration well in Cuu Long basin*. 2nd International Conference on Integrated Petroleum Engineering for Unconventional Resources (IPE-2017, HUMG). 19/10/2017.
5. Deepak M. Gala, Julmar Shaun Toralde. *Managed pressure drilling 101: Moving beyond "It's always been done that way"*. www.spe.org. 15/1/2011.
6. Benjamin Gedge & et al. *The deployment of managed pressure drilling technology, to assist in the development of offshore HPHT gas condensate fields in Vietnam - Planning, engineering, and implementation*. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Adelaide, Australia. 14 - 16 October, 2014.
7. Craig Starkey, Travis Webre, Mike Rafferty, Paul Fredericks, John Hobin.
8. Bill Rehm, Jerome Schubert, Arash Haghshenas, Amir Saman Paknejad, Jim Huges. *Managed pressure drilling*. 2008.
9. SPE. *Workshop "Improve well control and drilling performance with the advances in managed pressure drilling technology"*. 20 - 21 February, 2017.

APPLICATION OF MANAGED PRESSURE DRILLING TECHNIQUE FOR HIGH TEMPERATURE HIGH PRESSURE WELLS IN NAM CON SON BASIN

Nguyen Anh Tuan, Nguyen Thanh Tung, Le Vu Quan, Le Quoc Trung, Tran Dang Tu

Vietnam Petroleum Institute

Email: tuananguyen@vpi.pvn.vn

Summary

Nowadays, new oil and gas prospects in the continental shelf of Vietnam are discovered in deep water, offshore areas where there are complex geological conditions, pressure and temperature anomalies, etc. Among which, the change of bottom hole pressure is the main cause of incidents during drilling such as instability of wellbore, collapses, loss of circulation, and influx of reservoir fluids, etc.

The paper presents the Managed Pressure Drilling (MPD) technology and the results of application of the Constant Bottom Hole Pressure (CBHP) method in the Nam Con Son basin. This is an effective solution that helps stabilise wellbore, improve well control, prevent and limit the loss of circulation, minimise non-production time, reduce contamination of formation, and create the best conditions for well testing.

Key words: Managed Pressure Drilling (MPD), Constant Bottom Hole Pressure (CBHP), High Temperature, High Pressure (HTHP).

NGHIÊN CỨU ẢNH HƯỞNG CỦA CÁC THÔNG SỐ VẬN HÀNH NÚT VĨA TỚI DẪN SUẤT KHE NÚT VÀ KHỐI LƯỢNG HẠT CHÈN KHI THỰC HIỆN BƠM NÚT VĨA TẦNG OLIGOCENE CHẶT SÍT

Nguyễn Hữu Trường¹, Nguyễn Quốc Dũng², Phạm Đình Phi³, Nguyễn Viết Khôi Nguyễn¹

¹Trường Đại học Dầu khí Việt Nam

²Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

³Baker-Hughes

Email: truongnh@pvu.edu.vn

Tóm tắt

Nhóm tác giả sử dụng thiết kế thí nghiệm trực tâm xoay (CCD) và tối ưu bề mặt đáp ứng (RSM) để đánh giá ảnh hưởng của 4 thông số vận hành nút vỉa thủy lực lên dẫn suất của khe nứt khi bơm nút vỉa thủy lực tầng Oligocene. Phương pháp tối ưu bề mặt đáp ứng để tối đa dẫn suất của khe nứt để xác định các thông số vận hành gồm: nồng độ hạt chèn, thời gian bơm, hệ số thất thoát, lưu lượng bơm. Mô hình mối liên hệ giữa hàm mục tiêu là dẫn suất của khe nứt với các thông số vận hành nút vỉa sẽ được xây dựng với $R^2 = 0,995$ và $R^2_{Adj} = 0,990$. Kết quả giá trị dẫn suất khe nứt lớn nhất đạt 1.303md.ft ứng với các giá trị vận hành nút vỉa là hệ số thất thoát: 0,0031ft/min^{0,5}, lưu lượng bơm: 40bpm, nồng độ hạt chèn: 10ppg, thời gian bơm: 96 phút.

Từ khóa: Tối ưu bề mặt đáp ứng, thông số vận hành nút vỉa thủy lực, thí nghiệm trực tâm xoay, Oligocene.

1. Giới thiệu

Sản lượng khai thác dầu của Việt Nam chủ yếu ở đối tượng tầng móng nứt nẻ. Lượng dầu khai thác được ở đối tượng Miocene và Oligocene còn rất hạn chế. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả nghiên cứu nứt vỉa thủy lực cho một giếng khoan thăm dò với đối tượng nghiên cứu tập E Oligocene.

Đối với trầm tích tập E của bể Cửu Long phân bố rất rộng trong các khu vực khác nhau như phía Đông Bắc, rìa Đông Bắc, Đông Nam, phía Đông, phía Tây Bắc và rìa Tây Bắc với thành phần thạch học rất khác nhau gồm: sét kết, bột kết, cát kết, cuội kết và trầm tích phun trào và đá phun trào.

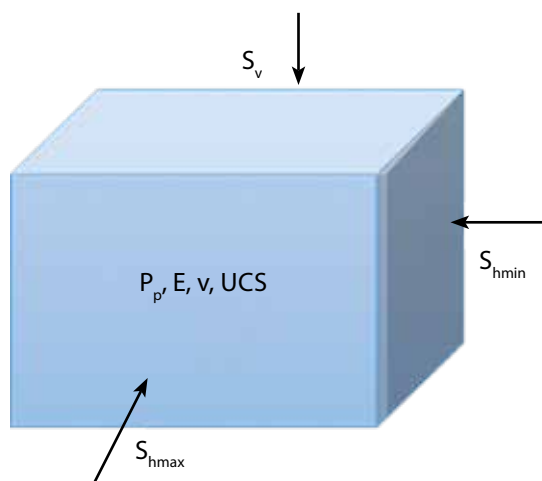
Nhóm tác giả nghiên cứu nứt vỉa thủy lực một giếng ở phía Đông Nam của bể Cửu Long. Thành phần thạch học của trầm tích tập E tại các giếng ở khu vực phía Đông Nam phần lớn là cát kết xen kẹp với các lớp phun trào andesite và dolerite. Cát kết tại tập E là cát kết arkose với kích thước hạt trung bình và thô, độ chọn lọc kém - trung bình, đá chứa lượng đáng kể mảnh đá granite (23,4%), khoáng vật thứ sinh là calcite (5 - 10%) và đôi khi lên tới 40%, zeolite

(5 - 10%) có chỗ tới 42%, sét kaolinite (10 - 15%) [1]. Do tính chất của vỉa là dầu cát kết chặt sít; độ thấm thấp trong khoảng từ 0,1 - 5mD và độ rỗng ở mức trung bình trong khoảng từ 10 - 13%; cấu trúc phức tạp, bất đồng nhất; độ sâu lớn; nhiệt độ cao lên tới 260°F [2, 3]; áp suất đóng của khe nứt trong vỉa lớn làm cho sự liên thông của các khe nứt trong vỉa bị hạn chế. Vì vậy, vỉa có dẫn suất của các khe nứt kém, do đó lưu lượng khai thác không tốt như mong muốn. Để tăng lưu lượng khai thác thì phương pháp nứt vỉa thủy lực được ưu tiên lựa chọn vì phương pháp này ưu việt hơn so với phương pháp xử lý khác như acid, CO₂, ASP, bơm ép khí nước luân phiên, bơm ép nước, đốt tại chỗ... vì tạo khe nứt mới, dẫn tới tăng sự liên thông giữa các khe nứt trong vỉa dầu chặt sít với nhau, làm tăng lưu lượng khai thác.

Trong thực tế, thiết kế nứt vỉa thủy lực được chia làm 2 phần là các thông số điều chỉnh được trên bề mặt như: nồng độ hạt chèn, lưu lượng bơm, thời gian bơm, hệ số thất thoát của hệ dung dịch, loại hạt chèn, khối lượng hạt chèn và các thông số không thể điều chỉnh được như: module đàn hồi của đá, hệ số Poisson, chiều sâu của giếng, áp suất lỗ rỗng, áp suất vỡ vỉa, áp suất địa tĩnh, áp suất đóng của khe nứt, nhiệt độ vỉa, áp suất vỉa. Qua đánh giá module đàn hồi trong phòng thí nghiệm đất đá tầng Oligocene E có module đàn hồi tới 5.000.000psi, hệ số Poisson là 0,25.

Trong công tác nút vỉa thủy lực, giá trị ứng suất ngang nhỏ nhất ứng với chiều sâu tiến hành nút vỉa thủy lực là rất quan trọng vì cho phép lựa chọn loại hạt chèn có cường độ nén phù hợp và đánh giá chính xác giá trị dẫn suất của khe nứt với giá trị ứng suất đóng cụ thể, giá trị này tương đương với áp suất đóng của khe nứt lên tới 9.137psi [3] tại độ sâu 11.482ft. Việc xác định áp suất đóng của khe nứt tương ứng giá trị ứng suất ngang nhỏ nhất được thực hiện theo nhiều cách như: thực nghiệm kiểm tra rò rỉ ngoài hiện trường (LOT), thực nghiệm kiểm tra rò rỉ ngoài hiện trường mở rộng (ELOT) với các cách xác định này áp dụng phương pháp áp suất đẩy giếng suy giảm phụ thuộc vào lượng dung dịch nút vỉa thất thoát qua diện tích khe nứt khi thực hiện LOT hay ELOT.

Trước đây đã có nhiều tác giả đưa ra cách xác định ứng suất ngang nhỏ nhất như Hubbert và Willis [4], phương pháp tương quan của Mathew và Kelly [5], phương pháp tương quan của Pennebaker [6], phương pháp tương quan của Eaton [7], công thức Christman [8] và phương pháp MacPherson và Berry [9]. Tuy nhiên, ELOT cho giá trị áp suất đóng của khe nứt chính xác hơn so với phương pháp LOT và các phương pháp trước đây và cho kết quả ngay tại giếng cần nút vỉa. Đối với trường ứng suất thông thường, trong quá trình bơm nút vỉa thủy lực thì khe nứt phát triển theo mặt phẳng có chứa ứng suất thẳng đứng và ứng suất ngang



Hình 1. Phân bố trường ứng suất tại chỗ trong giếng

Bảng 1. Đặc tính của tập vỉa Oligocene dưới [2]

Thông số vỉa	Giá trị
Độ sâu của vỉa	11.480 - 11.560ft
Độ rỗng của vỉa	10 - 13%
Độ thấm vỉa	0,1 - 2mD
Nhiệt độ vỉa	260°F
Tỷ trọng dầu/khí	36/0,77
Độ bão hòa nước	52%
OIIP	176 triệu thùng

lớn nhất và mặt phẳng đó vuông góc với ứng suất ngang nhỏ nhất. Việc xây dựng đường áp suất địa tĩnh thông qua đo tỷ trọng đất đá khoan qua ứng với từng chiều sâu cụ thể, từ đó xây dựng mô hình mối liên hệ giữa áp suất địa tĩnh theo chiều sâu và có độ tin cậy cao. Đối với áp suất lỗ rỗng được xác định thông qua phương pháp khoan ở ngoài hiện trường như phương pháp D_c , phương pháp Eaton [7], phương pháp DST, hay phương pháp tỷ trọng của mùn khoan. Trong nghiên cứu này nhóm tác giả nghiên cứu ảnh hưởng của 4 thông số vận hành nút vỉa thủy lực được điều chỉnh trên bề mặt gồm: hệ số thất thoát (C_l), ft/min²; nồng độ hạt chèn (EOJ), ppg; lưu lượng bơm (q), bpm; thời gian bơm (t), phút tới dẫn suất của khe nứt (md.ft).

2. Sử dụng thiết kế thí nghiệm trực tâm xoay (CCD) và phương pháp bề mặt đáp ứng (RSM)

Phương pháp bề mặt đáp ứng (Response Surface Methodology) được phát triển bởi Cornell [10]; Montgomery [11]; Myers và Montgomery [12]; Myers và nnk [13] để tối ưu 4 thông số vận hành nút vỉa thủy lực được điều chỉnh trên bề mặt sao cho giá trị dẫn suất của khe nứt là tối đa nhất. Mô hình hàm mục tiêu được xây dựng dựa trên mối liên hệ giữa hàm mục tiêu với các thông số vận hành nút vỉa, từ đó phân tích các thông số trong mô hình ảnh hưởng tăng, ảnh hưởng giảm đến dẫn suất của khe nứt tại tầng Oligocene có tính chất dầu chặt sít. Mô hình còn biểu diễn sự tương tác của các thông số vận hành tới dẫn suất của khe nứt. Mô hình khe nứt PKN-C [14] cho thiết kế tầng đất đá dầu chặt sít giới hạn bởi các thông số như hệ số thất thoát, lưu lượng bơm, thời gian bơm, nồng độ hạt chèn. Sử dụng thí nghiệm trực tâm xoay ban đầu được phát triển bởi Box và Wilson [15] về sau mô hình được cải tiến bởi Box và Hunter [16] để thiết kế. Việc sử dụng thiết kế trực tâm xoay có nhiều lợi ích hơn thiết kế thí nghiệm đầy đủ vì mô hình hàm mục tiêu được xây dựng là hàm bậc 2, có tính tới ảnh hưởng sự tương tác của chúng, ảnh hưởng của các thông số chính tới hàm mục tiêu, do đó mô hình có sự tin cậy cao hơn và tổng số thí nghiệm ít hơn, dẫn tới tiết kiệm thời gian, chi phí và tăng tính kinh tế.

Tổng số thí nghiệm theo phương pháp trực giao tâm xoay theo công thức:

$$N = 2^k + 2k + n_o$$

- Phần cơ sở gồm $n = 2^k$ thí nghiệm theo quy hoạch thực nghiệm yếu tố toàn phần.

- Phần tâm gồm n_o ($n_o \geq 1$), thí nghiệm ở tâm phương án dùng để xác định phương sai tái hiện trong công thức kiểm tra ý nghĩa của các hệ số hồi quy.

Mô hình quy hoạch trực giao cấp 2 là quy hoạch thực nghiệm và xử lý số liệu thực nghiệm theo phương pháp xây dựng mô hình hồi quy cấp 2 với các điều kiện tương tự như quy hoạch thực nghiệm yếu tố toàn phần (quy hoạch trực giao cấp 1).

Phương trình hồi quy bậc 2 đầy đủ cho hàm mục tiêu có dạng:

$$y = \beta_0 + \sum_{j=1}^k \beta_j x_j + \sum_{j < i}^k \beta_{ij} x_i x_j + \sum_{j=1}^k \beta_{jj} x_j^2 + \varepsilon \quad (1)$$

Trong đó:

y: Hàm mục tiêu, mô hình nghiên cứu mô tả quy luật tìm được;

x_i : Nhân tố hoặc sự kiện hay yếu tố ảnh hưởng lên hàm mục tiêu;

β_j : Hệ số hồi quy bậc 1, mô tả ảnh hưởng của các nhân tố x_i lên hàm mục tiêu;

β_{ij} : Hệ số hồi quy bậc 1, mô tả ảnh hưởng đồng thời của 2 nhân tố x_i, x_j ;

β_{jj} : Hệ số hồi quy bậc 2, mô tả ảnh hưởng bậc 2 của nhân tố x_j lên kết quả thực nghiệm;

β_0 : Hệ số tự do trong mô hình.

Hệ số hồi quy của phương trình hồi quy cho biết:

- Giá trị tuyệt đối β_i mô tả mức độ ảnh hưởng của nó: giá trị lớn nhất có ảnh hưởng mạnh, giá trị nhỏ nhất thì ảnh hưởng yếu hoặc không ảnh hưởng.

- Về dấu của hệ số β :

$\beta_i > 0$: Ảnh hưởng tích cực lên hàm mục tiêu vì làm hàm mục tiêu tăng;

$\beta_i < 0$: Ảnh hưởng tiêu cực lên hàm mục tiêu vì làm hàm mục tiêu giảm.

Ý nghĩa của hàm mục tiêu: Phương trình hàm mục tiêu hoặc phương trình hồi quy nhằm mô tả ảnh hưởng của các thông số lên quá trình bằng một phương trình. Khi tìm được hàm mục tiêu mô tả đúng thực nghiệm, sẽ tính trước được giá trị hàm mục tiêu, tức là tính được kết quả nghiên cứu mà không cần làm nghiên cứu.

Nguyên tắc tìm các hệ số hồi quy: có bao nhiêu ẩn (hệ số hồi quy β) thì ít nhất phải có bấy nhiêu phương trình (nếu không thì phương trình sẽ vô định hoặc vô nghiệm).

- Quy trình thực hiện tối ưu hóa

Phương pháp tối ưu hóa bề mặt đáp ứng dựa trên quy hoạch ma trận nhiều yếu tố là phương pháp hiệu quả nhất nhằm tìm ra điều kiện tối ưu cho các thông số vận hành nút vĩa ứng với dẫn suất của khe nút tối đa. 4 thông số vận hành nút vĩa thủy lực là các biến độc lập bao gồm thời gian bơm, lưu lượng bơm, nồng độ hạt chèn, hệ số thất thoát, các biến này là các biến thực nghiệm và hàm mục tiêu sẽ là dẫn suất của khe nút. Để tiện tính các hệ số thực nghiệm của mô hình hồi quy toán học, trong kế hoạch thực nghiệm người ta sử dụng các mức yếu tố theo giá trị mã hóa. Đây là đại lượng không thứ nguyên quy đổi chuẩn hóa từ các giá trị thực của yếu tố nhờ quan hệ:

Xác định tâm của phương án theo công thức sau:

$$Z_0 = \frac{Z_{\min} + Z_{\max}}{2}$$

Trong đó:

$Z_{\max}$: Mức trên của thông số vận hành nút vĩa;

$Z_{\min}$: Mức dưới của thông số vận hành nút vĩa;

Z_0 : Mức cơ sở.

Giá trị mã hóa:

$$X_j = \frac{Z_j - Z_0}{\Delta Z_j} = \frac{2(Z_j - Z_0)}{Z_{j\max} - Z_{j\min}}$$

- Giải bài toán tối ưu theo các bước sau:

+ Tiến hành khảo sát điều kiện biên cho 4 thông số vận hành nút vĩa thủy lực, 4 thông số phải phù hợp với yêu cầu về kỹ thuật, kinh tế khi áp dụng tiến hành bơm nút vĩa thủy lực ở tầng Oligocene dầu chặt sét;

+ Xác định phương trình hồi quy theo quy hoạch ma trận các yếu tố toàn phần bằng phần mềm thống kê Modde 5.0;

+ Xác định mức độ phù hợp của mô hình hồi quy được thể hiện qua giá trị của R^2 ;

+ Xác định điều kiện tối ưu cho các thông số vận hành nút vĩa thủy lực;

+ Sử dụng phần mềm Modde 5.0 để xác định giá trị dẫn suất tối đa và tìm ra các thông số vận hành nút vĩa tối ưu.

Điều kiện tiến hành sử dụng thiết kế thí nghiệm: Khảo sát ảnh hưởng của 4 thông số vận hành nút vĩa thủy lực độc lập: Hệ số thất thoát (X_1), lưu lượng bơm (X_2), nồng độ hạt chèn (X_3), thời gian bơm (X_4) tới hàm mục tiêu là dẫn suất của khe nút (Y):

- Sử dụng thiết kế thí nghiệm có trục tâm xoay theo phương pháp đáp ứng bề mặt bằng phương trình hồi quy bậc 2. Mô hình toán học mô tả ảnh hưởng của các biến độc lập là các thông số vận hành nút vỉa thủy lực. Đối với biến phụ thuộc là dẫn suất của khe nứt có dạng hàm đa thức bậc 2 như sau:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \beta_3 X_3 + \beta_4 X_4 + \beta_{11} X_1^2 + \beta_{22} X_2^2 + \beta_{33} X_3^2 + \beta_{44} X_4^2 + \beta_{12} X_1 X_2 + \beta_{13} X_1 X_3 + \beta_{14} X_1 X_4 + \beta_{23} X_2 X_3 + \beta_{24} X_2 X_4 + \beta_{34} X_3 X_4 \quad (2)$$

- Phương trình được xác định dựa trên kết quả kiểm tra chuẩn Fisher. Mức độ phù hợp của mô hình hồi quy được thể hiện qua giá trị của R^2 cũng như việc xác định điều kiện tối ưu cho dẫn suất khe nứt đạt được xác định trên phần mềm Modde 5.0.

3. Điều khiển logic mờ (Fuzzy Logic)

Nghiên cứu của Zadeh (1965), mạng logic mờ cung cấp quan điểm logic sử dụng những lý do không chắc chắn để bắt chước nhận thức con người. Theo đó cách tiếp cận mới đã mang lại nhiều kết quả thực tiễn và tiếp tục phát triển đó là cách tiếp cận của lý thuyết mờ (Fuzzy Set Theory) [17] do giáo sư Lotfi Zadeh của Trường Đại học Calofonia - Mỹ đề xuất năm 1965. Trong logic rõ thì mệnh đề là câu phát biểu đúng hoặc sai. Trong logic mờ thì mỗi mệnh đề mờ là một câu phát biểu không nhất thiết đúng sai.

4. Hệ mờ Mamdani

Điều khiển Mamdani hay còn gọi là điều khiển ước lượng, là điều khiển mờ đầu tiên được đưa ra. Nó được dùng trong trường hợp cả mệnh đề điều kiện và mệnh đề kết luận đều là các giá trị mờ, dạng tổng quát của mô hình Mamdani [17, 18] như sau:

$$R_j: \text{Nếu } (x_1 \text{ là } A_1^j) \text{ và } \dots \text{ và } (x_m \text{ là } A_m^j) \text{ thì } (y_1 \text{ là } B_1^j), \dots, (y_n \text{ là } B_n^j). \quad (3)$$

Trong đó: m là số tín hiệu vào và n là số tín hiệu ra và $J = 1 \dots k$ với k là số luật điều khiển. Do đó phương pháp Mamdani là một mệnh đề mờ.

5. Hệ mờ Sugeno

Mô hình mờ Sugeno được công bố bởi Takagi, Sugeno và Kang, với mong muốn phát triển một cách tiếp cận có hệ thống nhằm thiết lập luật mờ từ dữ liệu vào ra. Luật mờ cơ bản trong mô hình Sugeno [17, 18] như sau:

$$R_j: \text{Nếu } (x_1 \text{ là } A_1^j) \text{ và } \dots \text{ và } (x_n \text{ là } A_n^j) \text{ thì } y = f_j = r_o^j + \sum_{i=1}^n r_i^j x_i \quad (4)$$

Với các tập mờ điều kiện và $y = f_j$ là một hàm số trong kết luận. Thường thì f_j là đa thức của các biến đầu vào x_i hoặc bất cứ hàm số nào miễn là mô tả phù hợp đầu ra của hệ thống trong miền mờ xác định bởi các tiền đề của luật. Hàm f_j có thể là bậc không, bậc tuyến tính hoặc một đa thức.

6. Phân cụm mờ trừ Subtractive

Phân cụm trừ là một thuật toán nhanh [19], để đánh giá khả năng một mẫu dữ liệu có thể trở thành tâm của một cụm dữ liệu hay không thông qua hàm tính mật độ các mẫu dữ liệu bao quanh mẫu đó, thực tế là khoảng cách giữa các mẫu đó với các mẫu còn lại. Nếu một mẫu dữ liệu có rất nhiều mẫu khác nhau bao quanh trong một phạm vi giới hạn có bán kính r_a thì khả năng trở thành tâm của cụm là rất cao. Một phép đo mật độ tại điểm dữ liệu x_i được định nghĩa là:

$$D_i = \sum_{j=1}^n \exp \left\{ - \frac{|x_i - x_j|^2}{\left(\frac{r_a}{2}\right)^2} \right\} \quad (5)$$

Do đó, một điểm dữ liệu sẽ có giá trị mật độ cao khi có nhiều điểm dữ liệu lân cận.

Tâm cụm đầu tiên x_{c1} được chọn là điểm có giá trị mật độ lớn nhất D_{c1} . Do đó mật độ của mỗi điểm dữ liệu x_i được sửa đổi như sau:

$$D_i = D_i - D_{c1} \sum_{j=1}^n \exp \left\{ - \frac{|x_i - x_{c1}|^2}{\left(\frac{r_b}{2}\right)^2} \right\} \quad (6)$$

Trong đó r_b là hằng số dương xác định vùng lân cận có mật độ giảm.

7. Hệ số thất thoát dung dịch

Hệ số thất thoát của dung dịch nứt vỉa rất quan trọng vì ảnh hưởng tới hiệu quả bơm nứt vỉa thủy lực, khi hệ số thất thoát cao thì thể tích khe nứt tạo ra nhỏ có nghĩa là các chiều của khe nứt giảm sẽ dẫn đến dẫn suất của khe nứt giảm, hơn nữa hệ dung dịch nứt vỉa có hệ số thất thoát càng cao thì hệ dung dịch nứt vỉa có độ nhớt thấp. Ngoài ra hệ số thất thoát còn ảnh hưởng bởi độ thấm của thành hệ, khi độ thấm càng cao thì hệ số thất thoát càng tăng, ngược lại khi độ thấm của vỉa thấp thì hệ số thất thoát giảm. Các yếu tố khác như tổng độ nén của các thành phần gồm khí, nước, dầu trong vỉa cũng ảnh hưởng tới hệ số thất thoát dung dịch. Theo Dương Danh Lam và Nguyễn Quốc Dũng [20], để thiết kế hệ dung dịch nứt vỉa tối ưu phải đảm bảo hệ số thất thoát khi thiết kế nứt vỉa thủy lực cho tầng Oligocene chặt sít nằm trong khoảng 0,003 - 0,007 ft/min^{0.5}. Độ nhớt của hệ dung dịch còn ảnh

hưởng tới hệ số thất thoát và mức độ giữ hạt chèn ở trạng thái lơ lửng, đảm bảo nồng độ hạt chèn trong dung dịch nút vỉa đều, tăng hiệu quả trong quá trình bơm. Độ nhớt của hệ dung dịch nút vỉa phụ thuộc rất nhiều yếu tố như loại polymer, nồng độ polymer cho vào trong hệ dung dịch nút vỉa, nhiệt độ của vỉa, mức độ hệ dung dịch bị hư hại do ảnh hưởng trong điều kiện giếng, loại hóa chất phá vỡ polymer thêm vào (Breaker additive).

Mô hình hệ số thất thoát tổng theo Williams [21] và Williams và nnk [22] như sau:

$$C_l = \frac{-\frac{1}{C_c} + \sqrt{\frac{1}{C_c^2} + 4\left(\frac{1}{C_v^2} + \frac{1}{C_w^2}\right)}}{2\left(\frac{1}{C_v^2} + \frac{1}{C_w^2}\right)} \quad (7)$$

Mô hình hệ số thất thoát được biến đổi dưới dạng

$$\frac{2}{C_l} = \frac{1}{C_c} + \sqrt{\frac{1}{C_c^2} + 4\left(\frac{1}{C_v^2} + \frac{1}{C_w^2}\right)} \quad (8)$$

Trong đó:

C_l : Độ nén tổng (psi⁻¹) được tính như sau:

$$C_l = S_o c_o + S_w c_w + S_g c_g + c_r$$

S_o : Độ bão hòa dầu (%);

c_o : Độ nén của dầu (psi⁻¹);

S_w : Độ bão hòa nước (%);

c_w : Độ nén của nước (psi⁻¹);

S_g : Độ bão hòa khí (%);

c_g : Độ nén của khí (psi⁻¹);

c_r : Độ nén của đất đá trong vỉa (psi⁻¹);

C_v : Hệ số thất thoát do tính chất dung dịch và độ nhớt của dung dịch do thoát qua diện tích khe nứt (ft/min^{0.5});

C_w : Hệ số thất thoát dung dịch nút vỉa qua chiều dày vỏ bùn (ft/min^{0.5});

C_c : Hệ số thất thoát do ảnh hưởng độ nén trong vỉa (ft/min^{0.5});

C_l : Hệ số thất thoát (ft/min^{0.5}).

8. Nồng độ hạt chèn

Việc thiết kế nồng độ hạt chèn phải đảm bảo sao cho khả năng hạt chèn phải đi qua các lỗ bắn mở vỉa một cách tốt nhất. Trường hợp thiết kế nồng độ hạt chèn quá lớn thì trong quá trình bơm nút vỉa thủy lực thường gây ra hiện tượng lỗ bắn mở vỉa bị tạo cầu, tạo đồng hạt chèn ở

Bảng 2. Yêu cầu đường kính lỗ bắn mở vỉa tương ứng kích thước hạt chèn

Kích thước hạt chèn	Yêu cầu đường kính lỗ bắn mở vỉa
6/12	0,8
8/16	0,56
12/20	0,40
16/30	0,28
20/40	0,2
30/50	0,14
40/70	0,1

trong lỗ bắn mở vỉa, làm giảm hiệu quả nút vỉa thủy lực, giảm dẫn suất của khe nứt. Khi hiện tượng tạo cầu xảy ra ở bên trong khe nứt với nồng độ hạt chèn quá cao trong khi bơm thì hiệu quả nút vỉa sẽ giảm thể hiện ở dẫn suất của khe nứt không tốt vì mật độ hạt chèn bên trong một đơn vị diện tích khe nứt giảm và không đồng đều. Theo Dương Danh Lam, Nguyễn Quốc Dũng [20], thiết kế nồng độ hạt chèn nên trong khoảng từ 8 - 10ppg. Bảng 2 thể hiện tiêu chuẩn loại hạt chèn tương ứng với kích thước lỗ bắn mở vỉa, đường kính của lỗ bắn với nồng độ hạt chèn thiết kế để hạt chèn không bị tạo đồng trong đường ống, tránh hiện tượng tạo cầu ở lỗ bắn mở vỉa.

9. Lưu lượng bơm

Để tăng hiệu quả nút vỉa thủy lực cũng như tăng áp suất trong khe nứt, thì áp suất mất qua các lỗ bắn mở vỉa nằm trong khoảng từ 100 - 200psi. Theo kinh nghiệm thiết kế hướng bắn mở vỉa là 60° với 6 lỗ bắn trên 1ft, tốc độ bơm trong khoảng từ 30 - 40pm khi thực hiện bơm nút vỉa tầng Oligocene dưới chặt sét. Tốc độ bơm hợp lý phải đảm bảo vỉa không bị phá hủy. Mô hình áp suất mất qua các lỗ bắn mở vỉa như sau:

$$P_{pf} = \frac{1.975 q^2 \rho_f}{C_D^2 N_p^2 d_p^4} \quad (9)$$

Trong đó:

q : Lưu lượng bơm (gpm);

ρ_f : Nồng độ hạt chèn (ppg);

C_D : Hệ số đục lỗ, 0,95;

N_p : Tổng số lỗ bắn mở vỉa;

d_p : Đường kính lỗ bắn mở vỉa (inch).

10. Dẫn suất của khe nứt

Dẫn suất của khe nứt là thông số quan trọng trong thiết kế nút vỉa thủy lực cho phép chất lưu trong vỉa dễ dàng di chuyển vào các khe nứt đã được tạo ra để đi vào giếng, dựa trên tiềm năng có sẵn của vỉa về phân phối chất lưu đi vào giếng. Giá trị dẫn suất của khe nứt thường

được kiểm tra trong phòng thí nghiệm theo tiêu chuẩn API trên cơ sở loại hạt chèn và kích thước hạt được lựa chọn và áp suất đóng của khe nứt đã được kiểm tra ngoài hiện trường. Thủ tục đo dẫn suất của khe nứt dựa trên dòng chảy tuyến tính đi qua một gói hạt chèn được thiết kế với mật độ 2lb/ft² và được nén ép bởi các tấm thép bằng áp suất đóng của khe nứt. Các số liệu dẫn suất của các loại hạt chèn khác nhau chủ yếu được công bố và đo theo tiêu chuẩn API [23]. Do ảnh hưởng của áp suất đóng, độ thấm của khe nứt bị giảm hơn so với lúc khe nứt chưa bị nén ép, giá trị độ thấm và chiều rộng của khe nứt sau khi kết thúc nứt vỉa cũng được xác định.

$$\text{Dẫn suất của khe nứt tại chỗ} = k_f w_p \text{ (md.ft)} \quad (10)$$

Trong đó:

k_f : Độ thấm của khe nứt dưới áp suất đóng (mD);

w_p : Chiều rộng của khe nứt do hạt chèn tạo ra sau khi khe nứt đóng (inch).

Richardson [24] chỉ ra dẫn suất của khe nứt tại chỗ được xem xét giảm do ảnh hưởng hiện tượng hạt chèn nén ép, dập vỡ vụn, chất lượng hạt chèn, hạt chèn bị quay trở lên trên, độ bền gel của polymer, nhiệt độ vỉa, mức độ hạt chèn bị bám dính bên trong khe nứt, dòng chảy nhiều pha phi Newton, dòng chảy rối, giá trị dẫn suất thực tế giảm từ 50 - 60%.

11. Phương trình cân bằng trong quá trình bơm nứt vỉa thủy lực

Trong quá trình bơm nứt vỉa thủy lực với áp suất cao vào giếng để tạo ra khe nứt, làm cho khe nứt phát triển và lan truyền theo chiều dài, chiều rộng và chiều cao mới. Thể tích bơm vào vỉa bằng thể tích của khe nứt được tạo ra cộng với thể tích dung dịch bị thất thoát qua diện tích khe nứt. Mối liên hệ đó được biểu diễn như sau:

$$V_i = V_f + V_l$$

Trong đó:

V_f : Thể tích bơm vào vỉa (ft³);

V_l : Thể tích khe nứt tạo ra (ft³);

V_i : Thể tích dung dịch thất thoát qua diện tích khe nứt (ft³).

Hiệu quả nứt vỉa thủy lực (η , %) là tỷ số giữa thể tích khe nứt tạo ra (V_f) với tổng thể tích dung dịch bơm vào vỉa (V_i). Khi thể tích dung dịch bị thất thoát qua diện tích khe nứt tăng sau khi kết thúc nứt vỉa thì hiệu quả nứt vỉa giảm, ngược lại khi thể tích dung dịch bị thất thoát qua diện tích khe nứt giảm thì hiệu quả nứt vỉa thủy lực tăng, do ảnh

hưởng của loại dung dịch nứt vỉa, nồng độ polymer, loại polymer, hệ số thất thoát dung dịch nứt vỉa tổng, độ thấm của thành hệ và độ nén ép tổng của vỉa.

12. Yêu cầu khối lượng hạt chèn

Khi thực hiện bơm nứt vỉa thủy lực ứng với một khối lượng hạt chèn nhất định (M_p), xuống giếng để tạo chiều dài và chiều rộng khe nứt, biết hạt chèn có tỷ trọng (ρ_p) và độ rỗng (ϕ), khi đó khối lượng hạt chèn yêu cầu được tính theo công thức sau:

$$M_p = 2x_f h_f w_p (1 - \phi) \rho_p \quad (11)$$

Trong đó:

$2x_f h_f w_p (1 - \phi) \rho_p$ thể hiện thể tích của toàn bộ hạt chèn được bơm vào giếng. Độ lớn nồng độ hạt chèn bên trong khe nứt ảnh hưởng tới dẫn suất của khe nứt dưới tác dụng của áp suất đóng khe nứt nhất định, ở đây áp suất đóng tại tầng Oligocene nghiên cứu là 9.137psi [3], với điều kiện ngoại trừ hiện tượng hạt chèn bám dính vào diện tích khe nứt, hiện tượng hạt chèn chắt đông bên trong đường ống tubing, hiện tượng tipscreen out, hiện tượng hạt chèn trở ngược lại bề mặt khi thực hiện khai thác, như vậy mật độ hạt chèn được hiểu là tổng khối lượng hạt chèn sử dụng chia cho diện tích khe nứt được tạo ra.

$$C_p = \frac{M_p}{2x_f h_f}$$

Nolte [25], Meng và Brown [26] đã đưa ra mối liên hệ giữa tổng thể tích bơm với thể tích dung dịch bơm khi chưa có hạt chèn và hiệu quả nứt vỉa (η).

$$V_{pad} = \frac{1 - \eta}{1 + \eta} V_i$$

Như vậy khối lượng hạt chèn là:

$$M_p = V_i - V_{pad} = C_f \eta V_i \quad (12)$$

Trong đó:

M_p : Khối lượng hạt chèn (lb);

x_f : Nửa chiều dài khe nứt (ft);

h_f : Chiều cao của khe nứt (ft);

w_p : Chiều rộng của khe nứt do hạt chèn tạo ra sau khi khe nứt đóng (ft);

ϕ : Độ rỗng của hạt chèn (%);

ρ_p : Tỷ trọng của hạt chèn (lb/ft³);

η : Hiệu quả nứt vỉa (%);

C_f : Nồng độ hạt chèn (ppg);

V_i : Tổng thể tích bơm vào vỉa (gallons);

V_{pad} : Thể tích dung dịch bơm vào vỉa khi chưa có hạt chèn (gallons);

C_p : Mật độ hạt chèn trong khe nứt (lb/ft³).

13. Mô hình khe nứt

Các nghiên cứu lý thuyết trước đây đề xuất rất nhiều mô hình khe nứt khác nhau như mô hình khe nứt 2 chiều chưa tính tới hệ số thất thoát của khe nứt bao gồm PKN, GDK và Radial. Tuy nhiên, các mô hình đó thiếu chính xác về chiều dài, chiều rộng và chiều cao của khe nứt trong quá trình bơm nứt vỉa vì thực tế bơm nứt vỉa thủy lực có sự thất thoát dung dịch qua diện tích khe nứt và chế độ chảy của dung dịch nứt vỉa bên trong khe nứt. Ngoài ra, có giả thiết chiều cao khe nứt không thay đổi, do đó đề xuất thêm các mô hình có tính tới hệ số thất thoát dung dịch nứt vỉa, lưu lượng bơm, thời gian bơm, module đàn hồi của đất đá và chế độ chảy của dung dịch nứt vỉa bên trong khe nứt.

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả sử dụng mô hình PKN-C phù hợp tầng đất đá chặt sít Oligocene dưới để nghiên cứu. Năm 1995, Valko và Economides đã có lập luận trong bài giảng dầu khí về mối quan hệ giữa các thông số vận hành nứt vỉa thủy lực như thời gian bơm, lưu lượng bơm, hệ số mất nước, tính chất đất đá tới độ lớn chiều rộng khe nứt tại thân giếng và đề nghị một mô hình biểu diễn các thông số ảnh hưởng tới chiều rộng khe nứt tại thân giếng, w_f dựa trên kết quả ban đầu của mô hình cũ Perkins và Kern [14]; Nordgren [27].

Chiều rộng lớn nhất của khe nứt (w_f) tại thân giếng trong điều kiện mô hình Power Law giới hạn bởi các thông số n , K được cho bởi công thức sau:

$$w_f = 9,15^{\frac{1}{2n+2}} \times 3,98^{\frac{n}{2n+2}} \left(\frac{1+(\pi-1)n}{n} \right)^{\frac{n}{2n+2}} K^{\frac{1}{2n+2}} \left(\frac{\left(\frac{q_i}{2} \right)^n h_f^{1-n} x_f}{E'} \right)^{\frac{1}{2n+2}} \quad (13)$$

Trong đó:

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

K : Chỉ số độ sệt của dung dịch nứt vỉa (pa.sⁿ).

$$E' = \frac{E}{1 - \nu^2}$$

E : Module đàn hồi của đất đá (psi);

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

ν : Hệ số Poisson.

Năm 2002, Rahman đưa ra mối liên hệ giữa độ nhớt của dung dịch nứt vỉa với các thông số của mô hình Power Law như sau:

$$n = 0,1756(1000\mu) - 0,1233; K = (500\mu - 0,0159) \times 47.880$$

μ : Độ nhớt của dung dịch nứt vỉa (pa.s).

Sử dụng hệ số hình dáng $\pi/5$ của khe nứt theo mô hình PKN và chiều rộng trung bình của khe nứt theo công thức $\bar{w} = \frac{\pi}{5} w_f$ và sử dụng công thức xác định độ lớn của nửa chiều dài khe nứt theo mô hình PKN có tính tới tốc độ thất thoát dung dịch qua diện tích khe nứt. Khi đó, độ lớn diện tích khe nứt được xác định bằng công thức sau:

$$A(t) = \frac{\bar{w} + 2S_p}{4C_l^2 \pi} \times \frac{q}{2} \left[\exp(\beta^2) \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]$$

Suy ra nửa chiều dài của khe nứt được rút ra từ công thức tính diện tích khe nứt sẽ là:

$$x_f = \frac{\bar{w} + 2S_p}{4C_l^2 \pi h_f} \times \frac{q}{2} \left[\exp(\beta^2) \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (14)$$

$$\text{Với: } \beta = \frac{2C_l \sqrt{\pi t}}{\bar{w} + 2S_p}$$

Hiệu quả nứt vỉa theo công thức sau:

$$\eta = \frac{\bar{w} h_f x_f}{q t}$$

$$\text{hay } \eta = \frac{\bar{w}(\bar{w} + 2S_p)}{4C_l^2 \pi t} \times \left[\exp(\beta^2) \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (15)$$

Phương trình (14) và (15) dùng để đánh giá độ lớn của chiều dài khe nứt và hiệu quả nứt vỉa trong quá trình nứt vỉa thủy lực khi kể tới các ảnh hưởng của chiều cao khe nứt, hệ số thất thoát dung dịch nứt vỉa, lưu lượng bơm ép và thời gian bơm ép. Công thức (15) biểu diễn hiệu quả nứt vỉa thủy lực; tỷ lệ nghịch với hệ số thất thoát dung dịch và thời gian bơm. Phương trình cân bằng trong khi bơm nứt vỉa có tính tới hệ số Nolte [28] và ảnh hưởng của chiều cao khe nứt, chiều cao thẩm của vỉa [28].

$$\frac{q_i}{x_f h_f} t - 2K_L C_l r_p \sqrt{t} - (\bar{w} + 2S_p) = 0 \quad (16)$$

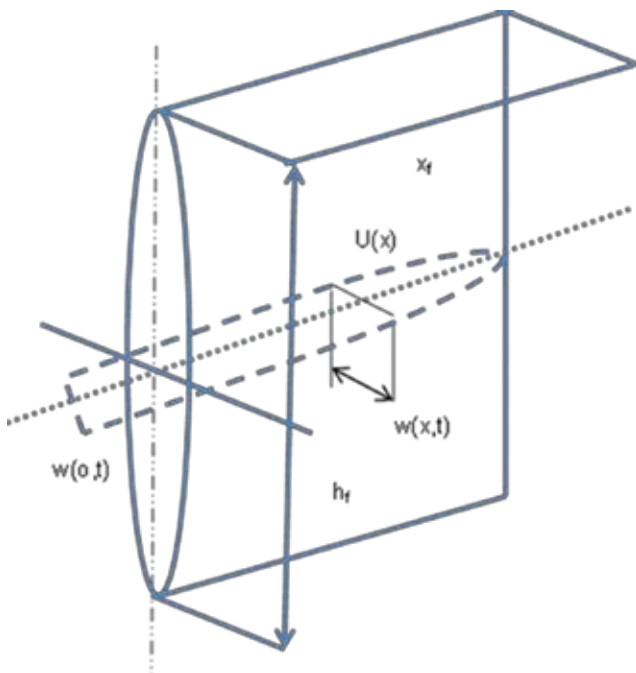
Với t là thời gian bơm, q_i là tốc độ bơm, h_f là chiều cao của khe nứt ảnh hưởng bởi độ cứng của đất đá, K_L là hệ số Nolte, r_p là tỷ số giữa chiều cao khe nứt với chiều dày của vỉa (h_f/h_p).

Trong đó:

q_i : Lưu lượng bơm (bpm);

K_L : Hệ số Nolte liên quan đến hiệu quả nứt vỉa thủy lực;

$\bar{w}$: Giá trị chiều rộng trung bình của khe nứt ứng với một giá trị chiều dài khe nứt nhất định (inch);



Hình 2. Mô phỏng khe nứt theo mô hình 2D PKN

C_i : Hệ số thất thoát ($\text{ft}/\text{min}^{0.5}$);

S_p : Hệ số thất thoát dung dịch nứt vỉa qua bề dày của vỏ polymer ($\text{gallon}/\text{ft}^2$);

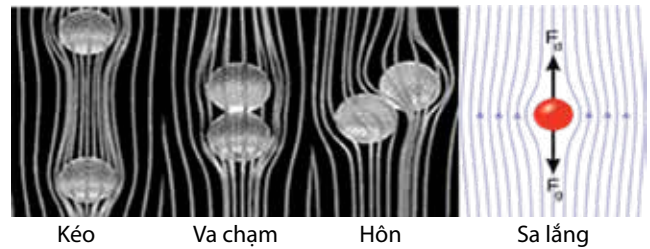
t : Tổng thời gian bơm nứt vỉa thủy lực (phút).

Hệ số Nolte K_L [28] liên quan đến hiệu quả nứt vỉa được cho bởi công thức sau:

$$K_L = \frac{1}{2} \left[\frac{8}{3} \eta + \pi(1 - \eta) \right]$$

14. Lựa chọn hạt chèn và hệ dung dịch nứt vỉa

Tầng Oligocene dưới chặt sít có độ sâu lớn, áp suất đóng cao, có chỗ lên tới gần 10.000psi. Việc lựa chọn hạt chèn phải thỏa mãn sao cho hạt chèn có cường độ nén cao và đạt trên áp suất đóng của khe nứt để đảm bảo hạt chèn không bị dập vỡ và có độ thấm ổn định sau khi ngừng nứt vỉa. Vì vậy, hạt chèn có độ nén trung bình là phù hợp, cụ thể loại hạt chèn Carbolite Ceramic chịu được khe nứt có áp suất đóng từ 12.000 - 13.000psi. Việc lựa chọn đúng kích thước hạt chèn như đường kính, tỷ trọng, độ rỗng, mức độ đồng đều nhằm hạn chế hạt chèn bị flowback trở lại bề mặt, các yếu tố này góp phần ảnh hưởng tới dẫn suất của khe nứt. Như vậy, hạt chèn Carbolite Ceramic có kích thước 20/40 là phù hợp. Để tránh hạt chèn sa lắng nhanh trong khi bơm, chất đóng bên trong lỗ bắn mở vỉa và hiện tượng tipscreen out thì lựa chọn hệ dung dịch nứt vỉa phải đảm bảo tối ưu về hệ số thất thoát tổng để tối ưu hiệu quả nứt vỉa, phù hợp với tầng dầu cát kết chặt sít, độ



Hình 3. Mô phỏng hạt chèn sa lắng trong dung dịch



Hình 4. Hạt chèn bao phủ toàn khe nứt trước khi đóng (nguồn: Stim-lab, 1994)



Hình 5. Chiều dài khe nứt khi bơm có đáp ứng chiều dài khe nứt theo thiết kế (nguồn: P.E Clark, 2006)

nhớt để giữ hạt chèn luôn ở trạng thái lơ lửng trong quá trình bơm nứt vỉa thủy lực và dễ dàng làm sạch khe nứt bởi chất breaker để tăng dẫn suất khe nứt. Đối với tầng dầu cát kết Oligocene dưới chặt sít có độ thấm, độ rỗng thấp thì lựa chọn hệ dung dịch có độ nhớt phù hợp. Như vậy thông tin hạt chèn và hệ dung dịch nứt vỉa như sau:

14.1. Vận chuyển hạt chèn

Năm 1851, George Gabriel Stokes đưa ra khái niệm về tốc độ sa lắng của vật trong môi trường dung dịch. Theo đó tốc độ sa lắng của hạt chèn đơn theo quy luật Stoke's:

$$V_s = \frac{gd_p^2(\rho_p - \rho_f)}{\mu} \quad (17)$$

Trong đó:

g : Gia tốc trọng trường ($9,8\text{m}/\text{s}^2$);

d_p : Đường kính trung bình hạt chèn;

ρ_p : Tỷ trọng hạt chèn;

ρ_f : Tỷ trọng của dung dịch nứt vỉa;

μ : Độ nhớt của dung dịch nứt vỉa.

Bảng 3. Thông tin của hạt chèn có cường độ nén trung bình (ISIP)

Các thông số	Giá trị	Giá trị
Loại hạt chèn	20/40 Carbo-lite Ceramic	16/20 Carbo-lite Ceramic
Tỷ trọng (sg)	2,71	2,71
Cường độ nén	Trung bình	Trung bình
Đường kính hạt chèn (inch)	0,0287	0,0394016
Độ rỗng gói hạt chèn (%)	29	26
Độ thấm gói hạt chèn (mD)	100.000	80.000
Dẫn suất hạt chèn tại áp suất đóng 9.137psi, với mật độ hạt chèn 1,37lb/ft ³ (md.ft)	1.500	2.400
Hệ số thiệt hại dẫn suất của hạt chèn	0,5	0,5

Bảng 4. Các thông số vận hành nứt vỉa

Các thông số	Giá trị
Chiều cao khe nứt h _f (ft)	77
Hệ số thất thoát dung dịch (ft/min ^{0.5})	0,003 - 0,007
Spurt loss (gal/ft ²)	0,1
Lưu lượng bơm (bpm)	30 - 40
Thời gian bơm (phút)	60 - 100
Nồng độ hạt chèn khi kết thúc nứt vỉa EOJ (ppg)	8 - 10
Chỉ số ứng xử của dung dịch (n)	0,55
Chỉ số độ sệt dung dịch K (lb _f .s ⁿ /ft ²)	0,04
Hệ dung dịch nứt vỉa	Fracturing lighting 3500 (LF-3500)
Loại hạt chèn	20/40 ISP Carbolite-Ceramic với tỷ trọng 170lb/ft ³ và hạt chèn 16/20 Carbolite Ceramic với tỷ trọng 170lb/ft ³

Bảng 5. Các thông số vỉa

Thông số	Giá trị
Chiều sâu nứt vỉa (ft)	11.482
Diện tích ảnh hưởng (acres)	122
Bán kính ảnh hưởng, r _e (ft)	1.300
Đường kính tubing, r _w (ft)	0,25
Chiều dày vỉa (ft)	77
Độ rỗng vỉa (%)	12,8
Độ thấm vỉa (md)	0,1
Độ nhớt dầu vỉa, μ _r , (cp)	0,5
Hệ số thể tích của vỉa dầu, B ₀ , RB/STB	1,4
Module đàn hồi của đất đá E (psi)	5 × 10 ⁶
Hệ số Poisson, ν	0,25
Áp suất vỉa ban đầu, P _i , (psi)	6.000
Nhiệt độ vỉa, T _r , (°F)	260
Oil API	40
Tỷ trọng khí (ρ _g /air)	0,707
Áp suất điểm bọt, P _b , (psi)	1.310
Áp suất đáy giếng, BHP (psi)	3.500
Áp suất đóng khe nứt, P _c (psi)	9.137

Bảng 6. Ma trận bố trí thí nghiệm mã hóa các biến độc lập [1 - 4]

Nhân tố		Biến mã hóa X		
	Nhân tố gốc	-1	0	1
Hệ số thất thoát (ft/min ^{0.5})	X ₁	0,003	0,005	0,007
Lưu lượng bơm (bpm)	X ₂	30	35	40
Nồng độ hạt chèn (ppg)	X ₃	8	9	10
Thời gian bơm (phút)	X ₄	60	80	100

14.2. Các thông số đầu vào (Bảng 4, 5)

14.3. Đánh giá kết quả

Hệ số hư hại dẫn suất của khe nứt bên trong khe nứt bị giảm còn 50% do nhiều nguyên nhân như: chất lượng hạt chèn, mức độ tròn dẹt hạt chèn, mức độ đập vỡ hạt chèn, cường độ nén hạt chèn, loại hạt chèn, kích thước hạt chèn và mức độ vận chuyển hạt chèn vào bên trong khe nứt, nồng độ hạt chèn bên trong khe nứt, mức độ hạt chèn di chuyển lên trên sau khi kết thúc bơm và đặc biệt là áp suất đóng của khe nứt [24]. Mối liên hệ giữa dẫn suất của khe nứt với 4 thông số vận hành nứt vỉa thủy lực trong khe nứt được tính theo công thức sau:

$$\begin{aligned}
 & \text{Dẫn suất của khe nứt (md.ft)} \\
 & = 544,011 - 252,601X_1 + 113,979X_2 \\
 & \quad + 63,9458X_3 + 102,273X_4 + \\
 & \quad 97,4694X_1^2 + 2,55484X_2^2 + \\
 & \quad 1,50788X_3^2 - 2,67463X_4^2 - 51,2762X_1 \\
 & \quad X_2 - 30,5232X_1X_3 - 50,3563X_1X_4 \\
 & \quad + 14,2002X_2X_3 + 25,5408X_2X_4 + \\
 & \quad 12,9796X_3X_4 \quad (18)
 \end{aligned}$$

Số thiết kế thử nghiệm được tính bởi công thức $2^4 + 2 \times 4 + 3 = 27$ của thiết kế trực tâm xoay dựa trên 4 thông số vận hành nứt vỉa gồm lưu lượng bơm, thời gian bơm, hệ số thất thoát dung dịch, nồng độ hạt chèn với số tâm $n_0 = 3$. Trong mỗi trường hợp thiết kế thử nghiệm trên Bảng 7, các thông số đầu vào gồm: thời

Bảng 7. Kết quả bố trí thí nghiệm đầy đủ theo phương pháp quy hoạch trực tâm xoay

TT	Các biến mã hóa				Các biến thực				Hàm mục tiêu	
	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	Hệ số thất thoát (ft/min ^{0,5})	Lưu lượng bơm (bpm)	Nồng độ hạt chèn (ppg)	Thời gian bơm (phút)	Dẫn suất của khe nứt (md.ft)	Khối lượng hạt chèn sử dụng (lbs)
1	-1	-1	-1	-1	0,003	30	8	60	558,4	110.374
2	1	-1	-1	-1	0,007	30	8	60	255,4	41.886,3
3	-1	1	-1	-1	0,003	40	8	60	771,2	164.426
4	1	1	-1	-1	0,007	40	8	60	354,9	63.554,2
5	-1	-1	1	-1	0,003	30	10	60	668,1	137.968
6	1	-1	1	-1	0,007	30	10	60	304	52.357,9
7	-1	1	1	-1	0,003	40	10	60	964	205.533
8	1	1	1	-1	0,007	40	10	60	425,8	79.442,7
9	-1	-1	-1	1	0,003	30	8	100	749,0	159.704
10	1	-1	-1	1	0,007	30	8	100	335,8	59.331,1
11	-1	1	-1	1	0,003	40	8	100	1120,5	238.911
12	1	1	-1	1	0,007	40	8	100	472,8	90.200,6
13	-1	-1	1	1	0,003	30	10	100	936,3	199.630
14	1	-1	1	1	0,007	30	10	100	402,4	74.163,9
15	-1	1	1	1	0,003	40	10	100	1400,6	298.639
16	1	1	1	1	0,007	40	10	100	568,2	112.751
17	-1	0	0	0	0,003	35	9	80	889,8	189.716
18	1	0	0	0	0,007	35	9	80	391,7	71.750,5
19	0	-1	0	0	0,005	30	9	80	454,3	85.952,4
20	0	1	0	0	0,005	40	9	80	637,3	129.913
21	0	0	-1	0	0,005	35	8	80	494,9	95.350,3
22	0	0	1	0	0,005	35	10	80	594,6	119.188
23	0	0	0	-1	0,005	35	9	60	462,1	87.750,3
24	0	0	0	1	0,005	35	9	100	619,0	125.271
25	0	0	0	0	0,005	35	9	80	545,5	107.269
26	0	0	0	0	0,005	35	9	80	545,5	107.269
27	0	0	0	0	0,005	35	9	80	545,5	107.269

Bảng 8. Bảng phân thích ANOVA

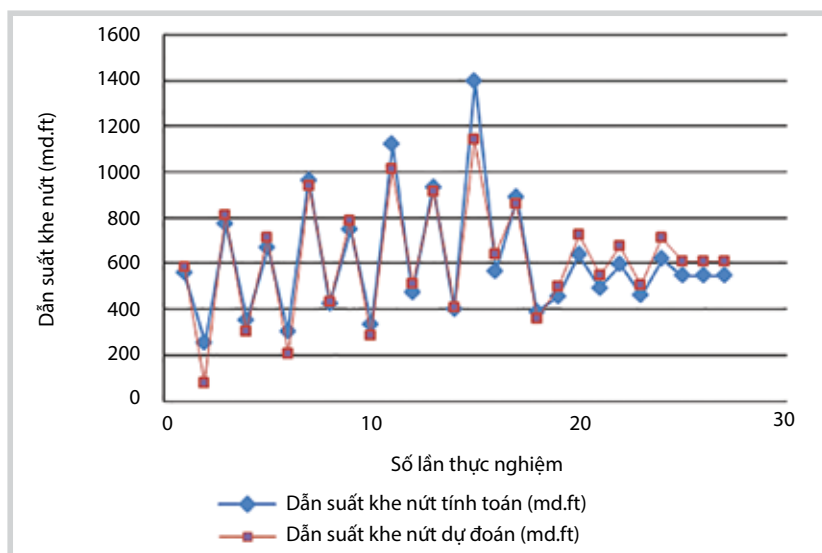
Dẫn suất của khe nứt (md.ft)	Bậc tự do (DF)	Tổng bình phương (SS)	Bình phương trung bình (MS)	Giá trị thống kê (F)	P	SD
Các tham số tham gia hồi quy	14	1.81629E+06	129.735	181.129	0	264,93
Phần dư	12	8595,06	716,255			360,187
Tổng	26	1,82488E+06	70187,8			26,7629

$Q^2 = 0,966; R^2 = 0,995; R^2_{Adj.} = 0,990$

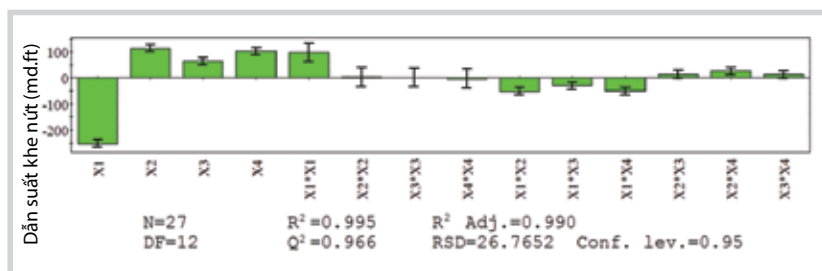
Bảng 9. Giải thích các hệ số có trong mô hình hồi quy (18) của dẫn suất của khe nứt

Dẫn suất của khe nứt (md.ft)	Hệ số	Độ lệch chuẩn (SE Coefficient)	P	Khoảng tin cậy
Hằng số	544,011	9,86251	8,30684E-16	21,4885
X ₁	-252,601	6,30808	3,80104E-14	13,7441
X ₂	113,979	6,30808	4,54882E-10	13,7441
X ₃	63,9458	6,30808	3,09066E-07	13,7441
X ₄	102,273	6,30809	1,59224E-09	13,7441
X ₁ × X ₁	97,4694	16,6896	7,95935E-05	36,3634
X ₂ × X ₂	2,55484	16,6896	0,88088	36,3634
X ₃ × X ₃	1,50788	16,6896	0,9295	36,3634
X ₄ × X ₄	-2,67463	16,6896	0,875344	36,3634
X ₁ × X ₂	-51,2762	6,69073	5,8194E-06	14,5778
X ₁ × X ₃	-30,5232	6,69074	0,000652448	14,5778
X ₁ × X ₄	-50,3563	6,69073	6,98401E-06	14,5778
X ₂ × X ₃	14,2002	6,69073	0,0553015	14,5778
X ₂ × X ₄	25,5408	6,69073	0,00245132	14,5778
X ₃ × X ₄	12,9796	6,69073	0,0762532	14,5778

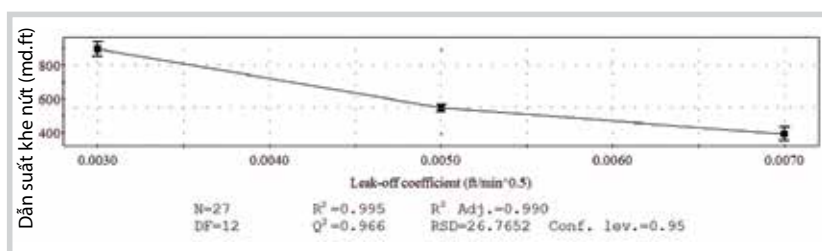
Khoảng tin cậy (confident level) = 95%



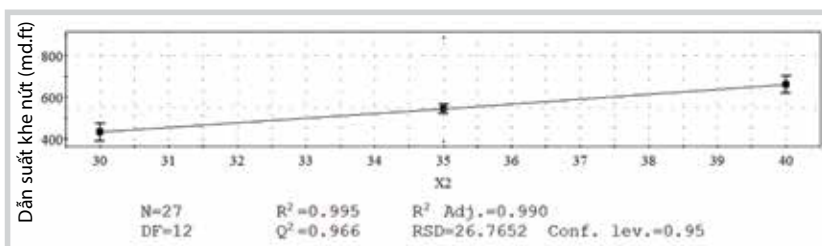
Hình 6. Mối liên hệ giữa số thực nghiệm với dẫn suất khe nứt tính toán và dẫn suất khe nứt dự đoán



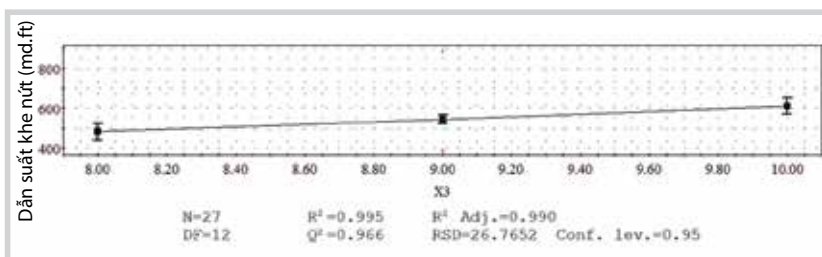
Hình 7. Ảnh hưởng của các thông số vận hành nứt vỉa tới dẫn suất khe nứt



Hình 8. Ảnh hưởng của hệ số thất thoát tới dẫn suất khe nứt

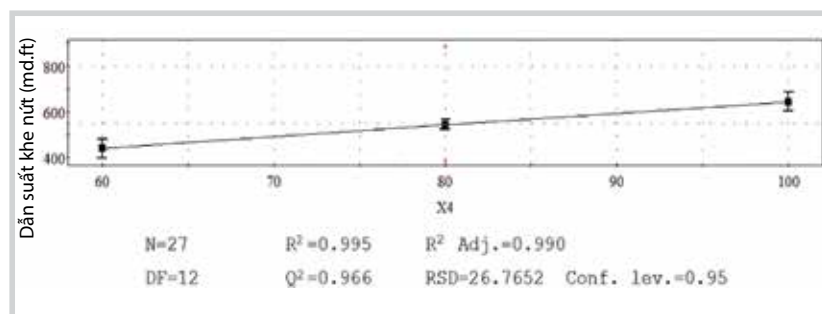


Hình 9. Ảnh hưởng của lưu lượng bơm tới dẫn suất khe nứt

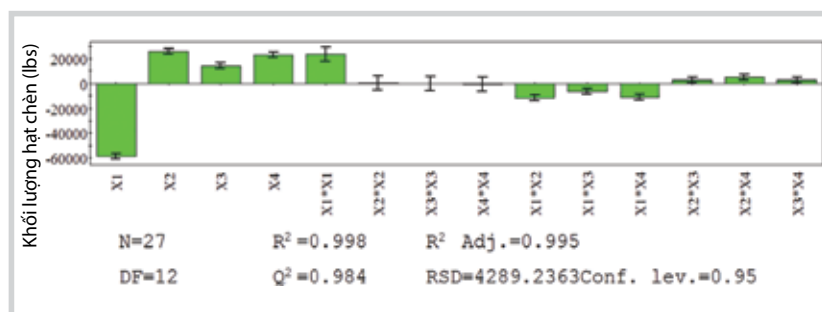


Hình 10. Ảnh hưởng của nồng độ hạt chèn kết thúc bơm tới dẫn suất khe nứt

gian bơm (t_f), tốc độ bơm (q), hệ số thất thoát dung dịch (C_f), nồng độ hạt chèn (EOJ) trong điều kiện mô hình PKN-C vì mô hình này được phát triển do sự kết hợp phương trình Carter II [29] với mô hình khe nứt ban đầu PKN (Perkins and Kern, 1961 [14]; Nordgren [27]). Mô hình PKN-C [28] hay dùng trong thiết kế nứt vỉa thủy lực cho tầng dầu chặt sét như Oligocene (Rahman và cộng sự [30], Wang và cộng sự, 2004, Holditch, 2006) vì chiều dài khe nứt lớn hơn chiều cao khe nứt (Valko và các cộng sự [31]). Cụ thể ở trường hợp 1 của Bảng 7, thời gian bơm là 60 phút, nồng độ hạt chèn 8ppg, lưu lượng bơm 30bpm và hệ số thất thoát dung dịch $0,003\text{ft}/\text{min}^{0.5}$ với tầng dầu chặt sét Oligocene dưới có module đàn hồi 5.000.000psi và hệ số Poisson 0,25, chiều dày vỉa 77ft, thì mô hình PKN có kể tới hệ số thất thoát thì khối lượng hạt chèn sử dụng là 110.374lbs với diện tích khe nứt tạo ra là 115.843ft^2 , do đó nồng độ hạt chèn bên trong khe nứt là $0,95\text{lb}/\text{ft}^2$ với áp suất đóng của khe nứt là 9.137psi . Theo tiêu chuẩn API về dẫn suất của hạt chèn và so sánh với kết quả kiểm tra dẫn suất của khe nứt, ta thu được dẫn suất của khe nứt là $1116,8\text{md.ft}$ trên bề mặt. Do trong điều kiện vỉa sự suy giảm của dẫn suất khe nứt còn 50% do đó dẫn suất thực tế là $558,5\text{md.ft}$ [24]. Tương tự với các trường hợp khác cũng thu được dẫn suất của khe nứt và các kết quả về dẫn suất của khe nứt được đưa trong Bảng 7. Hình 7 biểu diễn ảnh hưởng của các thông số vận hành nứt vỉa tới dẫn suất của khe nứt. Các thông số ảnh hưởng tích cực tới dẫn suất khe nứt như X_2 , X_3 , X_4 , $X_1 \times X_1$, $X_2 \times X_2$, $X_3 \times X_3$, $X_2 \times X_3$, $X_2 \times X_4$, $X_3 \times X_4$. Do đó, khi các thông số này tăng lên thì dẫn suất của khe nứt tăng vì các hệ số của các thông số này đều mang giá trị dương. Đối với các thông số ảnh hưởng không tích cực tới dẫn suất của khe nứt như X_1 , $X_4 \times X_4$, $X_1 \times X_2$, $X_1 \times X_3$, $X_1 \times X_4$ do các hệ số trong các thông số mang giá trị âm, vì khi tăng



Hình 11. Ảnh hưởng của thời gian bơm tới dẫn suất khe nứt



Hình 12. Ảnh hưởng của các thông số vận hành nứt vỉa tới yếu cầu khối lượng hạt chèn

các thông số này sẽ làm giảm dẫn suất của khe nứt. Hình 6 biểu diễn dự đoán dẫn suất của khe nứt theo mô hình (18) và dẫn suất của khe nứt theo tính toán ứng với số lần thực nghiệm. Các điểm trên 2 đường dẫn suất gần như trùng nhau do đó mô hình (18) sát với thực tế tính toán, chứng tỏ mô hình 16 có độ tin cậy cao. Hơn nữa độ tin cậy của mô hình 16 có hệ số tương quan lên tới 99,5% chứng tỏ các thông số trong mô hình được giải thích gần tuyệt đối và chỉ còn 0,5% các thông số trong mô hình chưa được giải thích. Ngoài ra trong các Hình 9 - 11 biểu diễn ảnh hưởng của từng thông số chính tới dẫn suất khe nứt gồm X_2 , X_3 , X_4 . Khi một thông số chính tăng lên trong khi nứt vỉa thủy lực chứng tỏ dẫn suất của khe nứt tăng lên do lưu lượng bơm tỷ lệ thuận với chiều dài và chiều rộng khe nứt dẫn tới dẫn suất khe nứt tăng theo, tương tự với các thông số nồng độ hạt chèn, thời gian bơm. Hình 8 thể hiện khi tăng hệ số thất thoát của dung dịch nứt vỉa chứng tỏ dẫn suất khe nứt giảm vì khi hệ số thất thoát tăng làm giảm chiều dài và chiều rộng của khe nứt, do đó dẫn suất của khe nứt bị giảm. Hình 12 thể hiện các thông số ảnh hưởng tới yếu cầu khối lượng hạt chèn trong nứt vỉa thủy lực, các thông số ảnh hưởng tích cực tới việc sử dụng khối lượng hạt chèn gồm X_2 , X_3 , X_4 và các thông số khác. Hơn nữa giá trị module đàn hồi của đá ảnh hưởng tới hình dạng và áp suất khe nứt khi thực hiện nứt vỉa thủy lực [32], với module đàn hồi của đá thấp hơn thì khi nứt vỉa sẽ cho chiều rộng khe nứt lớn hơn và chiều dài khe nứt ngắn hơn [33]. Đối với tập E của vùng nghiên cứu thì tính chất vỉa kém do có sự xuất hiện từ các loại khoáng vật rất phức tạp xen kẽ, sự kết hợp của cát kết, sét kết và tuf núi lửa và có sự nén chặt rất lớn. Do đó hiệu quả nứt vỉa thủy lực đối với tập cát kết cho hình dáng khe nứt lớn hơn do độ rỗng và độ thấm tốt hơn. Đối với đất đá nén chặt xen kẽ với tập cát kết thì hiệu quả nứt vỉa kém do tính thấm, rỗng kém và có module đàn hồi của đá lớn hơn, hệ số Poisson cao hơn.

15. Kết luận

Nghiên cứu ảnh hưởng của các thông số vận hành nứt vỉa tới dẫn suất của khe nứt, trong điều kiện mô hình khe nứt PKN-C cho nứt vỉa tầng đất đá chặt sét Oligocene rút ra một số kết luận sau:

- Hệ số thất thoát dung dịch nứt vỉa tăng ảnh hưởng tiêu cực tới dẫn suất của khe nứt và giảm hiệu quả nứt vỉa thủy lực, ảnh hưởng tiêu cực tới hình dáng khe nứt.

- Khi tăng thời gian bơm, lưu lượng bơm và nồng độ hạt chèn có ảnh hưởng tăng dẫn suất của khe nứt. Tuy nhiên, cần chọn thông số lưu lượng bơm sao cho tối thiểu áp suất mất mát qua các lỗ bắn mở vỉa và thời gian bơm phải tối ưu để lợi ích kinh tế sau khi thực hiện nứt vỉa thủy lực là cao nhất. Nồng độ hạt chèn phải đảm bảo hạt chèn đi qua lỗ bắn mở vỉa và không bị hiện tượng bít nhét, chất đóng tại lỗ bắn mở vỉa, hạt chèn chất đóng bên trong ống khai thác và giảm thiểu hiện tượng hạt chèn chất đóng bên trong khe nứt.

- Tiếp tục nghiên cứu các thông số khác không điều chỉnh được như tính chất của đất đá tầng cát kết Oligocene chặt sét tới dẫn suất của khe nứt.

Lời cảm ơn

Nghiên cứu này được tài trợ bởi Trường Đại học Dầu khí Việt Nam trong khuôn khổ đề tài mã số GV1708

Tài liệu tham khảo

1. Viện Dầu khí Việt Nam. *Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học - Công nghệ "Trí tuệ Dầu khí Việt Nam: Hội nhập và phát triển bền vững"*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2013.
2. BJ. *Hydraulic fracturing post job report for wells*. 2010.
3. BJ-PVDrilling JV Company Ltd. *Fracturing report summary*. 2011.

4. M.King Hubbert, David G.Willis. *Mechanics of hydraulic fracturing*. Society of Petroleum Engineers. 1957; 210: p. 153 - 168.
5. W.R.Matthews, J.Kelly. *How to predict formation pressure and fracture gradient from electric and sonic logs*. Oil and Gas Journal. 1967.
6. E.S.Pennebaker. *An engineering interpretation of seismic data*. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. 29 September - 2 October, 1968.
7. Ben A.Eaton. *Fracture gradient prediction and its application in oil field operations*. Journal of Petroleum Technology. 1969; 21(10): p. 1353 - 1360.
8. Stan A.Christman. *Offshore fracture gradients*. Journal of Petroleum Technology. 1973; 25(8): p. 910 - 914.
9. L.A.MacPherson, L.N.Berry. *Prediction of fracture gradients*. Log Analyst. 1972.
10. J.A.Cornell. *How to apply response surface methodology (2nd edition)*. American Society for Quality Control, Milwaukee, WI. 1990.
11. Douglas C.Montgomery. *Design and analysis of experiments (5th edition)*. John Wiley and Sons, New York. 2001.
12. Raymond H.Myers, Douglas C.Montgomery. *Response surface methodology: Process and product optimization using designed experiments (2nd edition)*. John Wiley and Sons, New York . 2002.
13. Raymond H.Myers, Douglas C.Montgomery, Christine Anderson-Cook. *Response surface methodology: Process and product optimization using designed experiments (3rd edition)*. John Wiley and Sons, New York. 2009.
14. T.K.Perkins, L.R.Kern. *Width of hydraulic fractures*. Journal of Petroleum Technology. 1961; 13(9): p. 937 - 949.
15. George E.P.Box, Norman Richard Draper. *Empirical modelbuilding and response surfaces*. Wiley, New York. 1987.
16. G.E.P Box, J.S.Hunter. *Multi-factor experimental designs for exploring response surfaces*. The Annals Mathematical Statistics. 1957; 28(1): p. 195 - 241.
17. George J.Klir, Ute St.Clair, Bo Yuan. *Fuzzy set theory: Foundations and applications*. Prentice Hall, New Jersey, USA. 1997.
18. Hans-Jürgen Zimmermann. *Fuzzy set theory and its applications (2nd edition)*. Springer. 1991.
19. Ramandeep S.Sidhu, Sunil Khullar, Parvinder S.Sandhu, R.P.S.Bedi, Kiranbir Kaur. *A subtractive clustering based approach for early prediction of fault proneness in software modules*. Engineering and Technology International Journal of Computer and Systems Engineering. 2010; 4(7).
20. Petrovietnam. *Fractured basement reservoir*. Science and Technics Publishing House. 2008.
21. B.B.Williams. *Fluid loss from hydraulically induced fractures*. Journal Petroleum Technology. 1970; 22(7).
22. Bert B.Williams, John L.Gidley, Robert S.Schechter. *Acidizing fundamentals*. Society of Petroleum Engineers. 1979.
23. M.B.Smith. *Hydraulic fracturing (2nd edition)*. NSI Technologies, Tulsa, Oklahoma. 1997.
24. Michael Richardson. *A new and practical method for fracture design and optimisation*. SPE/CERI Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada. 3 - 5 April 2000.
25. K.G.Nolte. *Determination of proppant and fluid schedules from fracturing pressure decline*. SPE Production Engineering. 1986; 1(4): p. 255 - 265.
26. H.Z.Meng, K.E.Brown. *Coupling of production forecasting, fracture geometry requirements and treatment scheduling in the optimum hydraulic fracture design*. SPE 16435. SPE Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, Colorado. 18 - 19 May, 1987.
27. R.P.Nordgren. *Propagation of a vertical hydraulic fracture*. Society of Petroleum Engineers Journal. 1972; 12(4): p. 306 - 314.
28. Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó. *Unified fracture design*. Orsa Press. 2002.
29. George C.Howard, C.R.Fast. *Optimum fluid characteristics for fracture extension*. Drilling and Production Practice, New York. 1 January 1957.
30. M.M.Rahman, M.K.Rahman, S.S.Rahman. *Optimizing treatment parameters for enhanced hydrocarbon production by hydraulic fracturing*. Journal of Canadian Petroleum Technology. 2003; 42(6): p. 38 - 46.
31. Peter Valkó, Michael J.Economides. *Hydraulic fracture mechanics*. John Wiley & Sons, Chichester, England. 1995.
32. B.R.Meyer, R.H.Jacot. *Impact of stress-dependent*

Young's moduli on hydraulic fracture modeling. The 38th U.S. Symposium on Rock Mechanics, Washington, DC . 7 - 10 July, 2001.

33. Lucas W.Bazan, Sam D.Larkin, R.Henry Jacot, Bruce R.Meyer. *Modeling of simultaneous proppant fracture*

treatments in the fruitland coal and pictured cliffs formations in the San Juan basin. SPE Eastern Regional Meeting, Lexington, Kentucky. 23 - 26 October, 2002 .

THE EFFECT OF OPERATING FRACTURING PARAMETERS ON FRACTURE CONDUCTIVITY AND PROPPANT MASS REQUIREMENT FOR TIGHT OLIGOCENE RESERVOIR

Nguyen Huu Truong¹, Nguyen Quoc Dung², Pham Dinh Phi³, Nguyen Viet Khoi Nguyen¹

¹Petrovietnam University

²Vietsovetro

³Baker-Hughes

Email: truongnh@pvu.edu.vn

Summary

The authors used the experimental central composite design (CCD) and optimum response surface methodology (RSM) to investigate the effect of four operating fracturing parameters on fracture conductivity during hydraulic injection in the Oligocene reservoir. By using the RSM method, the maximised fracture conductivity has been determined according to four optimum factors including leak-off coefficient, proppant concentration, injection time, and injection rate. The correlation between the responses of fracture conductivity and four parameters has been presented in the research with the confident coefficient factor of R square of 0.995 and R square adjust of 0.990. The results showed that the maximum fracture conductivity was 1,300md.ft with optimal leak-off coefficient of 0.0031ft/min^{0.5}, injection rate of 40bpm, injection time of 96 minutes, and proppant concentration of 10ppg.

Key words: Optimum response surface methodology (RSPM), operating fracturing parameters, experimental central composite design (CCD), Oligocene.

PHÂN VÙNG NGUY CƠ CHÁY NỔ CHO CÁC CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ

Phạm Minh Đức

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: ducpm.cpse@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Phân vùng nguy cơ cháy nổ trong quá trình thiết kế, lắp đặt các công trình dầu khí có ảnh hưởng trực tiếp đến hiệu quả của công tác phòng chống cháy nổ. Trên cơ sở các phương pháp phân vùng nguy cơ cháy nổ (trực tiếp, theo nguồn rò rỉ, trên cơ sở rủi ro), “Hướng dẫn phân vùng nguy cơ cháy nổ cho các công trình dầu khí” giúp các đơn vị thống nhất cách quản lý rủi ro và an toàn phòng chống cháy nổ ngay từ khâu thiết kế hoặc cải hoán, giảm thiệt hại khi có sự cố cháy nổ xảy ra, tư vấn cách lựa chọn thiết bị điện, bố trí/lắp đặt các nguồn sinh lửa trong khu vực có nguy cơ cháy nổ cao.

Từ khóa: Phân vùng cháy nổ, lựa chọn thiết bị điện.

1. Giới thiệu

Công nghiệp dầu khí tiềm ẩn nhiều yếu tố rủi ro như: áp suất hệ thống cao, sản phẩm là các chất dễ cháy nổ như dầu, condensate, khí... Hiệu quả của công tác phòng chống cháy nổ phụ thuộc rất lớn vào việc phân vùng cháy nổ, song chưa có hướng dẫn cụ thể, vì vậy gây khó khăn cho việc kiểm tra giám sát và quản lý an toàn trong các hoạt động dầu khí.

Phân vùng cháy nổ phân cấp khu vực đặt thiết bị, tồn trữ lưu chất tùy theo tần suất hiện diện, số lượng các nguồn gây cháy nổ và điều kiện môi trường xung quanh mà mỗi khu vực được phân loại theo mức độ khác nhau. Việc đánh giá và phân loại các khu vực cháy nổ thấp hơn thực tế sẽ dẫn đến thiếu sót trong công tác quản lý an toàn và phòng chống cháy nổ; các quy trình phối hợp ứng cứu, các trang thiết bị phòng chống, vì thế sẽ không ứng phó được các mối nguy thực tế, từ đó tiềm ẩn rủi ro rất lớn đối với con người, môi trường và tài sản doanh nghiệp khi xảy ra cháy nổ. Ngược lại, việc đánh giá và phân loại các khu vực cháy nổ cao hơn thực tế gây lãng phí lớn cho đầu tư công trình do phải lắp đặt các thiết bị quá mức yêu cầu.

Hướng dẫn giúp các đơn vị thống nhất cách quản lý rủi ro và an toàn phòng chống cháy nổ ngay từ khâu thiết kế nhằm giảm thiệt hại khi có sự cố/tai nạn cháy nổ xảy ra, tăng cường tính hiệu quả trong công tác quản lý an toàn phòng chống cháy nổ tại các công trình dầu khí.

2. Cơ sở khoa học và thực tiễn phân vùng cháy nổ

Vùng có nguy cơ cháy nổ được định nghĩa là không gian 3 chiều, trong đó chất gây cháy có khả năng hiện diện ở mức độ cần phải cân nhắc phù hợp trong thiết kế và lắp đặt thiết bị để kiểm soát nguồn sinh lửa. Nói cách khác, mục tiêu của phân vùng cháy nổ nhằm giảm đến mức chấp nhận được khả năng xuất hiện đồng thời hỗn hợp khí có khả năng gây cháy và nguồn sinh lửa. Vì vậy, việc chia công trình thành các vùng có nguy cơ cháy nổ tùy theo cấp độ khác nhau là rất cần thiết, trong đó, vùng cháy nổ được phân chia thành các zone khác nhau (Zone 0, Zone 1, Zone 2) theo khả năng hiện diện của hỗn hợp khí dễ cháy. Việc sử dụng các thiết bị có thể sinh lửa phải được kiểm soát cũng như hạn chế trong các khu vực này.

2.1. Phân loại lưu chất gây cháy nổ

Các lưu chất gây cháy nổ trên các công trình dầu khí thường là dầu mỏ và các sản phẩm dầu mỏ được khai thác, chế biến hay các nguồn nhiên liệu phục vụ quá trình vận hành công trình, nhà máy. Thông thường các chất trên được phân loại dựa trên nhiệt độ chớp cháy (Bảng 1) hay theo danh mục các chất dễ cháy nổ (Bảng 2).

Khi các chất lỏng dễ cháy được chế biến ở điều kiện nhiệt độ, áp suất cao hơn; thành phần, tính chất không ổn định, hệ thống phân loại dầu mỏ và sản phẩm dầu mỏ đơn giản theo cách như Bảng 1 cho các chất lỏng dầu khí sẽ không phù hợp, do vậy áp dụng phân loại theo danh mục phân loại chất lỏng (Bảng 2).

Bảng 1. Phân loại lưu chất cháy nổ theo nhiệt độ chớp cháy của sản phẩm dầu mỏ

Phân loại dầu mỏ theo nhiệt độ chớp cháy	Các chất tiêu biểu	Nhiệt độ chớp cháy tiêu biểu (°C)	Nhiệt độ sôi tiêu biểu (°C)
0	Các loại khí dầu mỏ hóa lỏng, ethylene, các loại propylene	Không xác định	Propane -42 Butane -1 Isobutane -12
I < 21°C	Nhiên liệu (dầu xăng) Dầu thô đã được ổn định Nhiên liệu phản lực (JP4; jet B) Benzene Toluene Naphtha Methanol	-45 < 21 -25 -11 4 -2 đến 10 11	20 đến 205 -1 đến 380 0 đến 220 80 110 30 đến 177 65
II 21 - 55°C	Dầu hỏa (a) Chất lượng cao cấp (b) Chất lượng chuẩn	Tối thiểu 43 Tối thiểu 38	160 đến 280 150 đến 280
III > 55 - 100°C	Dầu đốt/dầu đốt lò chưng cất Dầu diesel máy tự động	55 + 55 +	250 đến 360 180 đến 360
Không phân loại > 100°C	Phần cặn dầu mỏ Dầu nặng	> 100	> 350

Bảng 2. Phân loại các chất cháy nổ theo danh mục chất lỏng

Danh mục chất lỏng được phân loại	Mô tả
A	Chất lỏng dễ cháy khi rò rỉ bay hơi rất nhanh. Nhóm chất lỏng này gồm: (a) Khí dầu mỏ hóa lỏng (b) Chất lỏng tại nhiệt độ thích hợp bay hơi 40% mà không cần gia nhiệt
B	Chất lỏng dễ cháy, không thuộc nhóm A, rò rỉ ở nhiệt độ gần với nhiệt độ sôi
C	Chất lỏng dễ cháy, không thuộc nhóm A và B, rò rỉ ở nhiệt độ trên nhiệt độ chớp cháy, hoặc tạo thành hỗn hợp khí và hơi dễ cháy
G(i)	Khí thiên nhiên giàu methane
G(ii)	Hydro của quá trình lọc hóa dầu

2.2. Phân vùng nguy cơ cháy nổ

Căn cứ theo tần suất xuất hiện và thời gian tồn tại của các chất dễ cháy dưới dạng khí hoặc hơi để tạo thành môi trường khí nổ, vùng có nguy cơ cháy nổ được chia thành 3 cấp: 0, 1, 2.

Vùng có nguy cơ cháy nổ cấp 0 (Zone 0): Vùng mà môi trường khí nổ xuất hiện, tích tụ một cách thường xuyên, liên tục và/hoặc trong một thời gian dài.

Vùng cháy nổ Zone 0 hình thành trong các trường hợp sau:

- Trong khi vận hành, khai thác bình thường các hạng mục, công trình không hoàn toàn kín dùng để tồn chứa, xuất nhập dầu mỏ và sản phẩm dầu mỏ.
- Trong các hoạt động sửa chữa, bảo dưỡng công trình, thiết bị tồn chứa, bơm chuyển dầu mỏ và sản phẩm dầu mỏ.
- Trong trường hợp có sự cố hư hỏng của công trình thiết bị tồn chứa, bơm chuyển, xuất nhập dẫn tới tràn dầu

hoặc rò rỉ, tích tụ khí hoặc hơi chất dễ cháy, kết hợp với không khí tạo thành môi trường khí nổ.

Vùng có nguy cơ cháy nổ cấp 1 (Zone 1): Vùng mà môi trường khí nổ có thể xuất hiện nhưng không thường xuyên trong các điều kiện hoạt động bình thường.

Vùng cháy nổ Zone 1 hình thành trong các trường hợp sau:

- Tại khu vực mà dầu mỏ hoặc sản phẩm dầu mỏ thường xuyên được tồn chứa, bảo quản trong các vật chứa hoặc hệ thống đóng kín, nhưng khí hoặc hơi của chúng có thể thoát ra trong những trường hợp có sự cố dẫn tới tràn dầu và/hoặc rò rỉ chất dễ cháy, tạo thành môi trường khí nổ.
- Tại khu vực có môi trường khí nổ nhưng được thường xuyên thông gió nhân tạo, hiện tượng tập trung hơi chất dễ cháy để tạo ra môi trường khí nổ chỉ xảy ra khi có hư hỏng hoặc hoạt động không bình thường của thiết bị thông gió.
- Tại khu vực liền kề với khu vực Zone 0 và có thể xảy

ra sự thông khí với nhau (không thường xuyên), không có các biện pháp ngăn chặn sự lưu thông khí đó hoặc không áp dụng các biện pháp thông gió nhân tạo cần thiết.

Vùng có nguy cơ cháy nổ cấp 2 (Zone 2): Vùng mà môi trường khí nổ không có khả năng xuất hiện trong các điều kiện hoạt động bình thường, hoặc nếu xuất hiện thì chỉ tồn tại trong một thời gian ngắn.

Vùng cháy nổ Zone 2 thường là các vùng liền kề với Zone 1, hoặc khu vực tồn chứa, bảo quản, cấp phát, bơm chuyển dầu mỏ và các sản phẩm dầu mỏ loại 3.

2.3. Thực trạng công tác phân vùng cháy nổ tại các công trình dầu khí Việt Nam và đề xuất hướng dẫn phân vùng cháy nổ

Khảo sát các nhà máy, công trình dầu khí Việt Nam đều thực hiện phân vùng cháy nổ từ giai đoạn thiết kế. Ngoài ra, các doanh nghiệp quy định tiêu chuẩn thiết bị điện kèm theo và xây dựng quy trình an toàn, giấy phép làm việc hạn chế nguồn sinh lửa trong khu vực trên.

Về cơ bản tiêu chuẩn liên quan đến quy định phân vùng cháy

Bảng 3. Các tiêu chuẩn phân vùng cháy nổ trong nước và quốc tế

Mã tiêu chuẩn	Đơn vị
API 500, API 505	Viện Dầu khí Mỹ
BSI EN 60079	Viện Tiêu chuẩn Anh
DNV	Det Norske Veritas
NFPA 497	Hiệp hội Chống cháy Quốc gia Mỹ
NEC	Tiêu chuẩn Kỹ thuật Quốc gia Mỹ về kỹ thuật điện
IEC 79	Ủy ban Kỹ thuật điện Quốc tế
IP 15	Viện Năng lượng Anh
IMO	Tổ chức Hàng hải Quốc tế (IMO)
TCVN 5334:2007; TCVN 6767-4:2000	Tiêu chuẩn Việt Nam

Bảng 4. Công tác phân vùng cháy nổ tại các công trình dầu khí ở Việt Nam

Tên công trình	Tiêu chuẩn áp dụng	Phân vùng	Mức độ
Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1	IEC 60079, API 505	Zone 0, Zone 1, Zone 2	Có bản vẽ phân vùng cháy nổ
Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2	IEC 60079, NFPA 70	Zone 0, Zone 1, Zone 2	Có bản vẽ phân vùng cháy nổ
Nhà máy Điện Vũng Áng 1	IEC 60079, NFPA 70	Zone 0, Zone 1, Zone 2	Có bản vẽ phân vùng cháy nổ
Nhà máy xử lý khí Dinh Cố	IEC-60079	Zone 0, Zone 1, Zone 2	Có bản vẽ phân vùng cháy nổ; có hướng dẫn nội bộ về quy định cấp an toàn chống cháy nổ thiết bị điện
Nhà máy Đạm Phú Mỹ	IEC 60079	Zone 0, Zone 1, Zone 2	Có bản vẽ phân vùng cháy nổ; có hướng dẫn nội bộ về quy định cấp an toàn chống cháy nổ thiết bị điện
Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	IP15	Zone 0, Zone 1, Zone 2	Có bản vẽ phân vùng cháy nổ; có hướng dẫn nội bộ về quy định cấp an toàn chống cháy nổ thiết bị điện
Công trình dầu khí do Công ty Điều hành chung Cửu Long quản lý	API 505, NEC 2008	Zone 0, Zone 1, Zone 2	Có bản vẽ phân vùng cháy nổ; có hướng dẫn nội bộ về quy định cấp an toàn chống cháy nổ thiết bị điện
Công trình dầu khí do Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" quản lý	API 500, API 505	Zone 0, Zone 1, Zone 2 Division 1, Division 2	Có bản vẽ phân vùng cháy nổ; có hướng dẫn nội bộ quy định cấp an toàn chống cháy nổ thiết bị điện

nổ và sử dụng thiết bị điện trong vùng có nguy cơ cháy nổ trên thế giới phổ biến 2 hệ tiêu chuẩn: hệ thống tiêu chuẩn của Mỹ (API, NFPA, NEC, IMO...); hệ thống tiêu chuẩn của châu Âu (như IEC, DNV, BSI, IP...) (Bảng 3). Trong các nhóm tiêu chuẩn nêu trên, tiêu chuẩn phân vùng nguy hiểm API 500, API 505 (Mỹ) và IP 15 (châu Âu) được sử dụng phổ biến hơn cả, cụ thể như sau (Bảng 4):

- Tiêu chuẩn API 505, API 500 đưa ra cách thức phân vùng theo phương pháp trực tiếp, tương đối dễ sử dụng và áp dụng chủ yếu cho các đối tượng công trình bể chứa, giàn khoan cố định...

- Tiêu chuẩn IP 15 đưa ra cách thức phân vùng theo phương pháp trực tiếp, theo nguồn rò rỉ và trên cơ sở rủi ro, áp dụng cho các nhà máy xử lý khí, lọc hóa dầu...

Do công trình dầu khí ở Việt Nam rất đa dạng nên việc xây dựng tài liệu hướng dẫn có đối tượng và phạm vi áp dụng rộng gặp nhiều khó khăn. Nhóm tác giả đề xuất kết hợp đồng thời IP 15, API 500 và API 505 làm tài liệu tham khảo chính trong việc xây dựng hướng dẫn. Trong đó lấy IP 15 làm cơ sở phương pháp luận, API 500 và API 505 bổ sung các điểm còn thiếu của IP 15, chi tiết cho các công trình dầu phổ biến và các loại công trình thường gặp. Đồng thời, nhóm tác giả cũng đối chiếu với các tiêu chuẩn Việt Nam nhằm đảm bảo tính thống nhất trong quá trình xây dựng hướng dẫn.

3. Hướng dẫn phân vùng cháy nổ cho các công trình dầu khí Việt Nam

Sau khi đã phân loại lưu chất dễ cháy theo nhiệt độ chớp cháy, cần phân loại công trình theo thiết bị khoan, chống phun trào, đường ống, bồn chứa... (phổ biến cho các giàn khoan dầu khí) hay tàu chứa dầu hay máy bơm, máy nén, bộ hứng dầu, bộ lọc, bộ tách... (phổ biến dùng

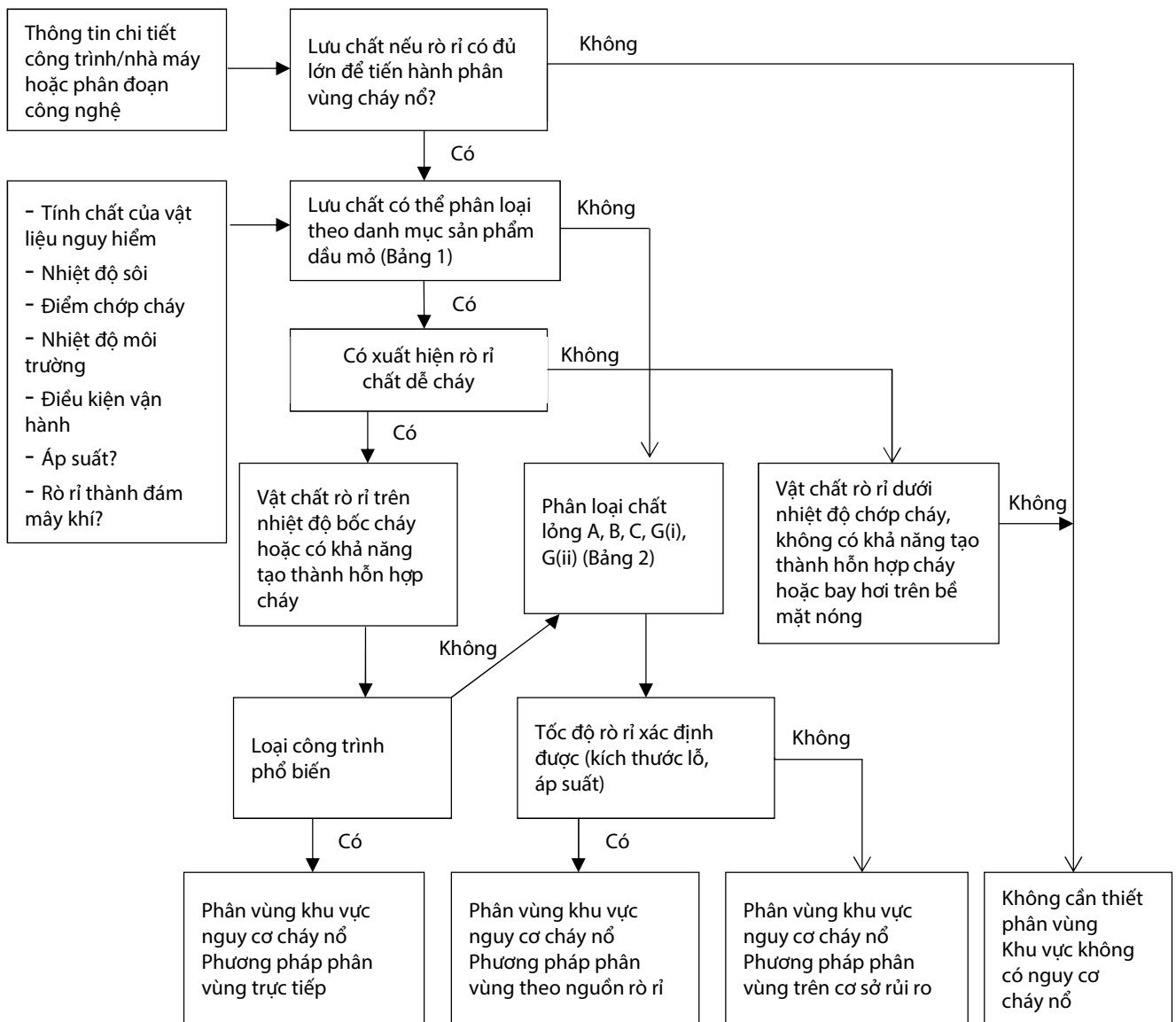
cho các nhà máy lọc dầu, chế biến dầu khí) và xác định tốc độ rò rỉ (kích thước lỗ rò, áp suất) để lựa chọn cách thức phân vùng phù hợp.

Có 3 phương pháp sử dụng trong quá trình phân vùng khu vực có nguy cơ cháy nổ (Hình 1).

Phương pháp phân vùng trực tiếp được sử dụng chủ yếu cho các bồn chứa lưu chất dễ cháy nổ. Phương pháp



Hình 1. Các phương pháp phân vùng khu vực có nguy cơ cháy nổ



Hình 2. Lựa chọn phương pháp phân vùng khu vực cháy nổ thích hợp

phân vùng theo nguồn rò rỉ được sử dụng cho các trường hợp từ công trình ngoài khơi, trên bờ... Phương pháp phân vùng trên cơ sở rủi ro được sử dụng cho các loại rò rỉ thứ cấp, giảm phạm vi khu vực có nguy cơ cháy nổ trong từng trường hợp nguồn rò rỉ cần xem xét cụ thể.

Lưu đồ cho phép lựa chọn phương pháp phân vùng khu vực có nguy cơ cháy nổ thích hợp như Hình 2.

3.1. Phương pháp phân vùng trực tiếp

Các công trình/thiết bị phổ biến như: bể chứa dầu mỏ, sản phẩm dầu mỏ, giàn khoan thăm dò khai thác dầu khí, trong đó bán kính cháy nổ được xác định theo các tiêu chuẩn được áp dụng trên thế giới (phổ biến là API 500 và API 505).

Khi sử dụng phương pháp phân vùng trực tiếp, công trình/thiết bị được đánh giá xem xét phải tương đồng với công trình mẫu được đề cập trong các tiêu chuẩn về thiết kế, kích thước thiết bị hoặc mức độ thông gió. Tại vị trí có sự khác biệt đáng kể, cần xem xét từng nguồn rò rỉ riêng lẻ và thêm vào bản vẽ phân vùng cho thích hợp.

Các thiết bị được phân vùng theo phương pháp này chưa tính đến ảnh hưởng có thể có của các khu vực được phân vùng lân cận của thiết bị khác. Đánh giá cụ thể dựa nhiều vào các thông tin, tài liệu thu thập và kinh nghiệm thiết kế.

Các thiết bị riêng lẻ phụ thuộc (bơm, lỗ thông, điểm lấy mẫu và điểm thoát nước, điểm phóng và nhận thoi, hầm chứa...) không áp dụng phương pháp phân vùng trực tiếp sẽ được đánh giá bằng phương pháp nguồn rò rỉ.

3.1.1. Tiêu chuẩn hướng dẫn phân vùng khu vực có nguy cơ cháy nổ bằng phương pháp trực tiếp

Hệ thống tiêu chuẩn phổ biến sử dụng đối với phương pháp phân vùng trực tiếp được thể hiện trong Bảng 5. Thiết bị và lựa chọn phương pháp phân vùng trình bày trong Bảng 6.

3.1.2. Danh sách công trình/thiết bị phổ biến áp dụng phương pháp phân vùng trực tiếp theo API 505 và API 500

Trong nhóm các tiêu chuẩn phân vùng cháy nổ dầu khí bằng phương pháp trực tiếp, có 2 tiêu chuẩn phổ biến nhất được sử dụng là API 505 hay API 500 ứng với các công trình tìm kiếm thăm dò, khai thác, tồn chứa dầu khí sau:

- Giàn khoan cố định ngoài khơi:
- + Sàn khoan;
- + Bồn chứa dung dịch khoan;
- + Bơm dung dịch khoan;
- + Sàng rung;
- + Bộ phận tách khí khỏi dung dịch khoan;
- + Thiết bị chống phun trào (Blow out preventer - BOP).
- Giàn khoan di động ngoài khơi (Mobile offshore drilling units):
- + Sàn khoan và khu vực cần khoan;
- + Khu vực cấu trúc phụ;
- + Tổng quát thiết bị xử lý dung dịch;

Bảng 5. Tiêu chuẩn phân vùng có nguy cơ cháy nổ bằng phương pháp trực tiếp

TT	Tổ chức ban hành tiêu chuẩn	Tên tiêu chuẩn	Phương pháp tiếp cận
1	Viện Năng lượng Anh (Energy Institute - UK)	Model code of Safe Practice, Part 8, 1964	Xác định bán kính cháy nổ và phân vùng cháy nổ
2	Viện Dầu khí Mỹ (American Petroleum Institute)	- Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division 1 and Division 2, API 500, 1997 - Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, Zone 1 and Zone 2, API 505, 1997	Xác định bán kính cháy nổ và phân vùng cháy nổ
3	Tổ chức Hàng hải Quốc tế (IMO)	Code for the construction and equipemnt of mobile offshore drilling uinits, MODU Code, 1980	Xác định bán kính cháy nổ và phân vùng cháy nổ
4	Det Norske Veritas	Offshore installation technical Note B302: Area classification and ventilation 1981	Xác định bán kính cháy nổ và phân vùng cháy nổ
5	Hiệp hội Phòng cháy Chữa cháy Quốc gia Mỹ (National Fire Protection Association - NFPA)	- NFPA 30: Flammable and Combustible Code - NFPA 70: National Electrical Code	Xác định bán kính cháy nổ và phân vùng cháy nổ

- + Bồn chứa dung dịch khoan;
- + Bơm dung dịch;
- + Thiết bị xử lý dung dịch;
- + Hệ thống tách loại khí;
- + Đường xả;
- + Thiết bị chống phun trào;
- + Khu vực thiết bị kiểm tra giếng;
- + Phòng ắc quy dự phòng;
- + Khu vực chứa nhiên liệu trực thăng.
- Tàu chứa xử lý và xuất dầu (Floating production storage and offloading).
- Đường ống vận chuyển dầu khí.

3.1.3. Phân vùng nguy cơ cháy nổ cho các công trình phổ biến theo phương pháp phân vùng trực tiếp (Hình 3 - 5)

3.2. Phương pháp phân vùng theo nguồn rò rỉ

Áp dụng cho việc phân vùng khu vực cháy nổ cho các thiết bị không thể phân vùng bằng phương pháp trực tiếp. Phân vùng cháy nổ theo phương pháp nguồn rò rỉ được xác định dựa trên tính toán bán kính cháy nổ cùng với hệ số hình dạng để hình thành khu vực có nguy cơ cháy nổ với không gian 3 chiều. Bán kính cháy nổ được tính cho các thiết bị đặt trong không gian mở, thông gió tự nhiên.

Khi vận tốc rò rỉ (kích cỡ lỗ rò và áp suất) không được xác định, có thể áp dụng phương pháp phân vùng trên cơ sở rủi ro. Khi bán kính cháy nổ lớn hơn 30m, các rò rỉ này thường lớn hơn mục tiêu xem xét phân vùng cháy nổ, vì vậy các kiến nghị cần đi theo hướng cải hoán công trình để làm giảm phạm vi ảnh hưởng.

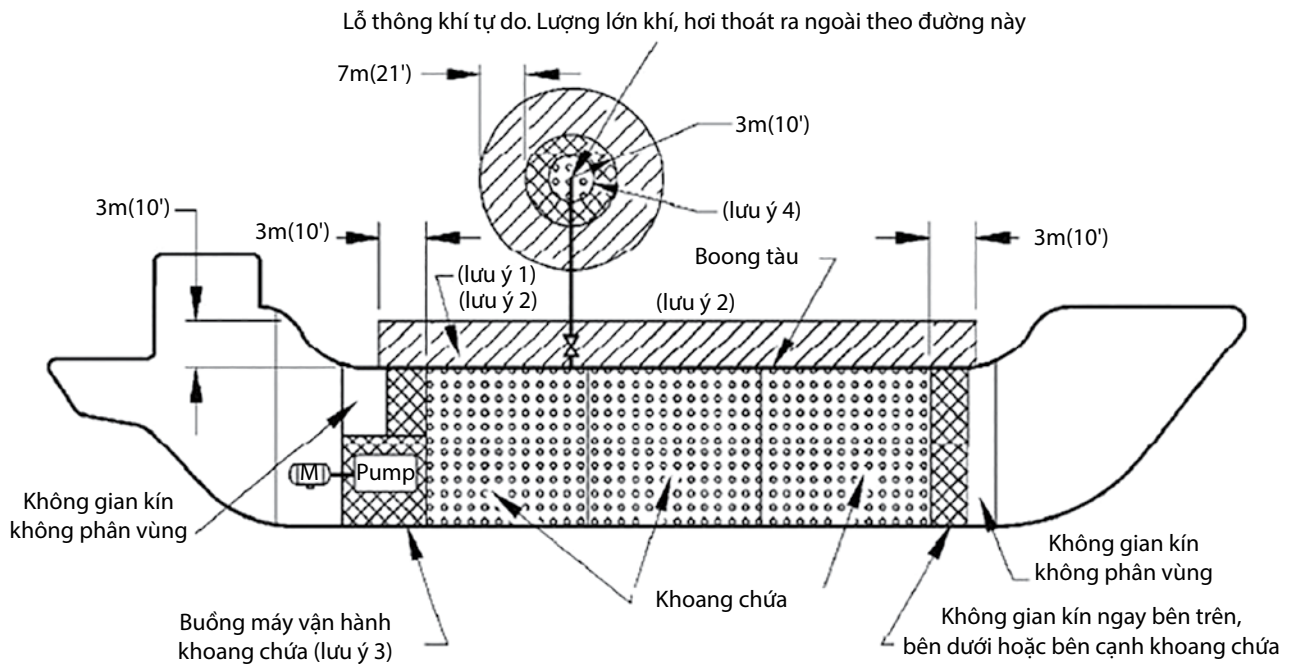
Các thiết bị tiêu chuẩn dưới đây thường áp dụng phương pháp phân vùng nguồn rò rỉ:

Bảng 6. Hướng dẫn lựa chọn tiêu chuẩn phân vùng cháy nổ theo thiết bị và tiêu chuẩn

Thiết bị	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Nguồn rò rỉ lưu chất nặng hơn không khí	x				x	x	x	x	x	x	x	x	
Nguồn rò rỉ lưu chất nhẹ hơn không khí	x				x	x	x	x		x	x	x	
Nguồn rò rỉ lưu chất trong khu vực kín và có thông gió	x	x			x	x	x	x	x	x	x	x	
Thiết bị chứa có mái cố định và mái di động	x	x			x	x	x	x	x	x		x	
Van giảm áp/đường xả	x		x	x	x	x		x			x	x	
Điểm lấy mẫu/thoát nước			x						x				
Mặt bích/điểm kết nối			x	x				x			x		
Bồn xuất			x	x		x			x		x		
Thiết bị tách			x		x	x			x				
Máy trộn có vòng làm kín				x									
Thiết bị chứa				x		x			x		x		
Bơm/máy nén			x	x	x	x		x	x		x	x	
Nạp nhiên liệu máy bay						x		x					
Buồng phun sơn						x		x					
Bồn chứa xăng	x												
Bể mặt chất lỏng mở				x			x				x	x	
Bồn chứa LPG				x					x		x		
Xưởng dịch vụ/sửa chữa	x		x				x		x		x		
Hoạt động khoan													
Thiết bị đầu giếng		x			x								x
Thiết bị khoan	x				x								x
Bồn chứa dung dịch khoan	x				x						x		x
Sàng rung					x						x		x
Cây thông					x								x
Giếng bơm ép					x								x
Vị trí nhận và phóng thoi					x						x		

Ghi chú:

1. IP Code part 1; 2. IP Code part 8; 3. ICI/RoSPA code; 4. HSE Guidance Notes; 5. API 500 hoặc API 505; 6. NFPA 30 và NFPA 70; 7. R No 2; 8. BCI Guidance Notes; 9. CCP Guidance Notes; 10. CEI 64-2; 11. TN B302; 12. SS 421 08 20; 13. MODU Cod (IMO).

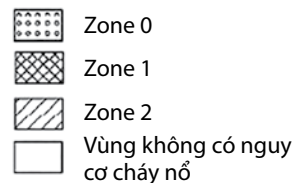


Lưu ý:

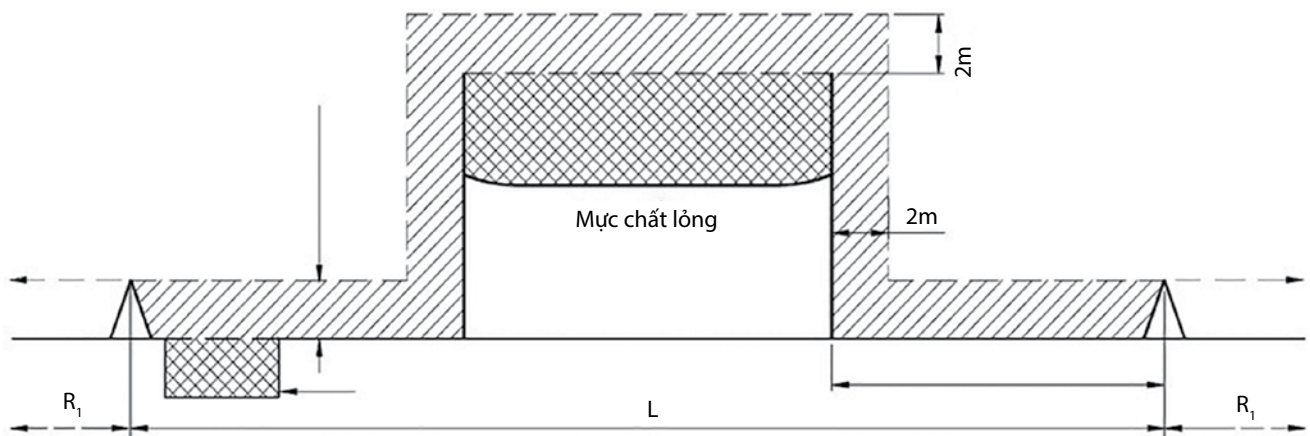
1. Khu vực được phân vùng do có vị trí sát bên cạnh khoang chứa dầu.
2. Không phân vùng trong phạm vi 3m bên trên boong tàu (weather deck) nếu không cần thiết
3. Các khu vực này để được phân thành Zone 1 cần phải đạt:

- a. Thông gió liên tục với tốc độ $\geq 20\%$ thể tích trao đổi khí/giờ;
 - b. Khi có sự sụt giảm lượng thông gió, phải cảnh báo về bộ phận điều khiển;
 - c. Đầu dò cảnh báo khí cháy phải được lắp đặt trong khu vực này;
- Trong các trường hợp: Tốc độ thông gió $< 20\%$

- thể tích trao đổi khí/giờ, không trang bị cảnh báo khí có sự sụt giảm lượng thông gió, hoặc không lắp đặt đầu dò cảnh báo khí cháy thì khu vực trên phải được phân thành Zone 0.
4. Khu vực được phân vùng Zone 0 có bán kính 1m.



Hình 3. Phân vùng đối với tàu chứa xử lý và xuất dầu



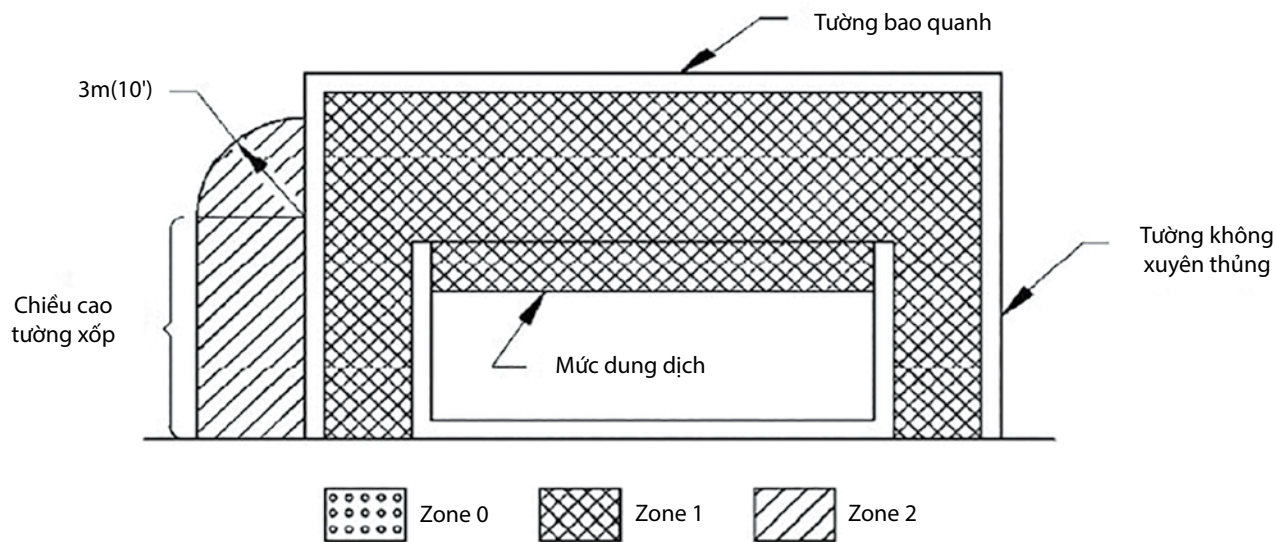
Hình 4. Phân vùng đối với bồn chứa có thiết kế để chống tràn - dạng mái nổi

- Bơm;
- Điểm xả thiết bị và điểm lấy mẫu lỏng;
- Máy nén;
- Lỗ thông khí;
- Hệ thống đường ống;
- Hệ thống phóng và nhận thoi;
- Điểm tràn đổ hóa chất;
- Bình hứng dầu, bộ chặn và bộ tách;

- Hồ và rãnh;
- Hệ thống thoát nước mặt.

3.3. Phương pháp phân vùng trên cơ sở rủi ro

Áp dụng để tính bán kính cháy nổ cho việc phân vùng các nguồn rò rỉ nhưng không biết trước đường kính rò rỉ. Các nguồn rò rỉ thứ cấp thường gặp bao gồm: các loại phốt làm kín máy bơm, máy nén, van, mặt bích... Phương pháp phân vùng trên cơ sở rủi ro dựa trên việc xác định các mức (Level) tần suất rò rỉ từ đó



Hình 5. Phân vùng đối với bốn chứa dung dịch khoan đặt trong khu vực kín, tình trạng thiếu điều kiện thông gió

Bảng 7. Các phương pháp bảo vệ thiết bị điện sử dụng trong khu vực có nguy cơ cháy nổ

Loại bảo vệ và ký hiệu	Mô tả	Tiêu chuẩn BS EN	Tiêu chuẩn IEC	TCVN	Vùng cháy nổ (Zone)
Ngâm dầu "o"	Thiết bị được đặt trong chất lỏng bảo vệ để tránh đánh lửa ra xung quanh	50015 1998	60079/6 1995	5334:2007	1
Thổi áp suất dư "p"	Hộp bảo vệ mà khí bên trong được làm sạch, sau đó được tăng áp bằng các loại khí không có khả năng cháy nổ để tránh các khí cháy có thể xâm nhập	60079/2 2004	60079/2 2001	5334:2007	1
Làm kín bằng bột "q"	Loại bảo vệ này cho phép thiết bị có khả năng phát sinh tia lửa nhưng không gian quanh nó được lấp đầy bằng các vật liệu thạch anh hay thủy tinh để ngăn ngừa tia lửa lọt ra ngoài	50017/1998	60079/5 1997	5334:2007	1
Loại vỏ chống xuyên nổ "d"	Hộp che chắn các thiết bị điện chịu được áp suất gây ra bởi cháy nổ ở bên trong và ngăn chặn sự lan truyền lửa ra ngoài vỏ	60079/1 2004	60079/1 2003	5334:2007	1
Tăng cường độ an toàn "e"	Loại bảo vệ này được áp dụng vào các thiết bị điện mà có sử dụng đo đặc bổ sung (theo tiêu chuẩn) để tăng sự an toàn, ngăn ngừa khả năng xuất hiện nhiệt độ vượt quá mức cho phép hay xuất hiện tia lửa điện	60079/7 2003	60079/7 1990	5334:2007	1
An toàn tia lửa cấp "ia" và "ib"	Loại bảo vệ mà các thiết bị bên trong bị giới hạn công suất ở mức thấp đến mức không thể gây ra tia lửa.	60079/25 2004	60079/11 1999	5334:2007	"ia" 0 "ib" 1
Không sinh tia lửa "n"	Là kỹ thuật được áp dụng vào các thiết bị điện để khi hoạt động bình thường hay bất thường không có khả năng đánh lửa ra xung quanh	60079/15 2003	60079/14 1996 60079/15 2005	5334:2007	2
Đổ đầy chất bao phủ "m"	Thiết bị điện, được bao phủ bằng hợp chất đổ đầy (khí trơ, epoxide, hoặc các hợp chất khác) để thiết bị không gây khả năng phát tia lửa điện hoặc bị nung nóng	60079/18 2004	60079/18 1992	5334:2007	1

suy ra đường kính rò rỉ ứng với các nguồn rò rỉ thứ cấp nêu trên.

Cách thức phân vùng nguy cơ cháy nổ theo nguồn rò rỉ và phân vùng trên cơ sở rủi ro có thể tham khảo chi tiết trong "Hướng dẫn phân vùng nguy cơ cháy nổ cho các công trình dầu khí" do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ban hành ngày 17/6/2015 theo Quyết định 3993/QĐ-DKVN.

4. Lựa chọn thiết bị theo phân vùng khu vực có nguy cơ cháy nổ

Tương ứng với mỗi nguyên lý thiết kế bảo vệ khác nhau, các thiết bị điện có các cấp độ bảo vệ khác nhau. Do đó, một số loại thiết bị chỉ có thể áp dụng cho Zone 2, một số loại được thiết kế theo tiêu chuẩn khác có thể áp dụng trong Zone 2 và 1, các loại khác được thiết kế theo tiêu chuẩn khắt khe hơn có thể áp dụng cho cả Zone 0, 1

và 2. Theo quy định, các thiết bị được chia thành 3 loại sau:

- Loại 1: Nhóm các thiết bị có mức bảo vệ cao nhất, có thể áp dụng cho Zone 0, 1 và 2;
- Loại 2: Nhóm các thiết bị có thể áp dụng cho Zone 1 và 2;
- Loại 3: Nhóm các thiết bị chỉ có thể áp dụng cho Zone 2.

5. Kết luận

Hướng dẫn phân vùng nguy cơ cháy nổ cho các công trình dầu khí giúp các đơn vị liên quan thống nhất cách quản lý rủi ro và an toàn phòng chống cháy nổ ngay từ quá trình thiết kế, giảm thiệt hại khi có sự cố/tai nạn cháy nổ xảy ra, nâng cao hiệu quả quản lý an toàn phòng chống cháy nổ; đồng thời đề xuất lựa chọn thiết bị điện phù hợp và tư vấn cách bố trí, lắp đặt các nguồn sinh lửa trong khu vực có nguy cơ cháy nổ.

Hướng dẫn đã được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ban hành và trở thành tài liệu quan trọng trong công tác

phân vùng cháy nổ các công trình dầu khí từ giai đoạn thiết kế/khi có cải hoán, giúp thiết lập các quy trình đảm bảo an toàn phòng chống cháy nổ trong các khu vực có nguy cơ cao.

Tài liệu tham khảo

1. Bộ Khoa học và Công nghệ. *Thiết bị điện kho dầu mỏ và sản phẩm dầu mỏ - Yêu cầu an toàn trong thiết kế, lắp đặt và sử dụng*. TCVN 5334:2007. 2007.
2. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Hướng dẫn phân vùng nguy cơ cháy nổ cho các công trình dầu khí*. 17/6/2015.
3. Energy Institute. *Area classification code for installations handling flammable fluids*. 2005; 15.
4. American Petroleum Institute (API). *Recommended practice for classification of locations for electrical installations at petroleum facilities classified as class I, division 1, and division 2*. 1997.
5. A.W.Cox, F.P.Lees, M.L.Ang. *Classification of hazardous locations*. Institution of Chemical Engineer. 2003.

HAZARDOUS AREA CLASSIFICATION FOR OIL AND GAS INSTALLATIONS

Pham Minh Duc

Vietnam Petroleum Institute
Email: ducpm.cpse@vpi.pvn.vn

Summary

Hazardous area classification during the design and construction of oil and gas installations directly affects the effectiveness of fire and explosion prevention and control work. On the basis of hazardous area classification approaches (direct approach, point-source approach, and risk-based approach), the "Guideline on hazardous area classification for oil and gas installations" helps oil and gas operators to establish consistent risk management and safety procedures at the designing or overhauling stages to mitigate losses in the case of fire and explosion, and advices on how to select electrical equipment and to arrange/install ignition sources in high risk areas.

Key words: Hazardous area classification, selection of electrical equipment.

MÔ HÌNH TỔ CHỨC QUẢN TRỊ RỦI RO TẠI CÁC CÔNG TY DẦU KHÍ QUỐC GIA Ở KHU VỰC ĐÔNG NAM Á VÀ KHUYẾN NGHỊ CHO TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Hoàng Thị Đào

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: daoht@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Dầu khí là lĩnh vực tiềm ẩn rất nhiều yếu tố rủi ro như địa chất, kỹ thuật, hoạt động sản xuất, đến các rủi ro địa chính trị, tài chính, thị trường... Do đó, các công ty dầu khí trên thế giới đã xây dựng, áp dụng hệ thống quản trị rủi ro doanh nghiệp (Enterprise Risk Management) theo chuẩn mực quốc tế, cùng với việc ứng dụng các phần mềm quản trị rủi ro chuyên dụng để hỗ trợ trong việc tập hợp dữ liệu và báo cáo. Bài viết giới thiệu một số thông tin về công tác tổ chức quản lý rủi ro tại Petronas, PTT và Pertamina, từ đó đưa ra khuyến nghị về xây dựng mô hình tổ chức quản trị rủi ro cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong thời gian tới để đảm bảo mọi rủi ro được phát hiện kịp thời, giám sát và quản lý một cách hiệu quả.

Từ khóa: Quản lý rủi ro, quản lý rủi ro doanh nghiệp, rủi ro.

1. Giới thiệu

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam hoạt động theo mô hình Công ty mẹ - con. Công ty mẹ (PVN) thực hiện đầu tư thông qua các công ty con và đầu tư trực tiếp trong chuỗi giá trị dầu khí từ hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí, vận chuyển và kinh doanh khí, chế biến dầu khí, sản xuất điện và cung cấp dịch vụ dầu khí. Mỗi lĩnh vực hoạt động đều phải đối mặt với nhiều yếu tố có thể gây ra rủi ro từ khía cạnh chính trị, yếu tố đặc thù lĩnh vực hoạt động, thị trường, quy trình sản xuất kinh doanh... Do vậy, việc xây dựng hệ thống quản trị rủi ro là cấp thiết nhằm giúp PVN giảm thiểu các tổn thất do các rủi ro gây ra, đồng thời nắm bắt các cơ hội để đạt được mục tiêu chiến lược đề ra và phát triển bền vững.

Hệ thống quản trị rủi ro theo thông lệ tốt là công cụ hỗ trợ công tác quản trị doanh nghiệp hiệu quả, giúp doanh nghiệp quản lý các yếu tố tác động bên trong và bên ngoài có ảnh hưởng đến khả năng hoàn thành mục tiêu của doanh nghiệp. Bài viết giới thiệu mô hình tổ chức quản trị rủi ro tại một số công ty dầu khí quốc gia (NOC) có mô hình hoạt động tương đồng với PVN, từ đó đưa ra khuyến nghị xây dựng mô hình tổ chức quản trị rủi ro cho

PVN. Trong bài viết sử dụng các thuật ngữ như rủi ro, mô hình quản trị rủi ro, khung quản trị rủi ro, nguyên tắc "3 vòng bảo vệ", hướng dẫn/nguyên tắc quản trị rủi ro theo thông lệ quốc tế (ISO 31000:2009, COSO ERM)... [1].

Trong nghiên cứu này, tác giả thực hiện đánh giá công tác tổ chức quản trị rủi ro của doanh nghiệp dựa trên mô hình đánh giá năng lực quản trị rủi ro của Deloitte, đánh giá theo 4 yếu tố: quản trị, quy trình, con người và công nghệ; chia ra 5 cấp độ phát triển quản trị rủi ro từ thấp đến cao: sơ khai, rời rạc, toàn diện, hợp nhất và chiến lược. Đặc điểm cơ bản của 5 cấp độ phát triển quản trị rủi ro:

- Sơ khai/tạm thời: Các mục tiêu và triết lý quản trị rủi ro chưa được xác định; không có phương pháp mang tính hệ thống để nhận diện và quản lý rủi ro; chủ yếu dựa vào các cá nhân riêng lẻ, dựa vào kinh nghiệm.

- Rời rạc: Hoạt động quản trị rủi ro rời rạc giữa các bộ phận/các nhóm rủi ro; thiếu sự gắn kết giữa hoạt động quản trị rủi ro và chiến lược kinh doanh; các vai trò rời rạc được xây dựng cho các nhóm rủi ro nhỏ; các hình thức theo dõi, báo cáo khác nhau.

- Toàn diện: Có mục tiêu, chính sách quản trị rủi ro chung. Quản trị rủi ro được thực hiện hàng ngày trong hoạt động kinh doanh và bao gồm các loại rủi ro; thường xuyên đánh giá rủi ro; thành lập nhóm chuyên trách.

- Hợp nhất: Có cách tiếp cận chủ động đối với việc quản lý các rủi ro hiện hữu tại tất cả các cấp độ của tổ chức, các rủi ro được liên kết và tổng hợp nhờ ứng dụng công nghệ thông tin trong quản trị rủi ro.

- Chiến lược: Liên tục đổi mới và có đầy đủ các hoạt động mang tính toàn diện. Doanh nghiệp tận dụng được các cơ hội nhờ khả năng khai thác rủi ro đặc biệt tốt.

Bên cạnh đó, tác giả tìm hiểu cách thức tổ chức quản lý rủi ro phù hợp với loại hình doanh nghiệp hoạt động theo mô hình Công ty mẹ - con, theo kết quả khảo sát [2], hiện có 3 dạng tổ chức quản lý rủi ro đang được áp dụng phổ biến và đặc điểm cơ bản của mỗi loại hình tổ chức như sau:

- Mô hình tập trung: Công ty mẹ có bộ phận quản lý rủi ro chịu trách nhiệm thực hiện công tác quản lý rủi ro cho Công ty mẹ và các công ty con. Bộ phận quản lý rủi ro phụ trách xây dựng các văn bản, quy trình, báo cáo và điều phối công tác quản lý rủi ro. Các rủi ro tại các công ty con sẽ được đánh giá bởi nhóm nhân sự tại Công ty mẹ theo các phương pháp luận và hệ thống phân loại rủi ro chung. Các công ty con cùng tham gia với Công ty mẹ trong việc nhận diện, đánh giá, xây dựng hồ sơ rủi ro. Các báo cáo quản trị rủi ro được lập tại Công ty mẹ.

- Mô hình bán tập trung: Bộ phận quản lý rủi ro được thành lập ở cả Công ty mẹ và các công ty con. Theo đó, các rủi ro chính như: rủi ro danh tiếng, rủi ro chiến lược và rủi ro đầu tư sẽ được quản lý tập trung bởi bộ phận quản lý rủi ro tại Công ty mẹ. Các rủi ro đặc thù của công ty con sẽ được quản lý bởi bộ phận quản lý rủi ro của từng đơn vị nhưng phải đảm bảo nằm trong mức rủi ro chung toàn doanh nghiệp. Bộ phận quản lý rủi ro ở Công ty mẹ sẽ thiết kế các mẫu biểu báo cáo rủi ro cho việc tổng hợp và tích hợp rủi ro và giám sát rủi ro các công ty con. Công ty con phải cùng tham gia với Công ty mẹ trong việc xác định, đánh giá và xây dựng hồ sơ rủi ro cho toàn doanh nghiệp.

- Mô hình phân tán: Mỗi công ty con sẽ tự thành lập bộ phận quản lý rủi ro. Các quy trình đánh giá rủi ro, báo cáo rủi ro cũng như cơ cấu tổ chức quản trị rủi ro được thiết kế để phù hợp cho hoạt động kinh doanh của từng đơn vị. Các công ty con và Công ty mẹ tự xây dựng hồ sơ rủi ro. Không có yêu cầu trong việc các công ty con phải báo cáo định kỳ cho Công ty mẹ.

Mỗi mô hình trên đều có ưu, nhược điểm nhất định, việc áp dụng mô hình nào tùy thuộc vào đặc thù hoạt động, chiến lược quản trị rủi ro và mức độ phát triển về quản trị rủi ro của mỗi doanh nghiệp. Các công ty dầu khí quốc tế¹ thường áp dụng mô hình quản trị rủi ro phân tán hoặc phân tán cao, các công ty dầu khí quốc gia² thường áp dụng mô hình tập trung hoặc bán tập trung [2].

2. Tổ chức quản trị rủi ro tại một số công ty dầu khí quốc gia ở khu vực Đông Nam Á

Các công ty dầu khí khu vực Đông Nam Á có đặc điểm quản lý hoạt động tương đồng với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam là Petronas (Malaysia), PTT (Thái Lan), Pertamina (Indonesia). Cả 3 doanh nghiệp này đã xây dựng và áp dụng hệ thống quản trị rủi ro doanh nghiệp theo thông lệ quốc tế. Tác giả khảo sát công tác quản trị rủi ro đang áp dụng tại các doanh nghiệp này, gồm: mô hình quản trị rủi ro; cấu trúc tổ chức quản trị rủi ro (chỉ hiển thị các dòng thông tin lưu chuyển giữa các bộ phận liên quan đến hoạt động quản lý rủi ro, dòng thông tin quản lý hành chính không được hiển thị); trách nhiệm của mỗi bộ phận.

2.1. Petronas

Petronas thuộc sở hữu của Chính phủ Malaysia (Petroliam Nasional Bhd), có trên 100 công ty con và khoảng 40 công ty liên doanh, hoạt động kinh doanh gồm thăm dò khai thác dầu khí, lọc hóa dầu, sản xuất điện, kinh doanh khí...

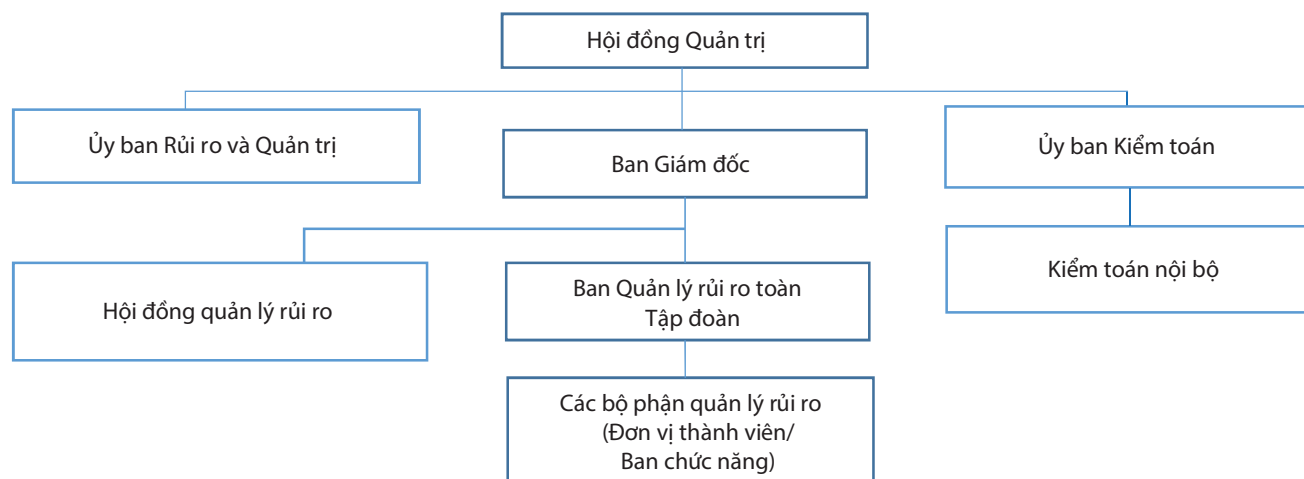
Petronas áp dụng mô hình quản trị rủi ro bán tập trung và áp dụng nguyên tắc “3 vòng bảo vệ”, chức năng nhiệm vụ mỗi vòng được xây dựng theo chuẩn mực quốc tế. Công tác tổ chức quản lý rủi ro tại Công ty mẹ rất gọn nhẹ do tại các đơn vị thành viên cũng đã xây dựng hệ thống quản trị rủi ro theo chuẩn mực quốc tế. Triết lý quản trị rủi ro của Petronas nhấn mạnh hoạt động kinh doanh bền vững và thành công xuyên suốt từ Công ty mẹ đến các đơn vị thành viên. Cấu trúc tổ chức quản trị rủi ro của Petronas [3] được thể hiện ở Hình 1.

Trách nhiệm của các bộ phận trong mô hình quản trị rủi ro [3] gồm:

Hội đồng Quản trị (HĐQT), theo điều lệ doanh nghiệp của Petronas, quản trị rủi ro và kiểm soát nội bộ là một trong những chức năng chính của HĐQT; việc hoàn thiện một khung quản trị rủi ro toàn diện, hiệu quả và kết hợp

¹Các công ty dầu khí quốc tế khảo sát, gồm: BP, Royal Dutch Shell, ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips, Repsol Canada (công ty thực hiện mua lại Công ty Dầu khí Talisman...)

²Các công ty dầu khí quốc gia khảo sát, gồm: Petronas, PTT, Pertamina, CNPC, Petrobras...



Hình 1. Cấu trúc tổ chức quản trị rủi ro của Petronas

với kiểm soát nội bộ là hết sức quan trọng trong quy trình ra quyết định và là nền tảng vững chắc cho hoạt động kinh doanh của Petronas.

Ủy ban Kiểm toán giúp HĐQT Petronas giám sát các hoạt động của hệ thống kiểm soát nội bộ, quản lý rủi ro và báo cáo tài chính.

Ủy ban Quản trị và Rủi ro trực thuộc HĐQT được Petronas thành lập để giám sát và thảo luận về các vấn đề quản lý rủi ro tại cấp HĐQT có trách nhiệm xem xét các chính sách, các biện pháp, các rủi ro chính và xem xét đầy đủ, hiệu quả của hệ thống quản trị rủi ro để giám sát và quản lý các rủi ro.

Ban Quản lý Rủi ro Petronas cung cấp phương pháp tiếp cận, công cụ quản trị rủi ro và đào tạo, hướng dẫn và hỗ trợ các đơn vị trong công tác quản lý rủi ro.

Hội đồng Quản lý Rủi ro được thành lập để hỗ trợ Ban Quản lý Rủi ro trong việc xác định các rủi ro chính cấp toàn doanh nghiệp, đảm bảo thực hiện hiệu quả các biện pháp quản lý rủi ro dưới sự chỉ đạo của Ban giám đốc và Ủy ban Quản trị và Rủi ro. Các rủi ro của Petronas được quản lý trên cơ sở tổng hợp và đánh giá của Hội đồng Quản lý Rủi ro và được đưa vào quá trình ra quyết định như: lập kế hoạch chiến lược, nghiên cứu khả thi dự án...

Kiểm toán nội bộ đưa ra phương pháp tiếp cận có hệ thống và kỷ luật để đánh giá và cải thiện hiệu quả của quản lý rủi ro, kiểm soát quy trình quản lý. Kiểm toán nội bộ có kế hoạch riêng để duy trì tính khách quan, độc lập (theo quy định) và báo cáo trực tiếp dưới sự giám sát của Ủy ban Kiểm toán.

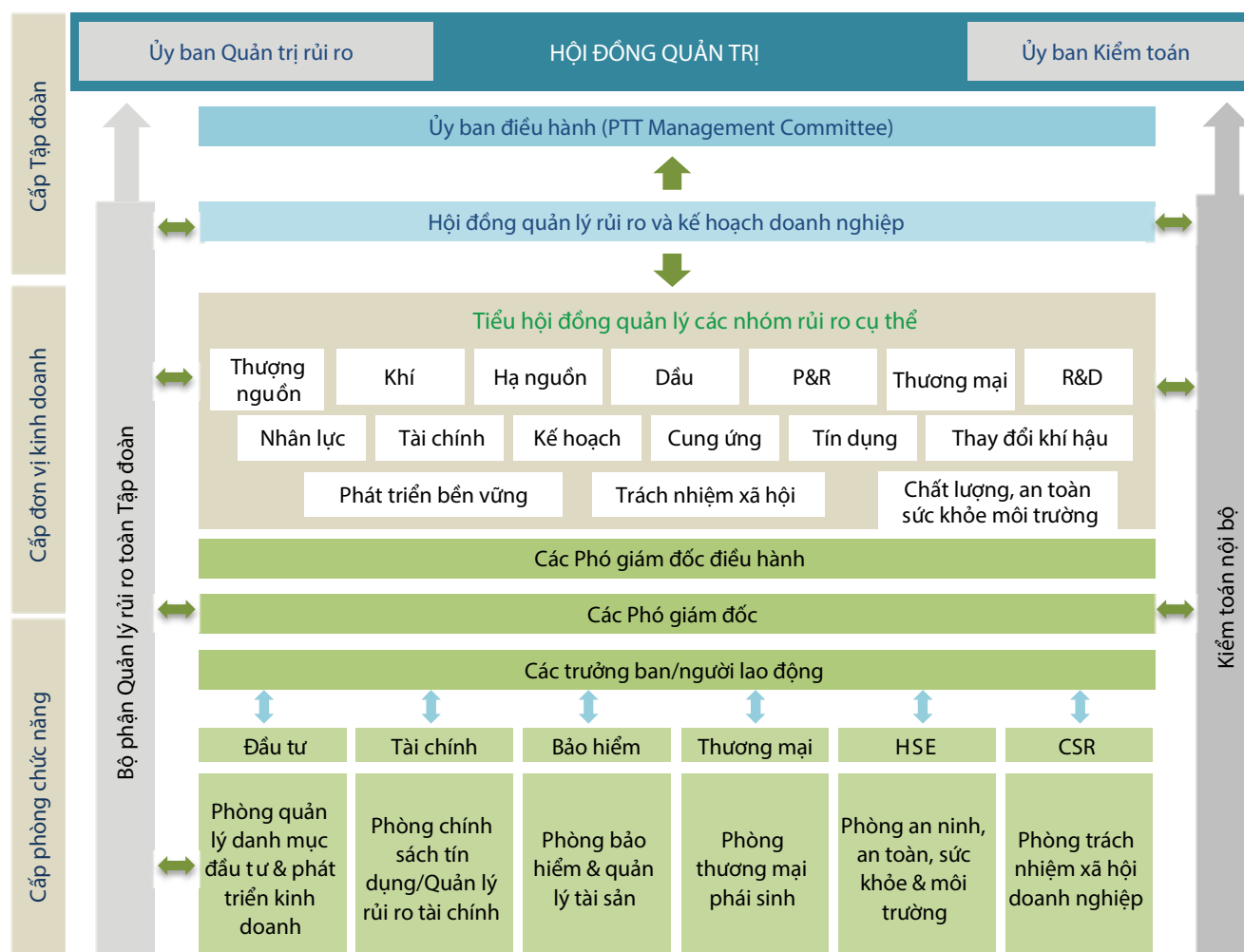
Petronas xây dựng chính sách quản lý rủi ro theo thông lệ tốt từ nhận diện, đánh giá, quản lý và giám sát

các rủi ro, cũng như việc ứng phó hiệu quả với khủng hoảng. Petronas xây dựng phương án ứng phó với trường hợp gián đoạn kinh doanh kéo dài, khi điều đó xảy ra sẽ áp dụng để đảm bảo tính liên tục đối với các hoạt động kinh doanh chính của Petronas [4]. Các nhóm rủi ro chính thường xuyên được Petronas rà soát lại, giám sát và liên tục cải tiến gồm: rủi ro an toàn và môi trường; rủi ro hoạt động; rủi ro địa chính trị; rủi ro thương mại; rủi ro logistics; rủi ro tài chính: rủi ro tín dụng, thanh khoản, thị trường (lãi suất, tỷ giá, giá cổ phiếu, giá hàng hóa).

2.2. PTT

PTT được cổ phần hóa vào năm 2001, Bộ Tài chính Thái Lan là cổ đông lớn nhất. PTT thuộc sự quản lý và kiểm soát của Bộ Năng lượng Thái Lan, các hoạt động dầu khí gồm: thăm dò khai thác, vận chuyển kinh doanh khí, lọc hóa dầu, điện, kinh doanh bán lẻ xăng dầu.

Quản lý rủi ro được xem là yếu tố quan trọng nhất trong các hoạt động của PTT và được thực hiện trong các cấp doanh nghiệp. Khung quản lý rủi ro và quy trình quản lý rủi ro của PTT được xây dựng dựa trên các tiêu chí quản lý rủi ro của COSO ERM và hướng dẫn ISO 31000, cùng với việc áp dụng nguyên tắc “3 vòng bảo vệ” trong quản lý rủi ro. Các sự kiện tích cực hay tiêu cực đều được PTT nhận diện và phân tích để đánh giá tác động của nó tới khả năng đạt được mục tiêu, kế hoạch kinh doanh. Các sự kiện tác động tiêu cực sẽ được quản lý chặt chẽ để ngăn chặn thiệt hại; các sự kiện tác động tích cực sẽ được xem xét chuyển vào chiến lược hay mục tiêu kinh doanh để nắm bắt cơ hội. Quản lý rủi ro được xem là trách nhiệm của các bộ phận, cá nhân liên quan và yêu cầu phải tuân thủ chính sách rủi ro đã ban hành nhằm quản lý hiệu quả các rủi ro chính, mang tính chất quyết định đến khả năng đạt được



Hình 2. Khung quản trị rủi ro doanh nghiệp của PTT. Nguồn: <http://www.pttplc.com>

mục tiêu và sự ổn định hoạt động sản xuất kinh doanh. Khung quản trị rủi ro của PTT được thể hiện ở Hình 2.

Chức năng của các bộ phận quản lý rủi ro của PTT [2] như sau:

Ủy ban Quản trị Rủi ro: Xác định và xem xét các chính sách và khuôn khổ quản lý rủi ro của PTT, đảm bảo quy trình quản lý rủi ro phù hợp với chiến lược và mục tiêu kinh doanh.

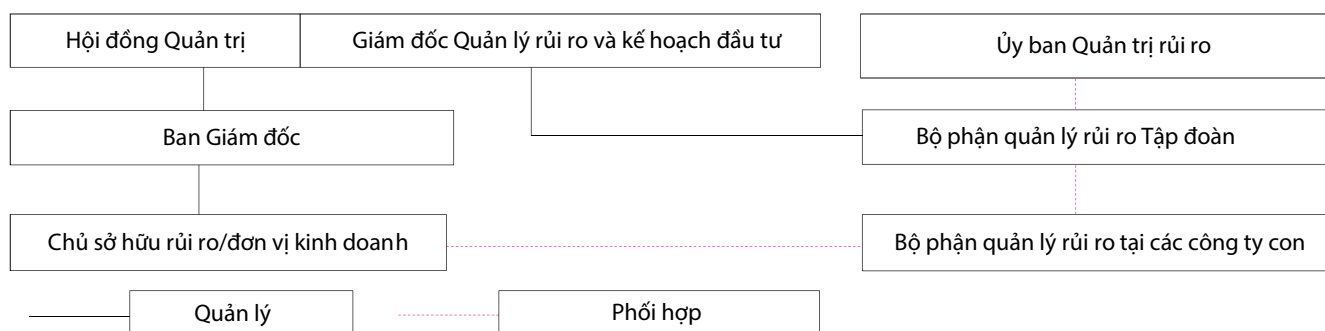
Ủy ban Kiểm toán: Xem xét chính sách quản lý rủi ro của PTT, các kế hoạch và phương pháp tiếp cận theo hồ sơ rủi ro của công ty, quản lý rủi ro phát sinh có ảnh hưởng tới hoạt động của PTT (ví dụ tác động của việc giảm giá dầu).

Hội đồng Quản lý Rủi ro và Kế hoạch Doanh nghiệp (hỗ trợ Hội đồng này là các tiểu hội đồng phụ trách lĩnh vực cụ thể như: thượng nguồn, khí, hạ nguồn, dầu thô, tài chính, thương mại...): Soát xét chính sách quản lý rủi ro, mô hình quản trị rủi ro, mức chịu rủi ro, thang bảng đánh

giá mức độ ảnh hưởng và tần suất xảy ra, khung quản trị rủi ro; phê duyệt hoạt động đánh giá rủi ro và chỉ đạo các biện pháp giảm thiểu, xử lý rủi ro nhằm duy trì mức độ rủi ro trong mức độ cho phép và phê duyệt chi phí xử lý, giảm thiểu rủi ro; giám sát và quản lý để đảm bảo các hoạt động được thực hiện phù hợp với chính sách quản lý rủi ro.

Bộ phận Quản lý Rủi ro PTT cùng với đơn vị kinh doanh (sở hữu rủi ro) có trách nhiệm xây dựng kế hoạch quản lý rủi ro đối với các rủi ro được đưa vào danh mục quản lý, xác định chỉ số hiệu quả chính của quản lý rủi ro (Key Performance Indicators for Risk Management), giám sát và báo cáo kết quả cho Ủy ban Quản trị Rủi ro, Hội đồng Kiểm soát Nội bộ và Quản lý Rủi ro phù hợp với quy định của PTT.

Bộ phận Kiểm toán Nội bộ: Theo dõi tính hiệu quả của các quy trình quản lý rủi ro; kiểm tra tính hiệu quả của các biện pháp kiểm soát và xử lý rủi ro; xác nhận các thông tin và báo cáo rủi ro; đề xuất các biện pháp khắc phục; báo cáo Ủy ban Kiểm soát Nội bộ và HĐQT.



Hình 3. Cấu trúc quản trị rủi ro của Pertamina

Quy trình quản lý rủi ro của PTT được thiết kế để tích hợp trong mỗi bước của quá trình lập kế hoạch chiến lược. Hàng năm, PTT phân tích và đánh giá rủi ro để xây dựng hồ sơ rủi ro doanh nghiệp dựa trên mục tiêu, kế hoạch chiến lược, kỳ vọng của cổ đông, xu hướng kinh tế, điều kiện chính trị và các yếu tố kinh tế xã hội, môi trường. Ngoài ra, PTT cũng xem xét các rủi ro mang tính sự kiện, rủi ro mới nổi. Các rủi ro chính được PTT quản lý tập trung gồm: rủi ro chiến lược; rủi ro nguồn lực; rủi ro danh tiếng; rủi ro đầu tư; rủi ro kinh doanh (nguồn cung khí, giá nguyên liệu, chính sách của nhà nước); rủi ro an toàn sức khỏe môi trường; rủi ro tài chính (tỷ giá, nguồn vốn, tín dụng).

2.3. Pertamina

Pertamina là doanh nghiệp 100% sở hữu nhà nước của Indonesia hoạt động kinh doanh trong lĩnh vực thăm dò, khai thác và sản xuất dầu, khí và năng lượng địa nhiệt ở trong và ngoài nước; lĩnh vực chế biến dầu khí và hóa dầu, kinh doanh sản phẩm dầu khí.

Mô hình quản trị rủi ro của Pertamina được xây dựng từ năm 2008 dựa trên các nguyên tắc ISO 31000:2009 và khung quản trị rủi ro của COSO. Đến nay, Pertamina đã áp dụng các quy trình chuẩn, xây dựng các chỉ số và các biện pháp định lượng về quản lý rủi ro áp dụng cho kết quả công việc từ cá nhân, phòng ban và quản lý cấp cao. Ngoài ra, Pertamina đã thực hiện quản lý hợp nhất rủi ro trong các lĩnh vực kinh doanh; phát triển công cụ quản lý rủi ro hỗ trợ cho việc nhận dạng, đo lường và lập bản đồ các rủi ro trọng yếu. Các tài liệu đã được xây dựng gồm: danh sách rủi ro doanh nghiệp, chỉ số hiệu quả chính của quản lý rủi ro, danh sách các rủi ro hàng đầu, báo cáo giám sát dự án ưu tiên và rủi ro hàng đầu, quản lý rủi ro phát triển kinh doanh và hệ thống quản trị rủi ro doanh nghiệp [5].

Pertamina áp dụng mô hình quản trị rủi ro bán tập trung và dựa trên nguyên tắc “3 vòng bảo vệ” trong hoạt

động quản trị rủi ro. Cấu trúc tổ chức quản trị rủi ro của Pertamina [2] được thể hiện ở Hình 3.

Vai trò trách nhiệm trong quản lý rủi ro được giao cho các bộ phận:

Ủy ban Quản trị Rủi ro: Thiết lập chính sách và chiến lược quản lý rủi ro; giám sát, đánh giá tính hiệu quả của hoạt động quản lý rủi ro; thực hiện các quyết định kinh doanh không có trong kế hoạch.

Bộ phận quản lý rủi ro của Pertamina: Lập báo cáo quản trị rủi ro; giám sát hồ sơ rủi ro doanh nghiệp; đưa ra các khuyến nghị cho Ủy ban Quản trị Rủi ro; đánh giá rủi ro các hoạt động kinh doanh; giám sát việc thực hiện các hoạt động quản lý rủi ro; ghi chép các chốt kiểm soát nội bộ; xây dựng năng lực rủi ro cho cán bộ, nhân viên.

Bộ phận quản lý rủi ro ở các công ty con: Thực hiện chính sách quản lý rủi ro; đưa ra đề xuất về “khẩu vị” rủi ro và ngưỡng rủi ro; cung cấp báo cáo rủi ro cho đơn vị quản lý rủi ro; theo dõi trạng thái và hồ sơ rủi ro; sử dụng phương pháp đánh giá, đo lường rủi ro phù hợp; xây dựng nhận thức về rủi ro ở cấp độ đơn vị.

Chủ sở hữu rủi ro/đơn vị kinh doanh: Sở hữu rủi ro và chịu trách nhiệm kiểm soát các rủi ro đó; đánh giá rủi ro và tính hiệu quả của các chốt kiểm soát, phù hợp với chính sách quản lý rủi ro; thiết kế, vận hành và theo dõi hệ thống kiểm soát phù hợp; quản lý và soát xét rủi ro trong công việc hàng ngày.

Nhóm các rủi ro được Pertamina quản lý tập trung gồm: rủi ro biến động giá dầu; rủi ro tín dụng; rủi ro tỷ giá; rủi ro lãi suất; rủi ro giá hàng hóa; rủi ro an toàn - sức khỏe - môi trường. Đối với rủi ro giá dầu, Pertamina giảm thiểu rủi ro thông qua quản lý việc mua hàng sử dụng Hệ thống Quản lý Dầu thô (COMS) để lấy giá dầu thô cạnh tranh nhằm hỗ trợ việc sản xuất các sản phẩm dầu khí với giá đầu vào tối ưu nhất. Pertamina đã xây dựng hệ thống báo cáo trực tuyến (HORSE) đối với các sự cố tai nạn nghề

ng nghiệp và ô nhiễm môi trường. Các báo cáo từ các bộ phận tác nghiệp và các công ty con sẽ được tích hợp vào cơ sở dữ liệu của hệ thống ở cấp độ ban lãnh đạo và cấp độ doanh nghiệp.

Về công tác quản trị rủi ro của Petronas, PTT và Pertamina, tác giả có nhận xét 4 khía cạnh về quản trị, quy trình, con người và công nghệ, như sau:

Công tác quản trị: Đã xây dựng “khẩu vị” rủi ro cấp độ cao nhất và có đầy đủ chính sách rủi ro, chính sách rủi ro của công ty con phù hợp với Công ty mẹ. Hệ thống thuật ngữ rủi ro được hiểu nhất quán trong toàn doanh nghiệp ở mọi cấp độ.

Quy trình: Để nhận diện rủi ro, các doanh nghiệp chủ yếu thông qua việc phân tích các dữ liệu quá khứ để xác định xu hướng và các rủi ro mới phát sinh. Các công ty thường sử dụng các kỹ thuật phân tích định tính và bán định lượng (thang mức độ ảnh hưởng và khả năng xảy ra), hoặc kỹ thuật phân tích định lượng (phân tích xác suất, lập mô đánh giá rủi ro) để xếp hạng rủi ro và quản lý các rủi ro hàng đầu phù hợp với “khẩu vị” rủi ro đã được xác định. Công ty chỉ xây dựng kế hoạch xử lý cho các rủi ro được đánh giá là trọng yếu; phương thức xử lý rủi ro được quyết định dựa trên các yếu tố như môi trường kinh doanh, năng lực doanh nghiệp, đặc thù lĩnh vực hoạt động...; đồng thời, xây dựng kế hoạch quản lý cho tất cả các rủi ro trọng yếu, xuyên suốt các bộ phận kinh doanh với sự điều phối ở cấp độ toàn doanh nghiệp và thực hiện đánh giá lại hàng năm. Danh mục rủi ro trọng yếu được hợp nhất ở cấp độ toàn doanh nghiệp và cấp độ từng đơn vị sản xuất kinh doanh. Hiện các doanh nghiệp đang trong quá trình hoàn thiện phương pháp phân tích và thước đo rủi ro để đánh giá mối tương quan giữa các rủi ro và hợp nhất các rủi ro. Thực hiện giám sát và soát xét công tác quản trị rủi ro được trong toàn doanh nghiệp, đặc biệt đối với các rủi ro trọng yếu.

Con người: Xây dựng mô hình tổ chức và phân chia trách nhiệm rõ ràng giữa Ủy ban Quản trị Rủi ro, bộ phận quản trị rủi ro, Giám đốc quản trị rủi ro, bộ phận kinh doanh; xây dựng và duy trì văn hóa rủi ro trong toàn doanh nghiệp.

Công nghệ: Dữ liệu rủi ro được thu thập trên diện rộng, theo sự hướng dẫn của bộ phận kinh doanh hoặc theo nhóm rủi ro. Hệ thống công nghệ đạt mức hợp nhất, nhờ sử dụng các phần mềm quản trị rủi ro như: Avanon, CURA, Active Risk Manager by Strategic Thought Group, Open Pages... Các báo cáo về quản trị rủi ro định kỳ được gửi cho Ban Điều hành và HĐQT (3 tháng hoặc 6 tháng),

với nội dung ngắn gọn gồm tổng hợp danh sách của 10 - 20 rủi ro trọng yếu.

3. Tổ chức quản trị rủi ro tại PVN

3.1. Thực trạng

Hiện công tác quản trị rủi ro tại PVN đang được tổ chức theo hình thức phân tán, chủ yếu do các đơn vị tự thực hiện. Đối chiếu với các chuẩn mực quản trị rủi ro tốt đang được áp dụng trên thế giới, đánh giá mức độ hoàn thiện quản trị rủi ro tại PVN, theo 4 khía cạnh sau [6]:

- **Quản trị:** Chức năng giám sát, quản lý rủi ro được quy định ở bộ phận như: Ban Kiểm soát Nội bộ, Bộ phận Kiểm toán, Ban Quản lý Hợp đồng Dầu khí, Ban Tài chính - Kế toán, Ban Pháp chế và Kiểm tra, Ban Công nghệ - An toàn Môi trường. PVN cơ bản đã có đầy đủ các quy trình, quy định, quy chế hỗ trợ các đơn vị quản lý, giám sát, đánh giá hoạt động sản xuất kinh doanh hàng ngày, trong đó có quản lý rủi ro, theo các lĩnh vực kinh doanh chính, có các hội đồng/tiểu ban chuyên môn (về thăm dò khai thác, khí, chế biến, kinh tế và quản lý, an toàn...) đánh giá các vấn đề mới nổi, một số rủi ro đã được nhận diện... Tuy nhiên, hiệu quả quản lý, kiểm soát và giải pháp ứng phó đối với các rủi ro của PVN còn ở chừng mực nhất định do chức năng, nhiệm vụ và sự phối hợp trong quản lý rủi ro của các ban/bộ phận liên quan chưa được quy định đầy đủ và rõ ràng. Gần đây, Ban Tài chính được bổ sung chức năng quản lý rủi ro tương tự như Bộ phận quản lý rủi ro theo thông lệ tốt nhưng thực tế mới thực hiện chức năng quản lý rủi ro tài chính, chưa quản lý rủi ro toàn Tập đoàn do thiếu nguồn lực.

- **Quy trình:** Chưa có công cụ quản lý rủi ro và quy trình chuẩn hóa để quản lý rủi ro. Mỗi đơn vị tự xây dựng quy trình để quản lý hoạt động trong phạm vi quản lý của mình mà chưa có sự phối hợp dẫn đến việc quản lý chồng chéo hoặc thiếu. Chưa có danh mục rủi ro, đánh giá và xếp loại ưu tiên xử lý rủi ro, các rủi ro có thể xảy ra ảnh hưởng tới hoạt động sản xuất kinh doanh. Tại mỗi đơn vị, việc thực hiện quản lý rủi ro chủ yếu phụ thuộc vào kinh nghiệm của cá nhân. Nhận thức về rủi ro chủ yếu chỉ tập trung các rủi ro quen thuộc như: về an toàn, tuân thủ, tài chính và một số rủi ro khác tùy thuộc đặc thù của lĩnh vực hoạt động (ví dụ: đối với dự án dầu khí có rủi ro về địa chất, rủi ro trữ lượng...).

- **Con người:** Khảo sát của tác giả cho thấy hiểu biết về rủi ro của từng cá nhân/bộ phận/đơn vị rất khác nhau, chủ yếu dựa vào năng lực và kinh nghiệm cá nhân... dẫn đến hiệu quả quản lý rủi ro còn hạn chế.

- Dữ liệu, báo cáo: Chưa thiết lập đồng bộ cơ sở dữ liệu tổn thất hay danh mục rủi ro, chủ yếu mới có dữ liệu rủi ro về an toàn sức khỏe môi trường hoặc lưu trữ thông tin về bài học kinh nghiệm của cá nhân. Hiện PVN chưa có báo cáo riêng về rủi ro và quản lý rủi ro mà chỉ có một số nội dung liên quan đến rủi ro được thống kê trong các báo cáo khác nhau: Báo cáo kiểm toán, Báo cáo đầu tư dự án, Báo cáo sự cố do đơn vị gửi về, Báo cáo giám sát đầu tư (chưa làm tốt đánh giá các tổn tại và cảnh báo rủi ro)... Hoặc báo cáo ảnh hưởng giá dầu thô (được yêu cầu thực hiện khi giá dầu thô giảm và đã có tác động xấu tới hoạt động sản xuất kinh doanh), trong đó, mới phân tích các kịch bản ảnh hưởng mà chưa đưa ra được các giải pháp hữu hiệu ứng phó cho các kịch bản đưa ra.

Với thực tế quản trị rủi ro tại Tập đoàn Dầu khí Việt Nam như đánh giá ở trên, đối sánh với khung đánh giá của Deloitte thì năng lực quản trị rủi ro mới đạt mức “rời rạc”, trong khi các công ty dầu khí quốc gia trong khu vực (Petronas, PTT, CNPC, Pertamina, Petrobras) đã tiến tới mức “hợp nhất” đối với các khía cạnh về quản trị rủi ro (quản trị, quy trình, con người, công nghệ) [2]. Theo kinh nghiệm của công ty tư vấn hỗ trợ doanh nghiệp xây dựng hệ thống quản trị rủi ro, nếu triển khai tích cực, cần khoảng 12 - 18 tháng để xây dựng hệ thống quản trị rủi ro. Tiếp theo, cần ít nhất 3 - 5 năm tùy vào mức độ phức tạp của doanh nghiệp để xây dựng cơ sở dữ liệu về rủi ro và tin học hóa quản trị rủi ro như các công ty dầu khí nước ngoài.

3.2. Sự cần thiết xây dựng hệ thống quản trị rủi ro theo thông lệ tốt

Quản trị rủi ro có vị trí quan trọng trong hệ thống quản trị hiện đại, quản lý rủi ro tốt giúp doanh nghiệp đạt được mục tiêu đề ra và phát triển bền vững trước biến động khó lường của môi trường kinh doanh. Để hỗ trợ công tác quản trị tốt, doanh nghiệp cần thiết phải có hệ thống quản trị rủi ro tốt [1]. Đặc biệt đối với PVN, doanh nghiệp hoạt động trong lĩnh vực dầu khí tiềm ẩn rất nhiều yếu tố rủi ro từ địa chất, kỹ thuật, hoạt động sản xuất, đến các rủi ro địa chính trị, tài chính, thị trường...

- Rủi ro dự án đầu tư thăm dò và khai thác dầu khí: Tỷ lệ thành công trong thăm dò có xu hướng giảm dần, gần đây chủ yếu là các phát hiện có trữ lượng nhỏ hoặc điều kiện khai thác/xử lý phức tạp. Tỷ lệ thăm dò thành công trung bình trong giai đoạn 2000 - 2007 là 41%, giảm xuống còn 32% trong giai đoạn 2007 - 2015. Bên cạnh đó, trữ lượng trung bình các phát hiện dầu khí giảm, từ trên 180 triệu thùng/mỏ trong giai đoạn 2000 -

2004, xuống 29 triệu thùng/mỏ trong giai đoạn từ 2005 - 2009, 23 triệu thùng/mỏ trong giai đoạn 2010 - 2015 [7]. Hoạt động thăm dò khai thác của PVN ở nước ngoài phải cạnh tranh với các công ty dầu khí có tiềm lực và kinh nghiệm trong việc tiếp cận các nguồn trữ lượng mới có tiềm năng; tình trạng thiếu ổn định chính trị tại khu vực Bắc Phi và Trung Đông, tạo ra sự bất ổn đối với khả năng tiếp cận các nguồn trữ lượng/mỏ dầu trong tương lai tại các khu vực này (có 2 dự án phải tạm dừng/giãn tiến độ); nguồn vốn đầu tư lớn và môi trường pháp lý tại một số nước thiếu ổn định.

- Rủi ro mất vốn hoặc hiệu quả đầu tư chưa cao: Một số dự án nhiên liệu sinh học do các đơn vị thành viên tham gia đầu tư chưa hiệu quả.

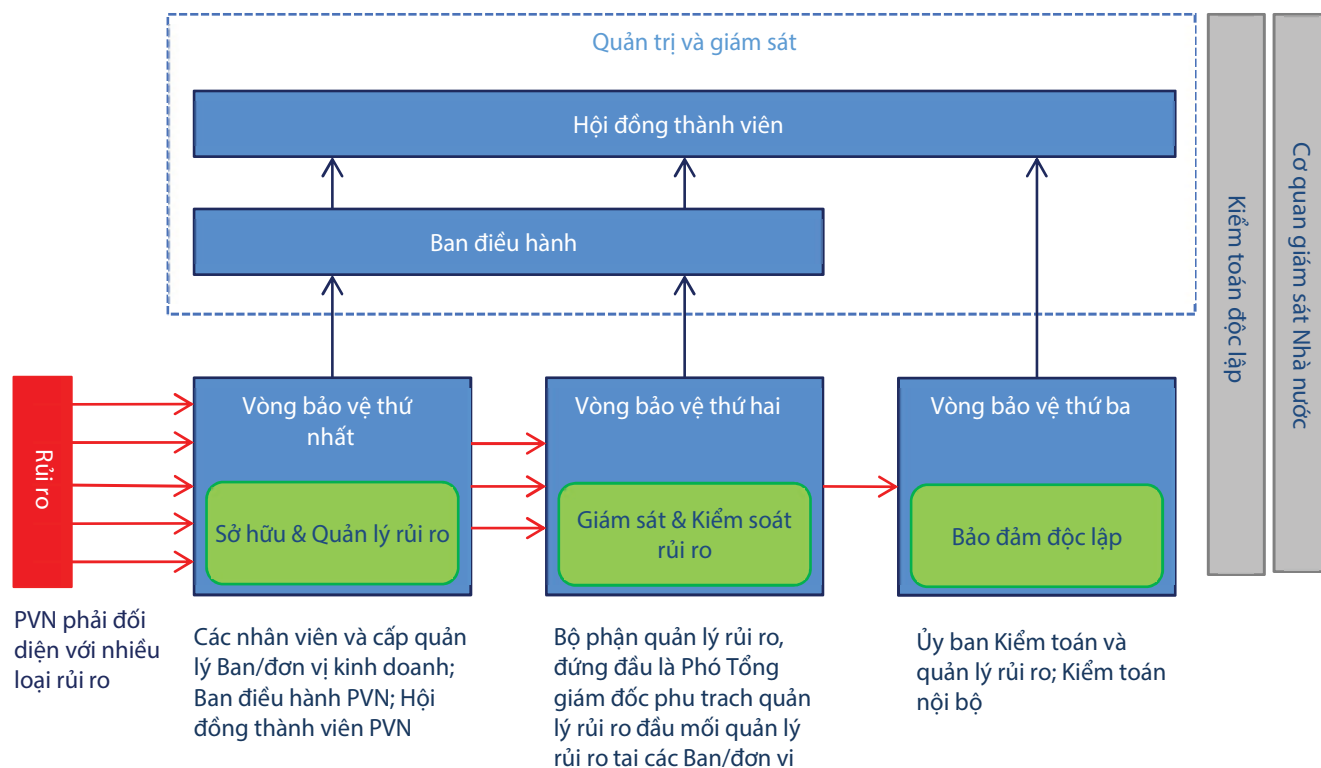
- Biến động giá dầu thô giảm: Khi giá dầu giảm sâu từ giữa năm 2014, lợi nhuận của PVN cũng giảm theo [8]; tương ứng giảm 38% năm 2015, 69% năm 2016 và giảm 40% năm 2017 so với năm 2014) [9].

- Ngoài các ảnh hưởng rủi ro trên, PVN còn đối mặt với các rủi ro khác từ hệ thống kiểm soát và giám sát quản lý chưa phù hợp; các cam kết của Chính phủ đối với nhà đầu tư nước ngoài (dự án chế biến dầu khí); các thay đổi công nghệ; các quy định, quy trình chưa đầy đủ hoặc chưa phù hợp; yêu cầu an toàn vận hành dự án dầu khí/nhà máy cao; thị trường nguyên liệu đầu vào và sản phẩm đầu ra phụ thuộc nhiều vào thế giới; thay đổi về thuế môi trường và thuế nhập khẩu (các hiệp định thương mại ảnh hưởng rất lớn đến hoạt động kinh doanh của lĩnh vực chế biến dầu khí: WTO, TPP, FTAs, ATIGA, ACFTA...).

3.3. Khuyến nghị

Trên cơ sở tham khảo công tác tổ chức quản trị rủi ro từ các công ty dầu khí quốc gia/quốc tế, đặc biệt là Petronas, PTT, Pertamina và xem xét các yếu tố đặc thù, tác giả đề xuất xây dựng mô hình tổ chức quản trị rủi ro cho PVN như sau:

- Mô hình quản trị rủi ro bán tập trung phù hợp với thực tế hoạt động của PVN hiện nay do: (1) quản trị rủi ro theo thông lệ quốc tế còn tương đối mới với PVN và các công ty con, từng đơn vị có đặc thù riêng, vì thế trách nhiệm và nguồn lực quản lý rủi ro cần được chia sẻ giữa Công ty mẹ và các công ty con để đảm bảo các rủi ro cấp độ toàn Tập đoàn và các rủi ro đặc thù đơn vị được quản lý một cách hiệu quả nhất; (2) nếu theo mô hình tập trung, trách nhiệm quản lý rủi ro thuộc về Bộ phận quản lý rủi ro của Công ty mẹ, như vậy, sẽ không đủ nguồn lực và kinh nghiệm để có thể nhận diện và



Hình 4. Nguyên tắc “3 vòng bảo vệ” áp dụng cho PVN

đưa ra cách thức xử lý hiệu quả; (3) nếu theo mô hình phân tán, yêu cầu công tác quản trị rủi ro của các đơn vị đã đạt đến mức độ nhất định để có thể tự chủ về các quyết định của mình, không phù hợp với loại hình doanh nghiệp hoạt động theo mô hình Công ty mẹ - công ty con. Các nội dung cụ thể theo mô hình bán tập trung áp dụng cho PVN.

+ Quản lý tập trung các rủi ro chiến lược, rủi ro nhân sự (người đại diện của PVN tại các đơn vị), rủi ro tài chính (giá dầu thô, tín dụng, tỷ giá, lãi suất), rủi ro dự án đầu tư. PVN xây dựng thang bảng đánh giá rủi ro đối với các rủi ro cấp Tập đoàn, yêu cầu các công ty con lập báo cáo rủi ro định kỳ (tháng/quý/nửa năm) cho 10 - 15 rủi ro trọng yếu của đơn vị hoặc báo cáo đột xuất với các rủi ro lớn phát sinh hoặc các thay đổi có thể ảnh hưởng tới hoạt động của đơn vị.

+ Quản lý phân tán các rủi ro theo đặc thù đơn vị như: rủi ro an toàn sức khỏe môi trường, rủi ro hoạt động (ví dụ: lĩnh vực tìm kiếm thăm dò có các rủi ro như rủi ro xác định trữ lượng, rủi ro địa chất, rủi ro công nghệ khoan, rủi ro tràn dầu...; lĩnh vực chế biến dầu khí có các rủi ro như rủi ro chất lượng sản phẩm đáp ứng tiêu chuẩn môi trường, rủi ro vận hành an toàn, rủi ro cạnh tranh...). Đơn vị tự xây

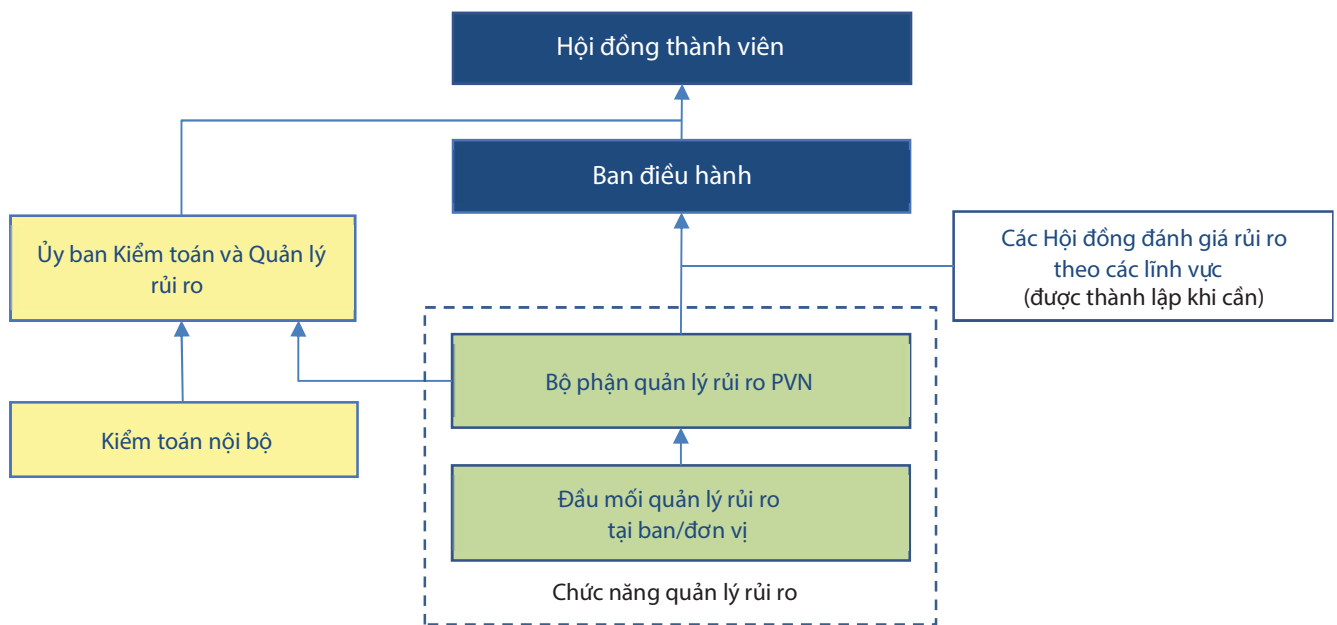
dựng cấu trúc quản trị rủi ro phù hợp với tổ chức, nguồn lực của từng đơn vị.

- Áp dụng nguyên tắc “3 vòng bảo vệ”, tách biệt rõ vai trò của 3 nhóm đối tượng liên quan đến quản trị rủi ro gồm: các bộ phận chức năng kinh doanh và hỗ trợ, bộ phận chuyên trách về quản lý rủi ro, bộ phận kiểm toán nội bộ. Theo đó, trách nhiệm của các vòng bảo vệ được đề xuất như Hình 4.

- Cấu trúc quản trị rủi ro doanh nghiệp đề xuất có đầy đủ các bộ phận theo thông lệ tốt, cấu trúc quản trị rủi ro đề xuất như Hình 5 chỉ thể hiện dòng thông tin giữa các bộ phận liên quan đến hoạt động quản trị rủi ro, chức năng nhiệm vụ của mỗi bộ phận theo thông lệ tốt [1] và sẽ được điều chỉnh phù hợp sau khi có khảo sát chi tiết về thực trạng quản lý của PVN, cùng với tham khảo kinh nghiệm từ các công ty dầu khí trên thế giới.

Trong đó:

Bộ phận quản lý rủi ro PVN: Được đào tạo bài bản về quản trị rủi ro theo thông lệ tốt, được giao chuyên trách về quản lý rủi ro cấp Tập đoàn. Chịu trách nhiệm xây dựng và triển khai hoạt động quản lý rủi ro trong PVN (xây dựng và triển khai khung quản trị rủi ro; dự thảo chính sách và



Hình 5. Cấu trúc quản trị rủi ro đề xuất cho PVN

các tiêu chuẩn về quản lý; xây dựng các công cụ, kỹ thuật, phương pháp luận; giám sát hồ sơ rủi ro của PVN; lập báo cáo rủi ro...)

Đầu mỗi quản lý rủi ro tại các ban/đơn vị có trách nhiệm hỗ trợ Bộ phận quản lý rủi ro trong việc xây dựng, triển khai và quản lý hoạt động quản lý rủi ro ở cấp độ ban/đơn vị.

Ủy ban Kiểm toán và Quản lý Rủi ro, trực thuộc HĐQT, theo thông lệ gồm: Trưởng ban là Thành viên của HĐQT; Phó Tổng giám đốc phụ trách quản lý rủi ro; Trưởng ban Kiểm soát Nội bộ và Bộ phận quản lý rủi ro PVN. Ủy ban này chịu trách nhiệm giám sát và thảo luận về các vấn đề quản lý rủi ro tại cấp HĐQT như xem xét các chính sách, biện pháp, các rủi ro chính; xem xét tính hiệu quả và đầy đủ của hệ thống quản trị rủi ro của PVN; đưa ra đánh giá độc lập cho HĐQT về tính hiệu quả của hoạt động quản lý rủi ro thông qua việc giám sát các hoạt động kiểm toán nội bộ.

Ban Kiểm soát Nội bộ: Được thành lập theo quy định của Nhà nước, trực thuộc HĐTV, có chức năng đánh giá độc lập và đưa ra các khuyến nghị về tính phù hợp của các hoạt động kiểm soát nội bộ nhằm xử lý các rủi ro của đơn vị, tính hiệu quả của các quy trình quản trị và quy trình quản lý rủi ro của đơn vị³ [10]. Theo đó, Ban Kiểm soát Nội bộ có trách nhiệm: kiểm soát các quy trình quản lý rủi ro; kiểm tra tính hiệu quả của các biện pháp kiểm soát và xử lý rủi ro; xác nhận các thông tin và báo cáo rủi ro; đề xuất các biện pháp khắc phục và báo cáo Ủy ban Kiểm toán và Quản lý Rủi ro và HĐTV.

4. Kết luận

Theo xu hướng quản trị doanh nghiệp tốt hiện nay, PVN cần sớm xây dựng hệ thống quản trị rủi ro theo chuẩn mực quốc tế, áp dụng nguyên tắc “3 vòng bảo vệ” để kiểm soát rủi ro và chia ra các giai đoạn triển khai để đảm bảo tính phù hợp và hiệu quả của hệ thống quản trị rủi ro. Đồng thời, PVN cần định hướng cho các đơn vị thành viên xây dựng hệ thống quản trị rủi ro cho đơn vị mình, phù hợp với mục tiêu chiến lược của PVN; xây dựng lộ trình để tích hợp, đồng bộ hóa hệ thống quản trị rủi ro trong toàn Tập đoàn; tổ chức các lớp đào tạo, hội thảo chuyên sâu về quản trị rủi ro doanh nghiệp nhằm tạo điều kiện cho các đơn vị cập nhật, nâng cao kiến thức về quản trị rủi ro, các quy định chính sách mới ban hành, các mô hình quản trị rủi ro hiệu quả.

Tài liệu tham khảo

1. Hoàng Thị Đào, Nguyễn Đức Minh. *Mô hình quản trị rủi ro doanh nghiệp theo thông lệ quốc tế*. Tạp chí Dầu khí. 2018; 1: trang 53 - 60.
2. Công ty TNHH Deloitte Việt Nam. *Báo cáo khảo sát thực tế Mô hình quản trị rủi ro doanh nghiệp - Deloitte thực hiện cho EMC-VPI*. 2016.
3. Petronas. *Risk management structure/model* Petronas. 2012.
4. Petronas. *Annual report*. 2017.

³Theo dự thảo Nghị định về Kiểm toán nội bộ, PVN là đối tượng bắt buộc phải thành lập Bộ phận Kiểm toán nội bộ.

5. Pertamina. *Embracing change, leveraging challenges*. 2016.
6. Viện Dầu khí Việt Nam. *Nghiên cứu đề xuất mô hình quản trị rủi ro doanh nghiệp cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*. 2007.
7. Viện Dầu khí Việt Nam. *Các nghiên cứu khoa học và dữ liệu thống kê*. 2017.
8. Wood Mackenzie. *Brent price*. 2018.
9. PVN. *Báo cáo tài chính hợp nhất - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*. 2014 - 2017.
10. Bộ Tài chính. *Dự thảo Nghị định về kiểm toán nội bộ*.

RISK MANAGEMENT MODELS AT NATIONAL OIL COMPANIES IN SOUTHEAST ASIA AND SOME RECOMMENDATIONS FOR PETROVIETNAM

Hoang Thi Dao

Vietnam Petroleum Institute

Email: daoht@vpi.pvn.vn

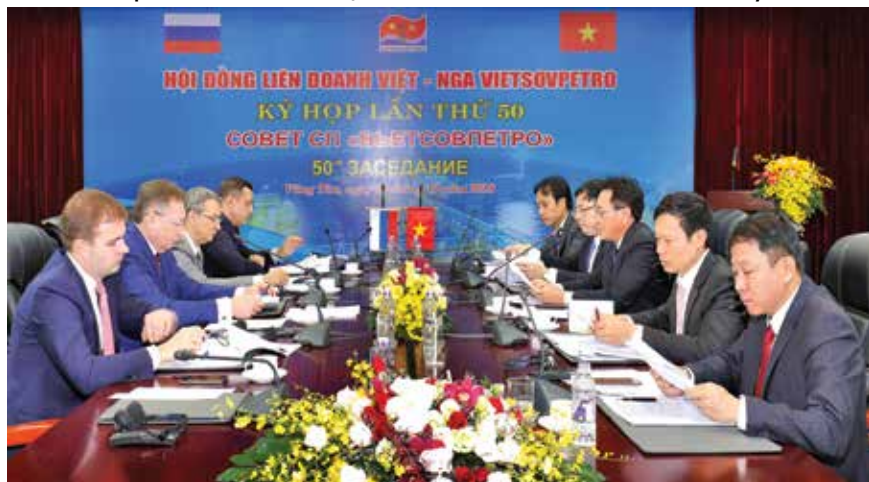
Summary

Oil and gas is a sector that faces many potential risk factors, from geological, engineering, production, to geopolitical, finance, and market risks. Most oil and gas companies in the world have, therefore, established and applied enterprise risk management systems in accordance with international standards, along with the application of specialised risk management softwares to assist in data gathering and risk reporting. This article briefly introduces the enterprise risk management models at Petronas, PTT và Pertamina, based on which makes recommendations on building a risk management system for Petrovietnam in the coming period to ensure timely detection and effective monitoring and management of risks.

Key words: Risk management, enterprise risk management, risk.

TIN TRONG NƯỚC

Vietsovpetro ước đạt doanh thu trên 2,34 tỷ USD



Kỷ họp lần thứ 50 Hội đồng Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". Ảnh: VSP

Ngày 6/12/2018, tại Vũng Tàu, Hội đồng Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã tổ chức Kỳ họp lần thứ 50 với sự chủ trì của Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn và Tổng giám đốc Zarubezhneft S.I.Kudryashov.

Tổng giám đốc Vietsovpetro Nguyễn Quỳnh Lâm cho biết: Vietsovpetro dự kiến sẽ hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch năm 2018: khai thác dầu/condensate đạt 101,5% kế hoạch, khai thác khí đạt 142,9% kế hoạch, gia tăng trữ lượng

đạt 110% kế hoạch, khoan khai thác đạt 125% kế hoạch về số giếng và 118,9 % kế hoạch về số mét khoan. Doanh thu bán dầu hoàn thành vượt kế hoạch 1,5 lần, đóng góp quan trọng cho ngân sách Nhà nước và lợi nhuận cho hai phía. Dự kiến đến cuối năm 2018, Vietsovpetro đạt doanh thu trên 2,34 tỷ USD, nộp ngân sách Nhà nước Việt Nam trên 1,136 tỷ USD. Lợi nhuận đạt 409,48 triệu USD, trong đó phía Nga đạt 200,64 triệu USD, phía Việt Nam đạt 208,84 triệu USD.

Trong năm 2019, Vietsovpetro dự kiến đạt doanh thu 1,62 tỷ USD, nộp ngân sách Nhà nước Việt Nam 752,9 triệu USD, lợi nhuận phía Việt Nam đạt 119,7 triệu USD và lợi nhuận phía Liên bang Nga đạt 115 triệu USD.

Anh Phương

Định hướng phát triển các mỏ nhỏ, cận biên

Ngày 7/12/2018, tại Tp. Vũng Tàu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Hội Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị "Định hướng phát triển các mỏ nhỏ, cận biên kinh tế trên thềm lục địa Việt Nam trong điều kiện hiện nay".

Hội nghị đã thảo luận các nội dung: Tiềm năng dầu khí các mỏ nhỏ, các phát hiện dầu khí chưa phát triển khai thác ở các bể truyền thống thềm lục địa Việt Nam, định hướng công tác thăm dò thẩm lượng tiếp theo; Tiềm năng dầu khí các mỏ nhỏ, các phát hiện dầu khí chưa phát triển khai thác các lò hợp đồng Vietsovpetro điều hành, định hướng công tác thăm dò thẩm lượng tiếp theo; Nghiên cứu các giải pháp thiết kế xây dựng mỏ để phục vụ phát triển các mỏ và phát hiện dầu khí cận biên của Vietsovpetro; Cơ hội và thách thức trong công tác phát triển các mỏ nhỏ, khối sót bể Nam Côn Sơn; Bài học kinh nghiệm rút ra



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Vietsovpetro

từ công tác thăm dò, phát triển khai thác mỏ Phong Lan Đại; Kinh nghiệm kết nối mỏ Cá Ngừ Vàng và Tê Giác Trắng; Giải pháp công nghệ giảm giá thành khoan thăm dò phát triển mỏ; Nghiên cứu và ứng dụng các công trình biển nhẹ, di động phù hợp cho các mỏ nhỏ, có thời gian khai thác ngắn. Hội nghị đã phân tích các giải pháp kỹ thuật để phát triển, khai thác các mỏ nhỏ, cận biên; đề xuất cơ quan quản lý Nhà nước xem xét cải thiện các điều khoản của hợp đồng

dầu khí phù hợp với tiềm năng trữ lượng còn lại.

Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Thập yêu cầu Vietsovpetro, PVEP, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Bien Dong POC), Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) tiếp tục nghiên cứu, ứng dụng các giải pháp kỹ thuật mới để giảm thiểu chi phí đầu tư, chi phí vận hành, nâng cao hệ số thu hồi và hiệu quả kinh tế, đưa các mỏ nhỏ, cận biên vào khai thác.

Nguyễn Thanh

VPI và VNIINEFT hợp tác nghiên cứu nâng cao hệ số thu hồi dầu



TS. Trịnh Xuân Cường - Phó Viện trưởng VPI và ông Vyacheslav Leonidovich Terentiev - Phó Tổng giám đốc VNIINEFT đại diện hai bên ký kết Biên bản ghi nhớ. Ảnh: Hồng Văn

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) và Viện Nghiên cứu VNIINEFT (Liên bang Nga) sẽ hợp tác nghiên cứu các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các dự án khai thác dầu khí tại Việt Nam và Liên bang Nga. Đây là nội dung quan trọng trong Biên bản ghi nhớ (MOU) về việc hợp tác nghiên cứu khoa học, giáo dục và đào tạo trong lĩnh vực dầu khí vừa được VPI và VNIINEFT ký kết.

Theo Biên bản ghi nhớ, VNIINEFT cùng VPI sẽ hợp tác triển khai các dự án nghiên cứu chung về địa chất - địa vật lý, đánh giá đặc trưng vỉa chứa và công nghệ mỏ, khai thác, cùng nghiên cứu giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu, phân tích mẫu, đánh giá kinh tế cho các công ty và liên doanh dầu khí ở Liên bang Nga và Việt Nam.

Bên cạnh đó, hai bên thống nhất hợp tác tổ chức các khóa đào tạo chuyên sâu, đào tạo tại chỗ, đào tạo lại trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí và đánh giá kinh tế; tổ chức các hội nghị quốc tế, hội thảo chuyên

để và các chương trình thực địa với sự tham gia của hai bên hoặc có sự tham gia của các chuyên gia Nga và quốc tế...

Ngoài ra, hai bên thống nhất hợp tác nghiên cứu trong tìm kiếm thăm dò tài nguyên phi truyền thống, thăm dò khoáng sản, nghiên cứu địa chất trong các khu vực tiềm năng; phát triển và chuyển giao các công nghệ, phần mềm nghiên cứu chuyên dụng.

Trước đó, VNIINEFT và VPI cùng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN), Zarubezhneft, Rusvietpetro đã tổ chức "Hội thảo kỹ thuật về địa chất và tối ưu phát triển các mỏ đối năng Nhennhetxky - Liên bang Nga" tại Đà Nẵng.

Hội thảo đã chia sẻ các kết quả nghiên cứu liên quan đến địa chất, công nghệ mỏ và nâng cao hệ số thu hồi dầu của các mỏ trên thềm lục địa Việt Nam và cụm mỏ Nhennhetxky, Liên bang Nga; đồng thời định hướng hợp tác các lĩnh vực có tiềm năng phát triển của các bên liên quan như:

nghiên cứu khoa học, nghiên cứu trong lĩnh vực nâng cao hệ số thu hồi dầu, giáo dục và đào tạo...

Tại Hội thảo này, VPI trình bày kết quả các nghiên cứu về minh giải địa chấn và địa vật lý giếng khoan cho mỏ Tây Khosedai; xây dựng mô hình địa chất mô hình thủy động mỏ Tây Khosedai và phương án phát triển mỏ; các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu các mỏ tại thềm lục địa Việt Nam. Rusvietpetro và VNIINEFT đã trình bày kết quả các nghiên cứu về các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu đối với điều kiện các mỏ của Rusvietpetro như: Bơm ép nước thông minh, bơm ép hỗn hợp hoạt chất bề mặt - polymer, bơm ép khí.

Trong năm 2019, VPI và VNIINEFT dự kiến đề xuất chuyển giao kết quả nghiên cứu, thông tin, tài liệu; đồng thời xác định nội dung kế hoạch hợp tác chung giữa hai bên để trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Zarubezhneft phê duyệt.

Trần Linh

BSR đạt doanh thu trên 113,4 nghìn tỷ đồng trong năm 2018

Công ty Cổ phần Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) cho biết trong năm 2018, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vận hành an toàn, ổn định và được duy trì công suất vận hành tối ưu (105% công suất thiết kế). BSR đã sản xuất và xuất bán ra thị trường hơn 7 triệu tấn sản phẩm; doanh thu ước đạt trên 113,4 nghìn tỷ đồng (vượt 45,5% so kế hoạch cả năm 2018); nộp ngân sách Nhà nước trên 11,6 nghìn tỷ đồng (vượt trên 39,7% so với kế hoạch cả năm 2018); lợi nhuận sau thuế đạt trên 4 nghìn tỷ đồng (vượt 17,6% kế hoạch năm 2018).

Trong năm 2018, BSR tiếp tục thực hiện các giải pháp tối ưu hóa sản xuất, tiết kiệm chi phí, giảm giá thành sản phẩm. Đặc biệt, chương trình tối ưu hóa năng lượng đạt được kết quả rất khả quan. Chỉ số năng lượng EII trung bình là 103,4% so kế



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vận hành ở 105% công suất thiết kế. Ảnh: BSR

hoạch 105% ($\pm 1\%$). Tính đến nay đã có 6 giải pháp triển khai thành công giúp BSR tiết kiệm được khoảng 1,9 triệu USD/năm.

Sau hơn 9 năm đi vào hoạt động, BSR đã nhập hơn 63 triệu tấn dầu thô, sản xuất và xuất bán hơn 57,2 triệu

triệu tấn sản phẩm ra thị trường, doanh thu đạt trên 994,6 nghìn tỷ đồng (tương đương 42 tỷ USD), nộp ngân sách Nhà nước gần 157,1 nghìn tỷ đồng (gần 7 tỷ USD gần gấp 3 tổng mức đầu tư) và lợi nhuận sau thuế trên 21,4 nghìn tỷ đồng.

Hồng Minh

PVFCCo điều chỉnh tăng kế hoạch lợi nhuận 67%



Sản lượng kinh doanh NPK Phú Mỹ của PVFCCo đã tăng hơn 40% so với năm 2017. Ảnh: PVFCCo

Ngày 12/12/2018, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) công bố điều chỉnh kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2018 với các chỉ số tài chính tăng trưởng cao hơn so với kế hoạch công bố đầu năm 2018. Trong đó, doanh thu tăng từ 8.577 tỷ đồng lên 9.050 tỷ đồng, tương ứng tăng

5,5%, lợi nhuận sau thuế tăng từ 371 tỷ đồng lên 620 tỷ đồng, tương ứng tăng 67%.

Đồng thời, PVFCCo cũng điều chỉnh một số chỉ tiêu sản xuất và kinh doanh các sản phẩm do PVFCCo sản xuất, cụ thể một số chỉ tiêu sau điều chỉnh là: sản lượng kinh doanh Đạm Phú Mỹ là 800.000 tấn; sản phẩm

NPK Phú Mỹ do Nhà máy NPK công nghệ hóa học của PVFCCo sản xuất có sản lượng sản xuất và kinh doanh đạt 35.000 tấn; sản lượng UFC85 sản xuất 13.000 tấn.

Các chỉ tiêu tài chính của PVFCCo tăng cao chủ yếu do Tổng công ty triển khai hiệu quả các giải pháp tiết giảm chi phí, các nhà máy vận hành hiệu quả; các sản phẩm phân bón có giá bán và lợi nhuận biên cao...

Về sản lượng kinh doanh (gồm các sản phẩm sản xuất và nhập khẩu) của PVFCCo năm 2018 ước đạt 1.266.100 tấn phân bón và hóa chất các loại, trong đó có 800.000 tấn Đạm Phú Mỹ, 141.000 tấn NPK Phú Mỹ, 116.100 tấn hóa chất. Đặc biệt do chuẩn bị thị trường tốt, sản lượng kinh doanh NPK Phú Mỹ của PVFCCo đã tăng hơn 40% so với năm 2017.

Nguyễn Hằng

Các công trình dầu khí được trao tặng Giải thưởng “Tuổi trẻ sáng tạo”



Giàn nén khí mỏ Rồng. Ảnh: VSP

Ngày 16/12/2018, Trung ương Đoàn TNCS Hồ Chí Minh đã tổ chức Chương trình “Tuổi trẻ sáng tạo”, để vinh danh các công trình, sản phẩm sáng tạo tiêu biểu trong năm 2018.

Trong đó, Đoàn TNCS Hồ Chí Minh Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam có 3 công trình được vinh danh gồm: “Hoàn thiện hệ thống mudline 340 bằng cách chế tạo vòng chặn mới giúp tiết giảm 1 cấp ống chống khi xây dựng giếng khoan thăm dò Miocene” của Liên doanh Việt - Nga

“Vietsovpetro”; “Giải pháp hỗ trợ tăng công suất nén khí của giàn nén khí trung tâm mỏ Bạch Hổ (CPP) về bờ bằng cải hoán (restage) bundle máy nén cao áp GTC A/B giàn nén khí mỏ Rồng (DGCP)” của Công ty Vận chuyển khí Đông Nam Bộ và “Các giải pháp nâng cao độ tin cậy, giảm thiểu tần suất shutdown máy nén landfall station do lỗi tín hiệu điều khiển” của Công ty Khí Cà Mau, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS).

Trước đó, Trung ương Đoàn TNCS Hồ Chí Minh đã chọn công

trình “Quản lý dự án EPCI thi công chế tạo lắp đặt hoàn thiện chân đế, khối thượng tầng giàn khoan khai thác dầu khí Cá Tầm” là 1 trong số 10 công trình tiêu biểu do thanh niên thực hiện trên toàn quốc năm 2018. Công trình này áp dụng sáng kiến “đường hàn Long Seam” trong khâu cuốn ống jacket dự án Cá Tầm để đẩy nhanh tiến độ và tiết kiệm chi phí tối đa khoảng 35.000USD tại thời điểm bàn giao ống cho bên thi công chế tạo bờ; chủ động được công nghệ tự chế tạo thay vì mua mới 7 bình áp lực dung tích từ V500 - V1000 theo chuẩn ASME.

Các công trình này đã góp phần tạo động lực cho người lao động dầu khí, đặc biệt là thế hệ trẻ tiếp tục phát huy khả năng sáng tạo, làm chủ khoa học công nghệ hiện đại, góp phần tăng năng suất lao động, xung kích đi đầu trong các phong trào thi đua, lao động sáng tạo.

Phạm Minh

Vietsovpetro, BSR được vinh danh tại SIIF 2018

Từ 5 - 9/12/2018, tại Hàn Quốc, Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” và Công ty Cổ phần Lọc hóa dầu Bình Sơn đã tham gia Triển lãm Quốc tế về Khoa học và Công nghệ (SIIF 2018). Đây là Triển lãm được Hiệp hội Thúc đẩy Sáng kiến, Sáng chế Hàn Quốc (KIPA) phối hợp với Tổ chức Sở hữu Trí tuệ Thế giới (WIPO) tổ chức thường niên, thu hút sự tham gia của 33 quốc gia và vùng lãnh thổ với 603 công trình nghiên cứu khoa học.

Công trình “Nghiên cứu kết hợp và áp dụng sáng tạo hai hệ dung dịch ức chế sét mới KGAC và KGAC-Plus có chất lượng tương đương với các hệ dung dịch tiên tiến trên thế giới và đảm bảo an toàn cho môi trường



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

sinh thái” (chủ nhiệm Hoàng Hồng Lĩnh, Vietsovpetro) đã được trao tặng Huy chương Bạc tại Hội chợ các giải pháp sáng chế quốc tế Seoul và được Đại học Tổng hợp Hoàng gia Saudi Arabia trao tặng giải thưởng “Special Award for Innovation”.

Công trình “Nâng cao độ tin cậy và tối ưu hóa vận hành trạm giảm ôn giảm áp trong Nhà máy Lọc dầu Dung Quất” của BSR được Hội đồng giám khảo đánh giá cao về tính thực tiễn ứng dụng và được trao tặng Huy chương Đồng.

Thanh Cảnh

Kho cảng PV GAS Vũng Tàu tiếp nhận chuyển tàu LPG lạnh thứ 100



LPG Capricorn là chuyển tàu thứ 100 cập cảng Kho cảng PV GAS Vũng Tàu. Ảnh: PV GAS

Ngày 5 - 6/12/2018, Kho cảng PV GAS Vũng Tàu đã đón chuyển tàu LPG lạnh thứ 100 sau gần 6 năm vận hành và tiếp nhận 22.619 tấn sản phẩm từ tàu LPG Capricorn (Hong Kong). Tổng khối lượng hàng

nhập khẩu qua Kho lạnh PV GAS Vũng Tàu đạt 3,41 triệu tấn LPG, số giờ nhập hàng gần 2.400 giờ, năng suất nhập hàng trung bình ở mức rất cao, khoảng 1.400 tấn/giờ.

Hệ thống kho chứa LPG lạnh Thị Vải có tổng sức chứa là 60.000 tấn LPG, là loại kho chuyên dụng đặc biệt đầu tiên tại Việt Nam; cũng là một trong những kho chứa lớn nhất trong khu vực Đông Nam Á. Đồng thời, cầu cảng tại Kho cảng PV GAS Vũng Tàu cũng được nâng công suất để tiếp nhận các tàu trọng tải lớn chở LPG lạnh nhập khẩu. Trong quá trình thực hiện đầu tư, Dự án còn được điều chỉnh thiết kế mở rộng một số hạng mục để có thể sử dụng chung cho dự án Kho chứa LNG (khí thiên nhiên hóa lỏng) có công suất 1 triệu tấn/năm tại Thị Vải, sẽ được đầu tư xây dựng trong tương lai.

Hồ Cẩm

DMC đẩy mạnh phát triển lĩnh vực dịch vụ kỹ thuật



Hệ thống căn cứ cung ứng dịch vụ hóa phẩm của DMC tại Vietsovpetro. Ảnh: DMC

Trong năm 2018, Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP (DMC) ước đạt tổng doanh thu hợp nhất trên 2,378 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 102 tỷ đồng, vượt 18% so với kế hoạch năm. Trong đó, DMC (M-I Vietnam và DMC WS) đã triển khai cung cấp dịch vụ dung dịch khoan cho 19 giếng khoan, ép vỉa thủy lực 1 giếng và 7 giếng sửa chữa cho các khách hàng Idemitsu, Rosneft, JVPC và Vietsovpetro. Triển khai dịch vụ làm sạch cho Vietsovpetro, NSRP, Nhà máy

Nhiệt điện Vĩnh Tân 4; ký 2 hợp đồng dịch vụ với BSR; cung cấp dịch vụ xử lý môi trường cho NSRP và Nhà máy Nhiệt điện Hải Phòng, Nhiệt điện Long Phú 1 và Nhiệt điện Thái Bình 1.

Đối với lĩnh vực nghiên cứu ứng dụng và dịch vụ hỗ trợ khai thác, DMC đã triển khai 25 hợp đồng cung cấp dịch vụ kỹ thuật (18 hợp đồng dịch vụ khâu đầu cho Vietsovpetro, Cửu Long JOC, JVPC và 7 hợp đồng dịch vụ khâu sau cho các NSRP, BSR, PV GAS, LNG Vietnam). Tổng sản lượng sản xuất

của DMC trong năm 2018 ước đạt 18.501 tấn, vượt 31% so với năm 2017, trong đó các sản phẩm chính do DMC Miền Nam sản xuất (như xi măng G, Bentonite API) có thị trường tiêu thụ ổn định.

Trong năm 2019, DMC đặt mục tiêu sản xuất 15.350 tấn sản phẩm, tổng doanh thu đạt 1,962 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 77 tỷ đồng. DMC cho biết sẽ tập trung hoàn thiện Chiến lược phát triển đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035, trong đó xác định các lĩnh vực trọng tâm về sản xuất, kinh doanh và dịch vụ; tiếp tục triển khai công tác tái cấu trúc, quản trị, kiểm soát nguồn vốn tối ưu nhất. Trong lĩnh vực dịch vụ kỹ thuật, DMC tập trung phát triển dịch vụ mới (sơn, chống ăn mòn công nghiệp...); tìm kiếm cơ hội để cung cấp sản phẩm/dịch vụ cho các dự án: Nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, Lô B, Cá Voi Xanh...

Hồng Trang

TIN THẾ GIỚI

Ba Lan ký thỏa thuận mua LNG dài hạn từ Mỹ



Cơ sở hóa lỏng và xuất khẩu LNG của Port Arthur LNG tại Texas. Nguồn: Hydrocarbon Technology

Ngày 19/12/2018, Công ty Dầu khí Ba Lan (PGNiG) đã ký hợp đồng mua LNG với Port Arthur LNG - công ty con của Semptra Energy (Mỹ) trong thời hạn 20 năm.

Theo đó từ năm 2023, PGNiG sẽ mua 2 triệu tấn LNG/năm (tương

đương 2,7 tỷ m³ sau khi tái hóa khí), đáp ứng khoảng 15% nhu cầu khí tự nhiên của Ba Lan.

Việc mua bán LNG được thực hiện trên cơ sở giá FOB (free-on-board). Theo đó, PGNiG chịu trách nhiệm vận chuyển LNG từ terminal

của Port Arthur LNG (tại Jefferson, Texas) tới các điểm tiếp nhận.

Cơ sở hóa lỏng và xuất khẩu LNG của Port Arthur LNG dự kiến gồm 2 dây chuyền hóa lỏng khí tự nhiên với khả năng xử lý khoảng 11 triệu tấn LNG/năm; có 3 tàu chứa LNG; 2 bến tàu bốc xếp hàng ngoài khơi cùng các cơ sở hạ tầng liên quan.

Ông Maciej Woźniak - Phó Chủ tịch HĐQT PGNiG cho biết, đây là hợp đồng dài hạn thứ 3 doanh nghiệp này ký với đối tác Mỹ. Kể từ năm 2023, PGNiG sẽ có 7,45 triệu tấn LNG/năm, đảm bảo vị thế của PGNiG trên thị trường LNG và đảm bảo an ninh nguồn cung khí đốt cho Ba Lan.

Linh Chi (theo PGNiG)

Petrobras sẽ đầu tư 84 tỷ USD vào khai thác dầu khí đến năm 2023



FPSO Cidade de Angra dos Reis. Nguồn: Petrobras

Ngày 9/12/2018, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Brazil (Petrobras) cho biết sẽ đầu tư 84 tỷ USD vào hoạt động khai thác, sản xuất dầu khí và năng lượng tái tạo trong 5 năm tới, tăng 2,6 tỷ USD so với giai đoạn 2018 - 2022. Cụ thể, Petrobras sẽ dành 68,8 tỷ USD cho khai thác và sản xuất dầu; 8,2 tỷ USD cho lọc dầu, vận chuyển và kinh doanh dầu; 5 tỷ USD cho lĩnh vực khí đốt; 300 triệu USD cho lĩnh vực hóa dầu; 400 triệu USD vào dự án phát triển năng lượng gió, năng lượng mặt trời và nhiên liệu sinh học.

Petrobras hy vọng hoạt động khai thác dầu khí sẽ tăng 10% năm tới và tăng 5% trong giai đoạn 2020 - 2023, nhờ 5 hệ thống sản xuất mới đi vào vận hành trong năm nay và 3 cơ sở khác sẽ được đưa vào hoạt động trong thời gian tới.

Sản lượng khai thác của Brazil đang đạt trung bình 2,5 triệu thùng/ngày. Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) dự báo Brazil có thể sản xuất 3,7 triệu thùng dầu/ngày vào năm 2020 và 5,37 triệu thùng vào năm 2040.

Yến Trang (theo Petrobras)

CGX ENERGY CHUẨN BỊ KHOAN GIẾNG UTAKWAAGA-1, NGOÀI KHƠI GUYANA

CGX Resources, công ty con của CGX Energy vừa ký hợp đồng thuê giàn khoan tự nâng Rowan Ralph Coffman của Rowan Cos. để triển khai chiến dịch khoan giếng Utakwaaga-1 tại Lô Corentyne ngoài khơi Guyana. Chương trình khoan dự kiến bắt đầu trước hoặc trong tháng 11/2019 và kéo dài trong khoảng 60 ngày.

Trần Anh (theo CGX)

ADNOC CHUYỂN NHƯỢNG 5% CỔ PHẦN GHASHA CHO OMV



Vị trí các mỏ Hail, Ghasha, Dalma thuộc 5% cổ phần của OMV. Nguồn: ADNOC

Công ty Dầu khí Quốc gia Abu Dhabi và Chính phủ Abu Dhabi vừa chuyển nhượng cho OMV số cổ phần không kỳ hạn cuối cùng trong khu vực nhượng quyền Ghasha để phát triển các mỏ khí tự nhiên có hàm lượng lưu huỳnh cao. OMV sẽ có 5% quyền lợi trong khu vực, gồm các mỏ Hail, Ghasha, Dalma.

Lê Ngọc (theo ADNOC)

Equinor bắt đầu khai thác tại mỏ Aasta Hansteen

Ngày 16/12/2018, Equinor và các đối tác đã bắt đầu khai thác thương mại tại mỏ nước sâu Aasta Hansteen, cách Na Uy 300km về phía Bắc. Đây là mỏ khí và condensate nằm tại khu vực nước sâu nhất trong thềm lục địa Na Uy (độ sâu 1.300m nước).

Đây là giàn khoan (spar platform) lớn nhất thế giới và cũng là giàn đầu tiên ở thềm lục địa Na Uy. Trữ lượng có thể thu hồi của mỏ Aasta Hansteen ước tính đạt 55,6 tỷ m³ khí tiêu chuẩn và 600.000m³ condensate (tương đương 353 triệu thùng dầu quy đổi).

Khí từ mỏ Aasta Hansteen và các mỏ lân cận trong bể Vøring được vận



Giàn khoan của Aasta Hansteen trên biển Na Uy. Nguồn: Equinor ASA

chuyển qua đường ống Polarled dài 482km đến terminal Nyhamna ở Na Uy, trước khi xuất khẩu sang Anh.

Condensate được vận chuyển bằng tàu chở dầu để đưa đến thị trường tiêu thụ.

Nguyễn Linh (theo Equinor)

Trung tâm Năng lượng Mặt trời nổi đầu tiên được xây dựng ở châu Phi



Bộ trưởng Năng lượng Bờ biển Ngà Thierry Tanoh. Ảnh:TTXVN

Bộ trưởng Năng lượng Bờ biển Ngà Thierry Tanoh cho biết sẽ xây dựng Trung tâm Năng lượng Mặt trời nổi đầu tiên ở châu Phi nhằm tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo trong nguồn cung năng lượng của quốc gia Tây Phi này. Trung tâm năng lượng này sẽ được xây dựng trên mặt nước ở các đầm phá hoặc ngoài biển, với khoản vay 80 triệu EUR của Cơ quan Phát triển Pháp (AFD).

Bờ Biển Ngà được xem là quốc gia dẫn đầu trong ngành điện lực ở Tây Phi, sản xuất khoảng 2.000MW điện/năm, trong đó nhiệt điện chiếm 75%, còn lại là thủy điện. Tuy nhiên, trong năm 2018 Bờ Biển Ngà chỉ sản xuất được 1MW điện mặt trời.

Nước này đặt mục tiêu tăng tỷ lệ năng lượng tái tạo lên 11% trên tổng sản lượng điện vào năm 2020 và lên 16% vào năm 2030. Hiện Chính phủ Bờ Biển Ngà đang đưa ra một kế hoạch tăng cường phát triển mạng lưới điện và đặt mục tiêu đạt mức sản lượng 4.000MW vào năm 2020 và 6.600MW vào năm 2030.

Bích Thuần (TTXVN)

ELIXIR TRIỂN KHAI THĂM DÒ KHÍ THAN TẠI MÔNG CỔ



Vị trí mỏ Nomgon IX, Mông Cổ. Nguồn: Elixir

Ngày 14/12/2018, Công ty Dầu khí Elixir (Perth) thông báo đã mua lại Golden Horde Ltd. với giá trị tương đương 79 triệu cổ phiếu Elixir để triển khai chương trình thăm dò khí than tại khu vực phía Nam Mông Cổ. Như vậy, Elixir sẽ sở hữu 100% quyền lợi tham gia trong Hợp đồng chia sản phẩm Nomgon IX, có trữ lượng ước tính 7,6 tỷ ft³ khí.

Linh Chi (theo Elixir)

WOODSIDE CUNG CẤP LNG CHO RWE



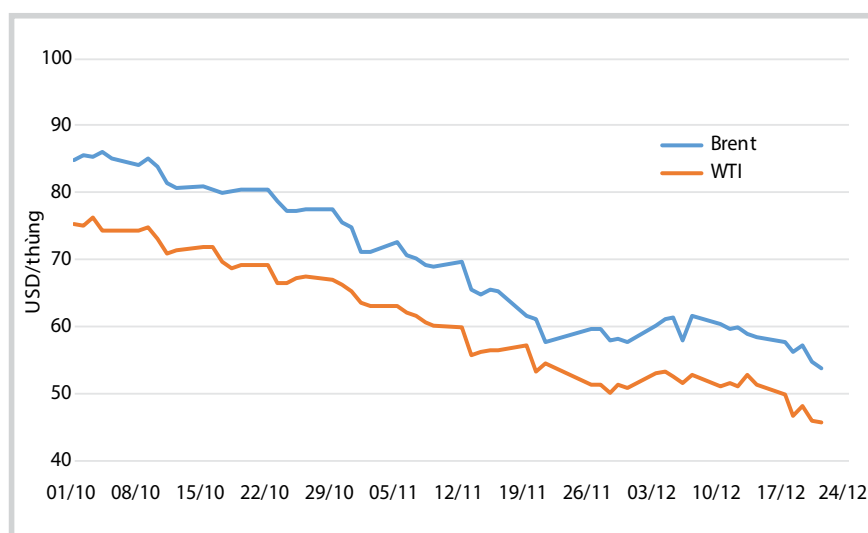
Tàu chở LNG của Woodside. Nguồn: LNG world news

Woodside Energy (Singapore) vừa ký thỏa thuận cung cấp LNG cho RWE Supply & Trading GmbH (Đức) từ giữa Quý IV/2020 đến hết tháng 12/2022. LNG sẽ được cung cấp trên cơ sở giá FOB và chủ yếu từ sản lượng LNG của Woodside Energy trong dự án LNG Corpus Christi, Texas.

Trần Anh (theo Woodside)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ



Hình 1. Diễn biến giá dầu WTI và Brent giao ngay trong Quý IV/2018. Nguồn: EIA

Diễn biến giá dầu thế giới

Giá dầu mỏ trên thị trường thế giới trong Quý IV/2018 biến thiên theo chu kỳ ngắn (4 - 5 ngày), việc thị trường lo ngại về tình trạng dư cung đã khiến giá dầu mất hơn 30% kể từ thời điểm xác lập mức giá cao trong tháng 10/2018.

Kết thúc phiên giao dịch ngày 18/12/2018, tại thị trường New York, giá dầu ngọt nhẹ Mỹ (WTI) giao kỳ hạn giảm 3,64USD (7,3%) xuống 46,24 USD/thùng, mức thấp nhất kể từ tháng 8/2017. Trong khi tại thị trường London, giá dầu Brent Biển Bắc giảm 3,35USD (5,62%) xuống 56,26 USD/thùng.

Sự sụt giảm của giá dầu diễn ra ngay sau khi Viện Dầu khí Mỹ (API) cho biết khối lượng dầu dự trữ của nước này tăng thêm 3,5 triệu thùng trong tuần trước (kết thúc ngày 14/12), lên 441,3 triệu thùng/ngày, trái với dự báo giảm 2,4 triệu thùng của giới phân tích trước đó.

Nguyên nhân chủ yếu khiến giá dầu giảm là do cung vượt cầu ước khoảng 2,5 triệu thùng/ngày. Để khôi phục lại sự cân bằng cung cầu, Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC), đứng đầu là Saudi Arabia, kêu gọi Liên bang Nga và các nước ngoài OPEC như Canada, Mexico, Na Uy... cắt giảm sản lượng nhằm đẩy giá dầu lên, tránh cuộc khủng hoảng

kinh tế - xã hội do tác động tiêu cực của giá dầu thấp. Saudi Arabia cho biết nước này từ tháng 12/2018 chỉ khai thác 10,2 triệu thùng dầu/ngày từ mức 10,7 triệu thùng/ngày trong tháng 11/2018.

Tại phiên họp của OPEC tại Vienna ngày 7/12/2018, OPEC và Liên bang Nga đã quyết định cắt giảm 1,2 triệu thùng/ngày, trong đó Nga cam kết giảm 400.000 thùng/ngày, còn lại do các nước thành viên OPEC thực hiện từ ngày 1/1/2019. Mức cắt giảm trên được tiến hành giai đoạn đầu trong 6 tháng và sẽ được xem xét lại vào tháng 4/2019. Tuy nhiên, việc triển khai thực hiện thỏa thuận này không dễ dàng.

Iran, nước sản xuất dầu lớn thứ 3 trong OPEC, tuyên bố không tham gia các kế hoạch cắt giảm sản lượng cho đến khi Mỹ và các nước đồng minh của Mỹ dỡ bỏ lệnh trừng phạt. Thêm vào đó, Iran rất cần tăng sản lượng để có nguồn thu nhằm khôi phục kinh tế sau nhiều năm bị cấm vận và bảo vệ an ninh quốc gia trước sự đe dọa liên tục của các nước trong khu vực và Mỹ.

Sản lượng khai thác của Venezuela đã lao dốc từ mức 3,2 triệu thùng/ngày xuống còn 1,1 triệu thùng/ngày trong một thập kỷ qua. Chính phủ Venezuela vừa phê duyệt

Bảng 1. Diễn biến giá một số loại dầu khí chuẩn từ tháng 6 đến 14/12/2018. Nguồn: Oil-price.net; Bloomberg energy finance

Đơn vị: USD/thùng

Loại dầu/khí	13/6/2018	14/12/2018	Dự báo trung bình năm 2018
WTI	65,89	51,20	58,20
Brent	75,41	60,28	70,00
OPEC chuẩn	73,96	56,00	65,09
Arabia Saudi nhẹ	75,96	55,77	64,77
Basrah Iraq	71,22	53,73	62,40
Bonny nhẹ Nigeria	76,25	60,62	70,39
Esider Libya	73,72	58,93	68,43
Girasol Angola	75,15	60,42	70,17
Iran nặng	71,46	55,23	64,13
Kuwait xuất khẩu	66,99	54,18	62,91
Marine Qatar	74,33	57,43	66,69
Merey Venezuela	60,24	50,20	58,29
Murban UAE	77,33	60,72	70,52
Oriente Ecuadore	65,37	48,74	56,60
Saharian trộn - Algeria	75,03	60,33	70,06
Minas 34° Indonesia	68,39	57,96	67,31
Fatah Dubai 33°	74,37	57,91	67,25
Isthmus Mexico	64,74	54,63	63,43
Urals Nga	73,76	59,94	69,61
Khí đốt Mỹ (USD/MMBTU)	4,51	3,83	4,20
Xăng Mỹ (USD/gallon)	2,075	1,43	2,00

khoản đầu tư 1 tỷ USD từ “quỹ đặc biệt” vào lĩnh vực năng lượng nhằm gia tăng sản lượng dầu khí. Với các lý do trên, OPEC đã đồng ý cho phép Iran, Venezuela và Libya không phải tuân thủ quyết định cắt giảm sản lượng lần này.

Qatar đã công bố kế hoạch rút khỏi OPEC vào tháng 1/2019 do khủng hoảng ngoại giao giữa nước này với Saudi Arabia - UAE - Kuwait chưa được giải quyết. Các nước thành viên còn lại của OPEC ở châu Phi và châu Mỹ Latinh vừa muốn giá dầu tăng, vừa muốn tăng sản lượng vì chưa thoát khỏi khủng hoảng kinh tế.

Sản lượng khai thác của Mỹ đạt gần 11 triệu thùng/ngày nhưng lại là nước nhập khẩu dầu ròng lớn nhất thế giới, khối lượng dầu tiêu thụ gấp 3 lần khối lượng sản xuất nên luôn cần giá dầu thấp. Vì vậy, Tổng thống Mỹ Donald Trump đã lên án OPEC phá hoại quá trình phục hồi kinh tế thế giới hiện nay và Mỹ đang dùng áp lực để yêu cầu OPEC tăng sản lượng,

đồng thời khuyến khích các công ty dầu hoạt động trên đất Mỹ và Bắc Mỹ tăng sản lượng dầu khí.

Khi thỏa thuận Vienna chưa có hiệu lực thì thị trường dầu khí đã chuyển động, giá dầu tăng khoảng 4% và các vấn đề bất ổn đã nảy sinh ngay sau khi quyết định được công bố. Thỏa thuận này được xem là thắng lợi của OPEC và các nước sản xuất dầu khí lớn là Liên bang Nga, Canada, Mexico... Tuy nhiên, giá dầu lại quay đầu giảm vào ngày 10/12/2018 và chưa có một dự báo chắc chắn về diễn biến giá dầu trong thời gian tới. Trên thực tế, OPEC không còn giữ vị trí độc quyền định đoạt giá dầu trong gần 10 năm nay, thay vào đó Mỹ mới là nước có ảnh hưởng chi phối thị trường dầu mỏ thế giới sau khi dầu khí phiến sét và các loại hydrocarbon phi truyền thống được khai thác công nghiệp.

Như vậy quá trình khôi phục cân bằng cung - cầu còn cần thời gian dài mới thực hiện được và hệ quả là giá dầu năm 2019 sẽ chỉ tăng từ từ,

khó có thể tăng cao đột biến như kỳ vọng. Nỗi lo thị trường dư thừa dầu thô buộc OPEC và Liên bang Nga phải hành động để đưa giá dầu lên trên mức 80 USD/thùng, nhưng với tình hình hiện nay thì chắc chắn thị trường dầu mỏ và xăng dầu thế giới sẽ biến động khó dự báo.

Diễn biến giá dầu thô của các nước sản xuất lớn trên thế giới trong tháng 12/2018 được trình bày trong Bảng 1 và Hình 1.

Hoạt động dầu khí

Wood Mackenzie dự báo, số lượng các dự án dầu mỏ và khí đốt mới trong năm 2019 sẽ tăng gấp 5 lần với năm 2015, song vẫn chưa đủ đáp ứng nhu cầu phát triển trong tương lai. Đầu tư toàn cầu vào lĩnh vực sản xuất dầu mỏ và khí đốt dự kiến đạt khoảng 425 tỷ USD trong năm 2019. Một số các công ty dầu mỏ hàng đầu thế giới, trong đó có Exxon Mobil và Chevron của Mỹ, cho biết sẽ tăng chi tiêu cho năm tới khi đẩy mạnh phát triển các mỏ dầu đá phiến có năng



YPF thành lập liên doanh dầu đá phiến với Petronas. Nguồn: BNAmericas

suất cao. Theo báo cáo đánh giá triển vọng năm 2019 của Wood Mackenzie, số lượng dự án dầu mỏ và khí đốt lớn dự kiến sẽ đạt con số 50 trong năm tới, so với mức 40 dự án năm 2018 và khoảng 10 dự án năm 2015. Trong đó, các dự án lớn sở hữu hơn 50 triệu thùng dầu hoặc khí quy đổi đối.

Công ty Dầu mỏ Quốc gia Cuba (CUPET) cho biết có 24 lô dầu khí nằm trong vùng đặc quyền kinh tế của Cuba ở Vịnh Mexico (có trữ lượng

ước tính hơn 10 tỷ thùng dầu) dự kiến sẽ được đấu thầu vào tháng 4/2019. Cuba có 79 lô dầu khí, trong đó 9 lô đang có hợp đồng. Cuba khai thác 99% dầu thô từ dải đất rộng 750km² dọc bờ biển phía Bắc từ Havana đến Varadero, cách thủ đô khoảng 120km về phía Đông. Mới đây, Cuba công bố tiềm năng khai thác dầu mỏ và khí đốt khai thác trong thời gian tới tương đương 22 triệu thùng/năm, trong đó có hơn 16 triệu thùng dầu thô.

Mexico vừa quyết định tạm dừng mở thầu các dự án thăm dò và khai thác dầu khí trong vòng 3 năm, để đánh giá lại tính hiệu quả và thị phần của các đối tác nước ngoài trong các dự án dầu khí. Dự báo sản lượng khai thác dầu khí của Mexico trong năm nay chỉ đạt bình quân 1,835 triệu thùng/ngày, giảm 7,2% so với năm 2017.

Tổng thống Mexico López Obrador đã quyết định ưu tiên thúc



đẩy sản lượng dầu khí thông qua việc rót thêm vốn đầu tư vào Tập đoàn Dầu khí Quốc gia (Pemex), với mục tiêu nâng sản lượng khai thác dầu khí lên hơn 2,4 triệu thùng/ngày đến năm 2024. Theo kế hoạch dự kiến, Pemex sẽ nhận được khoản đầu tư gần 4 tỷ USD trong năm 2019 nhằm nâng cấp các cơ sở sản xuất và 6 nhà máy lọc dầu.

Woodside Energy đã ký thỏa thuận cung cấp khí đốt (GSPA) dài hạn cho Alcoa từ năm 2020. Các nhà máy chế biến khí của Woodside

(gồm: North West Shelf, Pluto và Wheatstone) sẽ cung cấp khí cho Alcoa - doanh nghiệp sử dụng khí thiên nhiên lớn nhất ở Tây Úc để chế biến nhôm oxide (alumina).

Pertamina đã giao gói thầu thiết kế và xây dựng cho dự án nâng cấp Nhà máy lọc dầu Balikpapan cho SK Engineering & Construction Co. và Hyundai Engineering & Construction Co. (Hàn Quốc). Dự án có tổng mức đầu tư 4 tỷ USD, dự kiến sẽ triển khai vào đầu năm 2019 và đi vào hoạt động trong tháng 8/2023.

BP dự kiến mua lại 25% cổ phần và Mubadala dự kiến mua lại 20% cổ phần tại khu vực nhượng quyền Nour từ Eni (Italy). Khu vực này nằm gần mỏ khí lớn nhất Địa Trung Hải - Zohr, với trữ lượng ước tính khoảng 30 nghìn tỷ ft^3 khí và tạo ra sức thu hút đầu tư vào công nghiệp khí tại Ai Cập. Sau khi hoàn tất thương vụ này, Eni sẽ chỉ còn nắm giữ 40% cổ phần tại Nour, Tharwa (Ai Cập) nắm giữ 15% cổ phần còn lại.

Hoạt động dầu khí tại khu vực châu Á - Thái Bình Dương đang có



Terminal khí Corrib của Shell. Nguồn: Roadbridge.ie

bước chuyển mạnh do giá sản phẩm lọc - hóa dầu tăng, nhu cầu LNG và nguyên - nhiên liệu dầu khí tăng. Đây là nguyên nhân chính tạo ra chuyển biến đầu tư vào ngành dầu khí không chỉ tại châu Á - Thái Bình Dương mà còn cả thế giới trong giai đoạn sau khủng hoảng.

Nhu cầu LNG tiếp tục tăng ổn định ở châu Á dưới tác động của chiến lược dùng khí đốt thay than đá trong công nghiệp điện nhằm giảm thiểu ô nhiễm môi trường, đặc biệt là ở Trung Quốc. Nhu cầu LNG tại

Trung Quốc tăng từ 8 triệu tấn năm 2017 lên 12 triệu tấn năm 2018, góp phần làm nhu cầu LNG thế giới tăng 50% so với năm ngoái. Quá trình này sẽ kéo dài nhiều năm, các dự báo cho thấy nhu cầu LNG riêng khu vực châu Á - Thái Bình Dương có thể đạt mức 337 triệu tấn/năm vào năm 2030.

Để phục hồi các đề án LNG lớn tại châu Á (như SK320-SK408 ở Malaysia, KGD6 ở vùng nước sâu Ấn Độ, và đề án Lingshui ở Trung Quốc) cần tổng vốn đầu tư lên đến 8 tỷ USD, theo ông Angus Rodger, Giám đốc nghiên

cứ thị trường thượng nguồn dầu khí của Wood Mackenzie.

CNOOC, Petrochina ưu tiên đầu tư cho công nghiệp khí để giảm cường độ phát thải CO₂, NO_x. Đi kèm với nhu cầu LNG tăng, các đề án khí phiến sét, bể chứa LNG và đường ống dẫn khí đốt... cũng phát triển mạnh. Song song với việc phát triển ngành công nghiệp khí nội địa, Trung Quốc cũng tăng cường đầu tư vào lĩnh vực khí đốt ở nước ngoài, tập trung vào các mỏ khí lớn ở Trung cận Đông, châu Mỹ Latinh, châu Á - Thái Bình Dương, châu Phi và các nước thuộc Liên Xô cũ.

Hoạt động mua - bán tài sản dầu khí cũng bắt đầu sôi động trong khu vực châu Á - Thái Bình Dương, với giá trị trao đổi hơn 6,8 tỷ USD trong năm 2018, cao nhất kể từ năm 2014. Australia chiếm đầu bảng trong hoạt động này với việc mua Quadrant Energy với giá 2,2 tỷ USD. Mới đây nhất, OMV đầu tư 800 triệu USD vào Malaysia, là tín hiệu cho thấy ngành dầu khí Malaysia trong thời gian tới sẽ tiếp cận được nguồn vốn đầu tư lớn, công nghệ và ý tưởng kinh doanh mới.

Các công ty/tập đoàn dầu khí ở Đông Nam Á đang đối mặt với các khó khăn trong kế hoạch phát triển sản xuất kinh doanh vì các mỏ nội địa đang cạn kiệt trữ lượng thương mại, nhu cầu năng lượng cho phát triển kinh tế - xã hội tăng với tốc độ cao trong điều kiện thiếu vốn và thiếu công nghệ mới để tăng cường thu hồi dầu ở các mỏ đã đi vào giai đoạn trưởng thành cũng như để phát hiện những mỏ mới. Các doanh nghiệp như Petronas, Pertamina... đang tìm kiếm các đối tác mới có đủ năng lực kỹ thuật, tài chính và nhân lực trình độ cao cho nhu cầu phát triển sau năm 2018, đặc biệt là các công ty dầu khí quốc tế đã từng hoạt động ở địa bàn Đông Nam Á.



BP sẽ tiếp tục đầu tư vào hoạt động dầu khí ở châu Phi. Nguồn: BP

YPF (Argentina) và **Petronas** (Malaysia) sẽ thành lập liên doanh đầu tư 2,3 tỷ USD trong 4 năm tới để thăm dò khai thác các mỏ dầu đá phiến ở thành tạo Vaca Muerta, phía Tây Argentina. Vaca Muerta được có trữ lượng khí đá phiến lớn thứ 2 thế giới và trữ lượng dầu đá phiến sét lớn thứ 4 thế giới. Mục tiêu của liên doanh này là đạt sản lượng 60.000 thùng dầu/ngày vào năm 2022.

Suncor Energy (Canada) dự báo sẽ gia tăng sản lượng khai thác trung bình khoảng 10% trong năm 2019, ngay cả sau khi thực hiện các biện pháp cắt giảm sản lượng bắt buộc của bang Alberta (325.000 thùng/ngày). Sản lượng khai thác của Suncor trung bình đạt 730.000 thùng dầu quy đổi/ngày trong năm 2018, và dự kiến sẽ

đạt từ 780.000 đến 820.000 thùng/ngày trong năm 2019.

Bellatrix Exploration Ltd. (Calgary, Canada) vừa thông báo kế hoạch mua lại tài sản dầu khí của **POSCO Daewoo E&P Canada Corporation**, tại khu vực Ferrier, với giá 9,5 triệu USD. Tài sản này giúp tăng sản lượng của Bellatrix thêm 1.250 thùng dầu tương đương/ngày.

Murphy Oil (Mỹ) đang xúc tiến để bán cổ phần tại 8 hợp đồng chia sản phẩm ngoài khơi Malaysia. Murphy dự kiến sẽ sử dụng số tiền thu được từ thương vụ này cho các kế hoạch phát triển toàn cầu. Sản lượng khai thác của Murphy tại Malaysia trong Quý III/2018 đạt khoảng 46.700 thùng dầu quy đổi/ngày.

Transocean Ltd. (Thụy Sĩ) quyết định mua **Ocean Rig UDW Inc.** với giá 2,7 tỷ USD. Quyết định này nằm trong kế hoạch gia tăng hạm đội tàu chuyên dụng phục vụ vận tải và giàn khoan dầu khí nổi công suất lớn, củng cố vị trí hàng đầu của Transocean trong thị trường quốc tế. Transocean nắm giữ quyền điều hành và 50% cổ phần trong hạm đội gồm 41 tàu khoan khu vực nước sâu/siêu sâu; có 33% cổ phần trong dự án đóng mới 2 tàu khoan chuyên dụng vùng nước siêu sâu cùng 1 giàn khoan bán chìm cho vùng biển khắc nghiệt.

Trần Ngọc Toàn
Đại học Duy Tân Đà Nẵng

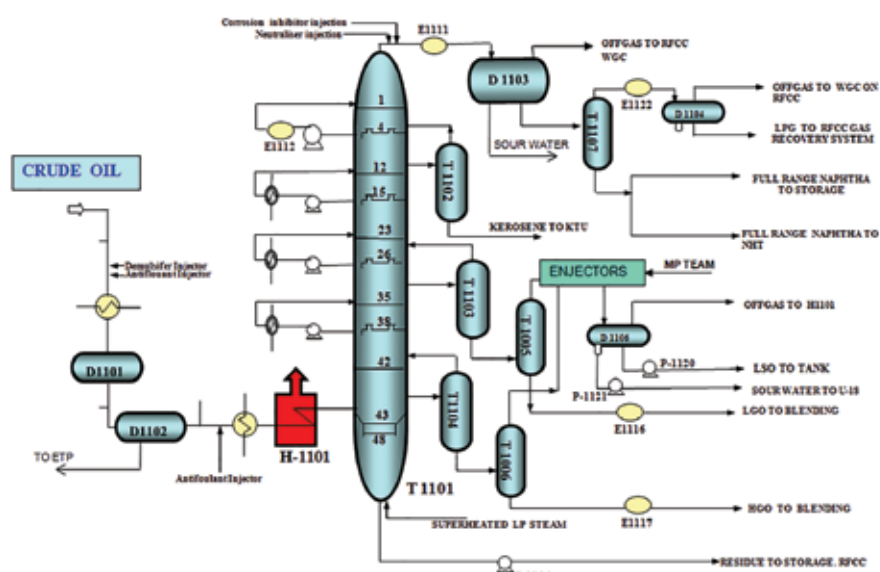
SỬ DỤNG NGUỒN NƯỚC CÔNG NGHỆ TẠI D-1106 LÀM NƯỚC RỬA CHO HỆ THỐNG TÁCH MUỐI VÀ ĐƯỜNG ĐỈNH THÁP CHUNG CẤT T-1101 TẠI PHÂN XƯỞNG CDU NHÀ MÁY LỘC DẦU DUNG QUẤT

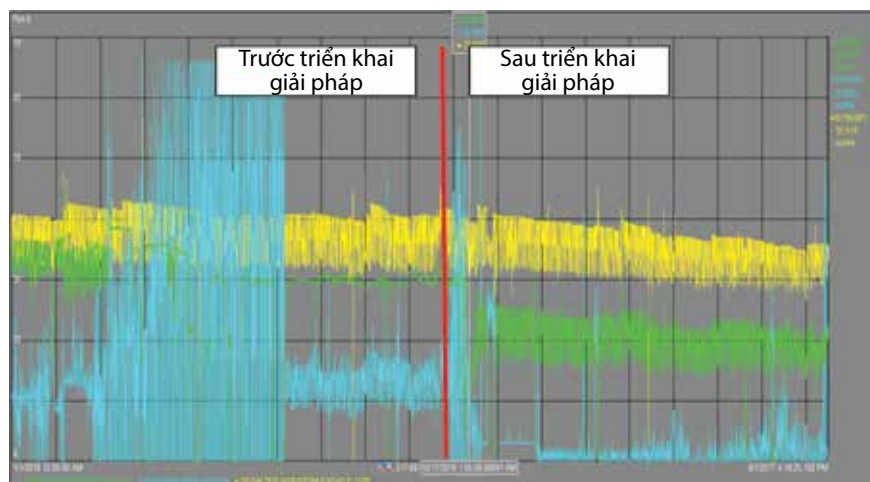
Nguồn nước công nghệ (process) tại D-1106 chủ yếu là nước chua được tách ra từ dòng đỉnh tháp T-1101 tại bình tách D-1103. Nguồn nước này có lưu lượng trung bình 19 - 20m³/giờ và có thể sử dụng lại để làm nước rửa cho hệ thống tách muối (Desalter) và đường đỉnh tháp chưng cất T1101 của Phân xưởng chưng cất dầu thô (CDU). Tuy nhiên, chất lượng nguồn nước chua từ đỉnh tháp T-1101 đưa về bình chứa D-1106 không ổn định (hàm lượng chloride và sắt cao); lượng dầu thải nhẹ (LSO) sinh ra từ hệ thống làm khô bằng chân không lớn dẫn đến nước chứa nhiều dầu và tạp chất.

Nhằm hạn chế việc đưa nguồn nước công nghệ tại D-1106 sang xử lý ở phân xưởng xử lý nước chua SWS để giảm tiêu thụ năng lượng, tiết kiệm chi phí, giảm ô nhiễm môi trường, nhóm tác giả thuộc Công ty Cổ phần Lọc hóa dầu Bình Sơn đã nghiên cứu, đưa ra các giải pháp để khắc phục về chất lượng nguồn nước công nghệ tại D-1106, sau đó thử nghiệm sử dụng nguồn nước này làm nước rửa cho hệ thống tách muối và đường đỉnh tháp chưng cất T-1101 tại Phân xưởng CDU của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Để khắc phục chất lượng nguồn nước tại D-1106, nhóm tác giả đã thực hiện các giải pháp như:

- Cải thiện vấn đề kiểm soát ăn mòn tại đỉnh tháp T-1101 như chuyển đổi các hóa chất ức chế ăn mòn và trung hòa acid từ nhà cung cấp GE sang Nalco theo MOC-11-13094.
- Khắc phục dầu thải nhẹ sinh ra tại hệ thống làm khô bằng chân





Hình 3. Biểu đồ thể hiện sự thay đổi lưu lượng các nguồn nước đến D-1109

- Xử lý triệt để vấn đề nước cuốn theo từ hệ thống tách muối A-1101-D-01/02 đến lò gia nhiệt H-1101. Nhằm xử lý vấn đề này nhóm tác giả đã nghiên cứu và đưa vào áp dụng một số giải pháp điều chỉnh thông số vận hành và thực hiện cải hoán:

- Tối ưu hóa lượng nước rửa chậm vào hệ thống tách muối.
- Điều chỉnh độ chênh áp thông qua van trện 011-PDIC-503/506.
- Giám sát và điều chỉnh mức nhũ trong hệ thống tách muối thông qua việc điều chỉnh, thay thế chất phá nhũ Demulsifier và tăng độ ổn định trong hệ thống tách muối thông qua việc ban hành quy trình mudwash PRD-OPP-CDU-11407 và quy trình kiểm tra try-cock PRD-OPP-CDU-11408.
- Thực hiện các cải hoán lắp đặt thêm các đường xả nhũ theo MOC-11-11-059 và MOC-11-13-090, kèm

theo việc ban hành quy trình xả nhũ PRD-OPP-CDU-11425 nhằm “bẻ gãy” quá trình tạo nhũ trong hệ thống tách muối.

Sau khi triển khai các giải pháp để khắc phục, nhóm tác giả đã phân tích và kiểm tra lại chất lượng nguồn nước công nghệ tại D-1106 để so sánh với chất lượng của nước rửa đang sử dụng cho hệ thống tách muối tại bình chứa D-1109. Trên cơ sở kết quả phân tích chất lượng các nguồn nước và xem xét điều kiện vận hành hệ thống tách muối, nhóm tác giả xác định nguồn nước tại D-1106 này hoàn toàn có thể sử dụng làm nguồn nước rửa cho hệ thống tách muối và đỉnh tháp T-1101. Do đó, nhóm tác giả đã đề xuất dùng nguồn nước này phối trộn trực tiếp với nguồn nước chua đã xử lý từ phân xưởng xử lý nước chua SWS để làm nước rửa cho hệ thống tách muối và đường đỉnh tháp chưng cất T-1101 thay vì đưa sang xử lý tại phân xưởng SWS.

Nhóm tác giả đã tiến hành thử nghiệm thực tế đưa toàn bộ lượng nước tại D-1106 sang D-1109 để làm nước rửa tại bình chứa D-1109; thay dẫn lượng nước SW đến bình chứa D-1109 bởi SWS từ U18 (giảm khoảng 3 - 4 m³/giờ nguồn nước SW mỗi ngày) cho đến khi dừng hoàn toàn lượng nước SW này (Hình 3); theo dõi chỉ tiêu chất lượng các nguồn nước hàng ngày và đánh giá tình trạng vận hành của phân xưởng.

Kết quả cho thấy việc sử dụng nguồn nước công nghệ làm nước rửa cho hệ thống tách muối và đường đỉnh tháp T-1101 đã giải quyết được tình trạng quá tải của đường nước từ SWS ra ETP, tạo điều kiện thuận lợi để nâng công suất vận hành của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất trên 110%; giảm chỉ số tiêu thụ năng lượng phụ trợ; cắt giảm được 11 m³/giờ nước thải ra ETP, góp phần bảo vệ môi trường; giảm nguy cơ ăn mòn trên vùng đỉnh tháp T-1101 do sự có mặt của oxy hòa tan trong SW; lợi nhuận thu được từ 20,95 - 27,87 tỷ đồng/năm.

Giải pháp sử dụng nguồn nước công nghệ tại D-1106 làm nước rửa cho hệ thống tách muối và đường đỉnh tháp chưng cất T-1101 tại Phân xưởng CDU Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã đạt sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và được áp dụng cho các nhà máy lọc dầu tương tự.

Nguyễn Nhanh

Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn

DANH MỤC CÁC ĐỀ TÀI/NHIỆM VỤ NGHIÊN CỨU KHOA HỌC ĐÃ HOÀN THÀNH (TỪ 1/1/2018 ĐẾN 31/12/2018)

Trong năm 2018, Viện Dầu khí Việt Nam và các đơn vị nghiên cứu đã hoàn thành 18 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ phục vụ cho nhu cầu sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Các đề tài này đã được các Hội đồng xét duyệt nghiệm thu cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nghiệm thu hoàn thành và kết quả nghiên cứu đang được lưu trữ tại Trung tâm Lưu trữ Dầu khí (PAC) - Viện Dầu khí Việt Nam. Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu với bạn đọc danh mục các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học đã hoàn thành và được nghiệm thu từ ngày 1/1 - 31/12/2018. Bạn đọc có thể tham khảo thông tin thêm về danh mục các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học đã hoàn thành trước đó trên Tạp chí Dầu khí hoặc trên website www.nckh.pvn.vn.

TT	Đề tài/nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu	Biên bản họp nghiệm thu
I	TÌM KIẾM THẨM DÒ, KHAI THÁC DẦU KHÍ				
1	Tổng kết, đánh giá công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam giai đoạn 2011 - 2015 và phương hướng tìm kiếm thăm dò tiếp theo	Nguyễn Thanh Tùng	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	1727/BB-DKVN 22/3/2018
2	Hướng dẫn thực hiện các quy định trong công tác quản lý và khai thác mỏ	Lê Vũ Quân	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	2363/BB-DKVN 18/4/2018
3	Đánh giá tiềm năng dầu khí phần diện tích hoàn trả các lô 117-118-119 thuộc bể trầm tích Sông Hồng và định hướng công tác tìm kiếm thăm dò giai đoạn tiếp theo	Nguyễn Trung Hiếu	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	4741/BB-DKVN 07/8/2018
II	HÓA - CHẾ BIẾN DẦU KHÍ				
1	Nghiên cứu các giải pháp nâng cao chất lượng nhiên liệu đốt lò FO của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để nâng cao hiệu quả cháy và đạt được tiêu chuẩn Việt Nam	Đào Văn Tuấn	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	4190/BB-DKVN 12/7/2018
2	Nghiên cứu phương án nâng cấp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để chất lượng sản phẩm xăng dầu đạt tiêu chuẩn Euro 5	Trần Vĩnh Lộc	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	4190/BB-DKVN 12/7/2018
3	Đánh giá ăn mòn đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố và các giải pháp chống ăn mòn	Phan Công Thành	DMC	PAC/DMC	5339/BB-DKVN 04/9/2018
4	Biên soạn Sổ tay ăn mòn cho các nhà máy chế biến Dầu khí	Lê Thị Hồng Giang	VPI/CTAT	PAC/VPI/CTAT	5339/BB-DKVN 04/9/2018
III	AN TOÀN - SỨC KHỎE - MÔI TRƯỜNG				
1	Xây dựng Hướng dẫn bảo vệ môi trường trong triển khai dự án ngành dầu khí	Nguyễn Quang Huy	PVN	PAC	486/BB-DKVN 18/01/2018
2	Cập nhật bổ sung Quy chế an toàn trong công tác lặn trong các hoạt động dầu khí	Ngô Xuân Hưng	PVMTTC	PAC/PVMTTC	481/BB-DKVN 17/01/2018
3	Nghiên cứu đề xuất danh mục chất phân tán khuyến nghị sử dụng trong ngành dầu khí Việt Nam phục vụ công tác ứng phó sự cố tràn dầu	Đoàn Đặng Phi Công	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	6695/BB-DKVN 02/11/2018

TT	Đề tài/nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu	Biên bản họp nghiệm thu
4	Nghiên cứu khả năng phát triển thành chế phẩm sinh học từ một số chủng vi sinh vật phân hủy dầu chiếm ưu thế tại môi trường ven biển phía Nam Việt Nam - Giai đoạn 3: Thử nghiệm hiện trường	Nguyễn Minh Trung	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	7444/BB-DKVN 03/12/2018
5	Đánh giá hiện trạng và nguy cơ rủi ro từ ô nhiễm thủy ngân trong các hoạt động dầu khí và đề xuất biện pháp kiểm soát để đảm bảo sức khỏe và giảm thiểu ảnh hưởng đến môi trường	Lê Thống Nhất	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	7444/BB-DKVN 03/12/2018
IV	KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ				
1	Xây dựng các chương trình đào tạo khung cho các vị trí công việc của cơ quan Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (giai đoạn 1)	Châu Khiếu Minh	VPI/CPTI	PAC/VPI/CPTI	3067/BB-DKVN 24/5/2018
2	Xây dựng quy trình đánh giá rủi ro trong các dự án thăm dò khai thác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Phan Ngọc Trung	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	4448/BB-DKVN 25/7/2018
V	CÔNG NGHIỆP ĐIỆN				
1	Nghiên cứu khả năng truyền tải công suất của cụm nhiệt điện khí miền Trung sử dụng khí mỏ Cá Voi Xanh trên quan điểm ổn định hệ thống điện	Nguyễn Mạnh Cường	Viện Năng lượng (IE)	PAC/IE	2112/BB-DKVN 9/4/2018
2	Nghiên cứu/đánh giá các tác động của việc sử dụng khí Low - BTU cho phát điện, các yếu tố ảnh hưởng trong quá trình lựa chọn địa điểm và kế hoạch phát triển đồng bộ hệ thống truyền tải điện để đề xuất phương án triển khai nhà máy điện nhằm nâng cao hiệu quả của chuỗi dự án khí Cá Voi Xanh tại khu vực miền Trung	Nguyễn Thanh Quang	Viện Năng lượng (IE)	PAC/IE	2112/BB-DKVN 9/4/2018
3	Nghiên cứu tính toán giá khí chấp nhận được của hệ thống điện đối với các Nhà máy điện sử dụng khí mỏ Cá Voi Xanh trong giai đoạn 2023 và định hướng đến 2030	Lê Thu Hà	Viện Năng lượng (IE)	PAC/IE	2112/BB-DKVN 9/4/2018
4	Nghiên cứu phân tích so sánh các yếu tố kinh tế - kỹ thuật của phương án truyền tải khí và phương án truyền tải điện trong kế hoạch phát triển mỏ khí Cá Voi Xanh	Nguyễn Thế Thắng	Viện Năng lượng (IE)	PAC/IE	2112/BB-DKVN 9/4/2018

Ngô Văn Hưng (tổng hợp)

Ghi chú:

PVN: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

VPI: Viện Dầu khí Việt Nam

PAC: Trung tâm Lưu trữ Dầu khí (thuộc VPI)

EPC: Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí (thuộc VPI)

CTAT: Trung tâm Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ (thuộc VPI)

EMC: Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí (thuộc VPI)

CPTI: Trung tâm Đào tạo và Thông tin Dầu khí (thuộc VPI)

CPSE: Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (thuộc VPI)

PVPro: Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (thuộc VPI)

DMC: Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm dầu khí

IE: Viện Năng lượng

PVMTTC: Trường Cao đẳng Dầu khí