

Dầu Khí



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

■ SỐ 8 - 2016

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. Hoàng Ngọc Đăng

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

ThS. Vũ Văn Nghiêm

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viễn

ThS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

PHỤ TRÁCH MỸ THUẬT

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

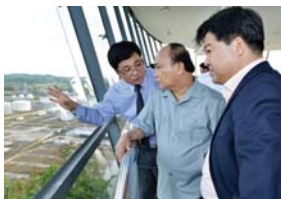
Tel: 04-37727108 | 0982288671 * Fax: 04-37727107 * Email: tapchidk@vpi.pvn.vn

Ảnh bìa: Giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05. Ảnh: PV Shipyard

TIỂU ĐIỂM

NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT: TỐI ƯU HÓA VẬN HÀNH SẢN XUẤT

Ngày 9/6/2016, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã làm việc với Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSL), Thủ tướng Chính phủ lưu ý BSL tiếp tục đảm bảo vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất tuyệt đối an toàn; nâng cao năng lực quản trị doanh nghiệp để tiết giảm chi phí, nâng cao giá trị các sản phẩm lọc, hóa dầu.



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc làm việc với lãnh đạo Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSL) tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Duy trì công suất vận hành tối ưu

Bảo các với Thủ tướng Chính phủ, Chủ tịch HĐQT BSL Nguyễn Hoài Giang cho biết trong thời gian qua BSL phải đối diện với rất nhiều khó khăn: giá dầu biến động phức tạp, chênh lệch giữa giá sản phẩm và giá đầu thô bị thu hẹp cách tính thuế xuất khẩu sản phẩm xăng dầu Dung Quất chưa bình đẳng so với sản phẩm của các nước được hưởng thuế nhập khẩu ưu đãi đặc biệt theo Hiệp định thương mại tự do (FTA)....

Trong 7 tháng đầu năm 2016, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã vận hành liên tục, an toàn, ổn định ở 100% công suất thiết kế, đảm bảo chất lượng sản phẩm. Nhà máy đã sản xuất được 3,99 triệu tấn sản phẩm, doanh thu đạt 40,03 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 6,90 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế đạt 1.091 tỷ đồng.

Từ khi vận hành thương mại đến nay, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã sản xuất được 41,37 triệu tấn sản phẩm các loại tiêu thụ 41,18 triệu tấn, doanh thu thuần đạt 744,3 nghìn tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước đạt 130,18 nghìn tỷ đồng; lợi nhuận sau thuế đạt 6,17 nghìn tỷ đồng. Tính đến ngày 31/3/2016, BSL đã đạt trên 7,5 triệu giờ công an toàn.

Đặc biệt, BSL đã tập trung tối ưu hóa trong vận hành sản xuất và thực hiện tiết kiệm, tiết giảm chi phí nhằm nâng cao năng lực cạnh tranh. Công ty tiếp tục duy trì và đẩy mạnh công tác nghiên cứu khoa học, trong đó tập trung chủ yếu vào các giải pháp tiết kiệm năng lượng, tối ưu hóa điều kiện vận hành của các quy trình công nghệ nhằm giảm thiểu chi phí sản xuất, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh. Nhờ các giải pháp này, công suất tiêu hao của Nhà máy giảm từ mức 1.097 tấn dầu thô/tấn sản phẩm xuống 1.086 tấn dầu thô/tấn sản phẩm, trong đó giảm chi phí giảm mất mát và tiêu thụ năng lượng nội bộ.

Về công tác nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, đến nay BSLQĐ đã hoàn thành công tác khảo sát địa hình, địa chất phục vụ thiết kế tổng thể (FEED); công tác

đến bộ, giải phóng mặt bằng đạt 98,8%; công tác thiết kế tổng thể đạt 50,4%; đã lựa chọn và ký 7/7 hợp đồng bản quyền công nghệ cho các phân xưởng mở rộng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Trong cuối năm 2016, BSL tiếp tục quản lý vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, ổn định, hiệu quả ở công suất thiết kế. Đồng thời, BSL tập trung tối ưu hóa chi phí sản xuất, chuẩn bị cho đợt bảo dưỡng tổng thể lần thứ 3 theo kế hoạch; tiếp tục triển khai kế hoạch

TIỂU ĐIỂM

PHÓ THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ TRINH ĐÌNH DUNG: TẠO ĐIỀU KIỆN ĐỂ VIETSOVPETRO PHÁT TRIỂN ỔN ĐỊNH, HIỆU QUẢ

Ngày 12/6/2016, tại Lễ kỷ niệm 35 năm Ngày thành lập Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và 30 năm Ngày khai thác sản phẩm dầu thô đầu tiên, Phó Thủ tướng Chính phủ Trinh Đình Dũng đã nghe Vietsovpetro tiếp tục đầu tư nghiên cứu áp dụng công nghệ tiên tiến để khai thác an toàn và hiệu quả các vùng mỏ hiện có, tìm kiếm và phát hiện nguồn tài nguyên dầu khí cho đất nước; nhanh chóng nghiên cứu, ứng dụng công nghệ và xây dựng hệ thống thiết bị phù hợp để khai thác khí và condensate tại các vùng mỏ nước sâu, xa bờ.



Phó Thủ tướng Chính phủ Trinh Đình Dũng phát biểu tại Lễ kỷ niệm 35 năm Ngày thành lập Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và 30 năm Ngày khai thác sản phẩm dầu thô đầu tiên. Ảnh: VGP

Khai thác trên 220 triệu tấn dầu thô

Trong 35 năm xây dựng và phát triển, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã thực hiện một khối lượng rất lớn công việc nghiên cứu, khảo sát, khoan thăm dò địa chất dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam, phát hiện 7 mỏ dầu, khí và trữ lượng công nghiệp. Từ khi khai thác sản phẩm dầu thô tại mỏ Bạch Hổ (26/6/1986) đến nay, Vietsovpetro đã khai thác được trên 220 triệu tấn dầu thô và cung cấp vào bờ trên 30 tỷ m³ khí đồng hành, doanh thu bán dầu đạt trên 740 tỷ USD, lợi nhuận của Liên bang Nga đạt gần 11 tỷ USD.

Đặc biệt, Vietsovpetro đã phát hiện và tiên phong sáng tạo công nghệ hoàn toàn mới để khai thác thành công dầu trong đá móng granite nứt nẻ mỏ Bạch Hổ với trữ lượng lớn. Kết quả của nghiên cứu này đã đóng góp quan trọng cho khoa học dầu khí thế giới, khẳng định một loại thềm dầu mới phi truyền thống, làm thay đổi quan điểm tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí, thu hút các công ty dầu khí nước ngoài vào đầu tư tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở Việt Nam. Vietsovpetro cũng là đơn vị tiên phong trong

thực 5 mỏ: Bạch Hổ, Rồng, Gấu Trông, Thỏ Trắng và Nam Rồng - Dải Mũi. Vietsovpetro cũng là tổng thầu thực hiện nhiều dự án trọng điểm quốc gia về dầu khí: đã phát triển, vận hành khai thác và bảo trì nhiều mỏ dầu cho các đối tác, đạt sản lượng gần 105 triệu thùng dầu thô; làm chủ kỹ thuật và công nghệ xây dựng công trình khai thác dầu khí biển ở độ sâu 120m nước.

Đặc biệt, Vietsovpetro đã phát hiện và tiên phong sáng tạo công nghệ hoàn toàn mới để khai thác thành công dầu trong đá móng granite nứt nẻ mỏ Bạch Hổ với trữ lượng lớn. Kết quả của nghiên cứu này đã đóng góp quan trọng cho khoa học dầu khí thế giới, khẳng định một loại thềm dầu mới phi truyền thống, làm thay đổi quan điểm tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí, thu hút các công ty dầu khí nước ngoài vào đầu tư tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở Việt Nam. Vietsovpetro cũng là đơn vị tiên phong trong

Từ khi khai thác sản phẩm dầu thô tại mỏ Bạch Hổ (26/6/1986) đến nay, Vietsovpetro đã khai thác được trên 220 triệu tấn dầu thô và cung cấp vào bờ trên 30 tỷ m³ khí đồng hành, doanh thu bán dầu đạt trên 740 tỷ USD, lợi nhuận của Liên bang Nga đạt gần 11 tỷ USD.

Ngành Dầu khí Việt Nam sẽ áp dụng các giải pháp kỹ thuật, công nghệ tiên tiến vào sản xuất, đem lại hiệu quả kinh tế cao. Bằng việc áp dụng phương pháp bơm ép nước để bảo tồn sản phẩm, Vietsovpetro đã tăng hệ số thu hồi dầu khí từ 18% lên trên 40% đối với tầng móng. Hàng năm, Vietsovpetro đã đưa vào ứng dụng từ 35 - 50 giải pháp công nghệ mới và các sáng kiến, sáng chế mang lại hiệu quả kinh tế cao.

Bên cạnh đó, Vietsovpetro đã đầu tư được đội ngũ cán bộ quản lý, kỹ sư có trình độ cao và công nhân lành nghề, làm chủ các lĩnh vực tìm

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

14. Tối ưu cấu trúc giếng cho các giếng khoan của cấu tạo T, Đông Nam bể Cửu Long, ngoài khơi Việt Nam

21. Dự đoán tốc độ cơ học khoan theo thời gian thực

27. Sử dụng mạng neural nhân tạo để dự đoán hệ số Z cho khí hydrocarbon thiên nhiên



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

35. Nghiên cứu khả năng áp dụng giải pháp bơm hệ hóa phẩm dung môi hydrocarbon - hóa nhiệt trong xử lý đơn giếng nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu nặng tại Miocene dưới và Oligocene trên mỏ Rồng

43. Nghiên cứu khả năng tách kim loại Fe, Ni, V, Ca và Na gây ngộ độc xúc tác FCC ngay từ giai đoạn khử muối của dầu thô



CÔNG NGHỆ CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ

51. Mô phỏng động vận chuyển khí tự nhiên bằng đường ống áp suất cao



AN TOÀN MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

63. Nhận diện các rủi ro của biến đổi khí hậu ảnh hưởng tới các hoạt động của công nghiệp dầu khí



THAM DO - KHAI THÁC ĐẦU KẾ	
TỐI ƯU CẤU TRÚC GIẾNG CHO CÁC GIẾNG KHOAN CỦA CẦU TẠO T, ĐÔNG NAM BẾ CỬU LONG, NGOÀI KHƠI VIỆT NAM	
<p>TỔNG Nguyễn Minh Tuấn¹, K.S. Nguyễn Duy Sâm² ¹T.S. Nguyễn Hoàng Trường ²Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí Trung ương (PVEP POC) ³Đại học Mở - Hồ Chí Minh Email: tuongh@poc.com.vn</p>	
<p>Tóm tắt Trong bài báo này, nhóm tác giả thống kê và phân tích sự thành công và những sự cố, phức tạp điển hình gặp phải trong quá trình thi công các giếng khoan T-1, T-2 và T-3 của cầu tạo T ở khu vực Đông Nam Bế Cửu Long, ngoài khơi Việt Nam do Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí Trung ương (PVEP POC) điều hành, từ đó đề xuất giải pháp khắc phục và điều chỉnh cấu trúc giếng khoan hợp lý cho cầu tạo T. Một trong những biện pháp đó là điều chỉnh điểm đặt chân ống chống trung gian 12 inch phù hợp với đặc tính địa chất, biện pháp này đã được áp dụng cho các giếng khoan thuộc Bế Cửu Long do PVEP POC điều hành và đem lại hiệu quả cao về kỹ thuật và kinh tế (1, 2).</p> <p>Từ khóa: Thiết kế cấu trúc giếng khoan, ổn định thành giếng khoan, sét Bạch Hổ, sét tập D.</p>	
1. Mở đầu	<p>Hệ tầng Đồng Nai (tập BII - Miocene muộn) có chiều dày khoảng 600 - 700m, chiều sâu từ 700 - 1.200m, với đặc điểm chủ yếu là cát kết hạt từ mịn đến thô, có xen kẹp với sét kết và bột kết.</p> <p>Hệ tầng Cồn Sơn (tập BII - Miocene giữa) có chiều dày từ 700 - 800m, chiều sâu từ khoảng 1.200 - 2.000m, với đặc điểm giống tập BII, chủ yếu là cát kết hạt từ mịn đến thô, có xen kẹp sét kết và bột kết.</p> <p>Hệ tầng Bạch Hổ (tập BII - Miocene dưới) được chia làm hai phần, phần trên là phụ hệ tầng BII.2, chiều dày từ 300 - 400m,</p>
2. Đặc điểm địa chất khu vực nghiên cứu	<p>Địa tầng khu vực Đông Nam Bế Cửu Long nổi chung cấu tạo T-1 nổi lên gần các trầm tích Cenozoic nằm phủ lên trên đá móng granite, thể hiện trong cột địa tầng khu vực nghiên cứu (Hình 1).</p> <p>Trong Hình 1, theo trình tự từ trên xuống, hệ tầng Đồng Nai (tập A) là trầm tích Đệ Tứ có chiều dày khoảng 700 - 800m, chiều sâu từ khoảng 50 - 800m, với đặc điểm chủ yếu là cát, xen kẹp sét, bột xen kẹp bột sét.</p>

14



GIỚI THIỆU CÔNG NGHỆ

70. Giám sát rủi ro bằng sóng địa chấn thời gian thực với công nghệ PRM

FOCUS

Dung Quat Refinery to optimise production operations	4
Deputy Prime Minister Trinh Dinh Dung: conditions should be created for Vietsovpetro's stable and effective development	6
Tam Dao 05 jack-up rig: a maturing landmark of the petroleum mechanical engineering sector	10
Resources and measures to be concentrated on surpassing the planned target of 2016	12

SCIENTIFIC RESEARCH

Well structure optimisation for "T" prospect in the southeast area of Cuu Long basin, offshore Vietnam	14
Real time prediction of the rate of penetration (ROP)	21
Applying artificial neural networks to predict Z-factor for natural hydrocarbon gas	27
Research on the applicability of pumping hydrocarbon solvent- thermochemical system for single-well treatment to enhance heavy oil recovery in Lower Miocene and Upper Oligocene of Rong field	35
Study of the possible removal of metals (Fe, Ni, V, Ca and Na) contaminating FCC catalyst in crude oil desalting process	43
Dynamic modelling of transients in high-pressure natural gas pipelines	51
Identifying the risks of climate change that affect the operation of the oil and gas industry	63

OIL AND GAS AROUND THE WORLD

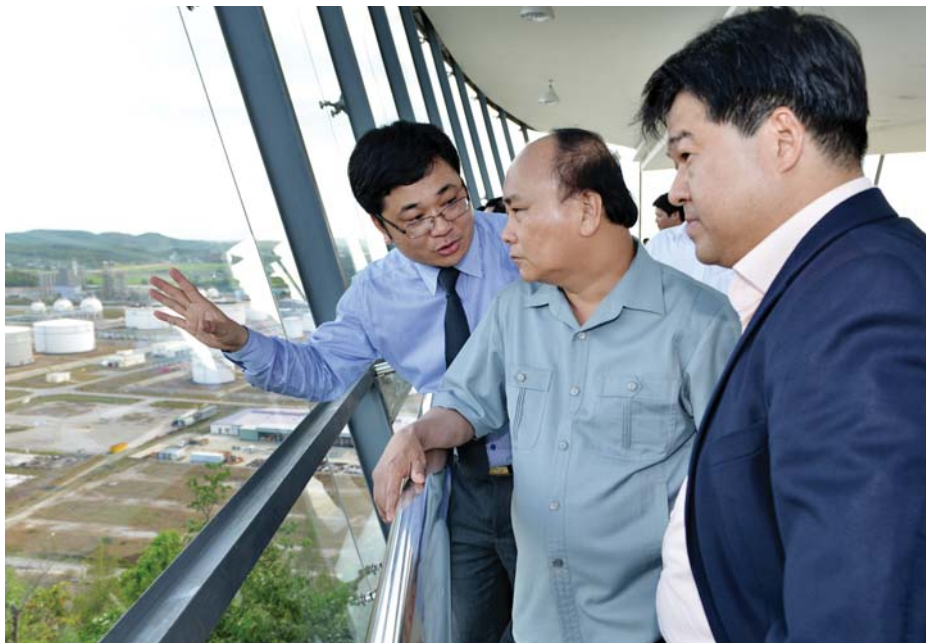
Real-time seismic hazard monitoring with PRM	70
--	----

NEWS

PV Drilling signs contract to supply drilling rig in Myanmar	74
Pre-feasibility study to be conducted for investment and construction of ammonia production factory in the South East region	75
Periodic maintenance and repair of PM3-Ca Mau gas pipelines.....	75
PVEP signs MOU on technical alliance with Schlumberger	76
Potential "high quality" oilfield in Cuba	78
Hydrocarbon discovery in Algeria	79

NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT: TỐI ƯU HÓA VẬN HÀNH SẢN XUẤT

Ngày 9/8/2016, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã làm việc với Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR). Thủ tướng Chính phủ lưu ý BSR tiếp tục đảm bảo vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất tuyệt đối an toàn; nâng cao năng lực quản trị doanh nghiệp để tiết giảm chi phí, nâng cao giá trị các sản phẩm lọc, hóa dầu.



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc thăm và làm việc với Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn. Ảnh: BSR

Duy trì công suất vận hành tối ưu

Báo cáo với Thủ tướng Chính phủ, Chủ tịch HĐQT BSR Nguyễn Hoài Giang cho biết trong thời gian qua BSR phải đối diện với rất nhiều khó khăn: giá dầu diễn biến phức tạp, chênh lệch giữa giá sản phẩm và giá dầu thô bị thu hẹp; cách tính thuế suất cho sản phẩm xăng dầu Dung Quất chưa bình đẳng so với sản phẩm của các nước được hưởng thuế nhập khẩu ưu đãi đặc biệt theo Hiệp định thương mại tự do (FTA)...

Trong 7 tháng đầu năm 2016, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã vận hành liên tục, an toàn, ổn định ở 105% công suất thiết kế, đảm bảo chất lượng sản phẩm. Nhà máy đã sản xuất được 3,99 triệu tấn sản phẩm, doanh thu đạt 40,03 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 6,90 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế đạt 1.091 tỷ đồng.

Đặc biệt, BSR đã tập trung tối ưu hóa trong vận hành sản xuất và thực hiện tiết kiệm, tiết giảm chi phí nhằm nâng cao năng lực cạnh tranh. Công ty tiếp tục duy trì và đẩy mạnh công tác nghiên cứu khoa học, trong đó tập trung chủ yếu vào các giải pháp tiết kiệm năng lượng, tối ưu hóa điều kiện vận hành của các quy trình công nghệ nhằm giảm thiểu chi phí sản xuất, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh. Nhờ các giải pháp này, công suất tiêu hao của Nhà máy giảm từ định mức 1,097 tấn dầu thô/tấn sản phẩm xuống 1,086 tấn dầu thô/tấn sản phẩm, trong đó gồm cả giảm mất mát và tiêu thụ năng lượng nội bộ.

Về công tác nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, đến nay BSR/DQRE đã hoàn thành công tác khảo sát địa hình, địa chất phục vụ thiết kế tổng thể (FEED); công tác

Từ khi vận hành thương mại đến nay, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã sản xuất được 41,37 triệu tấn sản phẩm các loại; tiêu thụ 41,18 triệu tấn; doanh thu thuần đạt 764,63 nghìn tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước đạt 130,18 nghìn tỷ đồng; lợi nhuận sau thuế đạt 6,17 nghìn tỷ đồng. Tính đến ngày 31/7/2016, BSR đã đạt trên 7,5 triệu giờ công an toàn.

đền bù, giải phóng mặt bằng đạt 98,8%; công tác thiết kế tổng thể đạt 38,4%; đã lựa chọn và ký 7/7 hợp đồng bản quyền công nghệ cho các phân xưởng mở rộng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Trong cuối năm 2016, BSR tiếp tục quản lý vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, ổn định, hiệu quả ở công suất thiết kế. Đồng thời, BSR tập trung tối ưu hóa chi phí sản xuất; chuẩn bị cho đợt bảo dưỡng tổng thể lần thứ 3 theo kế hoạch; tiếp tục triển khai kế hoạch



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã sản xuất được 41,37 triệu tấn sản phẩm. Ảnh: BSR

BSR TỐI ƯU HÓA VẬN HÀNH SẢN XUẤT

BSR tiếp tục duy trì các thông số vận hành tối ưu được thiết lập từ năm 2015, đồng thời triển khai 9 giải pháp cải hoán và 15 giải pháp điều chỉnh thông số vận hành. Đến nay, BSR đã thực hiện 5 giải pháp vận hành: Nâng nhiệt độ nguyên liệu cấp cho Phân xưởng LCO HDT giai đoạn 1, giảm tỷ lệ tuần hoàn hydro ở Phân xưởng LCO HDT, giảm tỷ lệ lưu tháp CDU Stabilizer, hạn chế xả đuốc ở D-2401, châm nickel pasivator vào nguyên liệu RFCC.

cổ phần hóa BSR theo chỉ đạo của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; áp dụng các giải pháp về quản lý đầu tư để đảm bảo tiến độ Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. BSR tiếp tục phân tích, đánh giá thị trường để kịp thời ứng phó với biến động của giá dầu, giá sản phẩm, nhu cầu tiêu thụ sản phẩm của khách hàng; giảm thiểu hàng hóa, nguyên vật liệu, thiết bị phụ tùng tồn kho; đẩy mạnh công tác đào tạo, đào tạo lại và bồi dưỡng nâng cao chất lượng nguồn nhân lực...

Lãnh đạo BSR kiến nghị Chính phủ xem xét điều chỉnh cơ chế chính sách phù hợp, tạo sự cạnh tranh bình đẳng giữa sản phẩm xăng dầu do BSR sản xuất với hàng nhập khẩu để Nhà máy Lọc dầu Dung Quất duy trì sản xuất ổn định, liên tục và có hiệu quả cao; thu hút các đối tác, nhà đầu tư trong việc cổ phần hóa

cũng như nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Đảm bảo vận hành tuyệt đối an toàn

Tại buổi làm việc, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đánh giá cao kết quả sản xuất kinh doanh của BSR, đặc biệt là công tác tối ưu hóa, ứng dụng các giải pháp công nghệ, nâng cao năng lực quản trị doanh nghiệp. Thủ tướng Chính phủ nhấn mạnh Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có công nghệ hiện đại, quy mô lớn. Từ khi đi vào vận hành thương mại đến nay, đội ngũ lãnh đạo, kỹ sư của BSR đã từng bước tiếp nhận, chuyển giao công nghệ từ chuyên gia nước ngoài và vận hành an toàn. Đây là bước tiến vượt bậc của đội ngũ cán bộ, kỹ sư và công nhân kỹ thuật của BSR trong việc làm chủ công nghệ.

Đánh giá cao công nghệ xử lý chất thải của Nhà máy Lọc dầu Dung

Quất, Thủ tướng Chính phủ cho rằng đây là hình mẫu trong công tác bảo vệ môi trường của các dự án công nghiệp hiện đại, quy mô lớn của Việt Nam.

Về kiến nghị mức chênh lệch thuế xuất nhập khẩu xăng dầu ảnh hưởng đến các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh của BSR, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc cho biết sẽ đưa vấn đề này ra Thường trực Chính phủ để đảm bảo bình đẳng trong kinh doanh của doanh nghiệp hài hòa với lợi ích của đất nước và đảm bảo nguyên tắc thị trường.

Thủ tướng Chính phủ lưu ý BSR cần đảm bảo vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất tuyệt đối an toàn về con người, thiết bị và môi trường; tiếp tục nâng cao năng lực quản trị doanh nghiệp để tiết giảm chi phí, nâng cao giá trị các sản phẩm lọc, hóa dầu.

Phạm Minh

PHÓ THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ TRỊNH ĐÌNH DŨNG: TẠO ĐIỀU KIỆN ĐỂ VIETSOVPETRO PHÁT TRIỂN ỔN ĐỊNH, HIỆU QUẢ

Ngày 12/8/2016, tại Lễ kỷ niệm 35 năm Ngày thành lập Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và 30 năm Ngày khai thác tấn dầu thô đầu tiên, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng đề nghị Vietsovpetro tiếp tục đầu tư nghiên cứu áp dụng công nghệ tiên tiến để khai thác an toàn và hiệu quả các vùng mỏ hiện có, tận thu tối đa và tiết kiệm nguồn tài nguyên dầu khí cho đất nước; nhanh chóng nghiên cứu, ứng dụng công nghệ và xây dựng hệ thống thiết bị phù hợp để khai thác khí và condensate tại các vùng mỏ nước sâu, xa bờ.



Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng phát biểu tại Lễ kỷ niệm 35 năm Ngày thành lập Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và 30 năm Ngày khai thác tấn dầu thô đầu tiên. Ảnh: VSP

Khai thác trên 220 triệu tấn dầu thô

Trong 35 năm xây dựng và phát triển, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã thực hiện một khối lượng rất lớn công việc nghiên cứu, khảo sát, khoan thăm dò địa chất dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam, phát hiện 7 mỏ dầu, khí có trữ lượng công nghiệp. Từ khi khai thác tấn dầu đầu tiên tại mỏ Bạch Hổ (26/6/1986) đến nay, Vietsovpetro đã khai thác được trên 220 triệu tấn dầu thô và cung cấp vào bờ trên 30 tỷ m³ khí đồng hành, doanh thu bán dầu đạt trên 74 tỷ USD, nộp ngân sách Nhà nước và lợi nhuận của Việt Nam gần 47 tỷ USD, lợi nhuận của Liên bang Nga đạt gần 11 tỷ USD.

Đồng thời, Vietsovpetro đã xây dựng được tổ hợp tương đối hoàn chỉnh các công trình trên bờ, kho cảng đảm bảo cung ứng dịch vụ cho các hoạt động thăm dò khai thác vận chuyển dầu khí; gần 50 công trình biển được kết nối thành một hệ thống công nghệ liên hoàn để khai

thác 5 mỏ: Bạch Hổ, Rồng, Gấu Trắng, Thỏ Trắng và Nam Rồng - Đồi Mồi. Vietsovpetro cũng là tổng thầu thực hiện nhiều dự án trọng điểm quốc gia về dầu khí; đã phát triển, vận hành khai thác và bảo trì nhiều mỏ dầu cho các đối tác, đạt sản lượng gần 105 triệu thùng dầu thô; làm chủ kỹ thuật và công nghệ xây dựng công trình khai thác dầu khí biển ở độ sâu 120m nước.

Đặc biệt, Vietsovpetro đã phát hiện và tiên phong sáng tạo công nghệ hoàn toàn mới để khai thác thành công dầu trong đá móng granite nứt nẻ mỏ Bạch Hổ với trữ lượng lớn. Kết quả của nghiên cứu này đã đóng góp quan trọng cho khoa học dầu khí thế giới, khẳng định một loại thân dầu mới phi truyền thống, làm thay đổi quan điểm tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí, thu hút các công ty dầu khí nước ngoài vào đầu tư tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở Việt Nam. Vietsovpetro cũng là đơn vị tiên phong trong

Từ khi khai thác tấn dầu đầu tiên tại mỏ Bạch Hổ (26/6/1986) đến nay, Vietsovpetro đã khai thác được trên 220 triệu tấn dầu thô và cung cấp vào bờ trên 30 tỷ m³ khí đồng hành, doanh thu bán dầu đạt trên 74 tỷ USD, nộp ngân sách Nhà nước và lợi nhuận của Việt Nam gần 47 tỷ USD, lợi nhuận của Liên bang Nga đạt gần 11 tỷ USD.

Ngành Dầu khí Việt Nam về áp dụng các giải pháp kỹ thuật, công nghệ tiên tiến vào sản xuất, đem lại hiệu quả kinh tế cao. Bằng việc áp dụng phương pháp bơm ép nước để bảo tồn áp suất vỉa, Vietsovpetro đã tăng hệ số thu hồi dầu khí từ 18% lên trên 40% đối với tầng móng. Hàng năm, Vietsovpetro đã đưa vào ứng dụng từ 35 - 50 giải pháp công nghệ mới và các sáng kiến, sáng chế mang lại hiệu quả kinh tế cao.

Bên cạnh đó, Vietsovpetro đã đào tạo được đội ngũ cán bộ quản lý, kỹ sư có trình độ cao và công nhân lành nghề, làm chủ các lĩnh vực tìm



Phó Chủ tịch nước Đặng Thị Ngọc Thịnh trao tặng Huân chương Quân công cho Vietsovpetro. Ảnh: Đức Hậu

kiểm thăm dò, khai thác dầu khí biển, trở thành cái nôi đào tạo cán bộ cho Ngành Dầu khí Việt Nam. Vietsovpetro tích cực tham gia bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển.

Theo Tổng giám đốc Vietsovpetro Từ Thành Nghĩa, trong giai đoạn phát triển mới, Liên doanh gặp nhiều khó khăn và thách thức: sản lượng các mỏ đã qua thời kỳ khai thác đỉnh, suy giảm nhanh và diễn biến khó lường; các khu vực triển vọng trong vùng hoạt động còn ít tiềm năng, khả năng gia tăng trữ lượng thấp; giá dầu suy giảm kéo dài... Trên cơ sở đó, Vietsovpetro sẽ tập trung ưu tiên thực hiện 2 nhiệm vụ chiến lược để đảm bảo vận hành khai thác an toàn, hiệu quả các mỏ/công trình hiện có và phát triển bền vững trong thời gian tới. Liên doanh tiếp tục đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò và mở rộng vùng hoạt động, nhằm gia tăng trữ lượng dầu khí; đồng thời đưa nhanh các mỏ mới phát hiện vào khai thác để ổn định sản lượng.

Vietsovpetro cũng tiếp tục tái cơ cấu theo hướng hoàn thiện tổ chức và cơ chế quản lý, tối ưu hóa định biên lao động, sử dụng hiệu quả chi phí, nâng cao năng suất lao động và hạ giá thành sản phẩm theo chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ tại thông báo số 414/TB-VPCP ngày 28/12/2015.

Đảm bảo khai thác an toàn và hiệu quả

Tại Lễ kỷ niệm, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng đánh giá cao Vietsovpetro đã xây dựng được cơ sở công nghiệp dầu khí lớn ở trên bờ và ngoài khơi, đặt nền móng cho sự phát triển ngành công nghiệp khai thác dầu khí hiện nay. Liên doanh đã phát hiện và đưa vào khai thác nhiều mỏ dầu khí, đặc biệt việc tiên phong nghiên cứu, khai thác hiệu quả dầu trong đá móng là sáng tạo công nghệ rất có giá trị cho khoa học dầu khí Việt Nam và thế giới.

Phó Thủ tướng Chính phủ đánh giá cao Vietsovpetro đã đào tạo và xây dựng được đội ngũ lao động



Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Mevedev: VIETSOVPETRO ĐANG PHÁT TRIỂN MẠNH MẼ VÀ HOẠT ĐỘNG CÓ HIỆU QUẢ NHẤT

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" là đầu tàu của mối quan hệ hợp tác đôi bên cùng có lợi trong lĩnh vực năng lượng - một trong những trụ cột vững chắc của mối quan hệ đối tác chiến lược Việt Nam - Liên bang Nga...

Nhờ công sức của tập thể lao động quốc tế Vietsovpetro mà Việt Nam đã tạo ra được một ngành công nghiệp công nghệ cao. Điều này đã cho phép Việt Nam ngay từ cuối thập niên 80 của thế kỷ trước trở thành một trong những quốc gia khai thác dầu hàng đầu trong khu vực Đông Nam Á. Hàng nghìn chuyên gia Việt Nam đã được đào tạo từ cái nôi Vietsovpetro và trở thành đội ngũ cán bộ có trình độ chuyên môn cao trong Ngành Dầu khí Việt Nam.

Vietsovpetro đang phát triển mạnh mẽ, là một trong những công ty dầu khí lớn nhất và hoạt động có hiệu quả nhất không chỉ trong khu vực, mà còn trên toàn thế giới. Các dự án khai thác dầu khí triển vọng đang được triển khai thực hiện trên thềm lục địa Việt Nam. Mặc dù tình hình thị trường dầu mỏ đang diễn biến phức tạp, nhưng Vietsovpetro và người anh em tại Liên bang Nga - Rusvietpetro vẫn đặt ra những nhiệm vụ mới hết sức to lớn.

Tôi xin chúc tập thể lao động quốc tế Vietsovpetro triển khai thành công các kế hoạch đề ra. Tôi tin tưởng rằng Vietsovpetro sẽ tiếp tục có những đóng góp đáng kể vào việc củng cố mối quan hệ hợp tác toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga.



dầu khí chất lượng cao cho ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam. Kết quả hoạt động và thành công của Vietsovpetro đã tạo ra nền tảng cho sự phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam, công nghiệp hỗ trợ và chuỗi dịch vụ dầu khí; góp phần chuyển dịch cơ cấu kinh tế đất nước và phát triển kinh tế địa phương, đóng góp quan trọng vào công cuộc công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước. Đồng thời, Vietsovpetro còn có đóng góp quan trọng vào công tác an ninh quốc phòng, tham gia các hoạt động để khẳng định và bảo vệ quyền chủ quyền quốc gia trên thềm lục địa, vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam.

Nhân dịp này, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng cảm ơn Chính phủ, nhân dân Liên bang Nga và các nước Liên Xô cũ, đặc biệt là các

nhà khoa học và chuyên gia dầu khí đã giúp đỡ, cống hiến cho quá trình xây dựng và phát triển Vietsovpetro cũng như Ngành Dầu khí Việt Nam.

Trong bối cảnh còn nhiều khó khăn, thách thức, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nói chung và Vietsovpetro nói riêng tiếp tục đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò để gia tăng trữ lượng dầu khí, góp phần bảo đảm an ninh năng lượng, đẩy mạnh xuất khẩu và tăng nguồn thu cho ngân sách Nhà nước, góp phần thực hiện thắng lợi Nghị quyết Đại hội XII của Đảng. Trong đó, ưu tiên tìm kiếm, thăm dò ở các vùng nước sâu, xa bờ trên thềm lục địa và vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam; lựa chọn các khu vực có tiềm năng dầu khí cao, môi trường đầu tư

tốt ở nước ngoài để mở rộng hoạt động, ưu tiên mở rộng hợp tác dầu khí tại Liên bang Nga và các nước thuộc Liên Xô cũ.

Phó Thủ tướng đề nghị Vietsovpetro tiếp tục đầu tư nghiên cứu áp dụng công nghệ tiên tiến để khai thác an toàn và hiệu quả các mỏ hiện có, tận thu tối đa và tiết kiệm nguồn tài nguyên dầu khí cho đất nước; nhanh chóng nghiên cứu, ứng dụng công nghệ và xây dựng hệ thống thiết bị phù hợp để khai thác khí và condensate tại các mỏ thuộc khu vực nước sâu, xa bờ; cần lưu ý đảm bảo tuyệt đối về an toàn môi trường trong các hoạt động dầu khí.

Đồng thời, Phó Thủ tướng yêu cầu Vietsovpetro thực hiện nghiêm túc kết luận của Thủ tướng Chính phủ về tái cơ cấu theo hướng hoàn



Mô Bạch Hồ. Ảnh: VSP

thiện tổ chức và cơ chế quản lý, tối ưu hóa định biên lao động, sử dụng hiệu quả chi phí, nâng cao năng suất lao động và hạ giá thành sản phẩm; cải thiện đời sống vật chất và tinh thần, bảo đảm người lao động có cuộc sống ổn định, gắn bó, làm việc lâu dài tại Vietsovpetro và Ngành Dầu khí Việt Nam.

Phó Thủ tướng Chính phủ đề nghị Vietsovpetro tiếp tục tham gia góp phần bảo vệ an ninh trên biển và chủ quyền của đất nước; tiếp tục phát huy truyền thống đoàn kết, hữu nghị và hợp tác trong tập thể lao động quốc tế, góp phần tích cực vào việc củng cố và nâng cao tình hữu nghị truyền thống, quan hệ đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga.

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng khẳng định Chính phủ Việt Nam sẽ

chỉ đạo các Bộ, Ngành, địa phương và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tạo điều kiện thuận lợi và cơ chế phù hợp nhất để Vietsovpetro vượt qua khó khăn, thách thức trước mắt, tiếp tục phát triển bền vững trong thời gian tới.

Với truyền thống của Đơn vị 2 lần được trao tặng danh hiệu Anh hùng Lao động, Huân chương Hồ Chí Minh, Huân chương Sao Vàng, tập thể lao động quốc tế Vietsovpetro đã và đang tự tin bước vào giai đoạn phát triển mới với khát vọng lớn là tìm kiếm, thăm dò và khai thác ngày càng nhiều dầu khí cho đất nước, phát huy truyền thống đoàn kết, hữu nghị giữa nhân dân Việt Nam và Liên bang Nga, giữ vững vị trí, vai trò của đơn vị chủ lực, đầu tàu kinh tế của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

Việt Hà

HỘI NGHỊ KHOA HỌC "VIETSOVPETRO - 35 NĂM HÌNH THÀNH VÀ PHÁT TRIỂN"

Ngày 9/8/2016, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã tổ chức Hội nghị khoa học "Vietsovpetro - 35 năm hình thành và phát triển". Hội nghị đã tập trung đánh giá, trao đổi kinh nghiệm, thảo luận về định hướng phát triển các lĩnh vực từ tìm kiếm thăm dò, phát triển mỏ, xây dựng mỏ đến công nghệ khoan, khai thác, thu gom vận chuyển dầu khí, an toàn sức khỏe môi trường và kinh tế mỏ.

Trong 35 năm qua, Vietsovpetro đã giải quyết thành công các vấn đề về khoa học công nghệ, có đóng góp quan trọng cho khoa học dầu khí Việt Nam và thế giới. Nhiều công trình khoa học - công nghệ đã, đang mang lại hiệu quả kinh tế cao như: Cụm công trình "Tìm kiếm, phát hiện và khai thác có hiệu quả các thân dầu trong đá móng granitoit trước Đệ tam bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam" (đã được trao tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh), Cụm công trình "Nghiên cứu, phát triển và hoàn thiện công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu thô trong điều kiện đặc thù của các mỏ Vietsovpetro và các mỏ kết nối trên thềm lục địa Việt Nam"...

Trong giai đoạn phát triển mới, Vietsovpetro xác định công tác nghiên cứu khoa học và áp dụng công nghệ mới là một trong những yếu tố nền tảng để vượt qua các khó khăn, thách thức, đưa Liên doanh phát triển ổn định và bền vững.

Cũng nhân dịp này, Vietsovpetro đã tổ chức Triển lãm "Những thành tựu và sản phẩm khoa học công nghệ tiêu biểu".

GIÀN KHOAN TỰ NÂNG TAM ĐẢO 05: BƯỚC TRƯỞNG THÀNH CỦA NGÀNH CƠ KHÍ CHẾ TẠO DẦU KHÍ

Tại Lễ khánh thành và bàn giao giàn khoan tự nâng 120m nước Tam Đảo 05, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng đề nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục chú trọng đầu tư, nâng cao tiềm lực, khả năng cạnh tranh, chiếm lĩnh tối đa thị phần dịch vụ dầu khí trong nước, hỗ trợ trực tiếp cho lĩnh vực cốt lõi là công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí.



Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng phát biểu tại Lễ khánh thành và bàn giao giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05. Ảnh: PV Shipyard

Ngày 12/8/2016, tại Tp. Vũng Tàu, Công ty CP Chế tạo Giàn khoan Dầu khí (PV Shipyard) đã bàn giao giàn khoan tự nâng 120m nước Tam Đảo 05 cho chủ đầu tư Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". Đây là công trình cơ khí trọng điểm quốc gia và là giàn khoan tự nâng lớn nhất từ trước đến nay do Việt Nam tự thiết kế và chế tạo. Giàn được thiết kế hoạt động ở độ sâu mực nước biển tới 120m, khả năng khoan tới độ sâu 9.000m và có khả năng chịu được điều kiện thời tiết khắc nghiệt. Đây là công trình có hàm lượng công nghệ cao, phức tạp, khối lượng thi công lớn (gấp 1,5 lần so với giàn khoan tự nâng Tam Đảo 03).

Theo Tổng giám đốc PV Shipyard Lê Hưng, sau 32 tháng thi công, PV Shipyard đã hoàn thành công tác thử nghiệm, nghiệm thu hệ thống nâng hạ để bàn giao cho chủ đầu tư Vietsovpetro đưa vào vận hành, sử dụng. Việc hoàn thành đóng mới giàn khoan Tam Đảo 05 theo đúng tiến độ, đảm bảo được chất lượng theo

tiêu chuẩn quốc tế đã khẳng định trình độ, năng lực của PV Shipyard từ thực hiện thiết kế chi tiết đến tổ chức giám sát, thi công.

Việc đóng mới và hạ thủy thành công giàn khoan Tam Đảo 05 đã tạo điều kiện cho công ty đào tạo, xây dựng một đội ngũ quản lý dự án, đội ngũ kỹ sư thiết kế mạnh, chuyên sâu, từng bước đạt tầm khu vực và thế giới; có khả năng tự đảm nhận thiết kế chi tiết, thiết kế thi công cho các loại công trình dầu khí khác nhau như giàn khoan di động, phương tiện nổi, giàn khoan cố định và các công trình phục vụ ngành Dầu khí. Việc chế tạo thành công giàn khoan Tam Đảo 05 và các giàn khoan trước đó đã đưa Việt Nam trở thành nước có thể chế tạo giàn khoan dầu khí trên thế giới như: Mỹ, Trung Quốc, Hàn Quốc, Singapore...

Tổng giám đốc Vietsovpetro Từ Thành Nghĩa cho biết: Để tạo điều kiện cho Vietsovpetro tiếp tục phát triển bền vững, Chính phủ Việt Nam đã giao cho Vietsovpetro

nhieu lô mới để tiến hành thăm dò, khai thác nhằm mở rộng hoạt động ra các vùng biển nước sâu xa bờ thuộc thềm lục địa và vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam. Trên cơ sở đó, Vietsovpetro đã đầu tư mua sắm và đóng mới một số trang thiết bị quan trọng như: tàu chứa dầu Vietsovpetro-02 (năm 2011), giàn khoan Tam Đảo 03 (năm 2012) và giàn khoan Tam Đảo 05... Trong đó, dự án đóng mới giàn khoan Tam Đảo 05 là một trong những hợp đồng lớn nhất tiếp tục được Vietsovpetro ký với các đối tác trong nước, hưởng ứng Cuộc vận động "Người Việt Nam ưu tiên dùng hàng Việt Nam" do Bộ Chính trị phát động, góp phần thúc đẩy phát triển sản xuất công nghiệp trong nước.

Chủ đầu tư Vietsovpetro đánh giá cao PV Shipyard đã tổ chức thiết kế, mua sắm, thi công dự án đảm bảo an toàn, chất lượng, đúng tiến độ. Giàn khoan Tam Đảo 05 được thiết kế và chế tạo có tính năng kỹ thuật tối ưu, bố trí thiết bị hợp lý, thuận tiện



Giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05. Ảnh: PV Shipyard

sử dụng, đáp ứng yêu cầu của chủ đầu tư và đã được Đăng kiểm Hoa Kỳ (ABS) và Đăng kiểm Việt Nam cấp chứng chỉ cho phép đưa vào sử dụng. Điều này không chỉ khẳng định uy tín, thương hiệu của PV Shipyard mà còn góp phần giúp Vietsovpetro hoàn thành kế hoạch sản xuất kinh doanh, nâng cao hiệu quả kinh tế của dự án đầu tư chế tạo giàn khoan Tam Đảo 05.

Lãnh đạo Vietsovpetro cho biết sẽ tổ chức quản lý sử dụng hiệu quả giàn khoan Tam Đảo 05, đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò, mở rộng vùng hoạt động của Liên doanh ra vùng nước sâu, xa bờ, tìm thêm nhiều dầu cho Tổ quốc và góp phần phát triển bền vững Ngành Dầu khí Việt Nam.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn ghi nhận việc hoàn thành giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05 đã đánh dấu sự trưởng thành vượt bậc của đội ngũ cán bộ, kỹ sư ngành Dầu khí trong quá trình thực hiện Chiến lược tăng

tốc phát triển, vươn ra biển lớn. Đây cũng là một minh chứng rõ nét nhất thể hiện tinh thần dám nghĩ, dám làm, là niềm tự hào của Trí tuệ Việt Nam, của bản lĩnh người Dầu khí.

Tại buổi lễ, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng nhấn mạnh việc chế tạo thành công giàn khoan Tam Đảo 05 sẽ là tiền đề để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/PV Shipyard tiếp tục thực hiện các dự án chế tạo giàn khoan lớn hơn, với công nghệ phức tạp hơn. Phó Thủ tướng khẳng định: “Thành công của dự án không chỉ có ý nghĩa quan trọng về mặt khoa học công nghệ, mà còn có ý nghĩa chính trị, kinh tế - xã hội to lớn, thể hiện sự hợp tác có hiệu quả giữa Việt Nam và Liên bang Nga”. Các giàn khoan di động mang thương hiệu Việt Nam hoạt động trên thềm lục địa đã góp phần phát triển kinh tế biển, xác định vị thế của Ngành Dầu khí Việt Nam, khẳng định và bảo vệ chủ quyền biển đảo quốc gia.

Phó Thủ tướng cho biết trong công cuộc công nghiệp hóa, hiện đại

Giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05 được thiết kế theo mẫu JU-2000E hiện đại nhất của Friede & Goldman (Mỹ), với trọng lượng trên 18 nghìn tấn, chiều dài thân giàn 167m, khả năng chất tải 2.995 tấn. Giàn được thiết kế hoạt động ở độ sâu mực nước biển tới 120m, khả năng khoan tới độ sâu 9.000m và có khả năng chịu được điều kiện thời tiết khắc nghiệt, chịu được sức gió bão trên cấp 12, chiều cao sóng 22m.

hóa và hội nhập của đất nước, Đảng, Nhà nước và Chính phủ đã, đang và sẽ luôn coi trọng việc thúc đẩy, phát triển các ngành công nghiệp đòi hỏi kỹ thuật và công nghệ cao, trong đó có ngành cơ khí chế tạo phục vụ lĩnh vực dịch vụ dầu khí chất lượng cao. Trên cơ sở đó, Phó Thủ tướng Chính phủ mong muốn PV Shipyard phát huy năng lực, khai thác tối đa các lợi thế sẵn có để khẳng định vị thế trên trường quốc tế bằng việc giành được các dự án lớn có vốn đầu tư nước ngoài và cung cấp dịch vụ dầu khí bảo đảm chất lượng và cạnh tranh ra nước ngoài.

Đặc biệt, Phó Thủ tướng đề nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục chú trọng đầu tư, nâng cao tiềm lực, khả năng cạnh tranh, chiếm lĩnh tối đa thị phần dịch vụ dầu khí trong nước, hỗ trợ trực tiếp cho lĩnh vực cốt lõi là công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí. Đồng thời, Tập đoàn cần đẩy mạnh hợp tác với các đối tác nước ngoài, nhận chuyển giao công nghệ, tiếp thu kiến thức, kinh nghiệm và khuyến khích, thu hút các thành phần kinh tế để phát triển dịch vụ dầu khí chất lượng cao theo đúng định hướng của Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam.

Quang Minh

TẬP TRUNG NGUỒN LỰC VÀ GIẢI PHÁP HOÀN THÀNH VƯỢT MỨC KẾ HOẠCH NĂM 2016



Petrovietnam đã khai thác 16,88 triệu tấn dầu quy đổi trong 7 tháng đầu năm 2016. Ảnh: PVN

Tại Thông báo số 227/TB-VPCP ngày 10/8/2016, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung mọi nguồn lực và các giải pháp thực hiện nhằm hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch năm 2016, trên cả 5 lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính, trong đó lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí là cốt lõi. Tập đoàn nghiên cứu, tập trung thực hiện quyết liệt đồng bộ các giải pháp, phấn đấu khai thác dầu trong nước vượt 1 triệu tấn so với kế hoạch Chính phủ giao trên tinh thần tiết kiệm, nâng cao hiệu quả.

Chủ động bám sát diễn biến giá dầu thô

Ngày 10/8/2016, Văn phòng Chính phủ đã có Thông báo số 227/TB-VPCP về ý kiến kết luận của Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng tại Hội nghị sơ kết công tác 6 tháng đầu năm và triển khai nhiệm vụ kế hoạch 6 tháng cuối năm 2016 của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Theo đó, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ động bám sát diễn biến giá dầu thô để có các biện pháp phù hợp, sớm có báo cáo Chính phủ các khó khăn, vướng

mắc cần xử lý (trong tất cả các lĩnh vực) để tạo điều kiện cho Tập đoàn hoàn thành kế hoạch năm 2016 và phát triển trong những năm tiếp theo. Tập đoàn cần kiểm soát chặt chẽ việc vận hành an toàn, ổn định các công trình/nhà máy dầu khí, đảm bảo hoàn thành vượt mức sản lượng sản xuất theo kế hoạch đã được cấp có thẩm quyền phê duyệt.

Phó Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn củng cố và tăng cường công tác dự báo, đánh giá rủi ro; nâng cao năng lực quản trị, điều hành doanh nghiệp. Đặc biệt, nghiên cứu, tập trung thực hiện quyết liệt

đồng bộ các giải pháp, phấn đấu khai thác dầu trong nước vượt 1 triệu tấn so với kế hoạch Chính phủ giao trên tinh thần tiết kiệm, nâng cao hiệu quả. Tập đoàn cần tiếp tục thực hiện có hiệu quả công tác tái cơ cấu theo Quyết định số 46/QĐ-TTg ngày 5/1/2013 và Quyết định số 1011/QĐ-TTg ngày 3/7/2015 của Thủ tướng Chính phủ; từng bước xây dựng Tập đoàn bền vững hơn, hiệu quả hơn.

Tập đoàn tiếp tục nghiên cứu, rà soát để có các biện pháp, giải pháp đồng bộ, quyết liệt thực hiện việc tái cơ cấu bộ máy quản lý/tổ chức hoạt động, phân công/phân bổ nguồn lực, nhân lực hợp lý, khoa học; tích cực nghiên cứu và áp dụng các thành tựu khoa học công nghệ mới để nâng cao năng lực cạnh tranh và hiệu quả trong quản lý - điều hành hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn ở trong nước và quốc tế. Đẩy mạnh, tăng cường các hoạt động an sinh xã hội trong và ngoài Tập đoàn; tiếp tục xây dựng, gìn giữ, phát huy giá trị văn hóa và truyền thống Ngành Dầu khí Việt Nam.

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng yêu cầu Tập đoàn tiếp tục thực hiện tốt Nghị quyết số 41-NQ/TW ngày 23/7/2015 của Bộ Chính trị về định hướng Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035; Quyết định số 1748/QĐ-TTg và Quyết định số 1749/QĐ-TTg ngày 14/10/2015 của Thủ tướng Chính phủ về việc phê duyệt Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035.

Tập trung nguồn lực phát triển 5 lĩnh vực chính

Theo chỉ đạo của Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng, Tập đoàn Dầu khí

Việt Nam cần tập trung mọi nguồn lực và các giải pháp thực hiện nhằm hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch năm 2016, trên cả 5 lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính, trong đó lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí là cốt lõi, cụ thể là:

Đối với lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí, Phó Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn tăng cường công tác tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí, nhằm gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác, đóng góp vào sự phát triển chung của nền kinh tế đất nước, đồng thời góp phần, bảo đảm an ninh năng lượng cho đất nước, bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển. Tập đoàn phối hợp với các Bộ, Ngành chủ động nghiên cứu, có giải pháp và đề xuất báo cáo Chính phủ trong việc bảo đảm nguồn vốn để thực hiện các dự án mục tiêu về tìm kiếm, thăm dò.

Đối với lĩnh vực công nghiệp khí, Phó Thủ tướng giao Bộ Công Thương chỉ đạo Tập đoàn có giải pháp phù hợp để triển khai các dự án khí theo kế hoạch đề ra, bảo đảm tiến độ, hiệu quả. Tập đoàn chỉ đạo các đơn vị liên quan vận hành an toàn và hiệu quả các công trình khí, đáp ứng nhu cầu khí cho các hộ tiêu thụ; thực hiện lộ trình giá khí theo cơ chế thị trường đã được Thủ tướng phê duyệt.

Đối với lĩnh vực điện, Phó Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn tập trung triển khai đầu tư các dự án điện được giao, tăng cường công tác quản lý, giám sát đầu tư, xây dựng, công tác đấu thầu bảo đảm tiết kiệm, hiệu quả và tiến độ theo kế hoạch đề ra.

Đối với lĩnh vực lọc hóa dầu, Phó Thủ tướng lưu ý Tập đoàn cần kiểm soát tốt tiến độ triển khai các dự án lọc hóa dầu: Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất,

Trong 7 tháng đầu năm 2016, giá dầu thô trung bình đạt 41,5 USD/thùng, giảm 18 USD/thùng so với cùng kỳ năm 2015. Tập đoàn đã khai thác 16,88 triệu tấn dầu quy đổi, trong đó sản lượng khai thác dầu thô đạt 10,32 triệu tấn, sản lượng khai thác khí đạt 6,56 tỷ m³. Tổng doanh thu toàn Tập đoàn đạt 253 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 50,7 nghìn tỷ đồng.

Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, Tổ hợp Hóa dầu Long Sơn; vận hành an toàn và có hiệu quả các nhà máy lọc hóa dầu theo kế hoạch đề ra.

Đối với lĩnh vực dịch vụ dầu khí, Phó Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn tăng cường năng lực của các doanh nghiệp trong lĩnh vực dịch vụ dầu khí, có giải pháp đẩy mạnh tìm kiếm, mở rộng thị trường, đặc biệt là việc tìm kiếm cơ hội phát triển dịch vụ dầu khí ra nước ngoài.

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng đề nghị Tập đoàn xây dựng đội ngũ cán bộ, công nhân viên ngành Dầu khí thành một tập thể đoàn kết; nâng cao công tác quản trị doanh nghiệp, phát huy truyền thống và thế mạnh về đội ngũ nhân lực chất lượng cao, tập trung thực hiện giải pháp đào tạo đội ngũ nhân lực, chuyên gia đáp ứng trình độ quốc tế, tham gia thị trường cung cấp nhân lực chất lượng cao ngành Dầu khí trên bình diện toàn cầu. Tập đoàn cần phối hợp chặt chẽ với các Bộ, Ngành liên quan, đặc biệt là Bộ Quốc phòng để tham gia, hỗ trợ và triển khai công tác bảo vệ, bảo đảm an ninh, an toàn cho các hoạt động dầu khí trên biển Đông trong tình hình mới, góp phần bảo vệ vững chắc chủ quyền quốc gia trên biển.

Nguyễn Hoàng

TỐI ƯU CẤU TRÚC GIẾNG CHO CÁC GIẾNG KHOAN CỦA CẤU TẠO T, ĐÔNG NAM BỂ CỬU LONG, NGOÀI KHƠI VIỆT NAM

ThS. Nguyễn Mạnh Tuấn¹, KS. Nguyễn Duy Sâm¹

TS. Triệu Hùng Trường²

¹Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí Trong nước (PVEP POC)

²Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội

Email: tuannm@pvep.com.vn

Tóm tắt

Trong bài báo này, nhóm tác giả thống kê và phân tích sự thành công và những sự cố, phức tạp điển hình gặp phải trong quá trình thi công các giếng khoan T-1, T-2 và T-3 của cấu tạo T ở khu vực Đông Nam bể Cửu Long, ngoài khơi Việt Nam do Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC) điều hành, từ đó đề xuất giải pháp khắc phục và điều chỉnh cấu trúc giếng khoan hợp lý cho cấu tạo T. Một trong những biện pháp đó là điều chỉnh điểm đặt chân ống chống trung gian 13 $\frac{3}{8}$ inch phù hợp với địa chất, địa tầng. Biện pháp này đã được áp dụng cho các giếng khoan thuộc bể Cửu Long do PVEP POC điều hành và đem lại hiệu quả cao về kỹ thuật và kinh tế [1, 2].

Từ khóa: Thiết kế cấu trúc giếng khoan, ổn định thành giếng khoan, sét Bạch Hổ, sét tập D.

1. Mở đầu

Sự thành công của một giếng khoan dầu khí phụ thuộc vào nhiều yếu tố khác nhau. Trong đó, việc nghiên cứu, phân tích và đánh giá các sự cố và bài học kinh nghiệm của các giếng khoan lân cận, các giếng trong khu vực, trong cấu tạo là điều cần thiết và quan trọng.

Các kết quả nghiên cứu khoan thăm dò, thăm lượng gần đây ở khu vực Đông Nam bể Cửu Long hứa hẹn triển vọng dầu khí đáng kể của các đối tượng cát kết Oligocene và móng granite nứt nẻ, đồng thời cho thấy sự phức tạp, khó khăn trong quá trình thiết kế và thi công các giếng khoan thăm dò dầu khí trong khu vực nghiên cứu.

Bài báo này giới thiệu kết quả nghiên cứu, đánh giá những sự cố, phức tạp, khó khăn của các giếng khoan trước để tối ưu cấu trúc giếng, công tác thiết kế và thi công các giếng khoan thăm dò khai thác.

2. Đặc điểm địa chất khu vực nghiên cứu

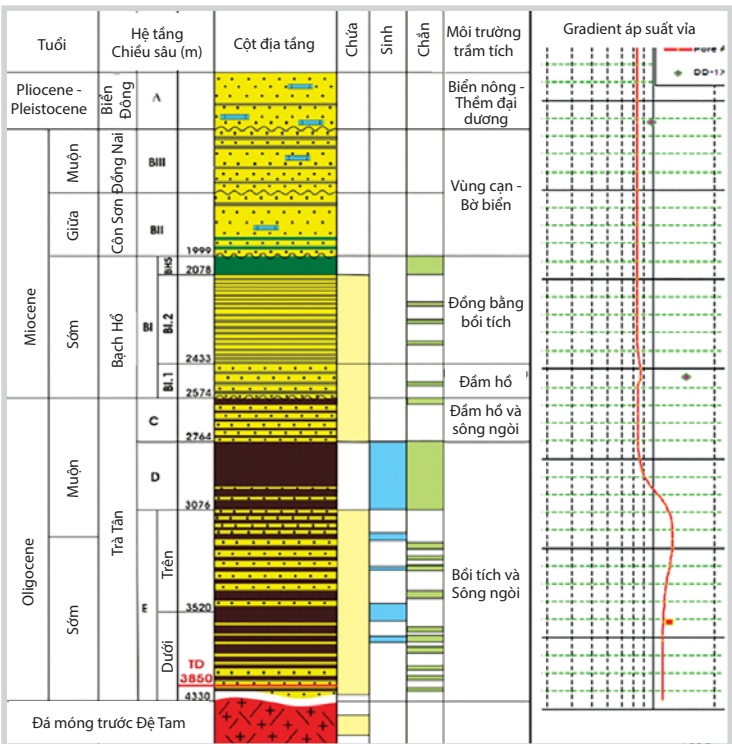
Địa tầng khu vực Đông Nam bể Cửu Long nói chung, cấu tạo T nói riêng gồm các trầm tích Cenozoic nằm phủ lên trên đá móng granite, thể hiện trong cột địa tầng khu vực nghiên cứu (Hình 1).

Trong Hình 1, theo trình tự từ trên xuống, hệ tầng Biển Đông (tập A) là trầm tích Đệ Tứ có chiều dày khoảng 700 - 800m, chiều sâu từ khoảng 50 - 800m, với đặc điểm chủ yếu là cát, xen kẹp sét, bột xen kẹp bờ rời.

Hệ tầng Đồng Nai (tập BIII - Miocene muộn) có chiều dày khoảng 600 - 700m, chiều sâu từ 700 - 1.200m, với đặc điểm chủ yếu là cát kết hạt từ mịn đến thô, có xen kẹp với sét kết và bột kết.

Hệ tầng Côn Sơn (tập BIII - Miocene giữa) có chiều dày từ 700 - 800m, chiều sâu từ khoảng 1.200 - 2.000m, với đặc điểm giống tập BIII, chủ yếu là cát kết hạt từ mịn đến thô, có xen kẹp sét kết và bột kết.

Hệ tầng Bạch Hổ (tập BI - Miocene dưới) được chia làm hai phần, phần trên là phụ hệ tầng BI.2, chiều dày từ 300 - 400m,



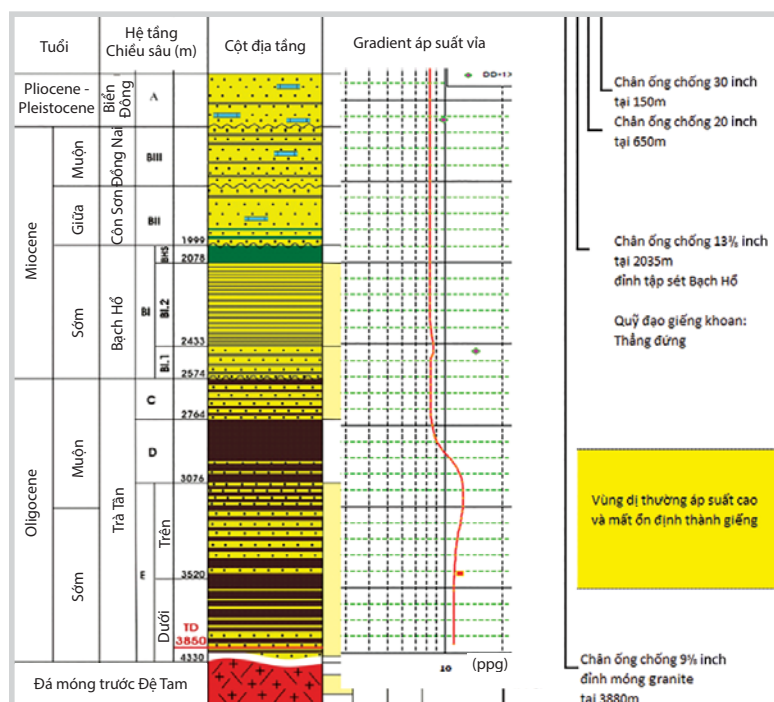
Hình 1. Cột địa tầng tổng hợp của cấu tạo T

chiều sâu từ khoảng 2.000 - 2.400m, chủ yếu là sét kết màu xám nâu, xám xanh. Phụ hệ tầng này có lớp sét Bạch Hồ - là lớp sét màu xám, xám xanh, chiều dày khoảng 50 - 60m, thành phần chủ yếu là sét Montmorillonite có tính háo nước cao, dễ trương nở và sập lở làm mất ổn định thành giếng khoan. Phần phụ hệ tầng dưới - BI.1 có chiều dày khoảng 100 - 150m, chiều sâu từ 2.400 - 2.550m, đặc điểm là sét kết, cát kết phân lớp mỏng có màu xám đen, xám xanh bắt đầu xuất hiện các lớp cát kết có chiều dày từ vài mét đến vài chục mét, là một trong những đối tượng thăm dò trong khu vực.

Hệ tầng Trà Tân (Oligocene) chia làm 3 phần:

- Phần trên là hệ tầng Oligocene C (Oligocene muộn - tập C): chiều dày khoảng 200m, chiều sâu khoảng 2.550 - 2.750m, chủ yếu là cát kết xen kẹp với sét kết và bột kết;
- Oligocene D (Oligocene giữa - tập D): chiều dày khoảng 300m, chiều sâu khoảng 2.750 - 3.050m, chủ yếu là sét kết màu nâu đen, có xen kẹp rất ít các lớp cát mỏng;
- Oligocene E (Oligocene sớm - tập E): tập E được chia làm hai phần: phần trên - E trên có chiều dày khoảng 500m, chiều sâu khoảng 3.050 - 3.550m, chủ yếu là cát kết xen kẹp bột kết, sét kết, có các lớp than mỏng xen kẹp; phần dưới - E dưới có chiều dày khoảng 500 - 700m nằm phủ lên trên đá móng granite; đặc trưng là cát hạt vừa đến thô, xen kẹp sét kết và bột kết.

Đá móng granite trước Đệ Tam đặc trưng bởi đá granite nứt nẻ. Đây cũng là một trong những đối tượng quan trọng trong tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam [2].



Hình 2. Cấu trúc thiết kế và thực tế sau khi thi công giếng T-1 [1]

Theo chiều sâu các giếng khoan tại cấu tạo nghiên cứu, áp suất vỉa của các thành hệ từ tập A tới hết tập C có chế độ áp suất bình thường; từ đáy tập D đến hết tập E trên có dị thường áp suất cao (abnormal pressure), lên tới 12,5ppg (áp suất quy đổi về tỷ trọng dung dịch); xuống tới tập E dưới, áp suất thành hệ trở về trạng thái bình thường, khoảng 9,5ppg trong tập E dưới tới tầng đá móng granite. Nhiệt độ đối với vùng này đánh giá là bình thường với gradient vào khoảng 2,7 - 3,0°C/100m [1].

Đối với công tác thiết kế và thi công khoan, từ đặc điểm địa chất địa tầng của vùng này phát sinh ra một số điểm đáng chú ý như tập sét Bạch Hồ và sét tập D tính ổn định thấp, dễ gây sập lở thành giếng khoan; tập E trên có dị thường áp suất thành hệ cao, muốn khoan qua tập này phải sử dụng tỷ trọng dung dịch cao gây rủi ro khi chênh áp (giữa áp suất thành hệ và tỷ trọng dung dịch khoan) cao qua các khu vực khác, dễ gây kẹt cần khoan, hư hại các vỉa dầu khí ở khu vực áp suất bình thường [3].

Đối tượng thăm dò dầu khí của cấu tạo T gồm: móng granite nứt nẻ, các vỉa cát kết ở tập E dưới (không có dị thường áp suất), các vỉa cát kết ở tập E trên (dị thường áp suất), cát kết bẫy địa tầng ở Oligocene C và Miocene B1. Điểm khác biệt của cấu tạo T và bể Cửu Long là ở một số khu vực của bể này, tập E hầu như không có, hoặc có thì chiều dày rất mỏng. Ở cấu tạo T, việc tập E rất dày và chia ra làm hai phần có chế độ áp suất khác nhau làm cho công tác thiết kế, thi công các giếng ở cấu tạo này phức tạp, khó khăn hơn nhiều.

3. Cấu trúc giếng khoan điển hình đã được áp dụng cho cấu tạo T

Với địa chất, địa tầng, áp suất, nhiệt độ như trên và theo yêu cầu thăm dò đối tượng ở tập BI.1, C và E, các giếng khoan được thiết kế có cấu trúc giếng với 5 cấp ống chống như sau [3]:

- Khoan công đoạn 36 inch và chống ống 30 inch tới 150 - 170m.

- Khoan công đoạn 26 inch, chống ống 20 inch tới 650 - 800m.
- Khoan công đoạn 16 inch, chống ống 13 $\frac{3}{8}$ inch tới 2.000 - 2.750mTVDss, đặt ở đỉnh hoặc đáy tập sét Bạch Hổ, hoặc ở đỉnh tập D.
- Khoan công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch, chống ống 9 $\frac{5}{8}$ inch tới đỉnh của tầng đá móng granite (ở chiều sâu 3.850mTVDss).
- Khoan 8 $\frac{1}{2}$ inch trong tầng đá móng granite.

4. Phân tích sự thành công và các phức tạp, sự cố khi khoan các giếng tại cấu tạo T

4.1. Sự thành công đối với giếng T-1

Với cấu trúc giếng như trên và theo yêu cầu thăm dò đối tượng ở tập Bl.1, C và E, giếng T-1 được khoan thẳng đứng, công đoạn 16 inch khoan qua các tầng đất đá mềm, bỏ rời từ tập A, qua tập BIII và chống ống 13 $\frac{3}{8}$ inch trên đỉnh tập sét Bạch Hổ. Thực tế thi công công đoạn này rất thuận lợi. Sử dụng nước biển làm dung dịch khoan, quét giếng định kỳ bằng Gel/CMC. Tỷ trọng dung dịch lớn nhất là 10,0ppg.

Công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch khoan qua các tập sét Bạch Hổ, qua tập C, D và E tới đỉnh tầng đá móng granite. Trong công đoạn này có nhiều tiềm ẩn về phức tạp địa chất, như: mất ổn định thành giếng ở tập sét Bạch Hổ, ở sét tập D và áp suất thành hệ cao tại tập E trên gây tỷ lệ khí cao trong quá trình khoan. Thực tế khoan công đoạn này cho thấy khí bắt đầu xuất hiện từ đáy của tập D cho tới hết tập E, đoạn có đồ thị áp suất lên cao và đặc điểm là nơi có những tập cát mỏng bị nén ép. Tỷ lệ khí cao bắt đầu ghi nhận tại chiều sâu 3.008m, với 11,24% tại tỷ trọng dung dịch 12,2ppg; tại 3.504m, đỉnh khí 50% tại tỷ trọng dung dịch 12,4%; tại 3.697m, đỉnh khí là 25,4%, tại tỷ trọng dung dịch 12,5ppg; khí tuần hoàn lên khi khoan tới chiều sâu cuối cùng, sau khi đo địa vật lý giếng khoan và thả ống chống tới đáy lần lượt là 100%, 96%, 54%, tại tỷ trọng dung dịch là 12,7%.

Trong quá trình thả thiết bị địa vật lý giếng khoan, không thấy ghi nhận các phức tạp liên quan đến ổn định thành giếng.

Như vậy trong công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch nói chung đã thành công về mặt thiết kế lẫn thi công: khoan qua các tầng sét Bạch Hổ, sét tập D mà không có ghi nhận nào đáng kể về phức tạp thành hệ. Đáng chú ý là để ngăn khí xâm nhập vào giếng, tỷ trọng dung dịch phải tăng lên khá cao, tới 12,7ppg. Các đối tượng sinh khí chủ yếu là các tập cát mỏng áp suất cao ở đáy tập D và trong tập E trên.

4.2. Phức tạp, sự cố đối với giếng T-2

Với địa chất, địa tầng, áp suất, nhiệt độ như trên, theo yêu cầu thăm dò đối tượng ở tập Bl.1, C và E, và tiếp thu sự thành công của giếng T-1, giếng khoan T-2 được thiết kế quỹ đạo hình chữ J, có đoạn tăng góc và giữ góc lên tới 45 độ, điểm đặt chân ống chống tương tự như giếng T-1.

Mặc dù đặc điểm địa chất, áp suất thành hệ, nhiệt độ khá tương đồng với giếng T-1, nhưng giếng T-2 gặp rất nhiều sự cố liên quan đến ổn định thành giếng dẫn tới sự thay đổi cấu trúc giếng trong thực tế, cụ thể thi công giếng T-2 như sau:

Công đoạn 16 inch khoan và chống ống 13 $\frac{3}{8}$ inch tại đáy của tập sét Bạch Hổ thành công. Trong công đoạn này, không xảy ra sự cố hay phức tạp đáng kể nào liên quan tới mất ổn định thành giếng khoan. Dung dịch khoan sử dụng nước biển, sau đó trước khi khoan vào tập sét Bạch Hổ, được chuyển đổi thành hệ dung dịch ức chế sét Ultradril, tỷ trọng dung dịch cuối cùng là 10,2ppg.

Công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch: Tiến hành khoan từ chân ống chống 13 $\frac{3}{8}$ inch, dung dịch sử dụng là Ultradril, tỷ trọng dung dịch ban đầu là 10,4ppg. Khoan tới 2.778m, bắt đầu vào tập D và vào đoạn có áp suất cao, tỷ trọng dung dịch được tăng từ 10,4 - 11,9ppg. Sau khi vừa khoan vừa tăng tỷ trọng dung dịch lên 11,9ppg tại 2.778m, nhận thấy moment xoắn tăng cao, đội khoan đã kéo và thu hồi một cần dựng (28m), sau đó kết nối lại với đầu xoay (Top Driver) để tiến hành doa giếng thì phát hiện cần khoan bị kẹt. Qua các dấu hiệu trên cho thấy, đó là kẹt mút (differential sticking). Tiến hành các biện pháp cứu kẹt không thành công, nhà điều hành quyết định tháo trái cần khoan, đổ cầu xi măng và tiến hành khoan thân giếng nhánh (sidetrack). Thân 12 $\frac{1}{4}$ inch mới được khoan và ống chống 9 $\frac{5}{8}$ inch được đặt tại đỉnh của tập D [1].

Công đoạn 8 $\frac{1}{2}$ inch bắt đầu từ chân ống chống 9 $\frac{5}{8}$ inch tại đỉnh tập D, khoan qua tập D, E (trên và dưới) tới đỉnh tầng móng granite tại khoảng 4250mMD/3735mTVD. Thực tế thi công khoan công đoạn này gặp khá nhiều phức tạp, đặc biệt là trong tập D: có rất nhiều điểm bó hẹp, cần khoan kẹt nhẹ, đất đá sập lở (caving và sloughing) mạnh. Tỷ trọng dung dịch khoan đã tăng lên 12,5ppg đến 12,8ppg trước khi thả bộ cắt mẫu lõi. Trong quá trình thả địa vật lý giếng khoan gặp khá nhiều điểm bó hẹp, treo bộ thiết bị... Nhìn chung công đoạn 8 $\frac{1}{2}$ inch hoàn thành nhiệm vụ là chống được ống 7 inch như kế hoạch, tuy nhiên thời gian thi công kéo dài do các phức tạp của hệ tầng mang lại.

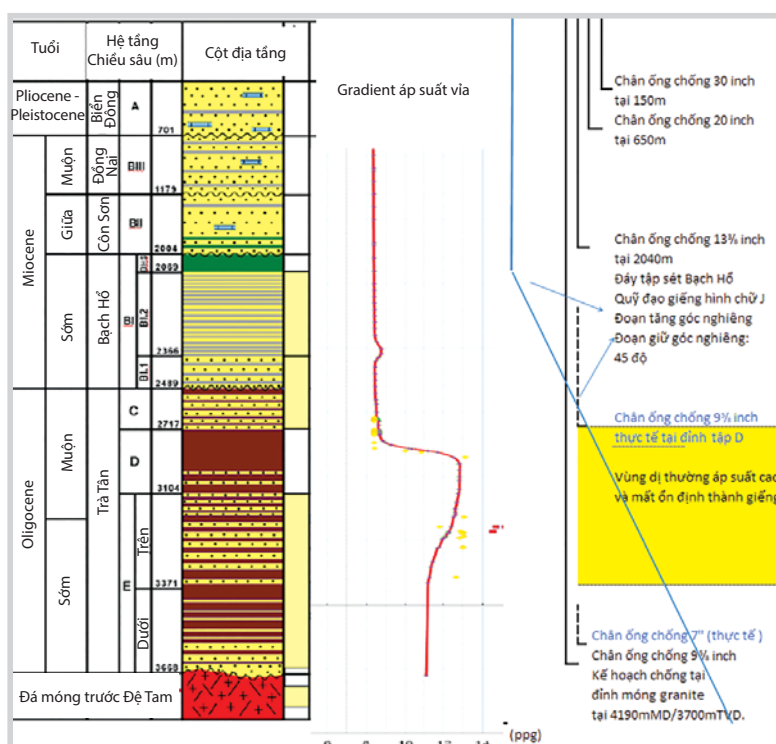
Công đoạn 6 inch khoan vào tầng đá móng granite, đến chiều sâu cuối cùng tại 4.545mMD/3.900mTVD.

Như vậy, do sự cố kẹt cần và khoan thân 12¼ inch mới, cấu trúc của giếng này thay đổi so với thiết kế: ống 9½ inch chống ở đỉnh tập D, khoan 8½ inch qua tập D, E và chống ống 7 inch tại đỉnh của tầng đá móng granite, công đoạn 6 inch khoan vào tầng đá móng granite.

Phân tích nguyên nhân các phức tạp, sự cố:

- Cột cần khoan 12¼ inch bị kẹt nút trong các tầng cát của tập C. Nguyên nhân là do chênh áp quá lớn giữa áp suất vỉa và áp suất thủy tĩnh của dung dịch khoan. Cụ thể là trong kéo dài từ chân ống chống 13½ inch tới đỉnh tập D (Hình 3), dài khoảng 700m có áp suất vỉa khoảng 8,33ppg, trong khi để khoan qua vùng áp suất cao ở đáy tập D và tập E sử dụng dung dịch khoan có tỷ trọng là 12,5 - 12,7ppg, chênh lệch khoảng 4,2ppg, tương đương với chênh áp khoảng 1.930psi tại đỉnh tập D. Như vậy, để khoan hết công đoạn 12¼ inch thì cần khoan trong vùng áp suất thấp này, cột cần khoan luôn ở trong trạng thái nguy hiểm bởi kẹt nút. Điều này tiềm ẩn nguy cơ sự cố, kẹt cần rất cao [3].

- Quá trình tăng tỷ trọng dung dịch khoan quá nhanh trong một thời gian ngắn gây sốc về chênh áp, làm gia tăng khả năng kẹt nút. Thực tế cho thấy trong thời gian khoảng 4 giờ, tỷ trọng dung dịch đã tăng từ 10,4ppg lên tới 11,9ppg (1,5ppg/4 giờ). Thông thường dung dịch khoan được chỉ định tăng rất chậm và theo bậc thang 0,2ppg nhằm có đủ thời gian để tạo vỏ bùn chắc chắn trên thành giếng khoan, giảm nguy cơ kẹt cần và mất dung dịch [1].



Hình 3. Cấu trúc thiết kế và thực tế sau khi thi công giếng T-2 [1]

- Với chênh áp khoảng 1.700 - 1.950psi trong vùng có áp suất vỉa thấp trong suốt quá trình khoan công đoạn 12¼ inch thì nguy cơ mất dung dịch xảy ra tại vùng này rất cao [4].

- Đất đá mất ổn định hơn, tăng lên khi góc nghiêng tăng. Công đoạn này có góc nghiêng 45 độ đã cho thấy sự mất ổn định thành giếng hơn nhiều so với cùng công đoạn ở giếng trước.

- Trong điều kiện chênh áp cao, độ nghiêng thân giếng cao, cần khoan có xu hướng áp sát vào bên dưới thành giếng khoan làm cho nguy cơ kẹt nút tăng cao.

Có thể thấy giếng T-1 và T-2 có cùng cấu trúc giếng, cùng đặc điểm địa chất địa tầng nhưng do giếng T-2 có góc nghiêng lớn (45 độ) nên phức tạp, sự cố cao hơn nhiều, cụ thể là kẹt cần trong công đoạn 12¼ inch trong tập C và mất ổn định thành giếng khoan trong công đoạn 8½ inch, ở tập D và E. Do vậy, với cấu trúc giếng T-2 khó có thể thành công ở giếng tiếp theo, song nhà điều hành đã tìm ra giải pháp kỹ thuật để khắc phục và áp dụng thành công cho giếng khoan tiếp theo.

4.3. Đề xuất giải pháp kỹ thuật

Sau khi phân tích các sự cố, giải pháp được đề nghị là kéo dài công đoạn 16 inch xuống tới hết đoạn áp suất thấp, qua tập C tới đỉnh tập D nhằm ngăn cách các vùng áp suất thấp với vùng áp suất cao khi khoan công đoạn 12¼ inch qua tập D và E. Theo đó, chân ống chống 20 inch cũng được kéo xuống hơn nhằm đáp ứng yêu cầu về kiểm soát giếng. Đồng thời, chất lượng dung dịch, hóa phẩm cần được kiểm tra chặt chẽ hơn trong các đoạn có chênh áp cao; cụ thể, yêu cầu đối với độ thoát nước là dưới 30cc/30 phút, chiều dày vỏ bùn là dưới 1/32 inch. Giải pháp kỹ thuật này đã được áp dụng thành công cho giếng tiếp theo của cấu tạo này. Quý đạo giếng khoan cũng cần được xem xét lại mục tiêu là vừa đáp ứng được yêu cầu địa chất vừa giảm tối đa góc nghiêng để giảm thiểu hiện tượng mất ổn định thành giếng, gây kẹt cần.

4.4. Áp dụng giải pháp kỹ thuật đã đề xuất cho giếng T-3

Giải pháp kỹ thuật đề xuất ở trên được đề nghị với giếng T-3. Với địa chất, địa tầng, áp suất, nhiệt độ như trên và theo yêu cầu thăm dò đối tượng ở tập E và tầng đá móng granite, giếng khoan T-3 được thiết kế quỹ đạo hình chữ J, có đoạn tăng góc và giữ góc lên tới 25 độ. Thực tế thi công như sau:

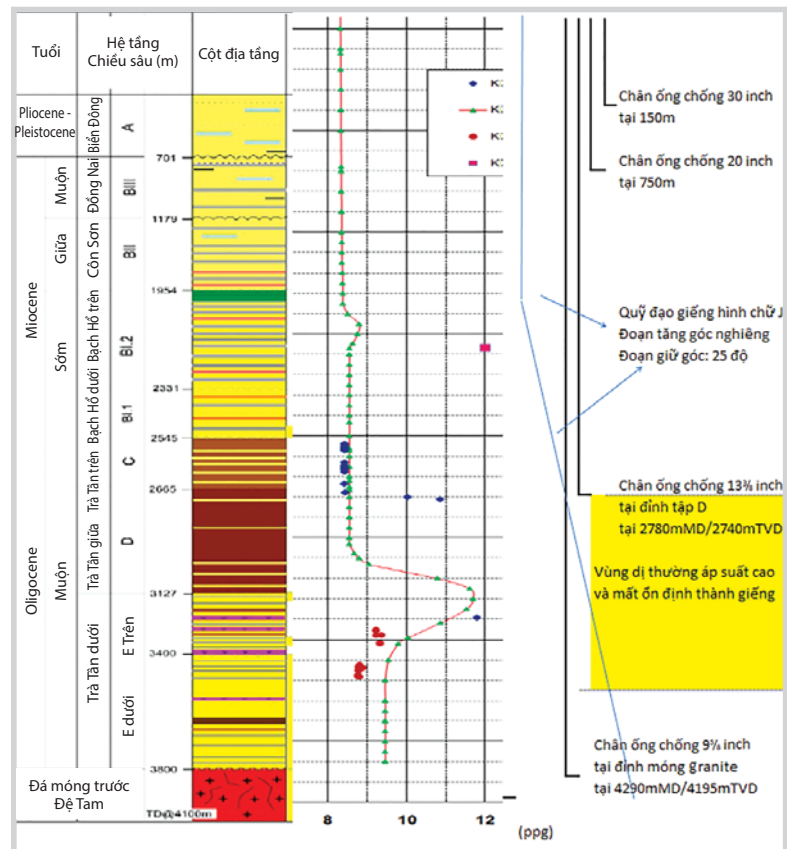
- Khoan công đoạn 16 inch thành công với thời gian hoàn thành là 6,5 ngày. Dung dịch khoan sử dụng nước biển, đổi sang hệ ức chế sét Ultradril tại 1.300m. Tỷ trọng dung dịch sau cùng, trước khi chống ống 13 $\frac{3}{8}$ inch là 10,5ppg. Ống chống 13 $\frac{3}{8}$ inch được chống lên đỉnh tập D và trám xi măng thành công.

- Khoan công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch thành công, không có sự cố, phức tạp gì đáng kể liên quan tới mất ổn định thành giếng khoan. Sử dụng dung dịch khoan ức chế sét Ultradril với tỷ trọng ban đầu là 10,6ppg, sau tăng dần lên tới 11,2ppg tại 3.671m. Trong quá trình doa đạo giếng khoan từ 3.671m lên tới chân ống chống 13 $\frac{3}{8}$ inch gặp một số điểm bó hẹp nhẹ. Tỷ trọng dung dịch được tăng dần lên 12,0ppg, rồi 12,5ppg tại 3.705m. Giếng khoan sau đó gặp sự cố mất dung dịch cục bộ, được cho là gây ra bởi các tập đá Magma xâm nhập nứt nẻ. Tiến hành xử lý mất dung dịch bằng đặt nút xi măng và tiếp tục khoan tới chiều sâu cuối cùng của công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch (section TD).

- Tiến hành thả thiết bị đo địa vật lý giếng khoan, quá trình thả gặp khá nhiều phức tạp gây kẹt, treo bộ thiết bị, nhưng chương trình đo địa vật lý giếng khoan đã thành công, không có sự cố đáng kể. Ống chống 9 $\frac{5}{8}$ inch được thả tới chiều sâu cuối cùng như kế hoạch và được trám xi măng thành công.

4.5. Phân tích nguyên nhân thành công và những hạn chế, tồn tại sau khi khoan xong giếng T-3

- Chân ống chống trung gian 13 $\frac{3}{8}$ inch đặt tại đỉnh của tập D, góp phần ngăn cách tầng áp suất cao ở tập E trên với các tầng áp



Hình 4. Cấu trúc thiết kế và thực tế sau khi thi công giếng T-3 [1]

suất thấp ở tập C và B, đồng thời việc đặt chân ống chống này sâu xuống gần 800m giúp giảm chiều dài cho công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch, rút ngắn thời gian thi công, giảm sự cố cho công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch.

- Công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch khoan qua tập D có áp suất thấp, tập E trên có áp suất cao và tập E dưới có áp suất trung bình, điều này có nghĩa là ở hai vùng trong tập D và tập E dưới bị đặt trong tình trạng chênh lệch áp suất lớn, có rủi ro về kẹt cần. Tuy nhiên, có thể thấy tập D hoàn toàn là sét, hoặc nếu có thì rất ít các tập cát mỏng chặt sít vì vậy tiềm ẩn kẹt nút là thấp; còn trong đoạn thuộc tập E dưới thì chênh lệch tỷ trọng giữa áp suất vỉa và dung dịch khoan khoảng 2,5ppg, chênh lệch áp suất trong tập E dưới khoảng 1.430 - 1.600psi. Với giá trị này, trong đoạn tập E dưới, nơi có các tập cát sản phẩm vẫn có nguy cơ kẹt nút khá cao. Tuy nhiên, bằng các biện pháp phòng chống như: kiểm soát nghiêm ngặt độ thải nước của dung dịch (dưới 30cc/30 phút), kiểm soát chiều dày vỏ bùn (luôn dưới 1/32 inch), tăng tỷ trọng theo bậc thang 0,2ppg, giảm thiểu tối đa thời gian ngừng chuyển động cột cần khoan, công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch đã khoan tới chiều sâu cuối cùng thành công. Có thể giảm thiểu nguy cơ kẹt nút bằng các biện pháp thi công.

- Công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch đã khoan, chống ống thành công, tuy nhiên do đặc điểm thành hệ tập D dễ sập lở, ở tập E dưới có chênh áp cao nên đã gây khó khăn trong quá trình đo địa vật lý giếng khoan (gặp một điểm bị kẹt bộ đo địa vật lý giếng khoan và một số điểm bị treo, bó hẹp thành giếng). Có thể khắc phục hạn chế này bằng cách ngăn cách tập D và tập E trên bằng một ống chống trung gian, rồi khoan

vào tập sản phẩm E dưới bằng một cặp ống chống khai thác. Hoặc giữ nguyên một cặp ống chống từ tập D xuống đỉnh tầng đá móng granite, nhưng khoan bằng dung dịch gốc tổng hợp (SBM). Dung dịch SBM sẽ loại bỏ được nguy cơ kẹt cần trong khi khoan bằng dung dịch có tỷ trọng cao, chênh áp cao.

5. Đề xuất cấu trúc giếng cho cấu tạo T

Sau giếng T-3, chương trình phát triển xác định các giếng phát triển thuộc cấu tạo T có đối tượng khai thác thuộc tập E dưới hoặc/ và trong đá móng granite, công tác thiết kế cấu trúc giếng là vô cùng quan trọng, đảm bảo giếng khoan có thể khoan tới các đối tượng một cách an toàn, đảm bảo hiệu quả khai thác.

Như đã trình bày ở phần trên, đặc điểm nổi bật của cấu tạo T là có tập sét D dễ mất ổn định thành giếng, gây sập lở và tập E trên có áp suất cao trong các tập cát mỏng chặt sít không phải đối tượng khai thác. Theo lý thuyết thiết kế giếng bắt buộc phải ngăn cách các vùng gây sự cố, tức là tập D và E trên phải được ngăn cách với tập E dưới bằng một ống chống trung gian. Điều này hoàn toàn phù hợp với thực tế, khi mà khoan qua tập D và E trên phải dùng tỷ trọng dung dịch cao, tới 12,5 - 12,7ppg; trong khi đó áp suất vỉa ở tập E dưới lại thấp (9,5ppg) nếu khoan bằng tỷ trọng cao như vậy dễ gây kẹt cần, gây hư hại các vỉa dầu khí ở đây.

Trên cơ sở phân tích, đánh giá thành công và hạn chế về lựa chọn cấu

trúc giếng cho các giếng đã khoan, nhóm tác giả đề xuất sử dụng cấu trúc giếng cho các giếng phát triển, khai thác đối với cấu tạo T như sau:

5.1. Trường hợp giếng khoan có đối tượng ở tập E dưới và trong đá móng granite (Hình 5b)

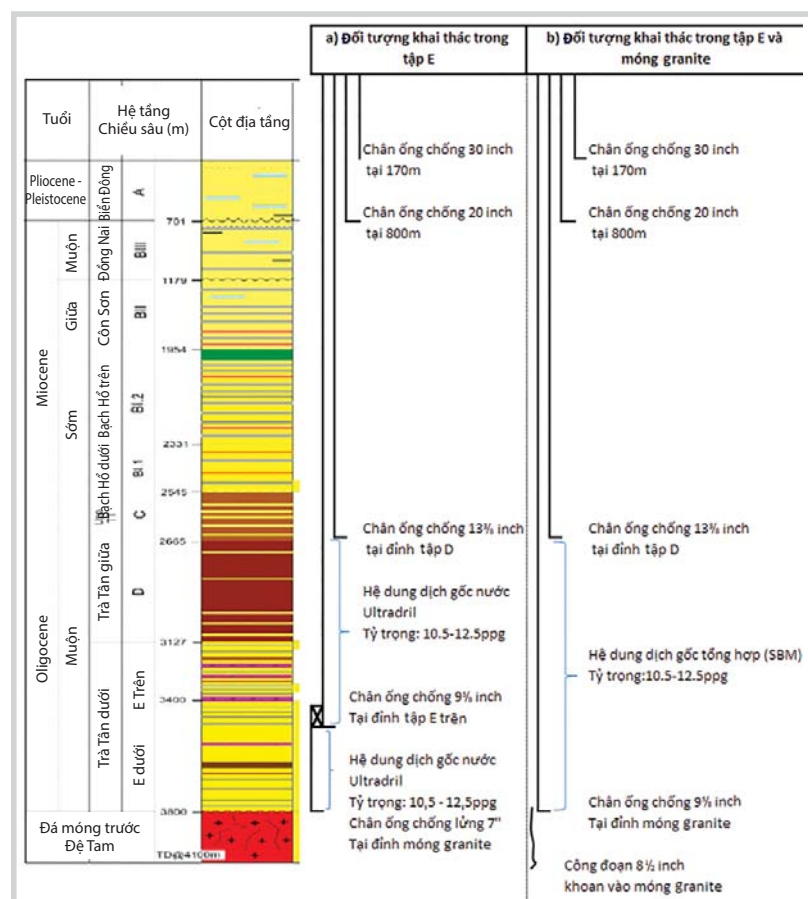
- Ống chống 30 inch và 20 inch chống tại khoảng +/- 160 và +/-800m;
- Ống chống 13 $\frac{3}{8}$ inch chống tại đỉnh tập D;
- Ống chống 9 $\frac{5}{8}$ inch - ống khai thác, chống tại đỉnh tầng móng;
- Công đoạn 8 $\frac{1}{2}$ inch khoan vào tầng móng.

Đối với cấu trúc giếng này, việc gộp tập D (dễ gây sập lở thành giếng), tập E trên (áp suất cao) và tập E dưới (áp suất thấp) làm cho chênh áp giữa dung dịch khoan và áp suất vỉa trong tập E dưới lớn. Để đảm bảo các vỉa sản phẩm được giữ gìn tốt, không bị hư hại do dung dịch xâm nhập sâu do chênh áp lớn và giảm thiểu nguy cơ kẹt cần khoan, hệ dung dịch SBM được đề nghị sử dụng cho công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch.

5.2. Với các giếng có đối tượng khai thác chỉ ở tập E dưới (không khoan vào đá móng) (Hình 5a)

- Ống chống 30 inch và 20 inch chống tại khoảng +/- 160 và +/-800m;
- Ống chống 13 $\frac{3}{8}$ inch - ống chống trung gian #1, chống tại đỉnh tập D;
- Ống chống 9 $\frac{5}{8}$ inch - ống trung gian #2, chống tại đáy tập E trên, đỉnh tập E trên;
- Khoan 8 $\frac{1}{2}$ inch vào tập E dưới và chống ống khai thác 7 inch.

Trong cấu trúc giếng này, ống 9 $\frac{5}{8}$ inch được chống ở đáy tập E trên để cách ly địa tầng phức tạp D và E trên mà khi khoan cần dung dịch tỷ trọng cao; tập E dưới nơi có các vỉa sản phẩm sẽ được khoan bằng



Hình 5. Cấu trúc giếng đề xuất cho các giếng phát triển ở cấu tạo T

công đoạn 8½ inch với tỷ trọng dung dịch rất phù hợp (chênh áp ~0,5ppg), nhằm loại bỏ nguy cơ kẹt cần cũng như hư hại vỉa sản phẩm.

6. Kết luận

Giếng khoan T-3 đã được khoan thành công nhờ việc đánh giá sự thành công và rút kinh nghiệm về việc thiết kế, thi công, các phức tạp, sự cố của giếng khoan T-1 và T-2. Trên cơ sở rút kinh nghiệm từ giếng T-3 về công tác thiết kế cấu trúc giếng, nhóm tác giả đã đề xuất cấu trúc cho các giếng phát triển khai thác thuộc cấu tạo T và đề nghị áp dụng đề xuất này cho các giếng thuộc lô dầu khí lân cận của nhà điều hành.

Tài liệu tham khảo

1. PVEP POC Drilling Program, Geological Proposal, EOWR, Daily Reports of wells in T structure. 2015.
2. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2007.
3. Hussian Rabia. *Well engineering and construction*. 2014.
4. Halliburton. *Casing seat training manual*. 2014.
5. Geoff Downton. *Systems modeling and design of Automated-Directional-Drilling systems*. SPE Drilling & Completion. 2015; 30(3).

Well structure optimisation for "T" prospect in the southeast area of Cuu Long basin, offshore Vietnam

Nguyen Manh Tuan¹, Nguyen Duy Sam¹
Trieu Hung Truong²

¹Petrovietnam Domestic Exploration Production
Operating Company Limited (PVEP POC)

²Hanoi University of Mining and Geology

Email: tuannm@pvep.com.vn

Summary

The paper listed and analysed the success as well as the typical complexities and failures encountered during the construction of wells T-1, T-2 and T-3 in T formation in the southeast area of Cuu Long basin, offshore Vietnam, which is managed by the Petrovietnam Domestic Exploration Production Operating Company Limited (PVEP POC). On that basis, the authors proposed remedial solutions and rationalised the structure for the wells in T formation. One of the proposed solutions is to adjust the depth of the 13¾ inch shoe casing to fit the geological formation. This solution has been applied successfully to wells in Cuu Long basin.

Key words: Casing design, wellbore stability, Bach Ho shale, D shale.

DỰ ĐOÁN TỐC ĐỘ CƠ HỌC KHOAN THEO THỜI GIAN THỰC

TSKH. Nguyễn Văn Lợi¹, TSKH. Trần Xuân Đào²

¹Đại học Dầu khí Việt Nam

²Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Email: loinv@pvu.edu.vn

Tóm tắt

Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu một số mô hình tốc độ cơ học khoan đang được áp dụng để nghiên cứu và nâng cao hiệu quả thi công các giếng khoan tại Việt Nam và trên thế giới. Mô hình "Vietsovpetro" được sử dụng để dự đoán tốc độ cơ học khoan theo thời gian thực cho giếng khoan X mỏ Rồng. Kết quả dự đoán được đánh giá và đối chiếu với kết quả quan sát. Lý thuyết tai biến được áp dụng để giải thích cho sự bất phù hợp giữa kết quả quan sát và kết quả dự đoán tại một số độ sâu. Từ đó mô hình "Vietsovpetro" được cải tiến để giải quyết vấn đề bất phù hợp nêu trên.

Từ khóa: Tốc độ cơ học khoan, choòng khoan, phá hủy đất đá.

1. Các mô hình tốc độ cơ học khoan

Việc xây dựng mô hình tốc độ cơ học khoan rất quan trọng để nghiên cứu đánh giá hiệu quả làm việc của choòng khoan, từ đó xây dựng và hoàn thiện chế độ công nghệ khoan. Các mô hình tốc độ cơ học khoan được nghiên cứu và áp dụng trên thế giới như sau:

1.1. Mô hình Viện Dầu khí Gupkin [1]

Mô hình tốc độ cơ học khoan thường được sử dụng tại Nga có dạng:

$$v = f(v_0, t)$$

Trong đó:

v : Vận tốc tại thời điểm t ;

v_0 : Vận tốc ban đầu;

f : Hàm số. Các dạng thường gặp của f là:

$$f(v_0, t) = v_0 - at \text{ và } f(v_0, t) = v_0 e^{-kt} \quad (1)$$

với e là cơ số của logarit tự nhiên, a và k là các hằng số được xác định dựa trên kinh nghiệm và thực nghiệm.

Vận tốc cơ học khoan ban đầu được xác định dựa trên một trong các mô hình phổ biến sau:

$$v_0 = AG^\alpha N^\beta \text{ và } v_0 = \frac{AG^\alpha N^\beta}{1+(bG)^k}$$

Trong đó:

G : Tải trọng lên choòng;

N : Vận tốc quay của choòng;

A, b, α, β, k : Các hằng số thực nghiệm.

Dạng tổng quát của các mô hình tốc độ cơ học khoan nêu trên được đưa ra dưới dạng [2]:

$$\begin{cases} \frac{dv}{dt} = -\mu v^\gamma \\ v(0) = v_0 \end{cases} \quad (2)$$

với $\mu \geq 0$ và γ là các hằng số thực nghiệm.

1.2. Mô hình S.A.Shirin-Zade

$$v = aH^2 + bH + c \quad (3)$$

Trong đó:

H : Chiều sâu của giếng;

a, b, c : Các hằng số thực nghiệm.

Mô hình S.A.Shirin-Zade được áp dụng để nghiên cứu ổn định động lực học quá trình khoan dầu khí tại các giếng khoan thuộc mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" [3].

Một số dạng khác của mô hình S.A.Shirin-Zade được trình bày trong một số công trình [4 - 6].

1.3. Mô hình E.M.Galle - H.B.Woods [7]

$$v = k \frac{G^{k_2} \times r(N)}{(0,928tw^2 + 6tw + 1)^p} \quad (4)$$

$$\frac{d(tw)}{dt} = \frac{1}{k_{tw}} \times \frac{N + 4,138 \times 10^{-5} \times N^3}{(0,928tw^2 + 6tw + 1) \times (13591 - 71419 \times \lg(G))}$$

Trong đó:

k : Hằng số đặc trưng cho khả năng khoan qua các lớp đất đá;

k_{tw} : Hằng số đặc trưng cho tính mài mòn răng choòng của đất đá;

k_2 : Tham số thể hiện mức độ ảnh hưởng của độ cứng của đất đá; ($k_2 = 0,6$ đối với đất đá mềm và $k_2 = 1$ đối với đất đá cứng);

tw : Độ mòn của bánh răng choòng;

G: Tải trọng lên choòng;

N: Vận tốc quay của choòng;

p: Hệ số phụ thuộc vào đặc tính hao mòn bánh răng của choòng;

Chữ đầu tiên theo IADC code	1	2	3	4	5	6	7	8
p	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0	0

Đối với đất đá cứng, hàm $r(N)$ được xác định theo công thức:

$$r(N) = N^{0,428} e^{-\frac{100}{N^2}} + 0,2 N \left(1 - e^{-\frac{100}{N^2}}\right)$$

Đối với đất đá mềm:

$$r(N) = N^{0,75} e^{-\frac{100}{N^2}} + 0,5 N \left(1 - e^{-\frac{100}{N^2}}\right)$$

1.4. Mô hình M.A.Simpson [8]

$$v = k \left(\frac{G}{4d_b} \right)^{k_2} \times \left(\frac{N}{60} \right)^{k_3} \times e^{-k_3 \times tw}$$

$$\frac{d(tw)}{dt} = \frac{1}{k_{tw}} \times \left[\frac{\left(\frac{G}{d_b} \right)_{max} - 4}{\left(\frac{G}{d_b} \right)_{max} - \left(\frac{G}{d_b} \right)} \right] \times \left(\frac{N}{60} \right)^{k_3} \times \frac{1 + \frac{H_2}{2}}{1 + H_2 \times tw} \quad (5)$$

Trong đó:

d_b : Đường kính choòng;

k_i : Các hằng số ($i = 1, 2, 3$);

$\left(\frac{G}{d_b} \right)_{max}$: Tải trọng lớn nhất (cho phép) lên 1cm đường kính choòng;

Các hằng số $k_{tw}, H_2, \left(\frac{G}{d_b} \right)_{max}$ được cho bởi:

Chữ cái đầu tiên theo IADC code	k_{tw}	H_2	$\left(\frac{G}{d_b} \right)_{max}$
1-1	1,90	7	7
1-2	1,90	7	7
1-3	1,84	6	7,7
1-4	1,84	6	8,2
2-1	1,80	5	8,7
2-2	1,80	5	8,7
2-3	1,76	4	9
2-4	1,73	3,5	9,5
3-1	1,70	3	10
3-2	1,65	2	10
3-3	1,60	2	10
3-4	1,55	2	10
4	1,50	0	6,3
5	1,50	0	7,0
6	1,50	0	7,7
7	1,50	0	8,4
8	1,50	0	9,8

1.5. Mô hình A.T.Bourgoyne - F.S.Young [9]

Mô hình A.T.Bourgoyne - F.S.Young được biểu diễn bởi phương trình:

$$v = \exp \left(a_1 + \sum_{j=2}^8 a_j x_j \right)$$

Trong đó, 8 thông số ảnh hưởng trực tiếp tới tốc độ khoan được ký hiệu từ a_1 tới a_8 , đó là: sức bền thành hệ, hiệu ứng nén bình thường, hiệu ứng nén không chặt, chênh lệch áp suất, tải trọng lên choòng, tốc độ quay, độ mài mòn răng choòng và ảnh hưởng thủy lực khoan. Công thức đầy đủ miêu tả ảnh hưởng của 8 thông số trên tới tốc độ khoan là:

$$v = f_1 \times f_2 \dots f_8$$

$f_1 = e^{a_1 \times x_1}$ với $x_1 = 1$ là ảnh hưởng của độ bền thành hệ tới tốc độ khoan xuyên;

$f_2 = e^{a_2 \times x_2} = e^{a_2 \times (10000 - D)}$ và $f_3 = e^{a_3 D^{0,69} (g_p - 9)}$ là ảnh hưởng của hiệu ứng nén lên tốc độ khoan xuyên cơ học, với D, g_p lần lượt là độ sâu giếng khoan và gradient áp suất vỉa;

$f_4 = e^{a_4 \times x_4} = e^{a_4 \times D \times (g_p - \rho_c)}$ đặc trưng cho chênh lệch áp suất của dung dịch khoan và thành hệ ở đáy giếng;

$f_5 = e^{a_5 \times x_5} = e^{a_5 \times \ln \left(\frac{W}{d_b} - \left(\frac{W}{d_b} \right)_t \right)}$ là thông số ảnh hưởng quyết định tới việc phá hủy cục bộ đất đá ở đáy giếng; $\left(\frac{W}{d_b} \right)_t$ là ngưỡng của tải trọng lên choòng (WOB) mà đất đá bắt đầu bị phá hủy, nằm trong khoảng 0,6 tới 2,0 tùy thuộc vào từng loại đất đá thành hệ;

$f_6 = e^{a_6 \times x_6} = e^{a_6 \times \ln \left(\frac{N}{60} \right)}$ là đặc trưng cho ảnh hưởng trực tiếp của tốc độ quay của choòng khoan lên tốc độ khoan cơ học;

$f_7 = e^{a_7 \times x_7} = e^{a_7 \times (-h)}$ là đặc trưng cho độ mài mòn răng choòng, với h là độ ăn mòn bánh răng choòng;

$f_8 = e^{a_8 \times x_8} = e^{a_8 \times \frac{\rho q}{350 \mu d_n}}$ là thông số thủy lực, với ρ là tỷ trọng dung dịch khoan; q là lưu lượng; μ là độ nhớt; d_n là đường kính vòi phun.

1.6. Mô hình "Vietsovpetro" [3]

$$v = k_o + k_1 G + k_2 N + k_3 Q + k_4 GN + k_5 GQ + k_6 NQ + k_7 GNQ \quad (7)$$

Trong đó:

$k_o, k_1, \dots, k_7$: Các hằng số thực nghiệm;

Q: Là lưu lượng dung dịch khoan.

Trong nghiên cứu [3] tác giả đã chỉ ra mô hình “Vietsovpetro” cho các số liệu được lấy từ các giếng khoan tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng phù hợp hơn so với các mô hình khác. Gần đây, một dạng khác của mô hình “Vietsovpetro” được giới thiệu và áp dụng để nghiên cứu giải pháp công nghệ nâng cao hiệu quả thi công khoan đường kính nhỏ trong thân dầu đá móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ [5]:

$$v = k_0 + k_1 G^2 + k_2 N^2 + k_3 Q^2 + k_4 GNQ \quad (8)$$

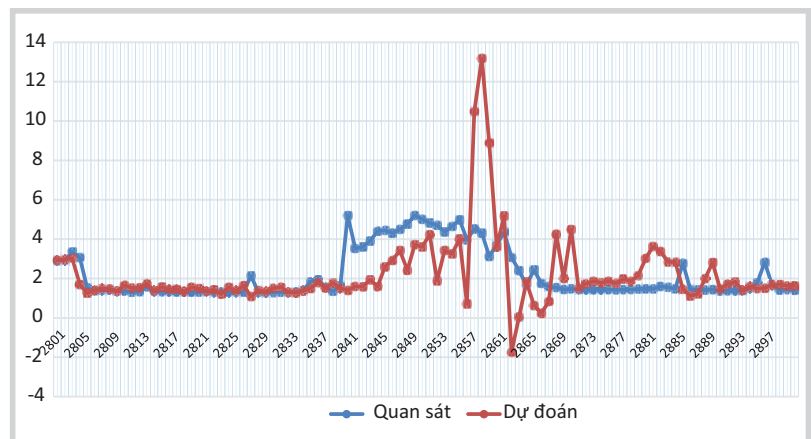
2. Kết quả mô phỏng cho mô hình “Vietsovpetro”

Từ thực tế mô hình “Vietsovpetro” thường được áp dụng trong các công tác đánh giá hiệu quả thi công các giếng khoan tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, nhóm tác giả lựa chọn mô hình này để tính toán mô phỏng dự đoán tốc độ cơ học khoan theo thời gian thực từ độ sâu 2.801m tới 2.900m cho giếng X mỏ Rồng.

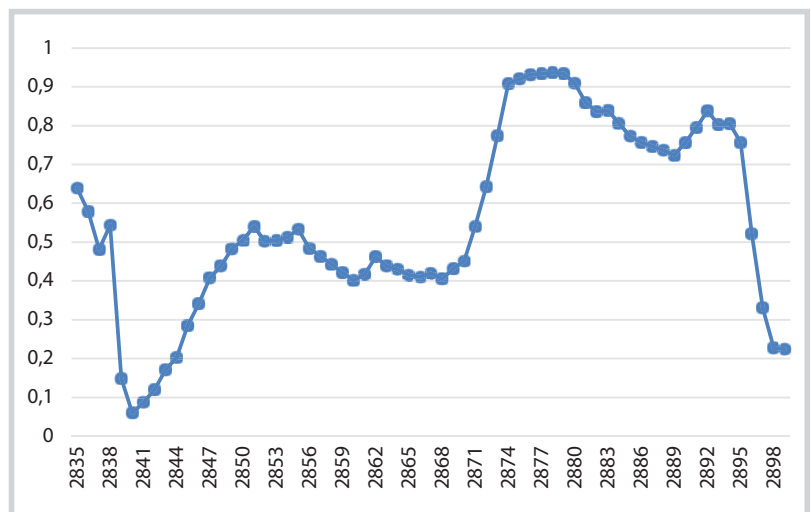
Nguyên tắc mô phỏng dự đoán tốc độ cơ học khoan theo thời gian thực như sau:

- Lấy 35 bộ số liệu đầu tiên (tương ứng với độ sâu 2.801 - 2.835m) để tính toán các hằng số thực nghiệm cho mô hình. Cỡ mẫu 35 là phù hợp để nghiên cứu theo các công thức tính toán cỡ mẫu hiện nay;
- Sử dụng kết quả tính toán hằng số thực nghiệm ở trên để dự đoán tốc độ cơ học khoan cho mét khoan thứ 2.836;
- Lấy 35 bộ số liệu khoan thực tế tiếp theo (tương ứng với độ sâu 2.802 - 2.836m) để chạy mô phỏng và hiệu chỉnh lại các hệ số cho mô hình;
- Dự đoán tốc độ cơ học khoan cho mét khoan thứ 2.837;
- Lặp lại quá trình trên (áp dụng cho mô hình “Vietsovpetro” và mô hình theo (8)) sẽ thu được kết quả như sau:

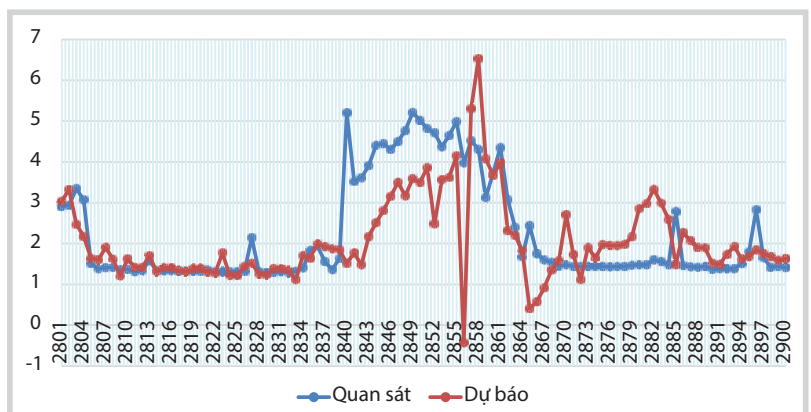
Trong kết quả mô phỏng được trình bày dưới đây hệ số R^2 của từng mô hình (hệ số R bình phương) được đánh giá. Hệ số R^2 nhận giá trị trong miền từ 0 đến 1 và được dùng để chỉ “độ khớp” của mô hình so với



Hình 1. Dự đoán tốc độ khoan bằng mô hình “Vietsovpetro”



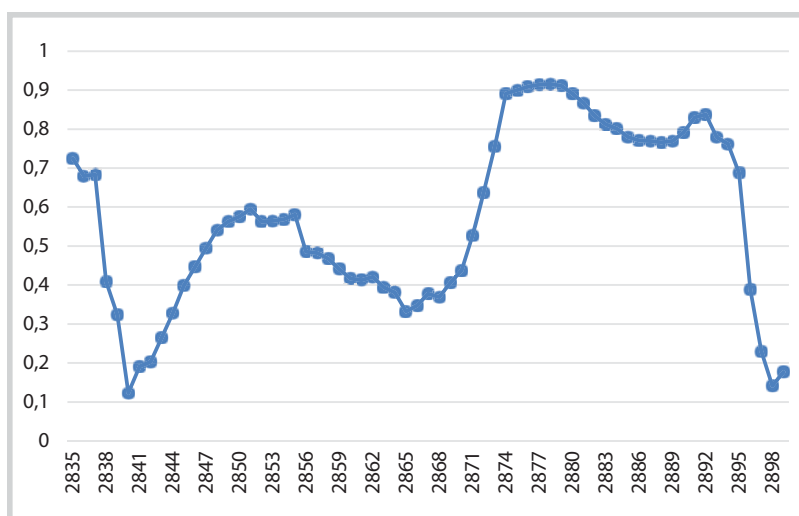
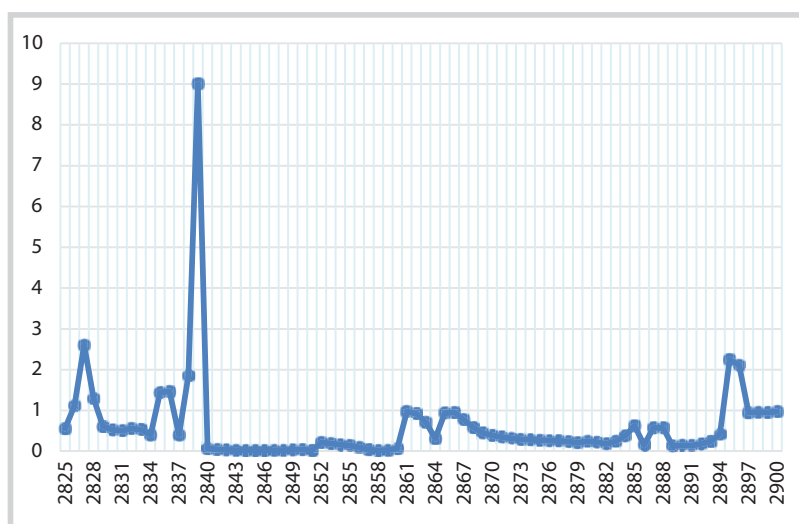
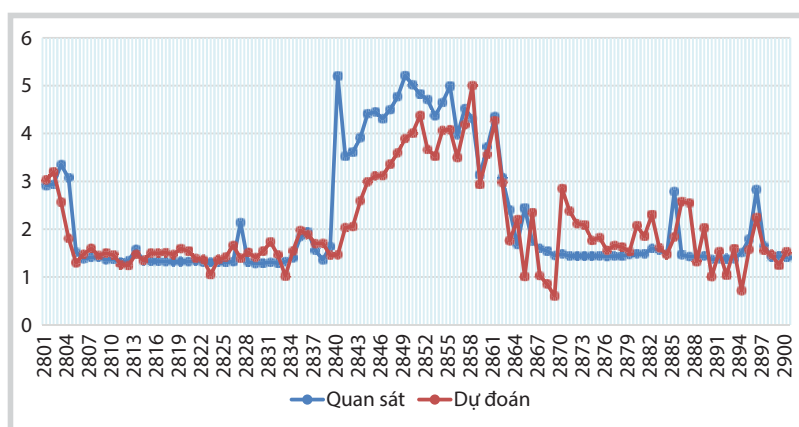
Hình 2. Hệ số R^2 của mô hình “Vietsovpetro”



Hình 3. Dự đoán tốc độ khoan bằng mô hình (8)

bộ số liệu quan sát. Cụ thể, ứng với mỗi 35 bộ số liệu dùng để chạy mô phỏng ở trên sẽ có 1 giá trị R^2 được tính. Nếu giá trị R^2 càng cao cho thấy mô hình sử dụng để phân tích có khả năng giải thích càng tốt khác biệt về vận tốc cơ học khoan giữa các quan sát.

Hình 1 và 3 cho thấy mô hình “Vietsovpetro” có dự đoán tốt hơn so với mô hình (8). Tuy nhiên, ở cả 2 mô hình trong khoảng độ sâu 2.840 - 2.860m đều có hiện tượng sai khác rất lớn giữa giá trị quan sát và giá

Hình 4. Hệ số R^2 của mô hình (8)Hình 5. Giá trị Δ theo lý thuyết tại biến

Hình 6. Kết quả mô phỏng theo mô hình "Vietsovpetro" cải tiến

trị dự báo. Áp dụng phương pháp đánh giá ổn định động lực học quá trình khoan dầu khí bằng lý thuyết tại biến được trình bày trong [3, 5, 10], nhóm tác giả thu được kết quả được trình bày ở Hình 5.

Theo đó, trong khoảng độ sâu 2.840 - 2.860m giá trị Δ tiệm cận 0. Từ lý thuyết tại biến cho thấy chèo khoan khi khoan trong độ sâu

này rơi vào trạng thái kém bền vững, có tính nhạy cảm cao và mức độ ổn định thấp, trạng thái động học của hệ thống rất dễ xảy ra các hiện tượng tai biến, dẫn đến sai lệch lớn trong dự báo vận tốc cơ học khoan. Do vậy, tại những độ sâu mà chèo khoan làm việc trong trạng thái không ổn định, cần hiệu chỉnh lại mô hình để công tác dự báo được chính xác hơn.

3. Mô hình "Vietsovpetro" cải tiến

Bằng việc đưa thêm giá trị moment xoắn của chèo khoan và giá trị áp suất (vào) của dung dịch khoan để xây dựng mô hình, mô hình vận tốc cơ học khoan được trình bày dưới dạng sau:

$$v = k_o + k_1G + k_2N + k_3Q + k_4T + k_5P \quad (9)$$

Trong đó:

T ($\text{kg} \times \text{m}$): Moment xoắn tại chèo;

P (atm): Áp suất (vào) của dung dịch.

Trên thực tế, T và P là các đại lượng có mối liên hệ với G, N, Q bởi các công thức sau [10, 11]:

$$T = T_o + A(3N - 150) \frac{G}{N^{1,5}}$$

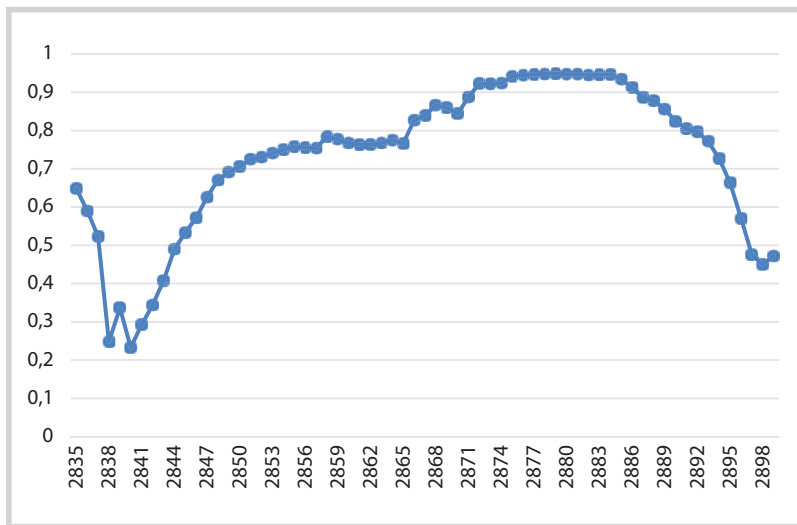
$$\frac{dP}{dl} = B \times Q^2$$

Với T_o là moment xoắn không phụ thuộc vào tải trọng, sinh ra do ma sát chèo khoan với dung dịch và thành giếng; A là hệ số phụ thuộc đường kính chèo khoan; B là hệ số phụ thuộc vào kích thước giếng khoan, thiết bị trong hệ thống tuần hoàn dung dịch, tính chất lưu biến của dung dịch, đặc tính dòng chảy tại thời điểm xem xét... Vì vậy, về bản chất mô hình (9) có thể được biểu diễn về dạng:

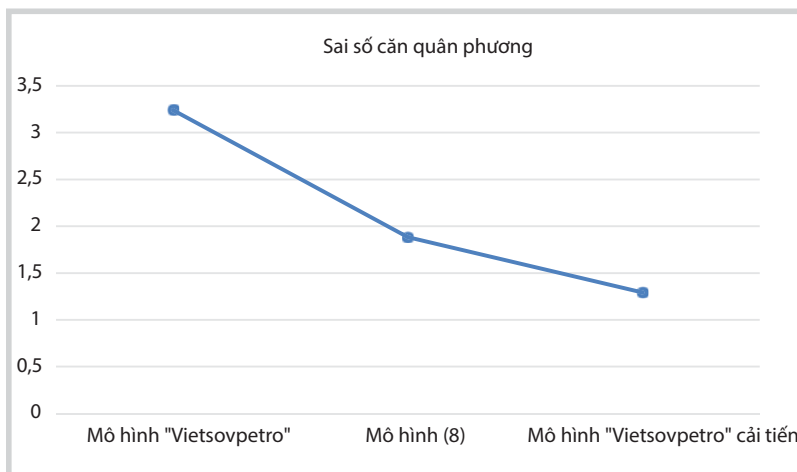
$$v = f(G, N, Q)$$

Kết quả xử lý mô phỏng được trình bày trong Hình 6.

Qua các kết quả mô phỏng có thể thấy mô hình "Vietsovpetro" cải tiến luôn có giá trị R^2 cao hơn so với mô hình (8) và mô hình "Vietsovpetro". Bên cạnh đó, trong khoảng độ sâu 2.840 - 2.860m, mô



Hình 7. Giá trị R^2 của mô hình "Vietsovpetro" cải tiến



Hình 8. Sai số căn quân phương của các mô hình cho độ sâu từ 2.840 - 2.860m

hình "Vietsovpetro" cải tiến cũng thể hiện sự ổn định hơn so với mô hình "Vietsovpetro" và mô hình (8). Do đó, giá trị vận tốc cơ học khoan dự đoán trong khoảng độ sâu này của mô hình "Vietsovpetro" cải tiến chính xác hơn. Điều này được thể hiện thông qua sai số căn quân phương giữa giá trị quan sát và giá trị dự báo của 3 mô hình trong cùng một khoảng khoan từ 2.840 - 2.860m được trình bày trong Hình 8.

4. Kết luận

Bằng việc sử dụng mô hình tốc độ cơ học khoan "Vietsovpetro", nhóm tác giả đã đưa ra dự đoán tốc độ khoan theo thời gian thực cho giếng khoan X, mỏ Rồng. Kết hợp với kết quả đánh giá ổn định động lực học quá trình khoan từ lý thuyết tai biến, có thể thấy tại những độ sâu mà choòng khoan làm việc ở trạng thái không ổn định, vận tốc cơ học khoan dự đoán có sự sai khác lớn so với thực tế. Từ đó, mô hình "Vietsovpetro" được cải tiến để khắc phục điều này. Kết quả tính toán cho thấy, tại cùng độ sâu mà choòng khoan mất ổn định, mô hình "Vietsovpetro" cải tiến cho kết quả dự đoán với sai số chuẩn chỉ là 1,29 so với sai số chuẩn 3,24 của mô hình ban đầu.

Từ kết quả nghiên cứu, cho phép xây dựng mô hình vận tốc cơ học khoan theo thời gian thực có độ chính xác cao hơn, phù hợp với thực tế thi công xây dựng giếng khoan không những cho các mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, mà còn cho phép triển khai ở các mỏ khác một cách dễ dàng với mức độ tin cậy cao.

Bằng kết quả của mô hình, cho phép tính toán và xác định được các giá trị thông số công nghệ phù hợp đảm bảo hệ thống khoan luôn hoạt động trong trạng thái ổn định với mức độ bền động lực học cao, cũng như đề xuất được giá trị các thông số công nghệ chế độ khoan tối ưu.

Tài liệu tham khảo

1. Е.К.Юнин. Динамика бурения нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие. УГТУ, Ухта. 2004.
2. В.Г. Григулецкий. Оптимальное управление при бурении скважин. М.: Недра. 1988.
3. Чан Суан Дао. Синергетические принципы совершенствования и повышения эффективности технологического комплекса бурения скважин на шельфе юга Вьетнама: Дис. Доктора техн. наук. Баку, 2000.
4. Nguyễn Văn Khương, Trần Xuân Đào, Nguyễn Thành Trường. Nghiên cứu, đánh giá trạng thái động học bộ dụng cụ khoan đường kính nhỏ trong móng nút nê mỏ Bạch Hổ. Tạp chí Dầu khí. 2014; 11: trang 18 - 22.
5. Trần Xuân Đào, Nguyễn Thế Vinh. Xác định các thông số chế độ khoan tối ưu bằng cách tiếp cận mới trên quan điểm bền động học của quá trình khoan trong đá móng nút nê - mỏ Bạch Hổ. Tạp chí Dầu khí. 2006; 5: trang 10 - 14.
6. Nguyễn Thế Vinh, Lê Xuân Lân, Trần Xuân Đào. Nghiên cứu và đánh giá trạng thái động học của hệ thống công nghệ khoan dầu khí. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị

Khoa học - Công nghệ "30 năm Dầu khí Việt Nam - Cơ hội mới, thách thức mới". Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2005: trang 773 - 782.

7. E.M.Galle, H.B.Woods. *How to calculate bit weight and rotary speed for lower cost drilling*. Oil & Gas Journal. 1960; 58(46): p. 167 - 176.

8. M.A.Simpson. *Calculator program optimizes bit weight, rotary speed, reducing drilling cost*. Oil & Gas Journal. 1984; 82: p. 71 - 77.

9. A.T.Bourgoyne, F.S.Young. *A multiple regression approach to optimal drilling and abnormal pressure detection*. Society of Petroleum Engineers Journal. August 1974; 14(4): p. 371 - 384.

10. Trần Xuân Đào. *Thiết kế công nghệ khoan các giếng dầu khí*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. Hà Nội. 2007.

11. А.И.Спивак, А.Н.Попов. *Разрушение горных пород при бурении скважин*. М.: Недра, Изд.4, перераб. и доп. 1986.

Real time prediction of the rate of penetration (ROP)

Nguyen Van Loi¹, Tran Xuan Dao²

¹Petrovietnam University

²Vietsovpetro

Email: loinv@pvu.edu.vn

Summary

In this paper, the authors recall some ROP models that are used for study and improvement of the efficiency of oil well drilling in Viet Nam and in the world. The ROP model of Vietsovpetro has been used for real time prediction of ROP for well X of Rong oilfield in Viet Nam. The prediction results were evaluated and compared with the real values of ROP. Catastrophe theory is applied for explaining the difference between prediction and real values in an interval of depth where drill bit is in mechanical instability. On that basis, an improvement of the "Vietsovpetro" model is made to tackle the above-mentioned difference.

Key words: Rate of penetration (ROP), drill bit, destruction of rocks.

SỬ DỤNG MẠNG NEURAL NHÂN TẠO ĐỂ DỰ ĐOÁN HỆ SỐ Z CHO KHÍ HYDROCARBON THIÊN NHIÊN

Trần Khả Tiến, TS. Hoàng Thịnh Nhân

Đại học Dầu khí Việt Nam

Email: tientk01@pvu.edu.vn

Tóm tắt

Hệ số nén khí hay hệ số lệch khí (hệ số Z) là thông số quan trọng để xác định tính chất nhiệt động của vỉa khí, tỷ trọng khí, độ nhớt khí, độ nén khí, mô phỏng vỉa khí, tính toán cân bằng vật chất, dự đoán PVT cho giếng dầu và khí... Dựa trên dữ liệu từ biểu đồ Standing-Katz, một số phương pháp đã được phát triển để tính hệ số Z [1 - 3]. Dựa trên phương pháp của Mohammadreza Kamyab [4], nhóm tác giả đã tính toán, xác định hệ số Z bằng mạng neural nhân tạo (ANN) với thông số đầu vào gồm áp suất giả giảm và nhiệt độ giả giảm của 5.940 điểm dữ liệu thực nghiệm [5]. Kết quả nghiên cứu cho thấy mô hình này có thể dự đoán chính xác hệ số Z hơn so với các phương pháp khác và có khả năng áp dụng trên phạm vi nhiệt độ giả giảm $1,05 \leq T_{pr} \leq 3$ và áp suất giả giảm $0,2 \leq P_{pr} \leq 15$.

Từ khóa: Hệ số nén khí, hệ số Z, MATLAB, mạng neural nhân tạo.

1. Giới thiệu

Khí thiên nhiên là một hỗn hợp đa thành phần, trong đó chủ yếu là methane (CH_4), ngoài ra còn có ethane (C_2H_6), propane (C_3H_8), carbon dioxide (CO_2), nitrogen (N_2) và thành phần hydrocarbon nặng hơn [6]. Dự đoán chính xác hệ số Z giúp giải quyết các vấn đề về kỹ thuật dầu khí, thiết kế, phân tích khai thác khí tự nhiên và xử lý hệ thống [7]. Do đó, cần phát triển phương pháp tin cậy để dự đoán hệ số Z từ các thông số như nhiệt độ, áp suất của hỗn hợp khí thiên nhiên.

Trong phương trình khí thực (khí thiên nhiên), hệ số Z có thể nhận được bởi công thức sau [8]:

$$PV = ZnRT \quad (1)$$

Với:

P: Áp suất (psia);

V: Thể tích (ft^3);

n: Số lượng mol khí tổng (mol);

R: Hằng số khí = $10.732 \text{ psia}\cdot\text{ft}^3/\text{lb}\cdot\text{mole}\cdot^\circ\text{R}$.

Lý thuyết về trạng thái tương đương [9, 10] chỉ ra, hệ số Z có thể được định nghĩa như một hàm số của áp suất và nhiệt độ giả giảm. Áp suất và nhiệt độ giả giảm được định nghĩa bởi những phương trình sau [8]:

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (2)$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad (3)$$

Nhiệt độ giả tới hạn (pseudo critical) T_{pc} và áp suất giả tới hạn P_{pc} được tính như sau:

$$P_{pc} = \sum_{i=1}^n P_{ci} y_i \quad (4)$$

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^n T_{ci} y_i \quad (5)$$

Trong đó:

P_{ci} : Áp suất tới hạn của thành phần i (psia);

T_{ci} : Nhiệt độ tới hạn của thành phần i ($^\circ\text{R}$);

y_i : Phần mol của thành phần i.

Có thể sử dụng biểu đồ Standing và Katz hoặc các phương pháp thực nghiệm để xác định hệ số Z nếu biết thành phần của khí tự nhiên, áp suất và nhiệt độ của khí. Một số nhà nghiên cứu đã tạo ra phương trình toán học để tính hệ số Z phù hợp với biểu đồ Standing và Katz như: Hall và Yarborough [8]; Dranchuk và Abou Kassem [1]; Dranchuk, Purvis và Robinson [2]; Brill và Beggs [3]. Tuy nhiên, những phương trình đó có những hạn chế như: chưa dự đoán chính xác hệ số Z so với dữ liệu thực nghiệm hoặc chỉ dự đoán trong một phạm vi nhất định.

Bài báo này giới thiệu phương pháp tính hệ số Z chính xác bằng cách sử dụng mạng neural nhân tạo với 5.940 điểm dữ liệu thực nghiệm sử dụng phần mềm MATLAB. Mạng neural có thể tính chính xác hệ số Z từ những thông số giả giảm với phạm vi nhiệt độ giả giảm ($1,05 \leq T_{pr} \leq 3$) và áp suất giả giảm ($0,2 \leq P_{pr} \leq 15$), như được chứng minh trong nghiên cứu này bởi so sánh kết quả nhận được với những phương pháp khác.

2. Một số phương pháp tính trực tiếp hệ số Z

Có 3 phương pháp ẩn (implicit) phổ biến nhất để tính hệ số Z như sau:

- Phương pháp Hall và Yarborough [8];
- Phương pháp Dranchuk và Abou-Kassem [1];
- Phương pháp Dranchuk, Purvis và Robinson [2].

2.1. Phương pháp Hall và Yarborough

Phương pháp này là một sự biến đổi của phương trình trạng thái Carnahan-Starling, với các hệ số được phát triển qua sự hồi quy và 1.500 điểm dữ liệu lấy từ biểu đồ hệ số Z ban đầu của Standing và Katz [8]:

$$Z = \frac{A_1 P_{pr}}{y} \quad (6)$$

Với y là nghiệm của phương trình sau:

$$-A_1 P_{pr} + \frac{y + y^2 + y^3 - y^4}{(1-y)^3} - A_2 y^2 + A_3 y^{A_4} = 0 \quad (7)$$

Với:

$$\begin{aligned} A_1 &= 0,06125te^{-1,2[t-t]^2} \\ A_2 &= 14,7t - 9,76t^2 + 4,58t^3 \\ A_3 &= 90,7t - 242,2t^2 + 42,4t^3 \\ A_4 &= 2,18 + 2,82t \\ t &= \frac{1}{T_{pr}} \end{aligned}$$

Phương trình (7) là một phương trình không tuyến tính và cần sử dụng kỹ thuật lặp Newton-Raphson hoặc phương pháp chia đôi để giải. Hall và Yarborough chỉ ra rằng phương pháp này không nên áp dụng nếu nhiệt độ giả giảm < 1 [8].

2.2. Phương pháp Dranchuk và Abou-Kassem

Phương pháp này là một biến đổi 11 hệ số của phương trình trạng thái Benedict-Wedd-Rubin. Những hệ số được tính sử dụng một phương pháp hồi quy với 1.500 điểm dữ liệu lấy từ biểu đồ của Standing và Katz [1]:

$$Z = \frac{0,27P_{pr}}{yT_{pr}} \quad (8)$$

Trong đó:

P_{pr} : Áp suất giả giảm (pseudo-reduced pressure);

T_{pr} : Nhiệt độ giả giảm (pseudo-reduced temperature);

y là nghiệm của phương trình sau:

$$\left[R_5 y^2 (1 + A_{11} y^2) e^{(-A_{11} y^2)} \right] + R_1 y - \frac{R_2}{y} + R_3 y^2 - R_4 y^5 + 1 = 0 \quad (9)$$

Với:

$$R_1 = A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} + \frac{A_4}{T_{pr}^4} + \frac{A_5}{T_{pr}^5}$$

$$R_2 = \frac{0,27P_{pr}}{T_{pr}}$$

$$R_3 = A_6 + \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2}$$

$$R_4 = A_9 \left(\frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right)$$

$$R_5 = \frac{A_{10}}{T_{pr}^3}$$

Trong đó $A_1, A_2, A_3, A_4, A_5, A_6, A_7, A_8, A_9, A_{10}, A_{11}$ là những hệ số như trong Bảng 1.

Bảng 1. Những hệ số của phương pháp Dranchuk và Abou-Kassem

A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6
0,3265	-1,070	-0,5339	0,01569	-0,05165	0,5475
A_7	A_8	A_9	A_{10}	A_{11}	
0,7361	0,1844	0,1056	0,6134	0,7210	

Phương trình (9) cần áp dụng phương pháp lặp Newton-Raphson hoặc phương pháp chia đôi để giải. Phương pháp này được báo cáo là dự đoán hệ số Z từ biểu đồ Standing và Katz với một sai số tuyệt đối trung bình là 0,585% và có thể áp dụng trên phạm vi: $0,2 < P_{pr} < 15$ và $1 < T_{pr} < 3$ [8].

2.3. Phương pháp Dranchuk, Purvis và Robinson

Phương pháp này là một biến đổi xa hơn của phương pháp Dranchuk và Abou-Kassem nhận được ban đầu [2]. Phương pháp Dranchuk, Purvis và Robinson có 8 hệ số và cần ít khối lượng tính toán để nhận được hệ số Z.

$$Z = \frac{0,27 P_{pr}}{y T_{pr}} \quad (10)$$

Trong đó:

y là nghiệm của phương trình sau:

$$\left[T_4 y^2 (1 + A_8 y^2) e^{(-A_8 y^2)} \right] + 1 + T_1 y + T_2 y^2 + T_3 y^5 - \frac{T_5}{y} = 0 \quad (11)$$

Với:

$$T_1 = A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3}$$

$$T_2 = A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}}$$

$$T_3 = \frac{A_5 A_6}{T_{pr}}$$

$$T_4 = \frac{A_7}{T_{pr}^3}$$

$$T_5 = \frac{0,27 P_{pr}}{T_{pr}}$$

Trong đó $A_1, A_2, A_3, A_4, A_5, A_6, A_7, A_8$ là những hệ số như trong Bảng 2.

Bảng 2. Những hệ số của phương pháp Dranchuk, Purvis và Robinson

A_1	A_2	A_3	A_4
0,31506237	-1,04670990	-0,57832720	0,53530771
A_5	A_6	A_7	A_8
-0,61232032	-0,10488813	0,68157001	0,68446549

Cách giải phương trình (11) tương tự với phương pháp Dranchuk và Abou-Kassem. Phương pháp này phù hợp trong phạm vi áp suất và nhiệt độ giả giảm sau [8]:

$$1,05 < T_{pr} < 3 \text{ và } 0,2 < P_{pr} < 3$$

2.4. Các phương pháp khác

Ngoài 3 phương pháp ẩn (implicit) đã nêu còn có những phương pháp hiện (explicit) để tính hệ số Z. Những phương pháp hiện không cần dùng phép lặp để tính hệ số Z nên tránh được vấn đề hội tụ so với phương pháp ẩn. Một trong những phương pháp tốt nhất hiện nay để tính hệ số Z là phương pháp Beggs và Brill [3]. Gần đây nhiều nhà nghiên cứu đã tìm ra những phương pháp mới để tính hệ số Z như:

- Phương pháp Heidaryan, Salarabadi, Moghadasi [7];
 - Phương pháp Azizi, Behbahani và Isazadeh [11];
 - Phương pháp Sanjari và Lay [12];
 - Phương pháp Lateef A.Kareem [13].
- ❖ Phương pháp Brill và Beggs [3]:

$$Z = A + \frac{1-A}{e^B} + CP_{pr}^D \quad (12)$$

Với:

$$A = 1,39(T_{pr} - 0,92)^{0,5} - 0,36T_{pr} - 0,10$$

$$B = \left(0,62 - 0,23T_{pr}\right)P_{pr} + \left(\frac{0,066}{T_{pr} - 0,86} - 0,037\right)P_{pr}^2 + \frac{0,32P_{pr}^2}{10^E}$$

$$C = 0,132 - 0,32 \log\left(T_{pr}\right), \quad D = 10^F$$

$$E = 9(T_{pr} - 1), \quad F = 0,3106 - 0,49T_{pr} + 0,1824T_{pr}^2$$

2.5. Hạn chế của các phương pháp xác định hệ số Z

2.5.1. Hạn chế của phương pháp hiện

Phương pháp Beggs và Brill khá chính xác trong một phạm vi nào đó, tuy nhiên phương pháp này không được áp dụng khi $T_{pr} < 0,92$. Với một vài giá trị của T_{pr} và P_{pr} có thể tạo ra giá trị âm của hệ số Z [14].

Phương pháp Heidaryan, Salarabadi, Moghadasi có hệ số hồi quy 0,99963 nhưng lại không liên tục tại $P_{pr} = 3$. Do đó, phương pháp này không được sử dụng để tính hệ số Z tại áp suất giả giảm $P_{pr} = 3$. Phương pháp Azizi, Behbahani, Isazadeh chỉ tính hệ số Z trong phạm vi của nhiệt độ giả giảm $1,1 < T_{pr} \leq 2$ và áp suất giả giảm $0,2 \leq P_{pr} \leq 11$. Phương pháp Sanjari và Lay ít hiệu quả so với các phương pháp khác vì hệ số hồi quy là 0,8757 và tỷ lệ sai số tại một điểm nào đó có thể cao tới 90% [13].

2.5.2. Hạn chế của phương pháp ẩn

Các phương pháp ẩn sử dụng phép lặp để giải và đòi hỏi một giả sử trước khi xuất hiện sự hội tụ. Ngoài ra, có một vài trường hợp khi sử dụng những giá trị ban đầu nào đó cho hệ số Z sẽ tạo ra giá trị âm của hệ số Z. Mặc dù có độ chính xác cao nhưng những phương pháp ẩn này có thể không được sử dụng vào một chương trình thiết kế vì nó không thể dự đoán hoặc xác định khi những giá trị sai số đó có thể tạo thành [14].

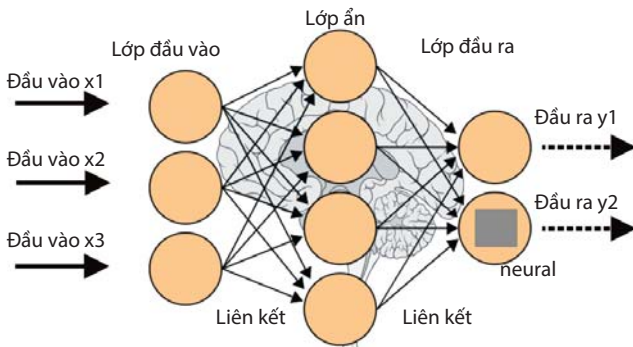
3. Mô hình mạng neural nhân tạo sử dụng phần mềm MATLAB

3.1. Phần mềm MATLAB

Phần mềm MATLAB được sử dụng trong tất cả những lĩnh vực của toán học ứng dụng, trong giáo dục và nghiên cứu tại các trường đại học và trong công nghiệp. MATLAB (viết tắt của MATrix LABoratory) được xây dựng xung quanh những vector và ma trận. MATLAB là phần mềm hữu ích cho đại số tuyến tính, là một công cụ tuyệt vời cho việc giải phương trình đạo hàm, phương trình đại số và giải tích số. MATLAB có thể cung cấp những bức ảnh đẹp trong 2D và 3D và là một trong những ngôn ngữ lập trình đơn giản nhất cho việc viết những chương trình toán học. Ngoài ra, MATLAB cũng hữu ích cho xử lý tín hiệu và ảnh, truyền thông, thiết kế điều khiển tự động, đo lường kiểm tra, phân tích mô hình tài chính, hay tính toán sinh học [15]. Với hàng triệu kỹ sư và nhà khoa học làm việc trong môi trường hàn lâm, MATLAB là ngôn ngữ của tính toán khoa học.

3.2. Mạng neural nhân tạo

Mạng neural nhân tạo là một hệ thống xử lý thông tin và thử bắt chước chức năng và sự phức tạp của hệ thống neural sinh học [16]. Neural sinh học là một khối cơ sở của hệ thống neural bao gồm 3 phần



Hình 1. Cấu trúc mạng neural nhân tạo [23]

chính: thân neural (soma), sợi nhánh (dendrite) và sợi trục (axon). Thông tin ở dạng tín hiệu điện được nhận bởi các nhánh, được xử lý bởi thân neural sau đó truyền qua sợi trục. Tương tự, những neural nhân tạo là những khối cơ sở cho mạng neural nhân tạo. Thông tin đến neural nhân tạo qua những đầu vào (input), mỗi đầu vào được nhân bởi một hàm trọng số trước khi đi vào neural. Neural sau đó tổng hợp tất cả dữ liệu đầu vào đã được gia trọng, sai số và xử lý tổng qua một hàm chuyển đổi trước khi truyền thông tin tới những đầu ra [17]. Hình 1 trình bày cấu trúc mạng neural nhân tạo.

Phương trình sau mô tả hoạt động toán học xảy ra bên trong neural nhân tạo:

$$y_i(k) = F\left(\sum_{i=0}^m w_i(k)x_i(k) + (b)\right) \quad (13)$$

Trong đó:

$x_i(k)$ là giá trị đầu vào, $w_i(k)$ là giá trị trọng số; trong thời gian rời rạc k (i bắt đầu từ 0 tới m), F là hàm chuyển đổi, b là sai số và $y_i(k)$ là giá trị đầu ra trong thời gian rời rạc k [17].

Số lượng những ứng dụng sử dụng ANN rất lớn do ANN có khả năng để xấp xỉ mọi hàm số theo một cách ổn định và hiệu quả. Trong ngành công nghiệp dầu khí, không có một hàm số chính xác hoặc phù hợp để liên kết những thông số đầu vào tới những thông số đầu ra, vì vậy ANN xuất hiện như ứng viên phù hợp để nhận được những mối liên hệ hàm số giữa những thông số đó và kết quả mong muốn [18]. Một số lĩnh vực của công nghiệp dầu khí đã sử dụng thành công ANN như: địa chất và địa vật lý, đánh giá thành hệ và công nghệ mỏ.

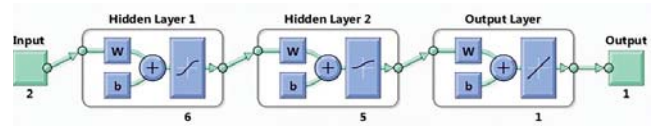
3.3. Phương pháp thực hiện

3.3.1. Chuẩn bị dữ liệu cho mạng neural

Phải tập hợp và chuẩn bị dữ liệu trước khi bắt đầu quá trình thiết kế mạng. Những dữ liệu đầu vào trong nghiên cứu này là P_{pr} và T_{pr} và dữ liệu đầu ra là hệ số Z . Tổng số 5.940 điểm dữ liệu được chọn từ sách công nghệ mỏ khí

Bảng 3. Phạm vi của các thông số đầu vào và ra của mạng neural

Thông số	Giá trị nhỏ nhất	Giá trị lớn nhất
P_{pr}	0,2	15
T_{pr}	1,05	3
Z	0,2992	1,753



Hình 2. Cấu trúc mạng tiến tiếp (feedforward) 2-6-5-1

thiên nhiên được xuất bản bởi SPE [5]. 2/3 dữ liệu được chọn từ tập hợp dữ liệu tổng để thành lập tập dữ liệu đào tạo (training). Một nửa những điểm dữ liệu còn lại được chọn để thiết lập tập dữ liệu phê chuẩn (validation) và phần còn lại là của tập dữ liệu kiểm tra (testing). Những điểm dữ liệu cho mỗi tập hợp được chọn từ tập hợp tổng được phân bố sao cho vẫn giữ được sự đồng nhất giống với tập dữ liệu tổng [15].

3.3.2. Tạo mạng

Sau khi dữ liệu được tập hợp, bước tiếp theo trong đào tạo một mạng là tạo ra một đối tượng mạng. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả sử dụng mạng tiến tiếp (feedforward), một số mạng 1 lớp ẩn (hidden layer) được kiểm tra không đưa ra ứng xử như mong đợi trong toàn bộ tập dữ liệu với mức độ sai số trên tập phê chuẩn và kiểm tra khá lớn. Qua quá trình nghiên cứu và thử nghiệm, nhóm tác giả đã chọn được mạng 2 lớp ẩn cung cấp kết quả chính xác hơn nhiều so với mạng 1 lớp ẩn. Ngoài ra, những mạng với 3 hoặc nhiều lớp ẩn hơn sẽ chỉ tăng thời gian tính toán mà không cải thiện độ chính xác. Nhóm tác giả sử dụng 6 neural cho lớp ẩn đầu tiên và 5 neural cho lớp ẩn thứ 2 (Hình 2).

3.3.3. Định hình mạng

Tiếp theo là chọn số lượng neural trong mỗi lớp. Số lượng neural nhỏ sẽ đào tạo mạng nhanh hơn nhưng không cho kết quả chính xác. Trong khi đó, tăng số lượng neural có thể tăng thời gian xử lý. Nhóm tác giả sử dụng cấu trúc mạng với 6 neural trong lớp ẩn thứ nhất và 5 neural trong lớp ẩn thứ hai (mạng 2-6-5-1). Hình 2 biểu diễn cấu trúc mạng mô phỏng. Những hàm hoạt động cho những lớp ẩn là hàm tag-sigmoid và log-sigmoid và hàm pure linear được sử dụng cho lớp đầu ra. Những hàm đó được biểu diễn như sau:

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

$$\log \operatorname{sig}(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}}$$

$$\operatorname{purelin}(x) = x$$

3.3.4. Khởi chạy trọng số và sai số

Trước khi đào tạo một mạng tiến tiếp phải khởi động (thủ công hoặc tự động) những trọng số và những sai số.

3.3.5. Đào tạo mạng

Khi những trọng số và sai số của mạng được khởi động, mạng đã sẵn sàng cho đào tạo. Quá trình đào tạo mạng bao gồm việc điều chỉnh những giá trị trọng số và sai số của mạng để tối ưu hiệu suất mạng. Có 2 cách đào tạo mạng: phương pháp tăng và phương pháp theo đợt. Trong phương pháp tăng, gradient được tính và những trọng số được cập nhật sau khi mỗi đầu vào được áp dụng tới mạng. Trong phương pháp theo đợt, tất cả dữ liệu đầu vào trong tập đào tạo được áp dụng tới mạng trước khi trọng số được cập nhật [15].

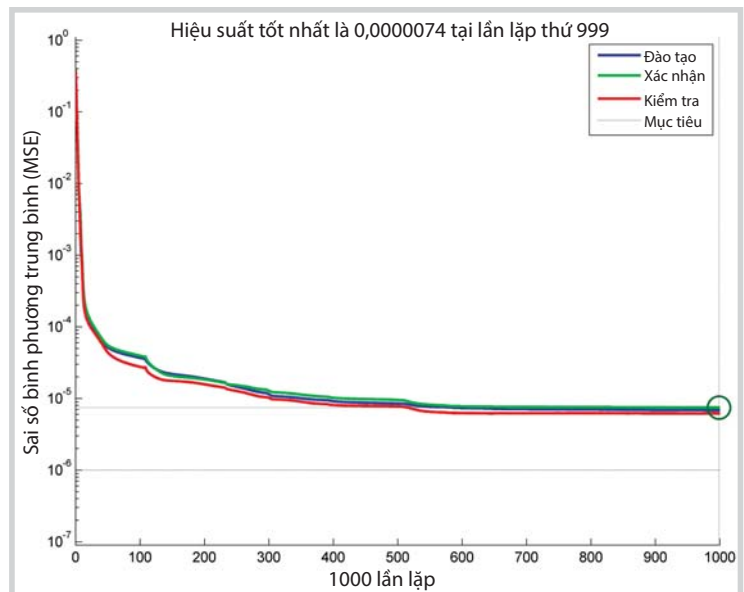
Một vài phương pháp đào tạo lan truyền ngược đã tồn tại như thuật toán Levenberg-Marquardt Algorithm (LMA), Scaled Conjugate Gradient (SCG), Pola-Ribiere conjugate gradient (PCG) và những thuật toán khác. Một số nghiên cứu chỉ ra rằng LMA đủ mạnh và cung cấp ANN chính xác [19, 20]. Trong quá trình đào tạo, trọng số được thay đổi bởi thuật toán cho tới khi tổng của những sai số bình phương đủ nhỏ.

3.3.6. Phân tích hiệu suất mạng neural sau khi đào tạo

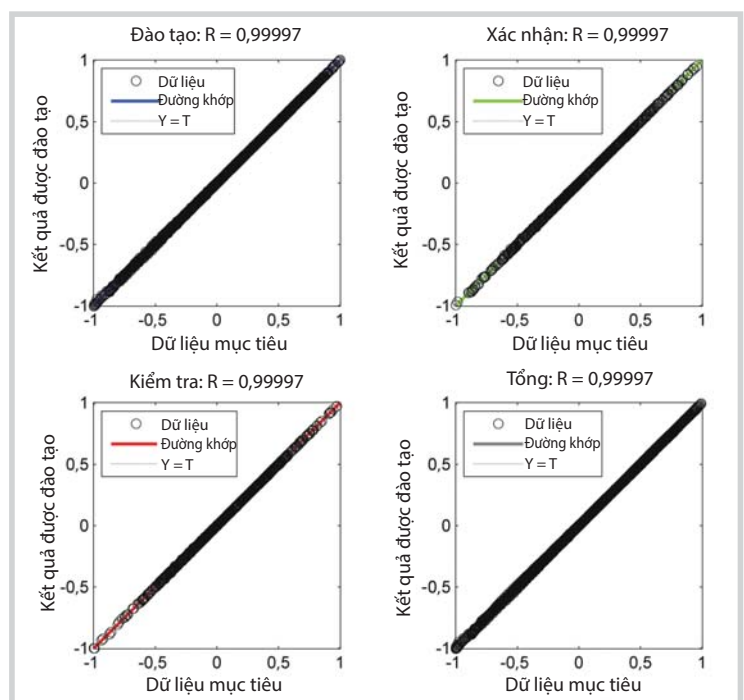
Sau khi mạng được đào tạo và đạt tới 1.000 phép lặp có thể thu được đồ thị biểu diễn hiệu suất của quá trình đào tạo như Hình 3.

Hình 3 biểu diễn tổng sai số bình phương cho 3 tập dữ liệu với số lần lặp cho mạng có cấu trúc 2-6-5-1 sử dụng thuật toán đào tạo lan truyền ngược LMA (Levenberg-Marquardt Algorithm). Ứng xử của đường cong thể hiện quá trình đào tạo thành công và 3 tập dữ liệu được chọn phù hợp từ tập dữ liệu ban đầu. Hiệu suất tốt nhất là $MSE = 7.444 \times 10^{-6}$ tại lần lặp thứ 999.

Hình 4 trình bày dữ liệu đào tạo, xác nhận, kiểm tra và dữ liệu tổng. Đường nét đứt trong



Hình 3. Đồ thị biểu diễn hiệu suất của mạng neural nhân tạo 2-6-5-1



Hình 4. Đồ thị hồi quy của mạng neural nhân tạo

mỗi đồ thị của Hình 4 trình bày kết quả sau khi đào tạo trùng với dữ liệu mục tiêu. Đường nét liền trình bày sự hồi quy tuyến tính tốt nhất giữa kết quả đào tạo và mục tiêu. Giá trị R biểu thị một mối quan hệ giữa kết quả và mục tiêu. Nếu $R = 1$ thì đó là một mối quan hệ tuyến tính chính xác giữa kết quả đào tạo và mục tiêu [15].

Kết quả của dữ liệu được đào tạo bởi mô hình mạng neural nhân tạo trong nghiên cứu này chỉ ra đây là một mối quan hệ chính xác: kết quả đào tạo, kết quả xác nhận, kiểm tra và kết quả tổng cộng đều có cùng một giá trị $R = 0,99997$.

3.3.7. Sử dụng mạng

Sau khi mạng được đào tạo với hiệu suất mong muốn có thể sử dụng mô hình đó để xác định hệ số Z. Mô hình dự báo hệ số Z có dạng như sau:

$$Z = \frac{[(A_7 + 3,16096829287339) + 1] \times 1,4538}{2} + 0,2992 \quad (14)$$

Với:

$$A_1 = \begin{bmatrix} -0,58807461290394 & -0,162590864228887 \\ -0,985567895097498 & -3,58914907839306 \\ -0,184285983142621 & 0,750043752672046 \\ 1,67732474376959 & -0,437482063248194 \\ -1,68657765389108 & 0,509333187371346 \\ -4,52723604209889 & -2,40353331303964 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{pr-conv} \\ T_{pr-conv} \end{bmatrix}$$

$$P_{pr-conv} = \frac{2 \times (P_{pr} - 0,2)}{14,8} - 1; \quad T_{pr-conv} = \frac{2 \times (T_{pr} - 1,05)}{1,95} - 1$$

$$A_2 = A_1 + \begin{bmatrix} 0,75762447365063 \\ -6,62896287950176 \\ 1,82006252951295 \\ 0,937881909714968 \\ -0,95290888785043 \\ -6,92056775590929 \end{bmatrix}; \quad A_3 = \frac{2}{1 + \exp(-2 \times A_2)} - 1;$$

$$A_4 = \begin{bmatrix} 3,897465 & 61,968783 & -5,519129 & -10,500512 & -10,460376 & -4,506669 \\ 3,931415 & 350,500652 & -19,127087 & 70,103013 & 66,408963 & -18,291279 \\ 0,607552 & -103,887722 & 6,452176 & 4,356828 & 4,216874 & 7,756330 \\ 5,129133 & -226,530302 & -23,920222 & 9,423814 & 3,993938 & 13,144008 \\ -20,412276 & 128,752019 & -5,208601 & -74,161628 & -62,072784 & -270,518599 \end{bmatrix} [A_3]$$

$$A_5 = A_4 + \begin{bmatrix} 57,5700294875709 \\ 349,825769447068 \\ -101,442975357111 \\ -199,331507457456 \\ -128,320898888629 \end{bmatrix}; \quad A_6 = \frac{1}{1 + \exp(-A_5)};$$

$$A_7 = [-4,48841980 \quad -0,53755610 \quad -2,88707125 \quad -0,19033986 \quad -0,21902471] [A_6]$$

Trong đó:

$P_{pr-conv}$: Áp suất giả giảm chuyển đổi trong phạm vi thông số đầu vào;

$T_{pr-conv}$: Nhiệt độ giả giảm chuyển đổi trong phạm vi thông số đầu vào.

Đồ thị hệ số Z nhận được từ phương trình (14) được biểu diễn như Hình 5.

4. So sánh sai số của các phương pháp xác định hệ số Z

Để đánh giá sự chính xác của mô hình ANN so với các phương pháp thực nghiệm trước cần sử dụng một số thông số độ lệch thống kê gồm: tỷ lệ sai

số tương đối trung bình (APRE - Average percent relative error), sai số bình phương trung bình (MSE - Mean squared error), căn bậc hai của sai số bình phương trung bình (RMSE - Root mean squared error), hệ số xác định (R^2 - Coefficient of determination).

➤ Phần trăm sai số tương đối trung bình (APRE hoặc ARE%) đánh giá độ lệch tương đối của dữ liệu hệ số Z được dự đoán và dữ liệu thực tế [21]:

$$ARE\% = \frac{100}{N} \sum_{i=1}^N \left(\frac{Z_i^{Pred} - Z_i^{exp}}{Z_i^{exp}} \right) \quad (15)$$

Trong đó:

N: Tổng số các phần tử (5.940 phần tử);

i: Chỉ số phần tử thứ i;

Z_i^{Pred} : Hệ số Z được dự đoán từ các công thức thực nghiệm hoặc mạng neural nhân tạo;

Z_i^{exp} : Hệ số Z thực nghiệm được SPE công bố.

➤ Sai số bình phương trung bình (MSE) là một công thức ước lượng đo giá trị bình phương của sai số. Giá trị MSE càng nhỏ thể hiện sự dự đoán càng chính xác [22]:

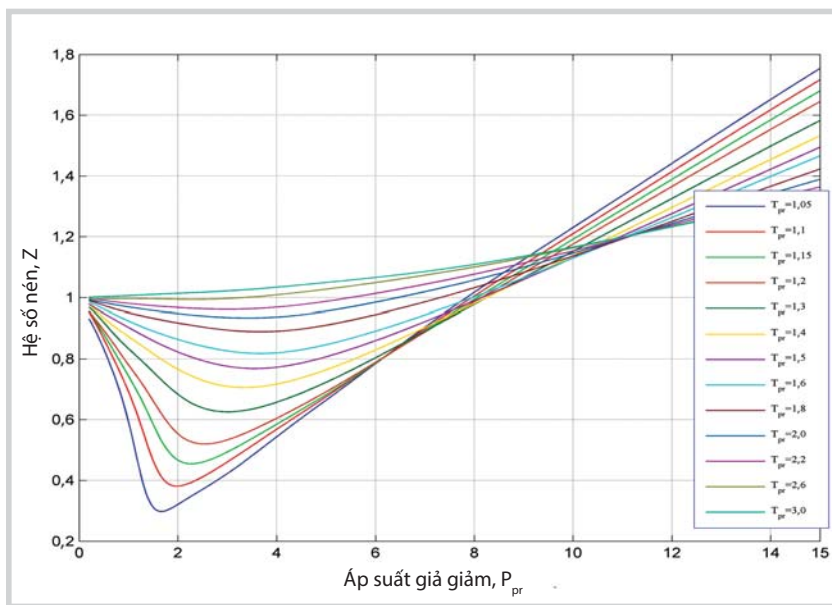
$$MSE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Z_i^{Pred} - Z_i^{exp})^2 \quad (16)$$

➤ Căn bậc hai sai số bình phương trung bình (RMSE) đo dữ liệu rời rạc xung quanh độ lệch 0 [21]:

$$RMSE = \left(\frac{\sum_{i=1}^N (Z_i^{Pred} - Z_i^{exp})^2}{N} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (17)$$

Hệ số xác định (R^2) là thông số độ lệch thống kê đơn giản trình bày sự phù hợp với dữ liệu [22]:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (Z_i^{Pred} - Z_i^{exp})^2}{\sum_{i=1}^N \left(Z_i^{Pred} - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N Z_i^{exp} \right)^2} \quad (18)$$



Hình 5. Đồ thị hệ số Z được tạo ra bởi phương trình (14)

Bảng 4. So sánh những sai số thống kê giữa mô hình ANN và các phương pháp khác

TT	Phương pháp	ARE%	MSE	RMSE	R ²
1	Hall và Yarborough	-0,53099	0,014815	0,121717	0,784172
2	Dranchuk và Abou-Kassem	0,01431	0,000023	0,004794	0,999638
3	Dranchuk, Purvis và Robinson	-0,87809	0,009029	0,095023	0,877296
4	Brill và Beggs	-1070,9057	4909,0871	70,0649	0,00094
5	ANN	0,0002053	0,0000036	0,0019	0,999944

So sánh chất lượng giữa các phương pháp được thể hiện trong Bảng 4 với 5.940 điểm dữ liệu của SPE được sử dụng. Kết quả cho thấy, phương pháp mạng neural nhân tạo có giá trị hệ số xác định (R^2) cao nhất: 0,999944 và các sai số thống kê ARE, MSE và RMSE nhỏ nhất. Phương pháp Dranchuk và Abou-Kassem cũng dự đoán hệ số Z khá chính xác với $R^2 = 0,9996$. Phương pháp Brill và Beggs dự báo kém chính xác nhất và không đáng tin cậy khi dự đoán trong phạm vi rộng lớn của áp suất và nhiệt độ giả giảm.

5. Kết luận

Hệ số Z là một thông số rất quan trọng để xác định tỷ trọng khí, độ nhớt khí, độ nén khí, mô phỏng vỉa khí, tính toán cân bằng vật chất và dự đoán PVT cho giếng dầu và khí. So sánh phương pháp xác định hệ số Z theo mô hình dựa trên mạng neural nhân tạo và các phương pháp thực nghiệm khác cho thấy sự vượt trội của phương pháp mới qua các chỉ số như: hệ số xác định (R^2), sai số bình phương trung bình (MSE), căn bậc hai sai số bình phương trung bình (RMSE), tỷ lệ sai số tương đối trung bình (ARE) lần lượt là 0,999944, 0,0000036, 0,0019 và 0,0002053. Kết quả này đã chứng minh mô hình mới có thể là công cụ dự đoán chính xác hệ số Z và có khả năng áp dụng trên phạm vi nhiệt độ và áp suất rộng hơn so với các phương pháp khác.

Tài liệu tham khảo

1. P.M.Dranchuk, J.H.Abou-Kassem. *Calculation of Z-factors for natural gases using equations of state*. Journal of Canadian Petroleum Technology. 1975; 14(3): p. 34 - 36.
2. R.A.Dranchuk, D.B.Purvis, P.M.Robinson. *A reduced equation of state applied to generalized compressibility factor tables*. Journal of Canadian Petroleum Technology. 1971.
3. D.H.Beggs, J.P.Brill. *An experimental study of two-phase flow in inclined pipes*. Journal of Petroleum Technology. 1973; 25(5): p. 607 - 617.
4. Mohammadreza Kamyab, Jorge H.B Sampaio Jr., Farhad Qanbaria, Alfred W.Eustes III. *Using artificial neural networks to estimate the z-factor for naturalhydrocarbon gases*. Elsevier. 2010.
5. D.L.Katz, D.Cornell. *Handbook of natural gas engineering*. New York: McGraw-Hill. 1959.
6. E.Sanjari, E.N.Lay. *Estimation of natural gas compressibility factors using artificial neural network approach*. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2012; 9: p. 220 - 226.
7. E.Heidaryan, A.Salarabadi, J.Moghadasi. *A novel correlation approach for prediction of natural gas compressibility factor*. Journal of Natural Gas Chemistry. 2010; 19(2): p. 189 - 192.
8. T.Ahmed. *Reservoir engineering handbook*. Gulf professional publishing. 2010.
9. A.Danesh. *PVT and phase*. Elsevier. 1998.
10. Y.A.Cengel, M.A. Boles. *Thermodynamics: An engineering approach*. McGraw Hill. 2007.
11. N.Azizi, R.Behbahani, M.A.Isazadeh. *An efficient correlation for*

calculating compressibility factor of natural gases. Journal of Natural Gas Chemistry. 2010; 19(6): p. 642 - 645.

12. E.Sanjari, E.N.Lay. *An accurate empirical correlation for predicting natural gas compressibility factors*. Journal of Natural Gas Chemistry. 2012; 21(2): p. 184 - 188.

13. L.A.Kareem. *New explicit correlation for the compressibility factor of natural gas: linearized Z-factor isotherms*. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2015; 6(19): p. 1 - 12.

14. K.K.Dune, B.N.Oriji. *A new computerized approach to Z-factor determination*. Transnational Journal of Science and Technology. 2012; 2(7): p. 64 - 80.

15. M.H.Beale, M.T.Hagan, H.B.Demuth. *Neural network toolbox user's guide*. The MathWorks. 2015.

16. S.Mohaghegh. *Virtual-intelligence applications in petroleum engineering: Part 1- Artificial neural networks*. Journal of Petroleum Technology. 2000; 52(9): p. 64 - 73.

17. K.Suzuki, A.Krenker, J.Bester, A.Kos. *Introduction to the artificial neural networks in Artificial neural networks - Methodological advances and biomedical applications*. In-Tech. 2011: p. 3 - 18.

18. S.Mohaghegh. *Neural network: What it can do for petroleum engineers*. Society of Petroleum Engineers. 1995; 47(1).

19. H.Esen, M.Inalli. *Modelling of a vertical ground coupled heat pump system by using artificial neural networks*. Expert Systems with Applications. 2009; 36(7): p. 10229 - 10238.

20. A.Sozen, E.Arcaklioglu, E.G.Kanit. *Use of artificial neural networks for mapping of solar potential in Turkey*. Applied Energy. 2004; 77(3): p. 273 - 286.

21. A.H.Mohammadi, A.Kamari, F.Gharagheizi. *A corresponding states-based method for the estimation of natural gas compressibility factors*. Journal of Molecular Liquids. 2016; 216: p. 25 - 34.

22. M.B.Mohamad, A.Reza, O.Shahriar, Z.Zeinab. *Prediction of gas compressibility factor using intelligent models*. Natural Gas Industry B. 2015; 2(4): p. 283 - 294.

23. Hoàng Anh. *Sự trở dậy của những cỗ máy*. PC World VN. 8/2015.

Applying artificial neural networks to predict Z-factor for natural hydrocarbon gas

Tran Kha Tien, Hoang Thinh Nhan
Petrovietnam University
Email: tientk01@pvu.edu.vn

Summary

The natural gas compressibility factor or Z-factor is an important parameter to determine thermodynamic properties of gas reservoir, gas density, gas viscosity, gas compression, gas reservoir simulation, calculate the material balance equation, and estimate PVT for oil and gas wells. Based on the data from the Standing-Katz chart, several methods have been developed to calculate the Z-factor [1 - 3]. Based on the method of Mohammadreza Kamyab [4], the authors have calculated and determined the Z-factor using the artificial neural networks (ANN) with input parameters being the pseudo-reduced pressure and temperature of 5,940 experimental data points [5]. The results of research show that this model is able to predict the Z-factor more accurately than other methods and can be applied over the pseudo-reduced temperature range of $1.05 \leq T_{pr} \leq 3$ and the pseudo-reduced pressure of $0.2 \leq P_{pr} \leq 15$.

Key words: Natural gas compressibility factor, Z-factor, MATLAB, Artificial Neural Networks.

NGHIÊN CỨU KHẢ NĂNG ÁP DỤNG GIẢI PHÁP BƠM HỆ HÓA PHẨM DUNG MÔI HYDROCARBON - HÓA NHIỆT TRONG XỬ LÝ ĐƠN GIẾNG NHẪM NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU NẶNG TẠI MIOCENE DƯỚI VÀ OLIGOCENE TRÊN MỎ RỒNG

KS. Phan Văn Minh¹, TS. Nguyễn Văn Ngọ¹, ThS. Đỗ Thành Trung¹
ThS. Lê Văn Công¹, TS. Tống Cảnh Sơn², ThS. Nguyễn Vi Hùng²

¹Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí (DMC)

²Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro"

Email: minhvp@pvdmc.com.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu nghiên cứu khả năng áp dụng giải pháp bơm hệ hóa phẩm dung môi hydrocarbon - hóa nhiệt cho xử lý đơn giếng với mục đích gia tăng lưu lượng dầu và nâng cao hệ số thu hồi dầu nặng tại Miocene dưới và Oligocene trên mỏ Rồng. Dung môi hydrocarbon đề xuất cho ứng dụng là khí hóa lỏng (LPG). Hệ hóa phẩm hóa nhiệt là hệ tạo nhiệt, tạo áp suất tan trong nước trên cơ sở các dung dịch muối NaNO_2 và NH_4Cl . Kết quả thực nghiệm mô phỏng điều kiện trên thiết bị PVT ở nhiệt độ 95°C và khoảng biến thiên áp suất từ 100 - 300atm cho thấy LPG làm giảm mạnh độ nhớt của dầu mỏ Rồng tái tạo.

Từ khóa: Tăng cường thu hồi dầu, dầu nặng, bơm ép dung môi, phản ứng tỏa nhiệt.

1. Đặt vấn đề

Dầu ở một số vùng thuộc Miocene dưới và Oligocene trên mỏ Rồng thuộc loại dầu nặng và có độ nhớt cao. Dầu này tập trung chủ yếu tại một số giếng khai thác trên giàn cố định RP1. Bảng 1 giới thiệu một số thông tin liên quan tới dầu vỉa và đặc tính vỉa chứa các đối tượng Miocene dưới, Oligocene trên mỏ Rồng [1].

Bảng 2 và 3 thể hiện các đặc tính trung bình dầu thô Miocene dưới và Oligocene trên mỏ Rồng [2].

Số liệu trên Bảng 1 và 2 cho thấy, dầu nặng có tại phân tầng 21, 22 Miocene dưới mỏ Rồng. Khối lượng riêng của dầu thuộc nhóm giếng 1 (nhóm giếng có dầu nặng) dao động trong khoảng 0,8855 - 0,9269g/cm³, xấp xỉ từ 28,296

- 21,159°API (theo phân loại API dầu nặng có tỷ trọng < 29,295°API). Khối lượng riêng của dầu nhóm 2 (nhóm giếng chứa dầu trung bình) dao động trong khoảng 0,8558 - 0,8762g/cm³, xấp xỉ từ 33,842 - 29,99°API (theo phân loại API dầu trung bình có tỷ trọng trong khoảng: 41,06 > ρ_o > 29,295°API). Số liệu trên Bảng 1 và 3 cho thấy, dầu nặng và dầu trung bình có tại tầng Oligocene trên mỏ Rồng. Khối lượng riêng của dầu Oligocene trên dao động trong khoảng 0,8608 - 0,9230g/cm³ (xấp xỉ từ 32,88 - 21,804°API).

Dầu mỏ Rồng có chứa hàm lượng paraffin, asphaltene và nhựa cao. Các hàm lượng này minh chứng cho chỉ tiêu độ nhớt cao của dầu (Bảng 2 và 3). Theo nghiên cứu của Vietsovetro [3], hệ số ổn định hệ keo (Colloidal Instability Index) của dầu mỏ Rồng dao động trong khoảng 2,94 -

Bảng 1. Tính chất dầu vỉa và đặc tính vỉa chứa các đối tượng Miocene dưới, Oligocene trên mỏ Rồng

TT	Thông số	Miocene dưới				Oligocene trên			
		Phân tầng 21	Phân tầng 22	Phân tầng 23	Phân tầng 24	I	II	III	IV
1	Khối lượng riêng của dầu (g/cm ³)	Nhóm 1: 0,8855 - 0,9269 Nhóm 2: 0,8558 - 0,8762		0,8285 - 0,8459		0,8608 - 0,9230			
2	Độ nhớt dầu ở 50°C (mm ² /s)	Nhóm 1: 19,47 - 106,2 Nhóm 2: 7,12 - 23,41		-	-	11,02 - 279,1			
3	Độ rỗng (%)	16 - 25,2 (Trung bình: 19,73	13 - 23 (Trung bình: 17,2)	17 - 22		6 - 16 (Đôi khi tới 22%)			
4	Độ thấm (mD)	-	15 - 500 (Trung bình: 77)	15 - 2.500		Tới 10			
5	Nhiệt độ (°C)	84 - 97				93 - 109			
6	Áp suất vỉa (MPa)	23,9 - 25,6				32,1 - 53,6			
7	Chiều dày vỉa chứa (m)	2,3 (Giếng 104) - 6m (Giếng R9)	7,1 (Giếng 9) - 58,7 (Giếng 116)	15,3 (Giếng R-115) 17,5 (Giếng R-112) 42 (Giếng R-101) đến 50,1 (Giếng R-105)		10,2 (Giếng G8) 20,3 (Giếng G6)			

Ghi chú: Nhóm 1 gồm các giếng: R-8, 9, 115, 109, 105, 116, 112; Nhóm 2 gồm các giếng: R-1, 2, 16, 104, 106, 108

Bảng 2. Đặc tính trung bình dầu thô Miocene dưới mỏ Rồng

Phức hệ sản phẩm			Miocene dưới	
Tầng sản phẩm			21 + 22 (nhóm 2 - dầu nặng)	
Giếng khoan			R9, R105, R112, R115	
Tên tham số		Số lượng mẫu	Khoảng biến thiên	Giá trị trung bình
1	Tỷ trọng (g/cm ³)	11	0,8855 - 0,9269	0,9115
2	Hàm lượng nhựa và asphaltene (% khối lượng)	11	14,66 - 21,90	19,27
3	Hàm lượng paraffin (% khối lượng)	11	11,08 - 15,49	12,89
4	Độ nhớt (mm ² /s)	Ở nhiệt độ 50°C	11	19,5 - 106,2
		Ở nhiệt độ 70°C	11	10,530 - 43,00
5	Nhiệt độ đông đặc (°C)	11	20,0 - 30,5	25,4

Bảng 3. Đặc tính trung bình dầu thô Oligocene trên mỏ Rồng

Phức hệ sản phẩm			Oligocene trên	
Giếng khoan			R2, R2, R6, R7, R16	
Tên tham số		Số lượng mẫu	Khoảng biến thiên	Giá trị trung bình
1	Tỷ trọng (g/cm ³)	12	0,8608 - 0,9230	0,8959
2	Hàm lượng nhựa và asphaltene (% khối lượng)	12	6,70 - 45,20	18,03
3	Hàm lượng paraffin (% khối lượng)	12	12,40 - 24,50	19,07
4	Độ nhớt (mm ² /s)	Ở nhiệt độ 50°C	12	11,0 - 279,1
		Ở nhiệt độ 70°C	10	8,365 - 78,480
5	Nhiệt độ đông đặc (°C)	12	29,0 - 41	34,5

5,27 trong khi hệ số ổn định hệ keo > 0,9 đã được coi là dễ mất ổn định. Điều này cho thấy, các giếng khai thác dầu nặng có nguy cơ nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng nói riêng, vỉa chứa nói chung là rất cao, nhất là sau một thời gian dài khai thác, áp suất vỉa và nhiệt độ vỉa đã giảm mạnh và làm dầu mất cân bằng lớn về pha (asphaltene tồn tại trong dầu dưới hai dạng là hòa tan và phân tán; khi áp suất, nhiệt độ giảm, asphaltene rơi vào trạng thái keo tụ và sa lắng).

Độ nhớt dầu nặng mỏ Rồng cao hơn nhiều so với dầu trung bình và khi nâng nhiệt độ thêm 20°C độ nhớt dầu giảm đi hơn một nửa (Bảng 2 và 3). Độ nhớt cao gây ảnh hưởng xấu tới hiệu quả bơm ép thông qua giảm chỉ tiêu độ linh động. Miocene dưới và Oligocene mỏ Rồng có khoảng dao động nhiệt độ tương ứng là 84 - 97°C và 93 - 109°C (Bảng 1).

Nhóm tác giả sử dụng những thông tin tóm tắt về thành phần dầu và nhiệt độ vỉa tại các tầng Miocene và Oligocene trên mỏ Rồng để luận giải việc chọn phương pháp công nghệ tác động nhằm khơi thông dòng dầu và nâng cao hệ số thu hồi dầu nặng tại các đối tượng này. Cơ sở khoa học và tính thực tế của công nghệ được nhóm tác giả làm rõ ở phần dưới đây.

Như chúng ta biết, một trong những phương pháp hữu hiệu trong nâng cao hệ số thu hồi dầu là phương pháp trích ly bằng dung môi hóa hơi (Vapor Extraction - VAPEX) [4 - 8]. Khi mới ra đời, phương pháp này được thực hiện cho xử lý đơn giếng ở các giếng đứng hoặc các giếng

có tầng với ngắn, sau dần được cải tiến chuyển sang sử dụng hai giếng khoan ngang chạy song song, một giếng ở phía trên và một giếng ở phía dưới. Dung môi được dùng trong trường hợp này là các hydrocarbon nhẹ (propane, butane, hoặc một số hỗn hợp hydrocarbon nhẹ, trong đó có LPG...). Dung môi hydrocarbon nhẹ được bơm vào giếng ngang nằm ở phía trên. Dung môi, hoặc hỗn hợp dung môi được chọn sao cho trong điều kiện nhiệt độ, áp suất vỉa, toàn bộ hoặc một phần dung môi tồn tại ở dạng hơi. Chính dạng hơi này đảm bảo cho dung môi tiếp xúc tốt với dầu, pha loãng, làm giảm mạnh độ nhớt dầu; làm dung môi len lỏi vào các kênh dẫn nơi dầu dư đang nằm lại ở dạng cục bộ; đảm bảo mất mát dung môi ít nhất cho lấp đầy lỗ rỗng đá vỉa. Theo quy luật tự nhiên, dạng hơi sẽ tạo điều kiện cho dung môi khuếch tán lên phía trên nóc vỉa, sau đó phát triển theo chiều ngang tạo ra buồng hơi dung môi. Trên ranh giới của buồng hơi, hơi dung môi tiếp xúc với dầu nặng tạo hỗn hợp dầu có độ nhớt thấp. Nhờ vào tác dụng của trọng lực, hỗn hợp dầu này chảy xuống và đi vào giếng khai thác. Kết quả cuối cùng của các quá trình là tạo điều kiện cho dầu chảy xuống, đi vào giếng khoan ngang phía dưới dưới tác dụng của lực trọng trường.

Bơm ép khí là dạng công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu lớn thứ hai sau phương pháp nhiệt được sử dụng cho các mỏ dầu nặng [9].

Các quá trình bơm ép khí có thể được phân loại thành trộn lẫn và không trộn lẫn. Tuy nhiên, thực tế cho thấy, quá trình bơm ép khí sẽ hiệu quả nhất khi khí bơm xuống

trộn lẫn hoàn toàn hoặc gần như hoàn toàn với dầu vỉa [10]. Trong bơm ép khí dạng không trộn lẫn, hệ số thu hồi dầu tăng là nhờ vào sự tăng của chỉ số mao dẫn thông qua giảm sức căng bề mặt trên ranh giới pha dầu và khí bơm ép. Trong bơm ép khí dạng trộn lẫn, sự tăng của hệ số thu hồi dầu, ngoài cơ chế đưa chỉ số mao dẫn tới vô cùng thông qua giảm sức căng bề mặt tới 0, còn có thể nhờ vào cơ chế gây trương nở dầu và giảm độ nhớt dầu [11]. Diễn hình trong bơm ép không trộn lẫn là bơm ép khí N_2 và bơm ép LPG là bơm ép trộn lẫn. Còn khí CO_2 có thể được dùng trong bơm ép trộn lẫn và không trộn lẫn (tùy thuộc chính vào áp suất vỉa cụ thể trong bơm ép).

Hiệu quả của bất kỳ phương pháp nào nâng cao hệ số thu hồi dầu đều phụ thuộc vào hiệu suất quét vi mô và vĩ mô. Tuy nhiên, bão hòa dầu dư ở vùng quét trong bơm ép khí khá thấp, tức hiệu quả quét vi mô cao, nhưng do khí thường có độ nhớt thấp, nên thể tích quét, tức hiệu quả quét vĩ mô, thường bị hạn chế [12]. Để làm tăng hiệu quả quét vĩ mô, người ta sử dụng biện pháp bơm ép khí và nước luân phiên. Khí và nước được bơm ép thành từng tệp xen kẽ và nối tiếp nhau. Trong trường hợp này, hiệu suất thay thế vi mô cao của khí kết hợp với hiệu suất quét vĩ mô tốt hơn của nước sẽ làm tăng đáng kể hiệu quả khai thác của dự án bơm ép như trường hợp bơm ép khí CO_2 và nước luân phiên được đề cập trong các nghiên cứu [13, 14].

Theo quy luật tự nhiên nhiệt động học, một chất sẽ chuyển từ pha này sang pha khác, khi nhiệt độ hoặc áp suất hoặc cả hai thay đổi. Để đặc trưng cho quá trình

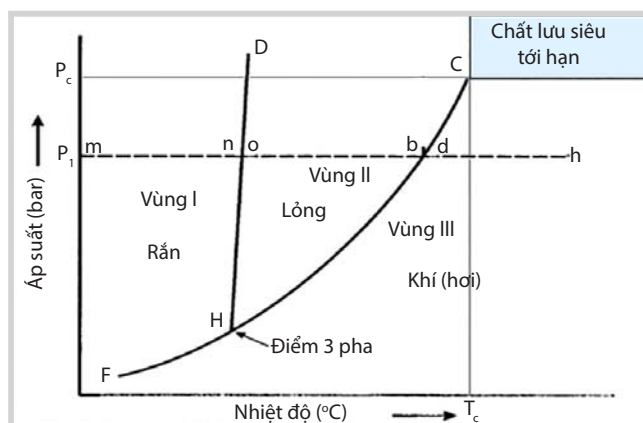
chuyển pha của một đơn chất, người ta thiết lập biểu đồ P-T của đơn chất đó ở điều kiện đẳng tích (giữ nguyên thể tích) (Hình 1).

Biểu đồ Hình 1 gồm 3 đường, chia đồ thị làm 3 vùng, tương ứng với 3 thể (hay 3 pha): rắn, lỏng, khí (hơi). Ba đường này đồng quy tại điểm H và điểm này được gọi là điểm 3 pha. Tại điểm này vật chất có thể tồn tại đồng thời cả 3 pha: rắn, lỏng và khí (hơi). Mỗi đường trong số 3 đường trong Hình 1 đều là đường phân chia ranh giới giữa 2 pha. Cụ thể, đường F-H là đường cân bằng giữa pha rắn và khí (hơi). Đường H-D là đường cân bằng giữa pha rắn và pha lỏng (đường hóa lỏng). Đường H-C là đường cân bằng giữa pha lỏng và pha khí (hơi) - (đường hơi bão hòa). Hiện tượng hóa hơi xảy ra khi nhiệt độ dịch chuyển từ trái qua phải của đường H-C.

Quan hệ áp suất hơi bão hòa - nhiệt độ của đơn chất bắt đầu từ điểm 3 pha (H) và kết thúc tại điểm C (Hình 1). Điểm C chính là điểm giới hạn cao nhất của áp suất và nhiệt độ mà ở đó tồn tại đồng thời cả pha lỏng và hơi - được gọi là điểm tới hạn. Tại điểm tới hạn C (điểm có tọa độ: nhiệt độ là T_c và áp suất là P_c), tính chất của pha lỏng và pha khí trở thành đồng nhất. Các trạng thái nằm bên ngoài điểm C nhưng trên T_c và P_c được gọi là trạng thái siêu tới hạn (vùng có màu xanh nhạt trên Hình 1). Chất lưu tồn tại trong vùng này được gọi là chất lưu siêu tới hạn (Supercritical Fluid). Về trạng thái, chất lưu siêu tới hạn là trạng thái trung gian giữa pha lỏng và pha khí (hơi). So với dạng lỏng và dạng khí thông thường khác, chất lưu siêu tới hạn có một số đặc tính đặc biệt (Bảng 4) như có khả năng (tốc độ) khuếch tán cao, có độ nhớt thấp, có sức căng bề mặt thấp (giống như chất khí). Chất lưu siêu tới hạn có khả năng hòa tan cao tương tự như dung môi lỏng.

Giản đồ trạng thái P-T của hỗn hợp propane/butane được thể hiện trong Hình 2 [15]. Thành phần chính của LPG nằm trong hỗn hợp này. Các điểm H_p và C_p tương ứng là điểm 3 pha và điểm tới hạn của propane. Tương tự như vậy, các điểm H_b và C_b tương ứng là điểm 3 pha và điểm tới hạn của butane.

Vùng màu xanh, với số thứ tự 5, tương ứng với thành phần propane trong hỗn hợp propane/butane là 52/48% mol. Các số thứ tự còn lại tương ứng với thành phần của



Hình 1. Biểu đồ P-T biểu diễn sự biến đổi pha, ở điều kiện đẳng tích, của chất tinh khiết - hệ một cấu tử

Bảng 4. So sánh một số tính chất của một số chất lưu

TT	Loại chất lưu	Độ nhớt (Pa.s)	Hệ số khuếch tán (mm^2/s)	Tỷ trọng (kg/m^3)
1	Chất khí	10	1 - 10	1
2	Chất lưu siêu tới hạn	50 - 100	0,01 - 0,1	100 - 1.000
3	Chất lỏng	500 - 1.000	0,001	1.000

propane trong hỗn hợp như sau: (1) 100% mol; (2) 92,50% mol; (3) 62,62% mol; (4) 75,45% mol; (6) 30,85% mol; (7) 14,68% mol và (8) 0,0% mol. Quy luật chung là khi hàm lượng propane trong hỗn hợp càng nhỏ thì nhiệt độ tới hạn càng tăng cao.

Về mặt trạng thái pha của hỗn hợp, theo Hình 2, trong phạm vi màu xanh tồn tại hỗn hợp pha lỏng và khí; dưới vùng màu xanh này nói chung và trong phạm vi giới hạn bởi các đường của tứ giác cong: điểm 3 pha (H_B) - điểm tới hạn (C_B) - điểm tới hạn hỗn hợp ($C_{52/48}$) - điểm C_{52B} nói riêng, tồn tại pha khí; còn phía trên vùng màu xanh nói chung và trong phạm vi giới hạn bởi các đường của tứ giác cong: điểm 3 pha (H_P) - điểm tới hạn (C_P) - điểm tới hạn của hỗn hợp ($C_{52/48}$) - điểm C_{52P} nói riêng, hỗn hợp tồn tại ở dạng lỏng. Cũng theo Hình 2, vùng đồng thời có nhiệt độ và áp suất lớn hơn so với tọa độ của điểm tới hạn $C_{52/48}$ (điểm này tương ứng với nhiệt độ $\approx 127^\circ\text{C}$ và áp suất 42,52bar) chính là vùng tồn tại trạng thái siêu tới hạn của hỗn hợp propane/butane.

Theo Hình 2, khi dùng nguồn khí hóa lỏng - LPG chứa 52% propane, 48% butane để bơm vào vỉa, ở trong các điều kiện cụ thể hỗn hợp này có tính chất đáp ứng các công dụng chính sau:

+ Ở điều kiện nhiệt độ vỉa thấp hơn nhiệt độ tới hạn của LPG, nhưng lớn hơn nhiệt độ điểm 3 pha của propane và áp suất $> 42,52\text{bar}$ (áp suất tới hạn của hỗn hợp), thì LPG này tồn tại ở dạng lỏng. Ở dạng lỏng, nó cho hiệu ứng pha loãng, làm giảm độ nhớt dầu, hòa tan lắng đọng hữu cơ... Những điều này giúp ích cho quá trình loại trừ nhiễm bẩn hữu cơ và gia tăng thu hồi dầu.

+ Ở điều kiện nhiệt độ vỉa lớn hơn nhiệt độ tới hạn và áp suất $> 42,52\text{bar}$, LPG này chuyển thành chất lưu siêu tới hạn. Ở trạng thái này, nó có khả năng khuếch tán cao, sức căng bề mặt thấp và khả năng hòa tan lắng đọng hữu cơ rất cao. Những đặc tính này vừa giúp ích cho loại trừ

nhiễm bẩn hữu cơ, nhiễm bẩn bởi các dạng nhũ tương và mở rộng vùng ảnh hưởng của lưu thể bơm vào tới những phần vỉa còn tồn tại dầu dư mà khí chưa ở trạng thái siêu tới hạn, lưu thể bơm vào không có khả năng quét qua. Kết quả sẽ giúp ích cho quá trình nâng cao hệ số thu hồi dầu nói riêng, gia tăng thu hồi dầu nói chung. Công nghệ với cách thức trích ly dầu dư này, về mặt nào đó, tương đồng với trích bằng dung môi hóa hơi.

+ Khi tiếp tục được duy trì ở áp suất cao hơn áp suất tới hạn, nhưng nhiệt độ vỉa giảm xuống, LPG này quay về trạng thái lỏng. Nhưng trạng thái lỏng của lưu thể đã từng ở trạng thái siêu tới hạn này vẫn tiếp tục dung nạp nhiễm bẩn hữu cơ và giữ cho dầu vỉa có độ nhớt thấp.

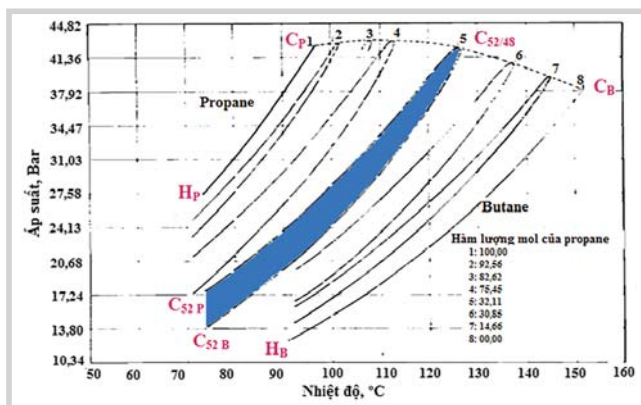
Các công dụng trên cho thấy rằng, trong quá trình bơm LPG vào vỉa, nếu đưa được nhiệt độ của vùng vỉa chịu tác động lên cao hơn nhiệt độ tới hạn của LPG, thì sẽ có cơ hội cao trong hòa tan thêm lắng đọng hữu cơ, dung nạp thêm những phần dầu dư bị kẹt lại trước đó ngoài hiệu ứng giảm độ nhớt thông thường khi nhiệt độ vỉa chưa đạt tới nhiệt độ tới hạn.

Để làm được điều này, nhóm tác giả đề xuất sử dụng kết hợp LPG với hệ hóa phẩm tạo nhiệt, tạo áp suất tan trong nước trên cơ sở các muối NaNO_2 và NH_4Cl . Về khía cạnh hóa học, hệ hóa phẩm tạo nhiệt, tạo áp suất tan trong nước sử dụng nhiệt lượng tỏa ra và áp suất của khí N_2 thoát ra từ phản ứng giữa dung dịch hai muối NaNO_2 và NH_4Cl theo phản ứng hóa học sau:



Ở nhiệt độ thường, giữa các muối này chưa xảy ra tương tác hóa học, nhưng ở nhiệt độ $> 70^\circ\text{C}$, chúng phản ứng với nhau tạo khí N_2 và tỏa ra lượng nhiệt rất lớn (333,293kJ/mol hay 79,6589kcal/mol) [16, 17]. Theo tính toán nhiệt động học, lượng nhiệt sinh ra khi 1m^3 dung dịch (bao gồm nước + 313kg NaNO_2 + 263kg NH_4Cl (có dư theo phương trình phản ứng)) là 1.534.293kJ/ m^3 . Nhiệt lượng của 1m^3 dung dịch này đủ để nâng cao thêm nhiệt độ của 25,4 m^3 đá vỉa Miocene dưới mỏ Rồng chứa nước + dầu trong lỗ rồng lên $\Delta = +20^\circ\text{C}$ từ nhiệt độ ban đầu trước đó là 90°C . Khí N_2 và hơi nước sinh ra do tăng nhiệt làm áp suất tăng mạnh. Tính toán nhiệt động học với trường hợp tính toán để nhiệt độ của đá vỉa lên $\Delta = +20^\circ\text{C}$, thì áp suất vỉa có thể tăng thêm khoảng 84atm (lên tới 304atm so với 220atm ban đầu).

Để có thể tạo được nhiệt lượng và áp suất trong vỉa, các dung dịch riêng rẽ được bơm vào vùng cận đáy giếng. Thể tích các dung dịch muối NaNO_2 và NH_4Cl với nồng độ gần bão hòa được tính toán để khi hòa trộn chúng phản ứng hết với nhau. Chất lỏng đệm bơm giữa 2 tệp muối là dung



Hình 2. Biểu đồ áp suất - nhiệt độ hệ hai cấu tử propane-butane [15]

môi hữu cơ. Thể tích chất lỏng đệm được tính toán sao cho khi cả 3 tệp được đẩy sâu vào vỉa qua chiều sâu thiết kế, dưới tác dụng của dòng chảy tỏa theo chiều tiếp tuyến với phương chảy ly tâm, độ dày vành dung môi tiến tới 0, các vành dung dịch muối cũng mỏng đi, hòa vào nhau và xảy ra phản ứng tỏa nhiệt, tạo khí. Bằng cách bơm nhiều nhóm tệp (NH_4Cl /dung môi hữu cơ/ NaNO_2) nối tiếp nhau với thể tích tính toán thích hợp, có thể làm cho phản ứng xảy ra ở vùng gần tâm giếng trước, ở vùng xa tâm giếng sau. Khí N_2 sinh ra tại vùng cận đáy giếng nhanh chóng xâm nhập vào lòng giếng, đi lên theo cần khai thác tạo cột dung dịch có áp suất thủy tĩnh thấp kéo dòng lưu thể khai thác độ nhớt thấp đã hòa tan và dung nạp nhiễm bẩn hữu cơ lên bề mặt. Tiếp sau đó các nhóm tệp được bơm sâu hơn nhóm sát thành giếng sẽ hoạt động tạo thể liên hoàn đẩy dầu vào giếng và làm sạch vùng vỉa lớn xung quanh giếng khai thác. Cách xử lý đơn giếng như vậy sẽ làm mới lại và mở rộng hệ thống kênh dẫn xung quanh giếng, tạo điều kiện cho dòng dầu trong vùng nuôi của giếng chảy vào giếng.

Trong công nghệ kết hợp hệ hóa phẩm tạo nhiệt, tạo khí trên cơ sở các muối NaNO_2 và NH_4Cl với LPG, thì một phần hoặc toàn bộ dung môi hữu cơ sẽ được thay thế bằng LPG. Cách thức bơm trong trường hợp có sự tham gia của LPG có thể liên tưởng tới dạng công nghệ bơm ép khí nước luân phiên như đã trình bày ở trên.

Khi kết hợp 2 công nghệ trên, các quá trình xảy ra theo thứ tự luôn nghiêng về phía có lợi cho nâng cao thu hồi dầu. Cụ thể là, khi mới được bơm vào vỉa và chưa xảy ra phản ứng tạo nhiệt, tạo khí của các dung dịch muối NaNO_2 và NH_4Cl , thì LPG đóng vai trò là dung môi trộn lẫn làm giảm độ nhớt dầu. Khi phản ứng ứng tạo nhiệt, tạo khí của các dung dịch muối NaNO_2 và NH_4Cl xảy ra, nhiệt độ tăng cao vượt nhiệt độ tới hạn của hỗn hợp propane/butane, LPG chuyển sang dạng chất lưu siêu tới hạn có thêm tác dụng mở rộng thể tích quét vào các vùng dầu bất động.

Tóm lại, có thể áp dụng giải pháp bơm hệ hóa phẩm dung môi LPG - hóa nhiệt trong xử lý đơn giếng với mục đích khơi thông dòng dầu và nâng cao hệ số thu hồi dầu nặng tại Miocene dưới và Oligocene trên mỏ Rồng.

Nhóm tác giả đã phân tích một số kết quả nghiên cứu ảnh hưởng của LPG tới độ nhớt và một số tính chất của dầu mỏ Rồng mô phỏng điều kiện vỉa trên thiết bị PVT để minh chứng cho khả năng hiện thực của giải pháp đề xuất.

Dầu đầu vào cho nghiên cứu là mẫu tái tạo từ mẫu dầu mỏ Rồng và khí bình tách. Khí bình tách được lấy tại các bình tách V-400 trên các giàn nhẹ mỏ Rồng như RC-4, RC-5, RC-6 và RC-DM. Khí tách ra có thành phần 77,6%

methane, 12,6% ethane, 6,8% propane, 2,5% butane và một số thành phần khác. Ở nhiệt độ vỉa 95°C, áp suất bão hòa mẫu tái tạo này là 99,47bar và độ nhớt ở 300bar là 4,17cP. Điều kiện tiêu chuẩn sử dụng trong nghiên cứu này là: 1.01325bar và 20°C. LPG được lấy từ nguồn của PV GAS. Thành phần chính của LPG gồm: 60,76% propane, 38,64% butane. Thành phần này có nhiệt độ tới hạn $\approx 120^\circ\text{C}$, áp suất tới hạn $\approx 42,51\text{ atm}$. Nhiệt độ mô phỏng điều kiện vỉa được chọn cho thí nghiệm là 95°C. Đây là nhiệt độ trung bình đặc trưng cho tầng Miocene và Oligocene trên mỏ Rồng. Nếu ở nhiệt độ này hệ hóa phẩm đã phát huy tác dụng, thì ở nhiệt độ cao hơn, nhất là cao hơn nhiệt độ tới hạn, hệ hóa phẩm sẽ phát huy tác dụng tốt hơn nữa.

2. Kết quả nghiên cứu và thảo luận

2.1. Tỷ trọng của LPG trong phòng thí nghiệm

Kết quả xác định tỷ trọng của LPG ở các áp suất khác nhau trong điều kiện nhiệt độ phòng (28°C) được thể hiện trong Bảng 5. Kết quả dưới dạng đồ thị về ảnh hưởng của áp suất tới tỷ trọng của LPG ở điều kiện nhiệt độ 28°C được thể hiện trong Hình 3.

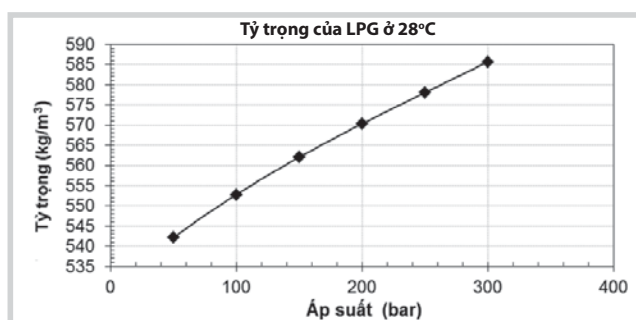
Tỷ trọng của LPG giảm mạnh khi bị nén. Ở áp suất 120bar, LPG có tỷ trọng 532,36kg/m³, còn ở áp suất 300bar, LPG có tỷ trọng lên tới 585,63kg/m³.

2.2. Đánh giá một số tính chất của hỗn hợp dầu vỉa với LPG (dầu pha trộn)

Hỗn hợp dầu vỉa chứa các hàm lượng LPG khác nhau được đánh giá về tính chất dầu. Thông số cần xác định ở

Bảng 5. Tỷ trọng của LPG ở các điều kiện áp suất khác nhau (điều kiện nhiệt độ 28°C)

TT	Áp suất thí nghiệm (bar)	Tỷ trọng nhận được (kg/m ³)
1	300	585,63
2	270	578,02
3	240	570,28
4	210	562,00
5	180	552,75
6	150	542,13
7	120	532,36



Hình 3. Ảnh hưởng của áp suất tới tỷ trọng của nguyên liệu LPG

đây là: áp suất bão hòa, tỷ lệ dầu khí, tỷ trọng dầu tách khí ở 20°C và tỷ trọng tương đối của khí tách (so với không khí). Kết quả thí nghiệm thu được thể hiện trong Bảng 6.

Hình 4 biểu diễn ảnh hưởng của hàm lượng LPG tới áp suất bão hòa của hỗn hợp dầu - LPG dưới dạng đồ thị.

Kết quả Hình 4 cho thấy, sự có mặt của LPG làm tăng áp suất bão hòa của hỗn hợp và áp suất này tăng tỷ lệ thuận với hàm lượng LPG thêm vào.

Khi thêm LPG vào dầu mỏ Rỗng, tỷ lệ khí/dầu tăng (cột 3, Bảng 6). Tỷ lệ này tăng từ 53,74m³ trên một tấn dầu khi chưa có LPG lên tới 151,04m³ trên một tấn dầu khi hàm lượng LPG thêm vào là 17,22%. Điều này hoàn toàn hợp quy luật và kết quả này cho phép hình dung rõ nét hơn về dầu chứa LPG.

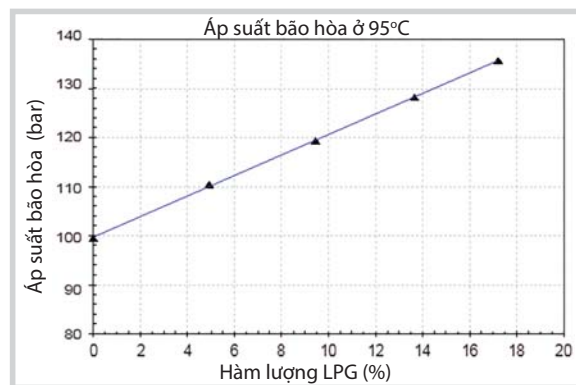
Từ kết quả trong cột 4, Bảng 6, có thể biểu diễn ảnh hưởng của hàm lượng LPG thêm vào tới tỷ trọng dầu tách khí ở 20°C dưới dạng đồ thị như Hình 5.

Khi thêm LPG vào dầu mỏ Rỗng sau đó tách khí, thì tỷ trọng của dầu giảm đi chứng tỏ khí, trong đó có LPG khi bay hơi đã mang theo một phần các phân đoạn nặng hơn. Điều này cũng được phản ánh qua việc tăng tỷ trọng tương đối của khí hòa tan (các cột 4 và 5, Bảng 6) tăng lên ở các mẫu chứa hàm lượng LPG cao hơn.

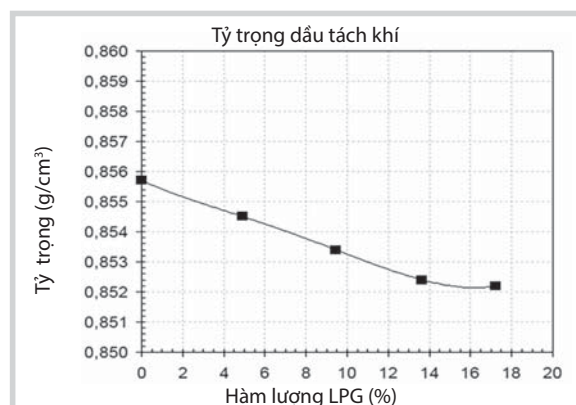
2.3. Đánh giá ảnh hưởng của hàm lượng LPG thêm vào và ảnh hưởng của áp suất tới tỷ trọng của hỗn hợp dầu với LPG

Kết quả thực nghiệm về ảnh hưởng của hàm lượng LPG thêm vào và ảnh hưởng của áp suất tới tỷ trọng của hỗn hợp dầu với LPG, thực hiện ở điều kiện nhiệt độ 95°C được thể hiện trong Bảng 7 và Hình 6.

Kết quả Hình 6 cho thấy, tỷ trọng của dầu trong điều kiện vỉa giảm mạnh khi nó được hòa tan thêm hàm lượng LPG. Hình dạng đường cong biểu diễn sự phụ thuộc của tỷ trọng với hàm lượng LPG, phụ thuộc vào quy luật bị nén về thể tích ở các cấp áp suất khác nhau.



Hình 4. Ảnh hưởng của hàm lượng LPG tới áp suất bão hòa của hỗn hợp dầu mỏ Rỗng - LPG



Hình 5. Ảnh hưởng của hàm lượng LPG tới tỷ trọng của dầu đã tách khí

Bảng 6. Một số tính chất của hỗn hợp dầu tái tạo dầu mỏ Rỗng với LPG

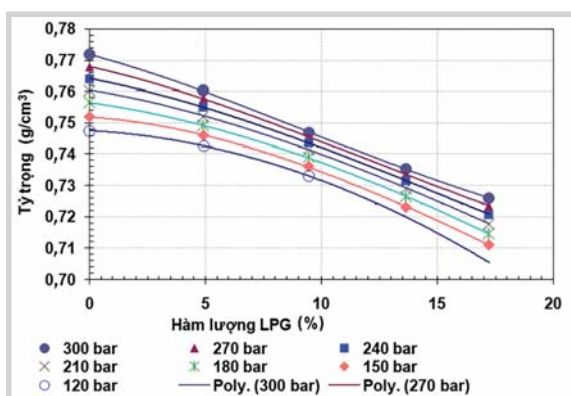
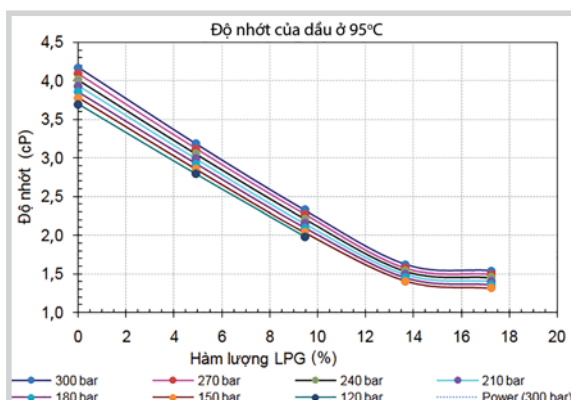
TT	Hàm lượng LPG thêm vào (%)	Áp suất bão hòa ở 95°C (bar)	Tỷ lệ khí/dầu (m ³ /t)	Tỷ trọng dầu tách khí ở 20°C (g/cm ³)	Tỷ trọng tương đối của khí tách (so với không khí)
(a)	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1	0,00	99,5	53,74	0,8557	0,9638
2	4,92	110,3	77,52	0,8545	1,1541
3	9,45	119,3	96,41	0,8534	1,2536
4	13,65	128,2	121,26	0,8524	1,3432
5	17,22	135,7	151,04	0,8522	1,4289

Bảng 7. Ảnh hưởng của hàm lượng LPG và áp suất tới tỷ trọng của hỗn hợp dầu với LPG ở điều kiện nhiệt độ 95°C

TT	Áp suất thử nghiệm (bar)	Tỷ trọng dầu (g/cm ³) với hàm lượng LPG (%) khác nhau và trong các điều kiện áp suất khác nhau				
		0,00	4,92	9,45	13,65	17,22
1	300	0,7718	0,7604	0,7470	0,7355	0,7261
2	270	0,7679	0,7578	0,7455	0,7337	0,7236
3	240	0,7641	0,7550	0,7437	0,7315	0,7208
4	210	0,7604	0,7521	0,7416	0,7291	0,7178
5	180	0,7565	0,7491	0,7391	0,7265	0,7146
6	150	0,7519	0,7460	0,7363	0,7232	0,7112
7	120	0,7475	0,7427	0,7332	-	-

Bảng 8. Ảnh hưởng của hàm lượng LPG và áp suất tới độ nhớt của hỗn hợp dầu vỉa với LPG ở điều kiện nhiệt độ 95°C

TT	Áp suất (bar)	Độ nhớt của dầu (cP) với hàm lượng LPG (%) khác nhau và trong các điều kiện áp suất khác nhau				
		0,00	4,92	9,45	13,65	17,22
1	300	4,170	3,185	2,330	1,623	1,545
2	270	4,091	3,120	2,272	1,581	1,500
3	240	4,013	3,054	2,215	1,539	1,456
4	210	3,934	2,989	2,158	1,497	1,411
5	180	3,855	2,924	2,101	1,454	1,365
6	150	3,777	2,859	2,044	1,411	1,319
7	120	3,698	2,794	1,987	-	-


Hình 6. Ảnh hưởng của hàm lượng LPG và áp suất tới tỷ trọng của dầu chứa LPG

Hình 7. Ảnh hưởng của hàm lượng LPG và áp suất tới độ nhớt của dầu chứa LPG

2.4. Đánh giá ảnh hưởng của hàm lượng LPG thêm vào và ảnh hưởng của áp suất tới độ nhớt của hỗn hợp dầu vỉa với LPG

Kết quả thực nghiệm về ảnh hưởng của hàm lượng LPG thêm vào và ảnh hưởng của áp suất tới độ nhớt của hỗn hợp dầu vỉa với LPG, thực hiện ở điều kiện nhiệt độ 95°C thể hiện trong Bảng 8 và Hình 7.

Kết quả trên Hình 7 cho thấy, ở các điều kiện khác nhau trên áp suất bão hòa, độ nhớt dầu mỏ Rỗng giảm mạnh khi được bổ sung LPG. Độ nhớt này giảm gần như tỷ lệ thuận với hàm lượng LPG bổ sung, sau đó đạt trạng thái bão hòa, tức không giảm tiếp khi hàm lượng LPG vượt quá 14%.

Ở điều kiện áp suất 150atm độ nhớt dầu mỏ Rỗng chưa chứa LPG bằng 3,777cP. Khi bổ sung LPG với hàm lượng 13,65%, độ nhớt giảm xuống còn 1,411cP, tức giảm $[(3,777 - 1,411) \times 100]/3,777 = 62,6\%$. Còn ở điều kiện áp suất 270atm tức đã cao hơn áp suất vỉa Miocene mỏ Rỗng (áp suất vỉa Miocene mỏ Rỗng dao động trong khoảng 239 - 256atm), độ nhớt dầu mỏ Rỗng chưa chứa LPG bằng 4,091cP. Khi bổ sung LPG với hàm lượng 13,65%, độ nhớt giảm xuống còn 1,581cP, tức giảm $[(4,091 - 1,581) \times 100]/4,091 = 61,3\%$. Hai ví dụ này cho thấy mức độ giảm độ nhớt của dầu chứa LPG là đáng kể, đồng thời cho thấy áp suất ít ảnh hưởng tới hiệu quả giảm áp suất của LPG. Căn cứ vào kết quả nghiên cứu nêu trong Bảng 8 và Hình 7, có thể tính ra được hàm lượng LPG cần bổ sung ở áp suất 240 - 270atm, tức gần với áp suất vỉa mỏ Rỗng (239 - 256atm), để đạt được mức giảm độ nhớt 50% là $\approx 12\%$.

3. Kết luận

- Có thể áp dụng giải pháp bơm hệ hóa phẩm dung môi hydrocarbon - hóa nhiệt cho xử lý đơn giếng với mục đích gia tăng lưu lượng dầu và nâng cao hệ số thu hồi dầu nặng tại Miocene dưới và Oligocene trên mỏ Rỗng. Trong đó thành phần chính yếu của hệ hóa phẩm bao gồm LPG và các dung dịch muối NaNO_2 và NH_4Cl . Các hóa phẩm được bơm theo từng tệp tương tự như cách thức thực hiện trong bơm ép khí và nước luân phiên.

- Kết quả thực nghiệm mô phỏng điều kiện trên thiết bị PVT ở nhiệt độ 95°C và khoảng biến thiên áp suất từ 100 - 300atm cho thấy LPG làm giảm mạnh độ nhớt của dầu mỏ Rỗng tái tạo.

Lời cảm ơn

Nghiên cứu này được tài trợ bởi Đề án đổi mới và hiện đại hoá công nghệ trong ngành công nghiệp khai khoáng đến năm 2015, tầm nhìn đến năm 2025 trong đề tài mã số ĐT.12.13/ĐMCNKK.

Tài liệu tham khảo

1. Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, Vietsovpetro. *Địa chất mỏ Rỗng từ tài liệu của Liên doanh Vietsovpetro và Báo cáo nghiên cứu khoa học: "Tính chất hóa lý dầu khí mỏ Bạch Hổ và mỏ Rỗng".* 12/1997.

2. Viện Dầu khí Việt Nam. Báo cáo tổng kết nhiệm vụ nghiên cứu khoa học cấp Ngành "Phân tích, đánh giá các mẫu dầu thô bổ sung cho hệ thống số liệu cơ sở về tính chất dầu thô Việt Nam: Dầu thô mỏ Bạch Hổ, dầu thô mỏ Rồng".

3. Отчет о научно - исследовательской работе "Разработка технолого-гических решений по совершенствованию системы сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти и газа на месторождениях СП Вьетсовнепто". 12/2003.

4. J.C.Allen, C.D.Woodward, A.Brown, C.H.Wu. Multiple solvent heavy oil recovery method. Assignee Texaco Inc., New York. United States Patent 3954141, Appl. No. 546,580. 1976.

5. R.M.Butler I.J.Mokrys. Closed-loop extraction method for the recovery of heavy oils and bitumens underlain by aquifers: the Vapex process. Journal of Canadian Petroleum Technology. 1998; 37(4): p. 41 - 50.

6. V.Ferron, C.Losi, H.J.Moreno, D.M.Piña, A.Terradillos. Enhanced oil recovery using natural gas in heavy oil fields. 2010.

7. H.Abukhalifeh. Determination of concentration-dependent dispersion of propane in vapor extraction of heavy oil. Chemical Engineering. Ryerson University. 2010.

8. Muhamad, Hameed. Optimal control of vapor extraction of heavy oil. Theses and dissertations. 2012.

9. M.M.Kulkarni. Immiscible and miscible gas-oil displacements in porous media. 2003.

10. Sigurd í Jákupsstovu, D.Zhou, J.Kamath, L.Durlofsky, E.H.Stebby. Upscaling of miscible displacement

processes. Proceedings of the 6th Nordic Symposium on Petrophysics, Trondheim, Norway. 15 - 16 May 2001.

11. F.B.Thomas, T.Okazawa, A.Erian, D.B.Bennion, D.W.Bennion. Does miscibility matter in gas injection?. Petroleum Society of Annual Technical Meeting, Canada Alberta, Canada. 7 - 9 June, 1995.

12. L.Hinderaker, R.H.Utseth, O.S.Hustad, I.Akervoll, M.Dalland, B.A.Kvanvik, T.Austad, J.E.Paulsen. RUTH-A comprehensive Norwegian R&D program on IOR. SPE-3684-MS. European Petroleum Conference, Milan, Italy. 22 - 24 October, 1996.

13. R.E.Hadlow. Update of industry experience with CO₂ injection. SPE-24928-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington D.C. 4 - 7 October, 1992.

14. J.R.Christensen, E.H.Syte, A.Skauge. Review of the WAG field experience. SPE-39883-MS. International Petroleum Conference and Exhibition, Villhermosa, Mexico. 3 - 5 March, 1998.

15. А.И.Брусилевский. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. Издательский дом «Грааль». Москва 2002.

16. Nguyen Anh Duc, Flavio Faria de Moraes, H.Scott Fogler. Fused chemical reactions. 3. Controlled release of a catalyst to control the temperature profile in tubular reactors. Industrial and Engineering Chemistry Research. 2004; 43(18): p. 5862 - 5873.

17. Sarkar, Arrington, Powell. Methods and compositions for thermally treating a conduit used for hydrocarbon production or transmission to help remove paraffin wax buildup. US Patent 20080067108A1. 2008.

Research on the applicability of pumping hydrocarbon solvent-thermochemical system for single-well treatment to enhance heavy oil recovery in Lower Miocene and Upper Oligocene of Rong field

Phan Van Minh¹, Nguyen Van Ngo¹, Do Thanh Trung¹
Le Van Cong¹, Tong Canh Son², Nguyen Vi Hung²

¹Drilling Mud Corporation

²Vietsovetro

Email: minhphv@pvdmc.com.vn

Summary

The paper presents the research results on the applicability of pumping hydrocarbon solvent-thermochemical system for single-well treatment to increase the oil flow and enhance heavy oil recovery in the Lower Miocene and Upper Oligocene of Rong field. The hydrocarbon solvent recommended for application is liquefied petroleum gas (LPG). The thermochemical system is based on NaNO₂ and NH₄Cl capable of generating heat and creating pressure. Experimental simulation results on the PVT device at a temperature of 95°C and pressure varying between 100 - 300atm show that LPG drastically reduces the viscosity of the renewable crude oil of Rong field.

Key words: Enhanced oil recovery, heavy oil, solvent injection, exothermic reaction.

NGHIÊN CỨU KHẢ NĂNG TÁCH KIM LOẠI Fe, Ni, V, Ca VÀ Na GÂY NGỘ ĐỘC XÚC TÁC FCC NGAY TỪ GIAI ĐOẠN KHỬ MUỐI CỦA DẦU THÔ

PGS.TS. Trần Thị Như Mai¹, CN. Nguyễn Văn Mạnh¹, TS. Giang Thị Phương Ly²
TS. Nguyễn Thị Minh Thư¹, PGS.TS. Nguyễn Thanh Bình¹, ThS. Lưu Văn Bắc¹
TS. Nguyễn Hữu Lương³, ThS. Vũ Duy Hùng⁴, KS. Lê Trung Hậu⁴

¹Trường Đại học Khoa học Tự nhiên - Đại học Quốc gia Hà Nội

²Đại học Bách Khoa Hà Nội

³Viện Dầu khí Việt Nam

⁴Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn

Email: maitrannhu@yahoo.com

Tóm tắt

Dầu thô chứa một lượng nhỏ hàm lượng các kim loại Ni, Fe, Ca và V thường tồn tại dưới dạng hòa tan với dầu. Các kim loại này tích tụ trong cặn chưng cất khí quyển, nguyên liệu cho phân xưởng RFCC. Trong quá trình cracking, các kim loại tích tụ trên xúc tác FCC gây ngộ độc xúc tác, làm giảm hoạt tính và thay đổi tính chất hóa lý của nhiên liệu. Bài báo này giới thiệu hiệu quả của việc loại bỏ các kim loại Fe, Ni, Ca và V từ dầu thô bằng phương pháp chiết với các hệ chelate diacid hữu cơ và hydroxy acid. Kết quả từ phương pháp quang phổ hấp thụ nguyên tử (AAS) chỉ ra hỗn hợp acid lactic, acid oxalic và acid citric có hiệu quả trong việc loại bỏ 3,91ppm Fe, 6,42ppm Ni, 23,85ppm Ca và 25,87ppm Na. Ngoài ra, kết quả từ phương pháp cảm ứng plasma (ICP) chỉ ra sự loại bỏ Ni, V, Fe, Ca và Na so với mẫu dầu ban đầu đạt lần lượt là 46%, 51%, 66%, 85% và 78%.

Từ khóa: Chelate, dầu thô, tách kim loại.

1. Tổng quan

Do sự thiếu hụt dầu thô Bạch Hổ, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đang và sẽ sử dụng nguyên liệu pha trộn từ một số loại dầu trong nước hoặc dầu thô nhập khẩu và trong tương lai có thể phải chế biến loại nguyên liệu khác để thay thế dầu Bạch Hổ. Với sự sụt giảm về sản lượng khai thác mỏ Bạch Hổ, cơ cấu dầu thô hiện tại đã được phối trộn thêm các dầu nội địa khác (Rồng, Tê Giác Trắng...) và 20 - 30% dầu thô nhập khẩu làm thay đổi đáng kể tính chất dầu thô nguyên liệu và với xu hướng nguyên liệu ngày càng xấu đi (so với dầu Bạch Hổ) sẽ gây ảnh hưởng bất lợi cho phân xưởng cracking xúc tác. Tại phân xưởng cracking diễn ra phản ứng cracking ở nhiệt độ 500 - 550°C có chọn lọc để ưu tiên các sản phẩm lỏng trong thời gian rất ngắn (chỉ vài giây), song đủ để làm xúc tác bị mất hoạt tính do cốc che phủ bề mặt xúc tác. Đồng thời, xúc tác cũng chịu một số quá trình tác động làm giảm hoạt tính và thay đổi tính chất hóa lý như nhiễm độc kim loại Fe, Ni, Ca, V... từ nguyên liệu [1]. Các kim loại, chủ yếu là Fe, Ni, Ca, V tích tụ trên bề mặt xúc tác trong quá trình cracking dẫn đến xúc tác bị giảm hoạt tính và độ chọn lọc, sản phẩm lỏng giảm, hàm lượng cốc tăng cao dẫn đến tắc nghẽn mao quản nhỏ làm hạn chế việc khuếch tán các phân tử hydrocarbon nặng hơn vào chất xúc tác FCC. Các kim loại Ca, Na làm giảm tính chất acid của xúc tác. Xúc tác FCC sau khi không còn đảm bảo

hoạt tính thu xăng trong nhà máy lọc dầu thì được thải ra ngoài thành các chất thải.

Đa số các nghiên cứu hiện nay đều tập trung vào ảnh hưởng của Ni cũng như V, trong khi ảnh hưởng của Fe và Ca chưa được nghiên cứu nhiều. Theo nghiên cứu trước đây của nhóm tác giả, hàm lượng lắng đọng của Fe trên xúc tác thải có thể đạt 2 - 3% khối lượng. Thực tế cho thấy, Fe hiện diện trong xúc tác cân bằng (E-cat) có một số ảnh hưởng xấu đến hoạt động của phân xưởng FCC như: giảm hoạt tính xúc tác, giảm khả năng cracking phân đoạn nặng dẫn đến giảm hiệu suất xăng và LCO, tăng hiệu suất hydro và khí khô, giảm trị số octane trong xăng, giảm tỷ trọng biểu kiến của xúc tác cân bằng, giảm khả năng xâm nhập các phân tử lớn vào xúc tác, khả năng tuần hoàn xúc tác kém và chênh áp không đều tại van trượt, giảm hàm lượng tro trong dầu cặn và tăng lượng SO_x trong khói thải.

Do vậy, sự giảm hàm lượng Fe, Ni, Ca, V trong dầu thô nguyên liệu và cặn chưng cất khí quyển cung cấp cho phân xưởng RFCC là một trong những yếu tố quyết định sự ổn định vận hành cho phân xưởng và giảm chi phí tiêu thụ xúc tác.

Căn cứ thực trạng hiện tại, việc nghiên cứu các vấn đề liên quan đến ảnh hưởng của các kim loại Fe, Ni, Ca, V và Na đến hoạt động phân xưởng RFCC là việc cần thiết. Vì vậy việc giảm hàm lượng các kim loại này trong nguyên

liệu sẽ làm giảm lượng tiêu thụ xúc tác hàng ngày, giúp giảm chi phí đáng kể cho nhà máy và nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh. Lượng kim loại trong dầu thô thường nằm trong khoảng vài trăm ppm hoặc hơn 1000ppm. Các kim loại Fe, Ni, Ca, V và Na thường kết hợp với acid naphthenic ở dạng muối và dạng các hợp chất cơ kim giữa kim loại với porphyrin [2].

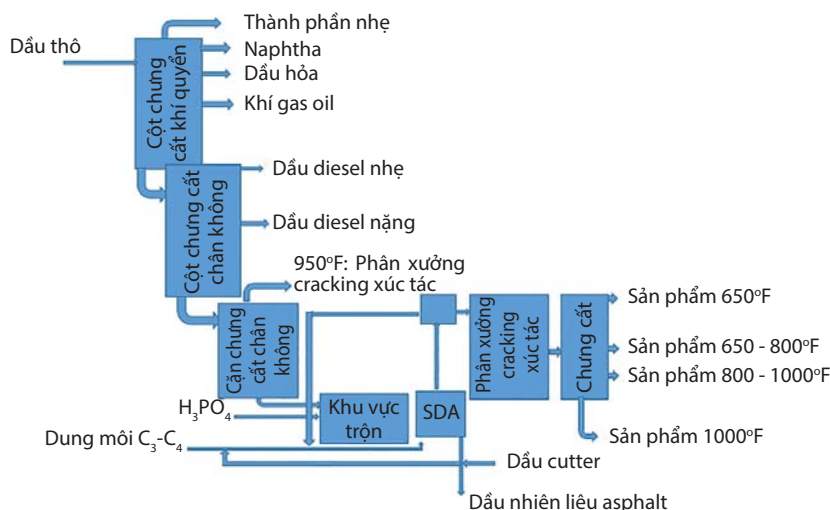
Khi dầu thô chứa các kim loại Fe, Ni, V, chúng có xu hướng tích tụ trong phần cặn và trong quá trình cracking, các kim loại tích lũy trên xúc tác. Sự tích tụ của các kim loại chuyển tiếp trên các hạt xúc tác có khả năng thúc đẩy các phản ứng để hydrogen trong các quá trình cracking và kết quả là tăng lượng cốc, các khí nhẹ, tăng olefin và giảm thành phần xăng. V và Ni tích tụ trên các hạt xúc tác có thể làm thay đổi cấu trúc xúc tác. Trong khi đó Fe gây ảnh hưởng mạnh đến chu trình xúc tác, Fe nhanh chóng lắng đọng trên các mao quản của xúc tác và thể tích bên trong giữa các hạt xúc tác, dẫn tới ngăn cản quá trình chuyển hóa hydrocarbon nặng vào chất xúc tác FCC. Ngoài ra, Fe, Ni và V có thể làm thay đổi cấu trúc của hợp phần zeolite Y hoặc tạo các hợp chất với nhôm trong pha nền dẫn tới làm thay đổi tính chất của xúc tác.

Kim loại nặng trong dầu thô thường tồn tại dưới hai dạng kết hợp [2]:

- Zn, Ti, Ca, Mg thường tồn tại trong dạng kết hợp với acid naphthenic ở dạng muối;
- V, Cu, Ni và một phần Fe tồn tại dưới dạng các hợp chất porphyrin hòa tan trong dầu.

Tiền xử lý của cặn dầu với dung dịch H_2SO_4 đã được dùng thương mại hóa từ nhiều năm trước. Mục đích của xử lý này là loại bỏ S, N, kim loại và các dạng hợp chất hydrocarbon khác nhằm tăng chất lượng của nguyên liệu. Tuy nhiên, khi chiết bằng dung dịch H_2SO_4 , có lượng nhỏ acid bị khử về dạng lưu huỳnh dioxide, chúng có khả năng tương tác với các hydrocarbon không no để tạo thành các sản phẩm phụ như: sunfones, polysunfones... Vì vậy, dùng acid sulfuric như một tác nhân loại bỏ các kim loại nặng có nhiều bất lợi.

Hình 1 thể hiện mô hình chiết kim loại theo sáng chế của Penny K.Eidem bằng dung dịch H_3PO_4 [3].



Hình 1. Mô hình chiết kim loại theo sáng chế của Penny K.Eidem

Trong mô hình của P.K.Eidem, phần cặn chân không chứa các kim loại gây ngộ độc được đưa vào quá trình tách kim loại bằng dung dịch H_3PO_4 trong thời gian 2 giờ ở nhiệt độ 260°C.

Kết quả nghiên cứu của S.G.Kukes et al [4] cho thấy hợp chất phosphor rất hiệu quả trong việc loại bỏ V từ dầu nặng nhưng không có hiệu quả tách Ni.

Welter et al dùng phương pháp điện hóa để loại bỏ các kim loại nặng [5]. Hui Shang nghiên cứu sử dụng sóng cực ngắn trong hỗ trợ loại bỏ kim loại V và Ni khỏi hỗn hợp dầu [6].

Mohammad Farhat Ali et al [2] đã tóm tắt 4 phương pháp dùng để tách kim loại khỏi dầu thô: phương pháp vật lý bao gồm chưng cất, chiết bằng dung môi, lọc; phương pháp hóa học bằng cách sử dụng các dung dịch khác nhau như các acid, các hợp chất chloride, các bazơ của các kim loại kiềm và kiềm thổ cùng với các hợp chất tạo phức chứa nitơ; hydro hóa xúc tác để loại bỏ các hợp chất chứa N, S, O cũng như loại bỏ các kim loại trong dầu thô; sử dụng các chất gây thụ động kim loại gồm một thành phần như là Sb, Sn, Bi và hai thành phần như Sb-Sn, Sb-Bi, Sb-Re nhằm làm giảm ảnh hưởng của các kim loại Ni và V.

Chevron Research Co. dùng các tác nhân tạo phức đa chức năng đa thành phần như EDTA, diethylenetriamine pentaacetic acid, N-(hydroxyethyl) ethylenediamido triacetic acid và các muối của chúng để chiết các kim loại nặng từ phần cặn dầu chưng cất chân không ở pH = 4,5 kết quả là 99% Ca, 35% Fe, 4% Ni và 3% V được loại bỏ [7].

Theo nghiên cứu của D.L.Rollmann [8] dùng nước để tách kim loại ở 232°C và 6895kPa trong 260 giây, việc loại bỏ Ni, V và S trong trường hợp này lần lượt là 12%, 13% và 5%. Khi sử dụng nước chứa 0,7% NH_3 loại bỏ được 26% Ni, 20% V và 14% S.

Cuối năm 2014 Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã thử nghiệm các giải pháp được đề ra từ nhà cung cấp hóa chất NALCO: đầu tiên sử dụng hệ hóa phẩm EC2472A khử nhũ tương; tiếp đó dùng EC2600A - loại bỏ chất rắn, kim loại như một phần của chất rắn; cuối cùng dùng hóa phẩm EC9239A - đảo nhũ, tách dầu ra khỏi nước biển. Giải pháp này tận dụng được dầu từ bề mặt chất rắn trong các tình huống dầu thô với hàm lượng chất rắn cao, hàm lượng kim loại lớn. Quá trình tách kim loại Fe, Ni, V và Ca ở ngay giai đoạn desalter đã tiết kiệm chi phí xúc tác.

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đánh giá việc loại bỏ các kim loại Fe, Ni, Ca và V từ dầu thô bằng phương pháp chiết với các dung dịch chelate là diacid hữu cơ, các hydroxy acid, hydroxy amide và anky hydroxamic để tách các kim loại Fe, Ni, Ca và cả V. Từ kết quả nghiên cứu đánh giá khả năng chiết từng kim loại của các chelate đơn thành phần tìm ra hệ chelate đa thành phần để chiết có hiệu quả đồng thời các kim loại Fe, Ni, Ca, V và Na ra khỏi dầu. Ngoài ra, các chelate sử dụng có khả năng tạo phức mạnh hoặc tạo muối với các kim loại nên có khả năng chiết kim loại, đồng thời là các hợp chất thân thiện với môi trường, nhằm tránh khỏi ngộ độc thứ cấp khi thải ra môi trường.

Mặt khác các chelate sử dụng là các hợp chất hữu cơ đa chức tương hợp với dầu nhưng lại tan tốt trong nước, có khả năng hoạt động bề mặt dạng anion và không ion nên có thể đưa hệ hóa phẩm chelate vào ngay từ giai đoạn khử muối nước trong thiết bị desalter để giảm hàm lượng kim loại V, Ni, Fe, Ca trong dầu. Hơn nữa, khi tách kim loại ở giai đoạn khử muối nước sẽ tránh khỏi việc lắp thêm hệ thiết bị.

2. Thục nghiệm

2.1. Chuẩn bị dung dịch chiết và mẫu dầu

Hệ các dung dịch chiết gồm acid oxalic 5%, acid citric 5%, acid lactic 5%, diethanolamine 5%, acid ethyl hydroxamic 5%.

3 mẫu dầu thô được lấy từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, ký hiệu là mẫu 15 SC5A-401, 15 SC5A-402 và 15 SC5A-403.

2.2. Quy trình tách kim loại gây ngộ độc xúc tác FCC từ dầu thô

Cân chính xác 20g mỗi mẫu dầu cho vào bình cầu 100ml, sau đó thêm 30ml dung dịch chelate nồng độ 5%, lắp sinh hàn hồi lưu. Hỗn hợp được khuấy bằng máy khuấy từ với tốc độ khuấy 400 vòng/phút, thời gian khuấy 3 giờ ở 35°C. Sau khi kết thúc khuấy và gia nhiệt, tách nhanh phần dịch chiết để phân tích định lượng hàm lượng các kim loại.

Dung dịch chiết được đo để xác định hàm lượng kim loại được tách ra bằng phương pháp FAAS. Trong khi đó, tiếp tục khuấy mẫu dầu với nước cất để loại bỏ hoàn toàn các dung dịch tạo phức cũng như phần kim loại được tách ra. Mẫu dầu được xác định hàm lượng kim loại còn lại bằng phương pháp ICP.

2.3. Các phương pháp phân tích hàm lượng kim loại trước và sau khi chiết kim loại

Dịch chiết được xác định hàm lượng các kim loại Fe, Ni, Ca, Na bằng phương pháp quang phổ hấp thụ nguyên tử detector ngọn lửa (F-AAS), tại Trung tâm Phân tích Môi trường và Phát triển bền vững, Trường Đại học Khoa học Tự nhiên, Đại học Quốc gia Hà Nội.

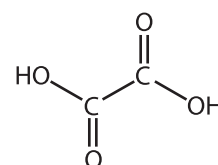
Thành phần các kim loại Fe, Ni, Ca, Na và V trong mẫu dầu trước và sau khi tách kim loại được xác định bằng phương pháp ICP tại Trung tâm Nghiên cứu Phát triển và Chế biến Dầu khí, Viện Dầu khí Việt Nam.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Nghiên cứu chiết kim loại Fe, Ni, Ca, Na trong dầu thô bằng diacid hữu cơ - acid oxalic

Kim loại ngộ độc được tách ra dưới dạng muối và phức hòa tan. Hàm lượng kim loại được tách trong 1g dầu được tính toán dựa vào kết quả từ phương pháp F-AAS.

Theo nghiên cứu của Se In Cho, Xin Pu, acid oxalic là acid hiệu quả nhất trong việc loại bỏ các kim loại nặng V, Ni, Fe ra khỏi xúc tác FCC thải [9 - 11]. Ngoài ra, acid oxalic là diacid, chúng tan tốt trong nước và có khả năng tạo muối và phức tốt với các kim loại.



Hình 2. Cấu trúc của acid oxalic

Bảng 1. Thành phần kim loại trong dung dịch chiết bằng acid oxalic

Thành phần	Fe (ppm)		Ni (ppm)		Ca (ppm)		Na (ppm)	
	25°C	35°C	25°C	35°C	25°C	35°C	25°C	35°C
AS-Mẫu 15 SC5A-401	3,12	3,57	4,51	5,25	14,68	19,50	15,35	18,90
AS-Mẫu 15 SC5A-402	3,23	3,72	4,14	5,16	12,71	16,41	14,23	18,68
AS-Mẫu 15 SC5A-403	3,18	3,46	3,95	5,32	14,25	18,43	13,31	16,42

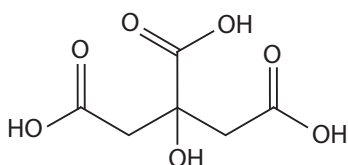
Kết quả Bảng 1 cho thấy hàm lượng các kim loại nặng độc được chiết ra từ 3 mẫu dầu thô được nghiên cứu ở hai nhiệt độ khác nhau là 25°C và 35°C. Hàm lượng Fe, Ni, Ca và Na được tách ra ở 35°C cao hơn đáng kể so với 25°C. Ở 35°C dầu ở dạng lỏng nên việc chiết bằng dung dịch chelate sẽ hiệu quả. Tuy nhiên nghiên cứu này mới thực hiện ở áp suất khí quyển, phản ứng không thực hiện ở nhiệt độ cao do tránh sự bay hơi của các sản phẩm nhẹ và sự oxy hóa của dầu. Kết quả đạt được khoảng 3,5ppm Fe, 5,2ppm Ni, 17ppm Ca và 18ppm Na được tách ra ở 35°C. Ở 25°C việc tách kim loại Ni, Fe, Ca và Na đạt hiệu quả thấp hơn do dầu chưa ở trạng thái chảy lỏng dung dịch tạo phức khó tương tác nên hiệu quả thấp, vì vậy các nghiên cứu sau thực hiện chiết kim loại chỉ ở nhiệt độ 35°C.

3.2. Nghiên cứu chiết kim loại Fe, Ni, Ca và Na trong dầu thô bằng các hợp chất hydroxy acid

Hydroxy acid là một hợp chất hữu cơ chứa một hoặc nhiều nhóm acid carboxylic và nhóm hydroxy. Đây là những hợp chất có thể đóng vai trò như các hợp chất hoạt động bề mặt không ion và các chất hoạt động bề mặt anion do các nhóm hydroxy và nhóm acid carboxylic vẫn còn các cặp điện tử chưa tham gia liên kết. Các cặp điện tử này có khả năng tạo chelate với Ni, Fe, Ca và tạo muối với Na.

3.2.1. Nghiên cứu chiết kim loại Fe, Ni, Ca và Na trong dầu thô bằng dung dịch acid citric

Acid citric có 3 nhóm acid carboxylic và 1 nhóm hydroxy, có khả năng tạo thành phức tốt với các kim loại nặng như Fe và Ni ($pK_{Fe-Acid\ citric} = 11,85$).



Hình 3. Cấu trúc của acid citric

Bảng 2. Thành phần kim loại trong dung dịch chiết bằng acid citric

Thành phần	Fe (ppm)	Ni (ppm)	Ca (ppm)	Na (ppm)
AS-Mẫu 15 SC5A-401	2,91	5,85	12,87	19,87
AS-Mẫu 15 SC5A-402	2,68	5,35	15,30	20,30
AS-Mẫu 15 SC5A-403	3,35	5,56	16,29	18,29

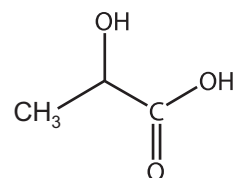
Bảng 3. Thành phần kim loại trong dung dịch chiết bằng acid lactic

Thành phần	Fe (ppm)	Ni (ppm)	Ca (ppm)	Na (ppm)
AS-Mẫu 15 SC5A-401	2,85	4,64	18,54	19,77
AS-Mẫu 15 SC5A-402	3,01	3,33	19,71	18,16
AS-Mẫu 15 SC5A-403	3,12	3,74	21,16	22,35

Khi chiết bằng dung dịch acid citric, lượng kim loại Na và Ni được tách ra hiệu quả cao hơn so với chiết bằng dung dịch acid oxalic, khoảng 20,64ppm Na và 5,85ppm Ni được loại bỏ, có thể acid citric có nhiều nhóm carboxylic nên chúng có khả năng tạo phức và muối tốt hơn. Trong đó, hàm lượng Fe và Ca loại bỏ đạt được lần lượt 2,91ppm và 12,87ppm.

3.2.2. Nghiên cứu chiết kim loại Fe, Ni, Ca và Na trong dầu thô bằng dung dịch acid lactic

Acid lactic là alpha hydroxy acid, có $pK_a = 3,86$, không dễ bay hơi và có thể trộn lẫn hoàn toàn với nước. Chúng đã được dùng trong nhiều quá trình chiết các hợp chất độc hại như toxaphene hay các kim loại nặng trong đất [12].

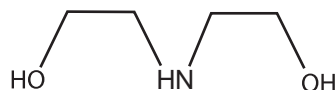


Hình 4. Cấu trúc của acid lactic

Hàm lượng kim loại Na và Ca được chiết ra bằng dung dịch acid lactic cao hơn so với các dung dịch chiết acid oxalic, acid citric, với 18,54ppm Ca và 19,77ppm Na được loại bỏ. So với dung dịch acid oxalic và acid citric thì dung dịch acid lactic chiết kim loại Ni, Fe yếu hơn.

3.3. Nghiên cứu chiết kim loại Fe, Ni, Ca và Na trong dầu thô bằng hợp chất diethanolamine

Diethanolamine có các cặp điện tử chưa liên kết ở các nguyên tử N và O, chúng có thể tham gia quá trình chelate hóa thông qua cặp O-O và O-N.



Hình 5. Cấu trúc của diethanolamine

Bảng 4. Thành phần kim loại nặng độc trong dung dịch chiết bằng diethanolamine

Thành phần	Fe (ppm)	Ni (ppm)	Ca (ppm)	Na (ppm)
AS-Mẫu 15 SC5A-401	1,33	0,25	24,93	21,13
AS-Mẫu 15 SC5A-402	1,19	0,49	22,71	22,16
AS-Mẫu 15 SC5A-403	1,28	Không phát hiện	25,79	24,43

Bảng 5. Thành phần kim loại trong dung dịch chiết bằng acid ethyl hydroxamic

Thành phần	Fe (ppm)	Ni (ppm)	Ca (ppm)	Na (ppm)
AS-Mẫu 15 SC5A-401	1,47	2,22	12,84	18,87
AS-Mẫu 15 SC5A-402	2,01	2,25	15,50	17,89
AS-Mẫu 15 SC5A-403	1,95	2,68	22,63	15,81

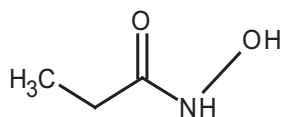
Bảng 6. Tỷ lệ thể tích thành phần hỗn hợp các dung dịch chiết acid oxalic 5%, acid citric 5% và acid lactic 5%

Thành phần	Acid oxalic (ml)	Acid citric (ml)	Acid lactic (ml)
Hệ dịch chiết 1	15	10	5
Hệ dịch chiết 2	10	10	10
Hệ dịch chiết 3	10	15	5

Kết quả Bảng 4 cho thấy, khi sử dụng dung dịch chelate diethanolamine hiệu quả tách Fe, Ni ở trong 3 mẫu dầu là nhỏ hơn nhiều so với các dung dịch chiết khác, do diethanolamine có thể có khả năng tạo phức với các kim loại nhưng khó tan vào nước hơn so với các chelate chứa nhóm acid carboxylic và nhóm hydroxy. Các kim loại Ca và Na được tách ra đáng kể, kết quả này phù hợp với nghiên cứu của Chervon Research Co. [7] khi 99% Ca, 4% Ni và 3% V được loại bỏ.

3.4. Nghiên cứu chiết kim loại Fe, Ni, Ca và Na trong dầu thô bằng hợp chất acid ethyl hydroxamic

Acid ethyl hydroxamic có nguyên tử N, O còn cặp điện tử chưa liên kết có thể tham gia vào quá trình chelate hóa thông qua các cặp O-O và O-N. Vì vậy, chúng đóng vai trò như phối tử nhiều càng thông qua nhóm amino, hydroxy và nhóm amide.

**Hình 6.** Cấu trúc acid ethyl hydroxamic

Với dung dịch chiết acid ethyl hydroxamic, hàm lượng các kim loại Ni, Fe, Ca và Na được tách ra nhỏ hơn so với các dung dịch trước. Lượng Fe và Ni được loại bỏ chỉ đạt lần lượt 1,47ppm và 2,22ppm (Bảng 5). Ca và Na được tách ra với hàm lượng tương tự với các chelate diacid và hydroxy acid.

3.5. Nghiên cứu chiết kim loại Fe, Ni, Ca và Na trong dầu thô bằng hỗn hợp acid oxalic, acid citric và acid lactic

Kết quả chiết kim loại nặng độc trong dầu thô bằng các dung dịch chelate riêng biệt cho thấy acid oxalic thích

hợp cho việc chiết Fe, acid citric lại tốt cho việc tách kim loại Ni và Na, acid lactic hiệu quả trong việc loại bỏ các kim loại Fe, Ni, Na và Ca. Vì vậy nghiên cứu tiếp theo là đánh giá hiệu quả chiết đồng thời các kim loại bằng hệ dịch chiết đa thành phần chứa các chelate acid oxalic - acid citric - acid lactic với tỷ lệ khác nhau.

3.5.1. Nghiên cứu thành phần hỗn hợp các dung dịch chiết acid oxalic, acid citric và acid lactic trong chiết kim loại Fe, Ni, Ca và Na trong dầu thô (Bảng 6)

3.5.2. Nghiên cứu chiết kim loại Fe, Ni, Ca và Na trong dầu thô bằng hỗn hợp acid oxalic, acid citric và acid lactic

Kết quả phân tích hàm lượng kim loại Fe, Ni, Ca và Na bằng phương pháp F-AAS với 3 hệ dịch chiết 1, 2 và 3 được thể hiện trong Bảng 7. Với hệ dịch chiết đa thành phần hiệu quả chiết các kim loại Fe, Ni, Ca và Na cao hơn đáng kể so với từng dung dịch chelate riêng biệt, khi 3,84ppm Fe, 5,68ppm Ni, 22,35ppm Ca và 23,61ppm Na được loại bỏ với hệ dịch chiết 2. Hệ dịch chiết 3 với thành phần acid citric cao nhất, lượng Ni và Na được tách ra đáng kể là 6,18ppm Ni và 24,79ppm Na. Hàm lượng kim loại Fe, Ni, Ca và Na được tách ra khi sử dụng hệ dịch chiết 1 cao hơn so với các hệ dịch chiết 2 và 3, khi 3,91ppm Fe, 6,42ppm Ni, 23,85ppm Ca và 25,87ppm Na được loại bỏ. Đối với hệ dịch chiết đa thành phần các dung dịch chelate hỗ trợ lẫn nhau trong quá trình chiết kim loại từ dầu thô và các cặp điện tử tự do trên các nhóm hydroxy và cacbonyl tham gia vào tạo phức với các kim loại, trong khi các gốc carboxylic tạo muối mạnh với các kim loại Ca và Na.

Bảng 7. Thành phần kim loại trong các hệ dung dịch chiết bằng acid oxalic, acid citric và acid lactic

Thành phần	Fe (ppm)	Ni (ppm)	Ca (ppm)	Na (ppm)
AS - Hệ dịch chiết 1	3,91	6,42	23,85	25,87
AS - Hệ dịch chiết 2	3,84	5,68	22,35	23,61
AS - Hệ dịch chiết 3	3,74	6,18	21,48	24,79

Bảng 8. Thành phần các kim loại trong mẫu dầu thô ban đầu

Thành phần	Ni (ppm)	V (ppm)	Fe (ppm)	Na (ppm)	Ca (ppm)
ICP-Mẫu 15 SC5A-401	9.120	0,475	4.260	13.800	27,05
ICP-Mẫu 15 SC5A-402	9.110	0,405	5.501	7.471	22,80
ICP-Mẫu 15 SC5A-403	8.940	0,525	5.520	12.310	25,06

Bảng 9. Thành phần các kim loại còn lại trong mẫu dầu được tách kim loại

Thành phần	Ni (ppm)	V (ppm)	Fe (ppm)	Na (ppm)	Ca (ppm)
ICP- 15 SC5A-401	4.928	0,234	1.456	3.028	< 0,05
ICP- 15 SC5A-402	4.823	0,292	2.087	1.860	< 0,05
ICP- 15 SC5A-403	4.675	0,315	2.650	3.825	< 0,05

3.6. Phương pháp ICP xác định hàm lượng kim loại Fe, Ni, V, Ca và Na trong mẫu dầu trước và sau khi chiết kim loại bằng hệ dịch chiết 1

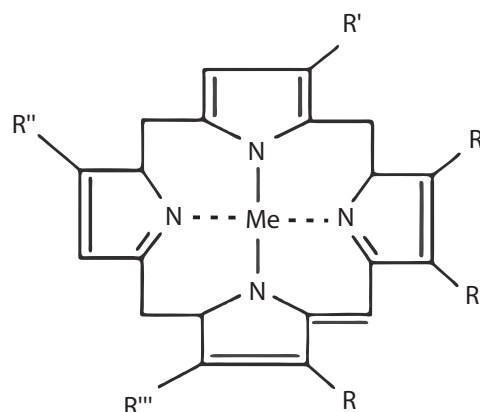
Ba mẫu dầu đã được chiết kim loại Fe, Ni, V, Ca và Na bằng hệ chelate đa thành phần theo tỷ lệ acid oxalic : acid citric : acid lactic là 3:2:1.

Bằng phương pháp phân tích ICP xác định hàm lượng các kim loại Fe, Ni, V, Ca và Na trước và sau khi chiết kim loại bằng hệ dịch chiết 1 được thể hiện trong Bảng 8 và 9.

Từ kết quả ICP cho thấy đối với mẫu 15 SC5A-401, sau khi xử lý hàm lượng Ni giảm khoảng 46%, hàm lượng V và Fe giảm mạnh nhất lần lượt là 51% và 66%.

Trong khi đó, các mẫu 15 SC5A-402 và 15 SC5A-403 cũng đạt kết quả tương tự khi hàm lượng các kim loại nặng Fe, Ni, V được tách ra là đáng kể từ 45 - 60%. Lý do có thể giải thích cho hiệu quả của hỗn hợp là khả năng tạo muối hoặc tạo phức tốt của các kim loại với các dung dịch chiết. Kim loại Na và Ca thường ở dạng dễ dàng tạo muối với các dung dịch chiết, hàm lượng của chúng được tách ra đạt giá trị cao.

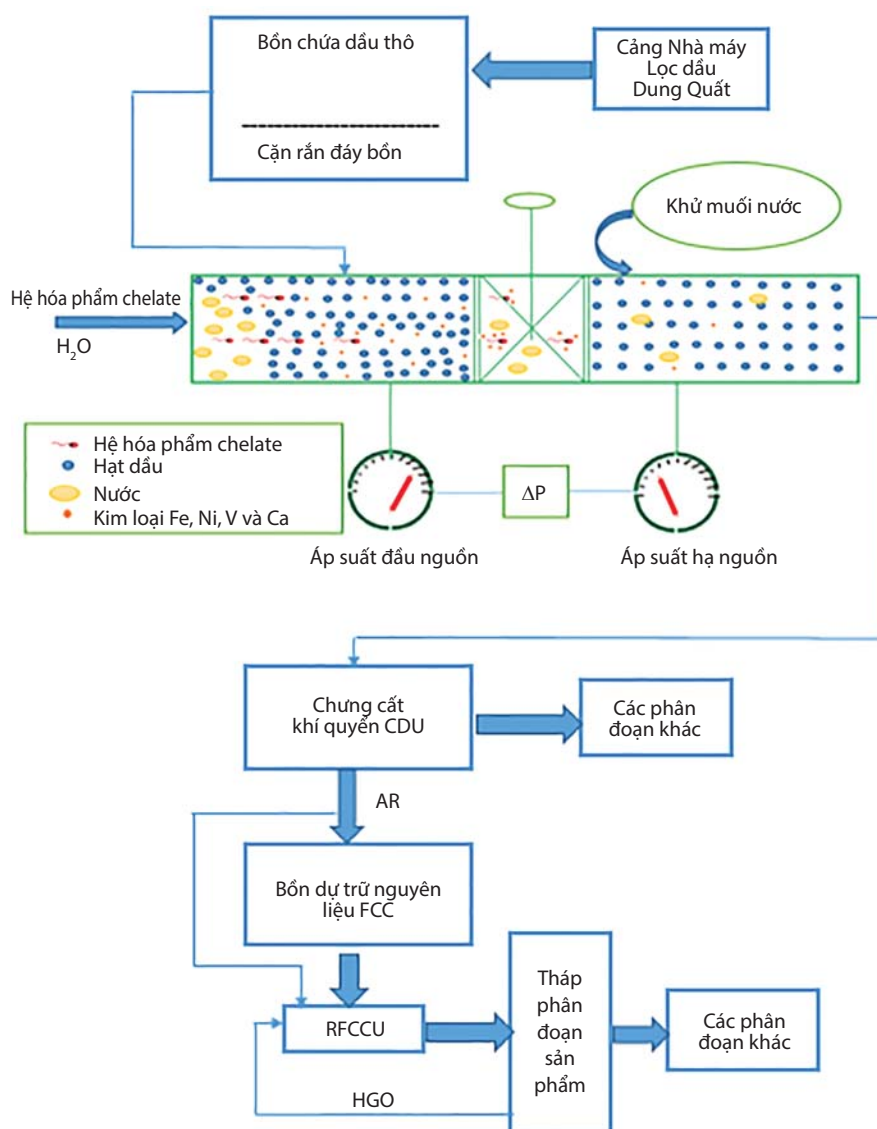
Khi các kim loại ở dạng ion rất dễ tách trong giai đoạn khử muối nước trong thiết bị desalter. Tuy nhiên, các kim loại nặng như Fe, Ni và V thường tồn tại trong dầu thô dưới dạng porphyrinic và nonporphyrinic. Ngoài ra, Fe, Ni và V ở trong dầu thô thường tích tụ trong asphaltenes dưới dạng các hợp chất porphyrin (Hình 7). Khối lượng mol phân tử của các hợp chất này nằm trong khoảng từ 420 - 520, từ $C_{27}N_4-C_{33}N_4$, vì vậy phải sử dụng các hệ chelate mạnh để tách các kim loại này.

**Hình 7.** Cấu trúc của phức porphyrin với kim loại chuyển tiếp (Me = V, Fe, Ni)

Hỗn hợp acid oxalic, acid citric và acid lactic có thể tạo phức, tạo muối mạnh với các kim loại Fe, Ni, V và Ca. Tuy nhiên, do kim loại tồn tại dưới dạng phức porphyrin rất bền vững nên rất khó có thể kéo toàn bộ kim loại.

Kết quả nghiên cứu cho thấy, các hợp chất hữu cơ đa acid, hydroxy acid là các chelate mạnh có thể sử dụng trực tiếp ngay từ giai đoạn khử muối nước trong thiết bị desalter để tách các kim loại gây ngộ độc xúc tác FCC. Đây là những hệ chelate thân thiện môi trường, tương tác với kim loại, dễ tan trong nước, có tính hoạt động bề mặt anion và không ion và có khả năng phá nhũ tương nước/dầu.

Hình 8 đưa ra mô hình để xuất minh họa quá trình chiết kim loại từ giai đoạn khử muối nước trong thiết bị desalter.



Hình 8. Mô hình minh họa quá trình chiết kim loại bằng hệ hóa phẩm chelate trong giai đoạn khử muối nước trong thiết bị desalter

4. Kết luận

- Đã nghiên cứu và tìm ra hệ chelate đa thành phần gồm acid lactic, acid oxalic và acid citric để tách các kim loại Fe, Ni, V, Ca và Na từ dầu thô. Kết quả phân tích hàm lượng kim loại Fe, Ni, Ca và Na được tách ra khỏi dầu bằng phương pháp F-AAS chỉ ra 3,91ppm Fe, 6,42ppm Ni, 23,85ppm Ca và 25,87ppm Na được loại bỏ.
- Bằng phương pháp phân tích ICP xác định hàm lượng các kim loại Fe, Ni, V, Ca và Na trước và sau khi chiết kim loại bằng hệ chelate hỗn hợp theo tỷ lệ acid oxalic : acid citric : acid lactic là 3:2:1, hàm lượng các kim loại nặng Fe, Ni, V được tách ra là đáng kể từ 45 - 60%; hàm lượng Ca và Na được tách ra khoảng 80% và 75%.
- Đã đưa ra mô hình để xuất minh họa quá trình chiết kim loại từ giai đoạn khử muối nước trong thiết bị desalter sử dụng hệ chelate thân thiện môi trường, tương tác với kim loại, dễ tan trong nước, có tính hoạt động bề mặt anion và không ion và có khả năng phá nhũ tương nước/dầu.

Lời cảm ơn

Nghiên cứu này được thực hiện theo đề tài hợp tác giữa Trường Đại học Khoa học Tự nhiên - Đại học Quốc gia Hà Nội với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Nhóm tác giả xin chân thành cảm ơn sự cộng tác và giúp đỡ của ông Đình Văn Ngọc và ông Phạm Văn Chất - Công ty TNHH Một thành viên Lọc hóa dầu Bình Sơn.

Tài liệu tham khảo

1. Trần Văn Trí, Nguyễn Hoài Thu, Nguyễn Hữu Lương, Lê Phúc Nguyên. *Nghiên cứu phát triển phương pháp giảm hoạt tính xúc tác theo quy trình cấy kim loại tuần hoàn nhằm giả lập xúc tác cracking cân bằng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất*. Tạp chí Dầu khí. 2015; 11: trang 35 - 42.
2. Mohammad Farhat Ali, Saeed Abbas. *A review of methods for the demetallization of residual fuel oils*. Fuel Processing Technology. 2006; 87(7): p. 573 - 584.
3. P.K.Eidem. *Reducing the metals content of petroleum feedstocks*. U.S Patent No. 4752382. Assignee: Chevron Research Company, San Francisco, California. Jun 21, 1988.
4. S.G.Kukes, A.W.Aldag. *Chemical demetalation of heavy oils*. Preprints - American Chemical Society, Division of Petroleum Chemistry. 1985; 30 (1): p. 119 - 129.
5. K.Welter, E.Salazar, Y.Balladores, O.P.Márquez, J.Márquez, Y.Martínez. *Electrochemical removal of metals from crude oil samples*. Fuel Processing Technology. 2009; 90(2): p. 212 - 221.
6. Hui Shang, Yu Liu, Jin-Chun Shi, Quan Shi, Wen-Hui Zhang. *Microwave-*

assisted nickel and vanadium removal from crude oil. *Fuel Processing Technology*. 2016; 142: p. 250 - 257.

7. Chevron Research Co. *Demetalation of heavy hydrocarbon oils*. Jpn. Kokai Tokyo Koho JP 63 61,087, US Appl, 901344, 28. Assigned to Chevron Research Co., US. 1986.

8. D.L.Rollmann, D.E.Walsh. *Visbreaking process for demetalation and desulfurization of heavy oil*. US Patent 4203830. Mobil Oil Corporation. 1980.

9. Garima Chauhuan, K.K.Pant, K.D.P.Nigam. *Conceptual mechanism and kinetic studies of chelateing agent assisted metal extraction process from spent catalyst*. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. 2015; 27: p. 373 - 383.

10. Se In Cho, Kwang Seop Jung, Seong Ihl Woo. *Regeneration of spent RFCC catalyst irreversibly deactivated by Ni, Fe, and V contained in heavy oil*. *Applied Catalysis B: Environmental*. 2001; 33(3): p. 249 - 261.

11. Xin Pu, Jin-ning Luan, Li Shi. *Reuse of spent FCC catalyst for removing trace olefins from aromatics*. *Bulletin of the Korean Chemical Society*. 2012; 33(8): p. 2642 - 2646.

12. Bhargavi Surbramanian, Vasuadenvan Namboodiri, Amid P.Khodadoust, Dionysios D.Dionysious. *Extraction of pentachlorophenol from soils using environmentally benign lactic acid solutions*. *Journal of Hazardous Materials*. 2010; 174(1 - 3): p. 263 - 269.

Study of the possible removal of metals (Fe, Ni, V, Ca and Na) contaminating FCC catalyst in crude oil desalting process

Tran Thi Nhu Mai¹, Nguyen Van Manh¹, Giang Thi Phuong Ly²
 Nguyen Thi Minh Thu¹, Nguyen Thanh Binh¹, Luu Van Bac¹
 Nguyen Huu Luong³, Vu Duy Hung⁴, Le Trung Hau⁴

¹Ha Noi University of Science, VNU

²Hanoi University of Science and Technology

³Vietnam Petroleum Institute

⁴Binh Son Refining and Petrochemical Company Limited

Email: maitrannhu@yahoo.com

Summary

Crude oil contains trace amounts of vanadium, iron, calcium and nickel (V, Fe, Ca and Ni), usually in oil-soluble form. These metals agglomerate in the residual fuel oil fractions, which are feedstock for the RFCC unit. During the cracking process, the metals accumulate on the FCC catalyst, decreasing the catalytic activity and changing the physicochemical properties of fuels. This paper illustrates the performance of the removal of Fe, Ni, Ca and V from crude oil by extraction method with organic diacid system and hydroxyl acid. The results obtained from atomic absorption spectroscopy (AAS) show that the mixture of lactic acid, oxalic acid and citric acid has good performance in removing contaminated metals, with 3.91ppm of Fe, 6.42ppm of Ni, 23.85ppm of Ca and 25.87ppm of Na being removed. In addition, the results from the inductively coupled plasma method (ICP) reveal that the removal of Ni, V, Fe, Ca and Na were 46%, 51%, 66%, 85% and 78% respectively.

Key words: Chelate, crude oils, removal of metals.

MÔ PHÒNG ĐỘNG VẬN CHUYỂN KHÍ TỰ NHIÊN BẰNG ĐƯỜNG ỐNG ÁP SUẤT CAO

KS. Nguyễn Huỳnh Dương¹, TS. Nguyễn Huỳnh Đông²

¹Tổng công ty Khí Việt Nam

²Trường Cao đẳng nghề Dầu khí

Email: duong.nh1@pvgas.com.vn

Tóm tắt

Quá trình vận chuyển khí tự nhiên bằng đường ống cao áp, dẫn khí một pha từ nơi khai thác về nơi xử lý được xây dựng mô phỏng thông qua lập trình giải hệ các phương trình mô phỏng một chiều (1D), áp dụng cho lưu chất khí tự nhiên có xem xét chi tiết các thông số đặc tính. Nhóm tác giả sử dụng phương pháp giải tuần tự các phương trình mô phỏng dòng khí tự nhiên và đề nghị đơn giản hóa phương trình cần giải để giảm thiểu thời gian tính toán, đáp ứng được yêu cầu ứng dụng thực tế công nghiệp. Kết quả thu được trong nghiên cứu này so sánh với kết quả tính toán sử dụng phần mềm thương mại chuyên dụng cho thấy, mô hình xây dựng trong nghiên cứu này có độ sai khác tương đối là 0,41% đối với áp suất, 0,39% đối với lưu lượng và 0,29% đối với nhiệt độ của tuyến ống, đây là 3 thông số quan trọng trong quá trình theo dõi và dự đoán các thông số vận hành tuyến ống dẫn khí 1 pha, sai số cực đại là 3,1%. Sự sai khác này chủ yếu do các giả định vật lý và không do các thuật toán hoặc đề xuất đơn giản hóa mô hình toán học gây ra.

Từ khóa: Vận chuyển khí 1 pha, đường ống dẫn khí cao áp, phương trình trạng thái, mô hình truyền nhiệt, mô phỏng động.

1. Đặt vấn đề

Hiện nay, khí tự nhiên được xem là nguồn năng lượng cho tương lai, là nguồn năng lượng hóa thạch ít gây hiệu ứng nhà kính và các tác động môi trường nhất so với các loại nhiên liệu cùng nguồn gốc. Thành phần của khí tự nhiên chủ yếu là các hydrocarbon và một số ít các tạp chất. Trong quy trình công nghệ xử lý khí tự nhiên, một trong những vấn đề luôn được quan tâm nghiên cứu là tối ưu quá trình vận chuyển khí và phương pháp vận chuyển khí tự nhiên bằng đường ống [1].

Tại Việt Nam, nhu cầu sử dụng khí tự nhiên ngày một tăng cao, lượng khí được cung cấp từ nơi khai thác đến nơi chế biến và tiêu thụ chủ yếu qua hệ thống các đường ống dẫn khí [2]. Với đặc điểm tuyến ống cao áp, việc xác định và đo đạc các thông số trạng thái của khí như áp suất, lưu lượng, nhiệt độ và thành phần khí chỉ có thể thực hiện được tại hai điểm đầu và cuối của tuyến ống. Trong khi đó, quá trình tối ưu, vận hành, dự đoán các tình huống phân phối khí của toàn bộ tuyến ống dẫn khí cần biết đặc tính của dòng khí trên từng điểm theo không gian và thời gian của tuyến ống, sự thay đổi áp suất, lưu lượng và trong một số trường hợp cần biết nhiệt độ của khí trên tuyến ống. Thực tế cho thấy, quá trình đo đạc và xác định thực nghiệm để thu được các dữ liệu này không phải lúc nào cũng thực hiện được, do đó, một trong những phương án được ưu tiên sử dụng là xây dựng mô hình toán học cho phép mô phỏng dự đoán các thông số công nghệ của tuyến ống thông qua các dữ liệu đặc tính của dòng khí tự nhiên và của tuyến ống. Xây dựng mô hình cho phép mô phỏng chính

xác quá trình vận chuyển khí tự nhiên trong tuyến ống áp suất cao, chiều dài lớn cũng rất quan trọng trong việc xác định công suất thủy lực của tuyến ống. Khi tuyến ống dẫn khí đã được xây dựng, công suất vận chuyển được xác định thông qua các thông số áp suất đầu vào và đầu ra, cùng với các thông số về dòng chảy của tuyến ống. Kết quả tính toán công suất vận chuyển của ống chính xác sẽ đảm bảo việc tối ưu vận hành và khai thác hệ thống tuyến ống [3].

Mục đích của nghiên cứu này là xây dựng chương trình mô phỏng động, áp dụng mô phỏng dự đoán các thông số gồm lưu lượng, áp suất và nhiệt độ biến đổi theo không gian và thời gian của hệ thống phân phối khí hiện có của Tổng công ty Khí Việt Nam. Trong phạm vi bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu kết quả xây dựng bước đầu mô hình toán học cơ sở cho phép mô phỏng hệ thống tuyến ống dẫn khí một pha, cụ thể:

- Áp suất vận chuyển khí đến 200bar, độ dài tuyến ống cho phép đến 400km, đặc tính khí tự nhiên gần giống với khí tự nhiên hiện có của Việt Nam;
- Toàn bộ mô hình mô phỏng được xây dựng sử dụng chương trình MATLAB, có giao diện đơn giản, dễ sử dụng;
- Đề xuất đơn giản hóa các phương trình để đáp ứng thời gian tính toán nhanh, nhưng sai khác không quá 3% so với kết quả thu được từ phần mềm thương mại chuyên dụng đang được ưa chuộng sử dụng để mô phỏng hệ thống đường ống dẫn khí hiện nay. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả so sánh kết quả mô phỏng với phần mềm thương mại như Pipeline Studio.

Mô hình toán học cho phép mô phỏng dòng chảy ống dẫn khí được ứng dụng trong theo dõi vận hành tuyến ống dẫn khí tự nhiên. Mô hình này đóng vai trò rất quan trọng trong việc kết hợp hỗ trợ phát hiện rò rỉ của hệ thống. Do đó, xây dựng một mô hình mô phỏng đủ chính xác, tin cậy và thời gian tính toán hợp lý là cần thiết để có thể ứng dụng tính toán liên tục theo hình thức mô phỏng động.

2. Cơ sở lý thuyết xây dựng mô hình - Mô hình dòng chảy 1D

Mô phỏng quá trình vận chuyển khí trên tuyến ống dài và áp suất cao thường được thực hiện thông qua việc giải hệ các phương trình 1D có tính đến quá trình truyền nhiệt của lưu chất khí bị nén và tính đến độ nhớt của khí. Cách giải hệ phương trình này được mô tả chi tiết tại công bố của Thorley và Tiley [4]. Có nhiều phương pháp toán học đã được đề xuất sử dụng để mô phỏng quá trình vận chuyển khí trên đường ống 1 pha. Do tính chất phức tạp của mô hình, thời gian tính toán và độ chính xác của kết quả tính toán luôn cần có sự cân đối, cân nhắc phạm vi ứng dụng. Việc xây dựng mô hình tính toán mô phỏng cho phép thu được kết quả với độ chính xác thích hợp với thời gian nhanh chóng luôn là chủ đề nghiên cứu được xem xét [5].

Trong đó, phương pháp sai phân hữu hạn là phương pháp giải gần đúng cho thời gian tính toán nhanh nhất, kết quả tính toán không sai lệch lớn so với phương pháp giải chi tiết, tuy nhiên bước tính theo thời gian yêu cầu phải rất nhỏ [6, 7]. Để khắc phục nhược điểm này, Poloni [5] đã sử dụng phương pháp Lax-Wendroff, phương pháp giải này cho kết quả ổn định trong ứng dụng mô phỏng vận chuyển khí tự nhiên nhưng thời gian tính toán lại rất lâu và không đáp ứng được yêu cầu công nghiệp. Bisgaard et al. [8] đã sử dụng phương pháp sai phân hữu hạn đối với hệ thống đường ống dẫn khí tự nhiên dài 77km, số liệu mô phỏng cho sai số rất nhỏ so với số liệu thực nghiệm, ưu điểm của phương pháp này cũng được Osiadacz và Yedroudj chứng minh khi tiến hành so sánh các phương pháp giải khác nhau ứng dụng cho mô phỏng tuyến ống dẫn khí [9]. Helgaker [6] đã khuyến cáo, khi giải hệ các phương trình khối lượng, động lượng và năng lượng, có thể giải đồng thời tại thời điểm tức thời, vì nhiệt độ là thông số phụ thuộc áp suất và tỷ trọng khí, các thông số này được xác định thông qua mô hình nhiệt động, ví dụ phương trình trạng thái. Đối lập với phương pháp giải gần đúng, Gato và Henriques [10] đã đề nghị phương pháp giải chính xác hơn, sử dụng vi phân bậc 3. Phương pháp

này hiện không được ứng dụng rộng rãi do thời gian tính toán không đáp ứng được yêu cầu công nghiệp.

Đến nay, đã có nhiều công bố nghiên cứu về thuật toán và lập trình giải hệ phương trình mô phỏng tuyến ống [11 - 13]. Các nghiên cứu gần đây tập trung vào mô phỏng cải thiện các tính chất vật lý của khí tự nhiên trên tuyến ống hơn là cải thiện phương pháp giải số học [14, 15]. Ví dụ, Langelandsvik [16] đề xuất cải tiến phương pháp dự đoán hệ số ma sát ảnh hưởng đến tổn thất áp suất khi lưu lượng vận chuyển khí lớn, cải thiện khả năng dự đoán lưu lượng tuyến ống thông qua tính toán biến thiên nhiệt độ nước biển theo thời gian và cải thiện công thức tính toán độ nhớt [17], hay cải thiện mô hình truyền nhiệt và dự đoán hệ số truyền nhiệt một cách chính xác hơn [18]. Chaczykowski đã xem xét sự ảnh hưởng việc lựa chọn mô hình nhiệt động đến kết quả tính lưu lượng khí trên tuyến ống [19] và sự ảnh hưởng của mô hình truyền nhiệt tính đến quá trình dự đoán nhiệt độ của môi trường xung quanh tuyến ống [20]. Tuy vậy, áp suất xem xét chỉ giới hạn ở 84bar, trong khi tại Việt Nam, áp suất khí tự nhiên vận chuyển có thể cao hơn 100bar.

2.1. Phương trình dòng chảy

Trên cơ sở tổng hợp các nghiên cứu đã được công bố, nhóm tác giả tiến hành kế thừa và kết hợp các ưu điểm của từng mảng tính toán có trong mô hình. Hệ phương trình cần giải trong mô hình dòng chảy 1 chiều, có tính đến hệ số nén, độ nhớt và truyền nhiệt của lưu chất bên trong ống được tính trung bình trên một diện tích bề mặt ống như sau:

Phương trình dòng chảy (continuity):

$$\frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u)}{\partial x} = 0 \quad (1)$$

Phương trình động lượng (momentum):

$$\frac{\partial(\rho u)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u^2 + p)}{\partial x} = -\frac{f \rho |u| u}{2D} - \rho g \sin \theta \quad (2)$$

Phương trình cân bằng năng lượng (energy):

$$\rho C_v \left(\frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x} \right) + T \left\{ \frac{\partial p}{\partial T} \right\}_p \frac{\partial u}{\partial x} = \frac{\rho f u^3}{2D} - \frac{4U}{D} (T_{gas} - T_{env}) \quad (3)$$

Phương trình (1) và (2) được thể hiện ở dạng bảo toàn, trong khi phương trình (3) có biến đổi nội năng. Phương trình (2), thành phần đầu tiên của vế phải phương trình là hệ số ma sát (f); thành phần thứ hai là góc nghiêng của tuyến ống ($\sin \theta$). Trong phương trình (3), thành phần thứ nhất của vế trái đặc trưng cho phần năng lượng chuyển từ năng lượng cơ học thành năng lượng nhiệt; thành phần

thứ 2 đặc trưng cho hiệu ứng Joule-Thomson, là hiệu ứng giảm nhiệt khi có hiện tượng giãn nở; thành phần cuối của phương trình đặc trưng cho quá trình trao đổi nhiệt giữa khí tự nhiên và môi trường xung quanh ống, với hệ số truyền nhiệt tổng U (W/m^2K) và T_{env} là nhiệt độ môi trường, T_{gas} nhiệt độ dòng khí tự nhiên.

2.1.1. Giải phương trình cân bằng năng lượng

Có thể phân thành 2 nhóm phương pháp giải phương trình cân bằng năng lượng là phương pháp giải tuần tự và phương pháp giải đồng thời. Khi tiến hành xây dựng mô hình mô phỏng vấn đề được quan tâm xem xét là sự tương quan giữa độ chính xác của kết quả thu được của phương pháp giải và thời gian tính toán cần thiết để thu được kết quả, khi yêu cầu ứng dụng công nghiệp vừa phải có độ chính xác tương đối phù hợp nhưng thời gian tính toán không quá dài. Khi so sánh về thuật toán giải, Helgaker [6] đã kết luận phương pháp giải tuần tự có thể áp dụng cho việc tính toán mô phỏng tuyến ống dẫn khí 1 pha, cao áp, dài mà không gây ảnh hưởng lớn đến kết quả mô phỏng. Kết hợp với kết luận này, nhóm tác giả cũng đề xuất đơn giản hóa một số thành phần có trong hệ các phương trình thông qua các giả định gần đúng, sử dụng phương pháp sai phân hữu hạn để giải các phương trình (1), (2) trước, sau đó giải phương trình (3) và giá trị nhiệt độ sẽ được tính toán cập nhật cuối cùng.

2.1.2. Mô hình bất đẳng nhiệt toàn phần

Đối với hệ thống đường ống dẫn khí tự nhiên có đường kính lớn, áp suất vận hành cao, chiều dài lớn đến vài trăm km, mô hình bất đẳng nhiệt toàn phần thường được lựa chọn vì kết quả dự đoán biến thiên áp suất và nhiệt độ trên dọc tuyến ống gần với số liệu thực nghiệm hơn so với các mô hình tính toán khác [21]. Trong quá trình tính toán mô phỏng vận chuyển khí tự nhiên trên tuyến ống, áp suất p (bar), lưu lượng khí m (kg/s) và nhiệt độ T (K) là các thông số thường sử dụng như là biến số. Vì phân theo biến của áp suất, lưu lượng khối lượng được chi tiết như sau:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \left[\frac{1}{T} + \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial T} \right)_p \right] \left[\frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T \right]^{-1} \frac{\partial T}{\partial t} - \frac{ZRT}{pA} \left[\frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T \right]^{-1} \frac{\partial m}{\partial x} \quad (4)$$

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \frac{mZRT}{pA} \left(-2 \frac{\partial m}{\partial x} + m \left[\frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T \right] \frac{\partial p}{\partial x} - m \left[\frac{1}{T} + \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial T} \right)_p \right] \frac{\partial T}{\partial x} \right) \quad (5)$$

$$\begin{aligned} -A \frac{\partial p}{\partial x} - \frac{fZRTm|m|}{2DAp} - \frac{pA}{ZRT} g \sin \theta \\ \frac{\partial T}{\partial t} = -\frac{mZRT}{pA} \frac{\partial T}{\partial x} - \frac{m(ZRT)^2}{pAc_v} T \left[\frac{1}{T} + \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial T} \right)_p \right] \times \\ \left(\frac{1}{m} \frac{\partial m}{\partial x} - \left[\frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T \right] \frac{\partial p}{\partial x} + \left[\frac{1}{T} + \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial T} \right)_p \right] \frac{\partial T}{\partial x} \right) \\ + \frac{f}{2c_v D} \left(\frac{|m|ZRT}{pA} \right)^3 - \frac{ZRT}{pc_v} \frac{4U}{D} (T_{gas} - T_{env}) \end{aligned} \quad (6)$$

Trong đó:

Z : Hệ số nén của khí tự nhiên;

R : Hằng số khí ($J/kg \times K$);

D : Đường kính trong của ống (m);

c_v : Nhiệt dung riêng ($J/kg \times K$);

g : Gia tốc trọng trường (m/s^2).

Áp dụng các phương trình tính toán gần đúng sẽ tìm được giá trị nhiệt độ phân bố trên toàn bộ đường ống, các giá trị biến số được tính toán theo biến thiên không gian và thời gian, nếu chọn giá trị biến thiên càng nhỏ thì kết quả tính toán càng chính xác, đồng nghĩa với thời gian tính toán sẽ tăng lên.

2.2. Phương pháp tính hệ số ma sát

Hệ số ma sát (f) tính đến lực ma sát giữa lưu chất khí tự nhiên đi bên trong ống và bề mặt ống dẫn khí. Hệ số f thường được xác định theo phương trình Colebrook-White [22] như sau:

$$\frac{1}{f} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3,7D} + \frac{2,51}{Re\sqrt{f}} \right) \quad (7)$$

Trong đó:

ε : Độ nhám bề mặt đường ống;

Re : Chỉ số Reynolds.

Để xác định hệ số f , phương pháp giải lặp được thực hiện trong mô hình. Nhằm giảm thời gian tính toán trong mô hình xây dựng, nhóm tác giả sử dụng phương pháp tính gần đúng hàm toán học có trong chương trình MATLAB.

2.3. Phương trình trạng thái tính toán các thông số đặc tính của khí tự nhiên

Để tính toán các thông số đặc tính của hỗn hợp khí tự nhiên, quá trình tính toán cần có các thông số của hỗn hợp khí gồm thành phần của các cấu tử có trong hỗn hợp khí, các thông số của các cấu tử tinh khiết và điều kiện nhiệt độ. Trong mô hình nhóm tác giả xây dựng, ngoài các hydrocarbon thường gặp có trong thành phần khí tự nhiên, mô hình cũng áp dụng

cho các hỗn hợp khí tự nhiên chứa các cấu tử nitơ và carbon dioxide.

Phương trình trạng thái được sử dụng phổ biến nhất trong công nghiệp dầu khí là phương trình Soave-Redlich-Kwong và Peng-Robinson [23]. Theo nhóm tác giả, đến nay chỉ có Chaczykowski [19] đã nghiên cứu so sánh sự ảnh hưởng của các mô hình nhiệt động đến quá trình mô phỏng dòng chảy khí tự nhiên bên trong tuyến ống dẫn khí 1 pha ở áp suất 84bar và kết luận không có sự sai khác lớn. Mặc dù vậy, kết quả này có thể không còn chính xác khi áp suất của khí tự nhiên cao hơn 100bar. Để kiểm chứng và so sánh lựa chọn phương trình trạng thái phù hợp nhất cho quá trình mô phỏng vận chuyển khí tự nhiên trên tuyến ống dẫn khí 1 pha tại Việt Nam, cần có nghiên cứu riêng biệt để có thể kết luận mô hình nhiệt động phù hợp. Với mục tiêu xây dựng mô hình, nhóm tác giả đã xây dựng cả 2 phương trình trạng thái nêu trên phục vụ công tác tính toán mô phỏng.

2.3.1. Phương trình SRK

Phương trình Soave-Redlich-Kwong (SRK) [24] được công bố năm 1972, là phương trình trạng thái có thể mô phỏng chính xác đặc tính nhiệt động của lưu chất hydrocarbon lên đến áp suất 120bar [23]. Phương trình có thể viết dưới dạng:

$$Z^3 - Z^2 + Z(A - B - B^2) - AB = 0 \quad (8)$$

Trong đó, các thông số A, B là các hàm phụ thuộc vào áp suất và nhiệt độ; Z là hệ số nén của khí tự nhiên.

$$A = 0,42747 \frac{\alpha P_r}{T_r} \quad (9)$$

$$B = 0,08664 \frac{P_r}{T_r} \quad (10)$$

Trong đó, P_r và T_r là tỷ số áp suất và nhiệt độ so với giá trị tới hạn của cấu tử; α là hàm phụ thuộc vào nhiệt độ, nhiệt độ tới hạn và hệ số quay của cấu tử. Tất cả các thông số cấu tử tinh khiết được mặc định trong chương trình mô phỏng và lấy theo giá trị khuyến cáo của các phần mềm thương mại.

2.3.2. Phương trình Peng-Robinson

Phương trình Peng-Robinson (PR) cũng thuộc nhóm phương trình trạng thái có cấu trúc gần giống phương trình SRK được đề nghị vào năm 1976 [25], phương trình này cho kết quả tính toán tỷ trọng pha lỏng chính xác hơn so với phương trình SRK. Phương trình được biểu diễn dưới dạng:

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + Z(A - 2B - 3B^2) - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad (11)$$

Trong đó các thông số A, B là các hàm phụ thuộc của áp suất và nhiệt độ.

$$A = 0,45724 \frac{\alpha P_r}{T_r} \quad (12)$$

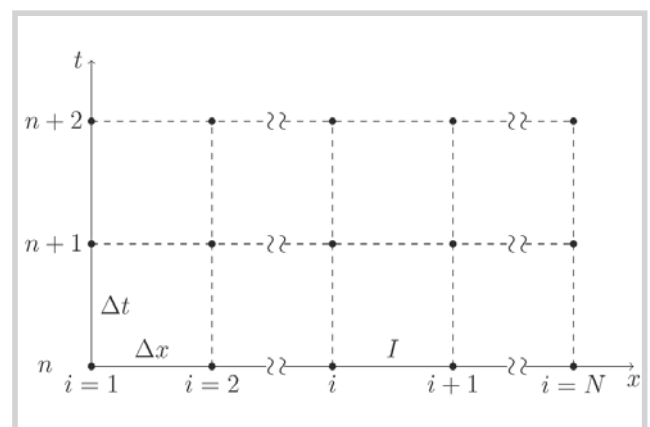
$$B = 0,0778 \frac{P_r}{T_r} \quad (13)$$

Đây cũng là phương trình nhiệt động được sử dụng rộng rãi trong công nghiệp dầu khí. Tuy nhiên, phương trình này có sai số lớn khi áp suất lớn hơn 120bar.

3. Mô hình toán học sử dụng

Mô phỏng động cho hệ thống đường ống dẫn khí tự nhiên là việc thực hiện các tính toán để xác định các giá trị cơ bản như áp suất, lưu lượng và nhiệt độ trên từng điểm mạng lưới (Node) của đường ống. Trong nghiên cứu này, phương pháp sai phân hữu hạn được sử dụng để lập trình mô phỏng, tổ hợp các phương trình dẫn đến phương trình đại số trong thời gian và không gian rời rạc được biểu diễn như Hình 1. Chiều dài tuyến ống L (km), được chia thành mạng lưới N điểm, trong đó Δx (x - khoảng cách không gian (m)) là khoảng cách giữa điểm i và i + 1, với bước thời gian Δt (giây) là khoảng cách từ thời điểm n + 1 so với thời điểm n, khoảng cách bước không nhất thiết là hằng số mà có thể thay đổi theo cả không gian và thời gian tùy thuộc vào đặc tính của tuyến ống và đặc tính của lưu chất đi bên trong ống. Đối với tuyến ống nghiêng, khoảng cách bước này phải nhỏ hơn so với tuyến ống nằm ngang hoặc không nghiêng.

Việc xác định các biến số cần thiết của hỗn hợp khí tự nhiên di chuyển trong tuyến ống theo thời gian được xác định theo hai phương pháp sau:



Hình 1. Đường ống được chia thành N điểm lưới với Δx là khoảng cách giữa điểm i và i + 1, Δt là bước thời gian giữa thời điểm n + 1 và n

3.1. Phương pháp giải điểm mạng lưới tịnh tiến của Euler

Euler đề xuất phương pháp tiêu chuẩn để xác định giá trị lưu lượng tại tất cả các điểm trên mạng lưới theo thời gian. Vì phân của biến Y tại mạng lưới điểm i theo thời gian được tính toán gần đúng như sau:

$$\frac{\partial Y(x_i, t_{n+1})}{\partial t} = \frac{Y_i^{n+1} - Y_i^n}{\Delta t} + O(\Delta t) \quad (14)$$

Vì phân của biến Y tại điểm i theo không gian được tính gần đúng như sau:

$$\frac{\partial Y(x_i, t_{n+1})}{\partial x} = \frac{Y_{i+1}^{n+1} - Y_{i-1}^{n+1}}{\Delta x} + O(\Delta x) \quad (15)$$

Vì phân bậc 2 của biến Y tại điểm i theo không gian được tính gần đúng như sau:

$$\frac{\partial Y(x_i, t_{n+1})}{\partial x} = \frac{Y_{i+1}^{n+1} - Y_{i-1}^{n+1}}{2\Delta x} + O(\Delta x^2) \quad (16)$$

Trong đó, Y có thể là biến số m , p hoặc T .

Khi tiến hành giải hệ các phương trình nêu trên, đối với tuyến ống dài và phức tạp, việc giải hệ các phương trình rất phức tạp với thời gian tính toán kéo dài. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả kết hợp phương pháp giải gần đúng của Luskin [26], được gọi là phương pháp mạng lưới điểm trung tâm.

3.2. Phương pháp mạng lưới điểm trung tâm

Phương pháp này gần giống với các phương pháp của các tác giả khác [11, 14]. Trong phương pháp này, vì phân riêng phần được tính cho từng đoạn ống mà không áp dụng riêng cho từng điểm trên mạng lưới ống như phương pháp của Euler, theo đó, nếu xem xét đoạn ống l (được biểu diễn trên Hình 1 là khoảng từ điểm mạng lưới i đến điểm $i + 1$). Giá trị vi phân các biến được tính gần đúng như sau:

Vì phân theo thời gian:

$$\frac{\partial Y(x_l, t_{n+1})}{\partial t} = \frac{Y_{i+1}^{n+1} + Y_i^{n+1} - Y_{i+1}^n - Y_i^n}{2\Delta t} + O(\Delta t) \quad (17)$$

Vì phân theo không gian:

$$\frac{\partial Y(x_l, t_{n+1})}{\partial x} = \frac{Y_{i+1}^{n+1} - Y_i^{n+1}}{\Delta x} + O(\Delta x^2) \quad (18)$$

Giá trị tức thời của hàm Y được tính theo:

$$Y(x_l, t_{n+1}) = \frac{Y_{i+1}^{n+1} + Y_i^{n+1}}{2} + O(\Delta x^2) \quad (19)$$

Trong trường hợp mô hình không đẳng nhiệt toàn

phần, đối với đường ống bao gồm N điểm mạng lưới, có hệ 3 phương trình với 3 biến số tương ứng.

3.3. Đề nghị phương pháp giải và xây dựng mô hình

Ngoài đề nghị kết hợp đồng thời hai phương pháp giải nêu trên, nhóm tác giả đề xuất thêm các giả định và đơn giản hóa như dưới đây với mục tiêu giảm thời gian tính toán nhưng vẫn đảm bảo kết quả mô phỏng không sai khác nhiều so với kết quả phần mềm chuyên dụng. Ở phạm vi nghiên cứu này, nhóm tác giả kỳ vọng sai số tương đối không lớn hơn 5%.

Trong mô hình xây dựng, sau khi cung cấp các thông tin về thành phần khí tự nhiên, các thông số đặc tính của khí tự nhiên sẽ được tính hoàn toàn sử dụng phương trình trạng thái, bao gồm cả các giá trị vi phân riêng phần. Thông qua phương trình trạng thái, tỷ trọng khí tự nhiên, ρ là thông số phụ thuộc đồng thời vào áp suất và nhiệt độ, được xác định như sau:

$$\frac{p}{\rho} = ZRT \quad (20)$$

Với mục tiêu tiến hành mô phỏng so sánh hệ thống tuyến ống dẫn khí có áp suất cao hơn 100bar, nhóm tác giả chỉ tiến hành mô phỏng sử dụng phương trình Soave Redlich Kwong (SRK).

3.4. Đơn giản phương trình dòng chảy và phương trình động lượng

Từ phương trình động lượng cơ bản (2), tiến hành thay thế các thông số tính toán thông qua phương trình trạng thái, áp suất và tỷ trọng của khí tự nhiên liên hệ với vận tốc âm thanh c (m/s) thông qua $\frac{p}{\rho} = c^2$, về thứ 2 của phương trình này được viết dưới dạng như sau:

$$\frac{\partial(\rho u^2 + p)}{\partial x} = \frac{\partial\left(\frac{p}{ZRT}u^2 + p\right)}{\partial x} = \frac{\partial\left(\frac{p}{c^2}u^2 + p\right)}{\partial x} = \frac{\partial p\left(\frac{u^2}{c^2} + 1\right)}{\partial x} \quad (21)$$

Trong thực tế, vận tốc dòng khí tự nhiên di chuyển bên trong tuyến ống có giá trị nhỏ hơn rất nhiều so với vận tốc âm thanh, $|u| \ll c$, do đó, có thể giả định $\frac{u^2}{c^2} \approx 0$, như vậy:

$$\frac{\partial(\rho u^2 + p)}{\partial x} = \frac{\partial p\left(\frac{u^2}{c^2} + 1\right)}{\partial x} \approx \frac{\partial p(0 + 1)}{\partial x} = \frac{\partial p}{\partial x} \quad (22)$$

Khi tiến hành thay lưu lượng khối lượng của khí, m (là thông số phụ thuộc vào nhiệt độ và áp suất) thông qua mối liên hệ với vận tốc dòng khí tự nhiên u (m/s) và diện

tích cắt ngang A (m^2) của tuyến ống dẫn khí, $m = \rho \times u \times A$, phương trình động lượng (2) có thể viết lại như sau:

$$\frac{\partial m}{\partial t} + A \frac{\partial p}{\partial x} = - \frac{f c^2 |m| m}{2 D A p} - p g \sin \theta \quad (23)$$

Hai phương trình trên chỉ có giá trị $\frac{f c^2 |m| m}{2 D A p}$ là phi tuyến, để thuận lợi trong việc giải hệ phương trình ta sẽ tuyến tính hóa giá trị này sang dạng tuyến tính. Theo chuỗi Taylor, một biến số Y tại thời điểm $n + 1$ có thể viết lại như sau:

$$Y_i^{n+1} = Y_i^n + \Delta t (Y_i^n)_t + O(\Delta t^2) \quad (24)$$

Áp dụng công thức này, thành phần đặc trưng cho năng lượng ma sát trong phương trình động lượng được tính gần đúng như sau [26]:

$$K \frac{(m^{n+1})^2}{p^{n+1}} = K \frac{m^n}{p^n} (m + 2 \Delta t m_t) + O(\Delta t^2) \quad (25)$$

Trong đó $K = \frac{f c^2}{2 D A}$ thành phần tính đến năng lượng ma sát có thể viết như sau:

$$K \frac{(m^{n+1})^2}{p^{n+1}} \approx K \frac{m_{i+1}^n + m_i^n}{p_{i+1}^n + p_i^n} \left(m_{i+1}^{n+1} + m_i^{n+1} - \frac{m_{i+1}^n + m_i^n}{2} \right) \quad (26)$$

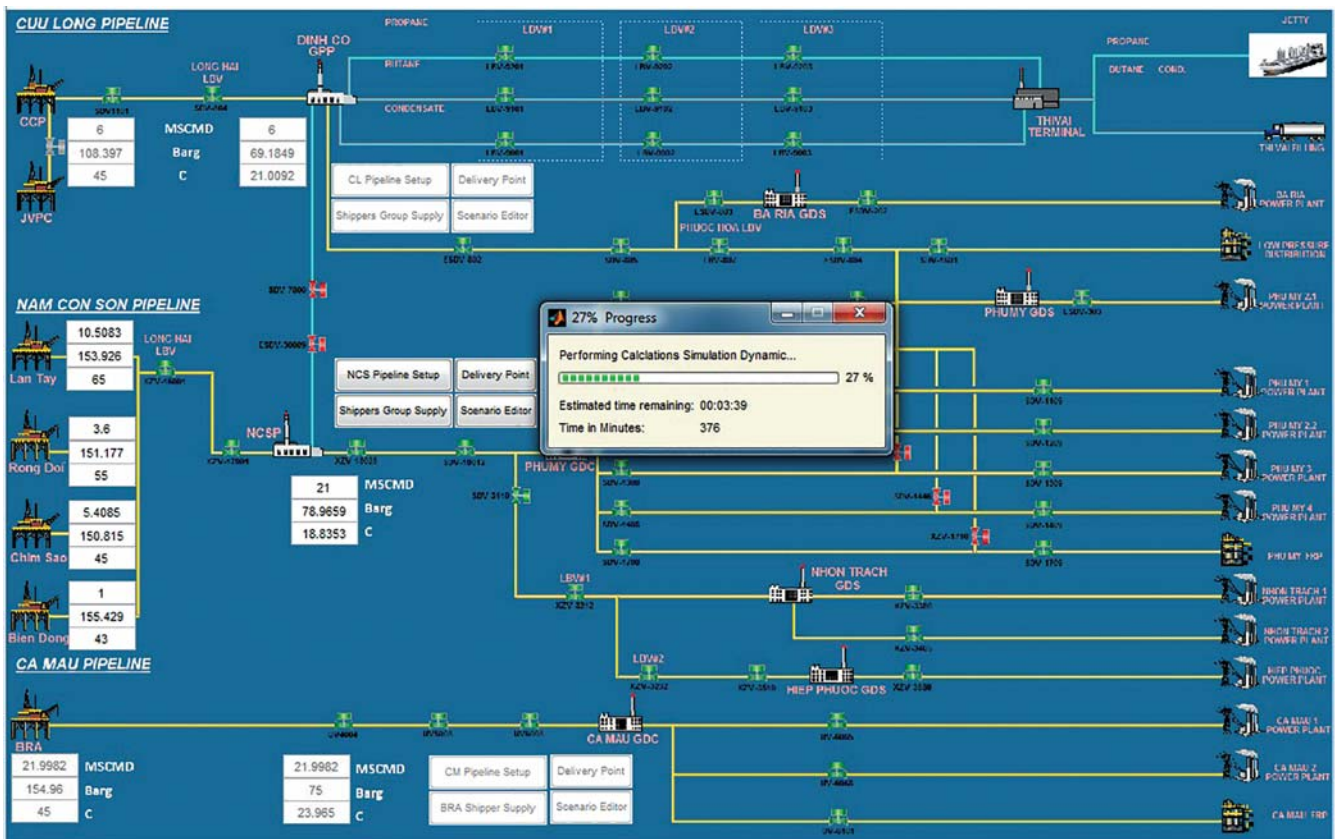
Áp dụng các phương trình tính gần đúng các biến số như trên, đối với đường ống có N điểm mạng lưới sẽ có $4N$ biến trong đó có $(2N)$ biến áp suất, $(2N)$ biến lưu lượng và sẽ có 2 giá trị của điều kiện biên. Để xác định giá trị của các biến này, có $(2N-1)$ phương trình chuyển tiếp (2 điểm mạng lưới liên tiếp sẽ có 1 phương trình), $(2N-1)$ phương trình động lượng (2 điểm mạng lưới liên tiếp sẽ có 1 phương trình), khi tiến hành giải hệ các phương trình này, các biến số áp suất, lưu lượng tại từng điểm mạng lưới trên toàn tuyến ống được xác định theo thời gian.

4. Kết quả mô phỏng

Với mục tiêu xây dựng mô hình có thể mô phỏng động các biến số theo thời gian và không gian, để hoàn thiện được mô hình cho phép dự đoán chính xác nhất các biến số quan trọng như áp suất, lưu lượng và nhiệt độ cần quá trình cải tiến tuần tự. Ở phạm vi nghiên cứu này, nhóm tác giả chỉ kỳ vọng xây dựng được mô hình với các cải tiến, đơn giản hóa nhưng không ảnh hưởng nhiều đến kết quả mô phỏng.

4.1. Giao diện chương trình mô phỏng

Mô hình xây dựng trong nghiên cứu này sử dụng chương trình MATLAB với giao diện đơn giản, dự kiến



Hình 2. Giao diện phần mềm mô phỏng xây dựng trong nghiên cứu này

phục vụ mô phỏng hệ thống tuyến ống dẫn khí của Tổng công ty Khí Việt Nam, các yêu cầu thông số đầu vào giống như các phần mềm thương mại hiện đang được sử dụng.

Chi tiết các thông số đầu vào của hệ thống tuyến ống dẫn khí vào được liệt kê trong phần tiếp theo, các thông số chung này cũng được sử dụng làm thông số đầu vào khi tính toán tuyến ống dẫn khí tự nhiên để tiến hành so sánh kết quả thu được. Mục tiêu so sánh kết quả tính toán giữa mô hình xây dựng trong nghiên cứu này với kết quả thu được khi sử dụng phần mềm thương mại là để kiểm chứng các giả định và phương pháp tính toán đề xuất.

Theo nhận định của nhóm tác giả khi lập trình xây dựng mô hình, thời gian tính toán của mô hình xây dựng trong nghiên cứu này giảm xuống khoảng 20% so với phương pháp giải đồng thời tất cả các phương trình cùng lúc. Tuy nhiên, việc đánh giá chi tiết khả năng cải thiện thời gian tính toán không được thực hiện trong nghiên cứu này.

4.2. Kết quả so sánh với phần mềm thương mại chuyên dụng

Để kiểm chứng mô hình xây dựng, nhóm tác giả xem xét hệ thống đường ống dẫn khí tự nhiên từ nơi khai thác được lắp đặt dưới đáy biển, có chiều dài 370km, đường kính 0,6604m dẫn vào bờ. Áp suất dòng khí tự nhiên cấp đầu vào của tuyến ống có giá trị lớn hơn 100bar, giả định nhiệt độ trung bình của môi trường nước biển là 25°C.

Để mô tả tuyến ống, nhóm tác giả giả định chia tuyến ống theo từng điểm mạng lưới, với khoảng cách các điểm mạng lưới là 2km (tương ứng 186 điểm), việc chia các điểm mạng lưới với khoảng cách nhỏ hơn sẽ cho kết quả mô phỏng động chi tiết và chính xác hơn nhưng thời gian tính toán sẽ tăng lên. Bước thời gian tính Δt được chọn trong nghiên cứu này là 60 giây [6].

Các thông số đầu vào của dòng khí tự nhiên và thông tin tuyến ống dẫn khí cụ thể như sau:

- Thành phần khí tự nhiên (% mole):

CH_4 - 79,13%, C_2H_6 - 6,7%, C_3H_8 - 3,03%, $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ - 0,67%, $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$ - 0,64%, $i\text{-C}_5\text{H}_{12}$ - 0,2%, $n\text{-C}_5\text{H}_{12}$ - 0,12%, $n\text{-C}_6\text{H}_{14}$ - 0,06%, $n\text{-C}_7\text{H}_{16}$ - 0,04%, N_2 - 1,26%, CO_2 - 8,15%.

- Thông số về mạng lưới tuyến ống và số điểm tính trên tuyến ống:

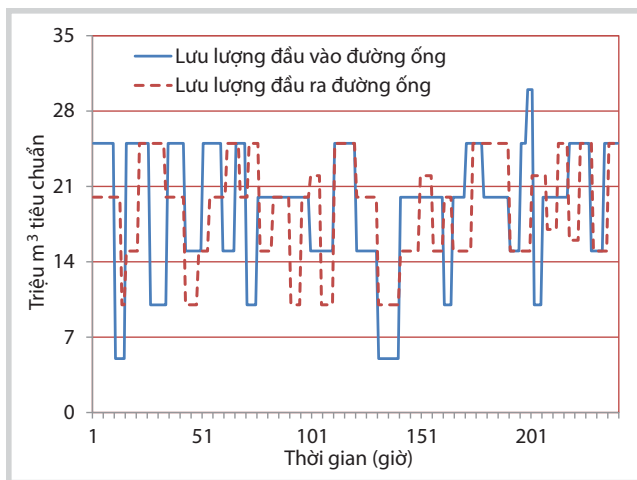
- + Chiều dài đường ống: 370km;
- + Đường kính trong của đường ống, $D = 0,6604\text{m}$;
- + Độ nhám đường ống, $\varepsilon = 0,003\text{mm}$;
- + Hệ số hiệu suất đường ống: 0,925;
- + Khoảng cách giữa 2 điểm mạng lưới: 2km;
- + Bước thời gian tính, $\Delta t = 60$ giây.
- Các thông số giả định về môi trường: nhiệt độ môi trường nước biển trung bình 25°C với các thông số của điều kiện môi trường nước biển như sau:
 - + Khối lượng riêng của nước: $998,8\text{kg/m}^3$;
 - + Độ nhớt, $\mu = 1,181\text{cP}$;
 - + Độ dẫn nhiệt: $0,585\text{W/m} \times \text{K}$;
 - + Vận tốc dòng chảy, $u = 0,1\text{m/s}$;
 - + Nhiệt dung riêng, $c_v = 12\text{kJ/kg} \times \text{K}$.
- Thông số tính toán trao đổi nhiệt:
 - + Đường ống bọc 3 lớp vật liệu: thép, nhựa đường và bê tông với các thông số như Bảng 1.

Điều kiện biên: Đa số các hệ thống đường ống vận chuyển khí tự nhiên, lưu lượng khí cung cấp vào và lấy ra khỏi đường ống là các thông số được điều khiển. Vì vậy nhóm tác giả sẽ xem xét sự thay đổi của áp suất đầu vào và ra của hệ thống đường ống với sự biến thiên của lưu lượng đầu vào và ra trong 240 giờ mô phỏng, tương đương với 10 ngày vận hành thực tế. Thời gian này đủ để đánh giá mức độ đáp ứng của mô hình nhóm tác giả xây dựng so với yêu cầu của thực tế công nghiệp. Nhằm đánh giá độ chính xác của kết quả tính toán giữa mô hình và phần mềm thương mại, nhóm tác giả đã đề xuất sự biến thiên lớn và thay đổi liên tục của lưu lượng đầu vào và ra trong khoảng thời gian thực hiện tính toán như Hình 3.

Sau khi thiết lập điều kiện biên, các thông số gồm áp suất khí đầu vào, áp suất khí đầu ra và nhiệt độ đầu ra của khí tự nhiên sẽ được tính toán biến thiên theo thời gian động. Trong phần tiếp theo, nhóm tác giả tiến hành so sánh sự sai khác giữa kết quả tính toán được bằng mô hình lập trình trong nghiên cứu này với kết quả dự đoán sử dụng phần mềm thương mại chuyên dụng, từ đó lựa chọn phương án so sánh sai khác tương đối (ΔS), theo định nghĩa như sau:

Bảng 1. Thông số về đường ống

Vật liệu	Chiều dày (mm)	Tỷ trọng (kg/m^3)	Độ dẫn nhiệt ($\text{W/m} \times \text{K}$)	Nhiệt dung riêng ($\text{kJ/kg} \times \text{K}$)
Thép	24	7850	50	0,5
Nhựa đường	6	1300	0,74	1,9
Bê tông	40	2500	2,9	0,65



Hình 3. Lưu lượng đầu vào/ra đường ống để thực hiện mô phỏng

$$\Delta S(\%) = 100 \frac{\text{Model} - \text{Re}}{\text{Re}} \quad (27)$$

Trong đó:

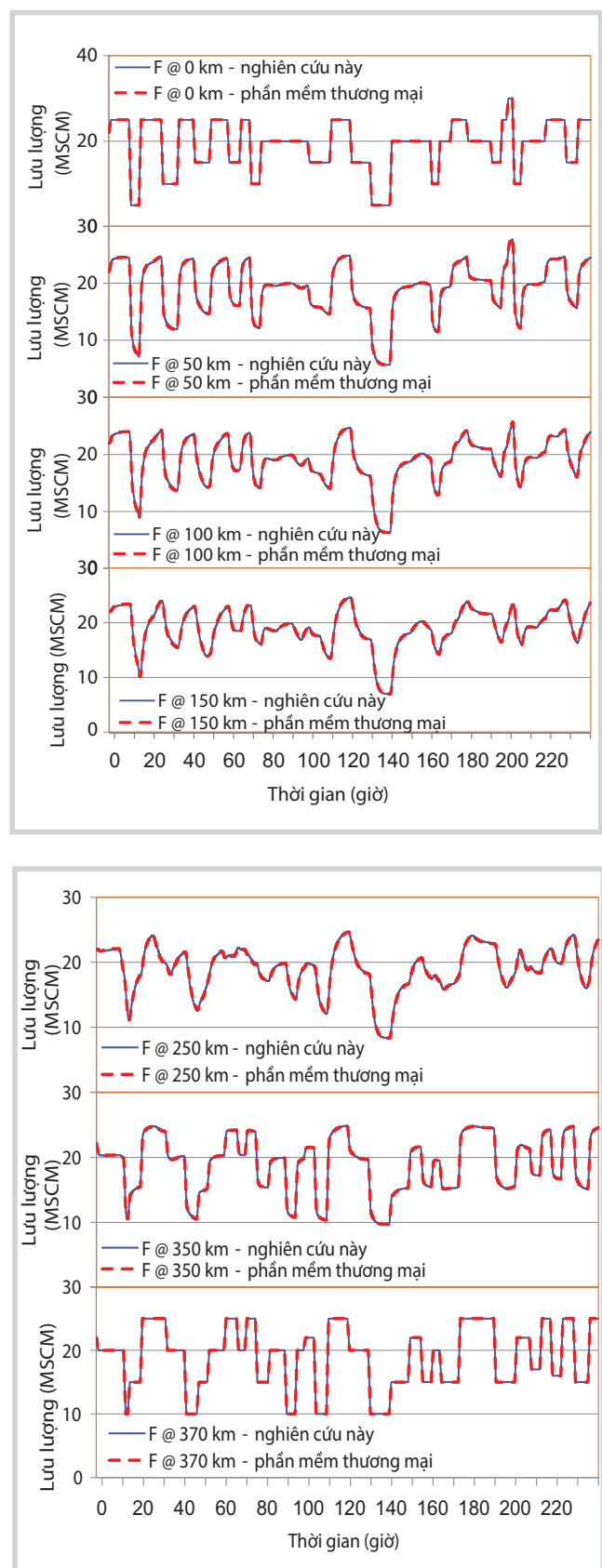
Model: Kết quả tính toán thu được bằng mô hình được lập trình trong nghiên cứu này;

Re: Kết quả thu được sử dụng phần mềm thương mại.

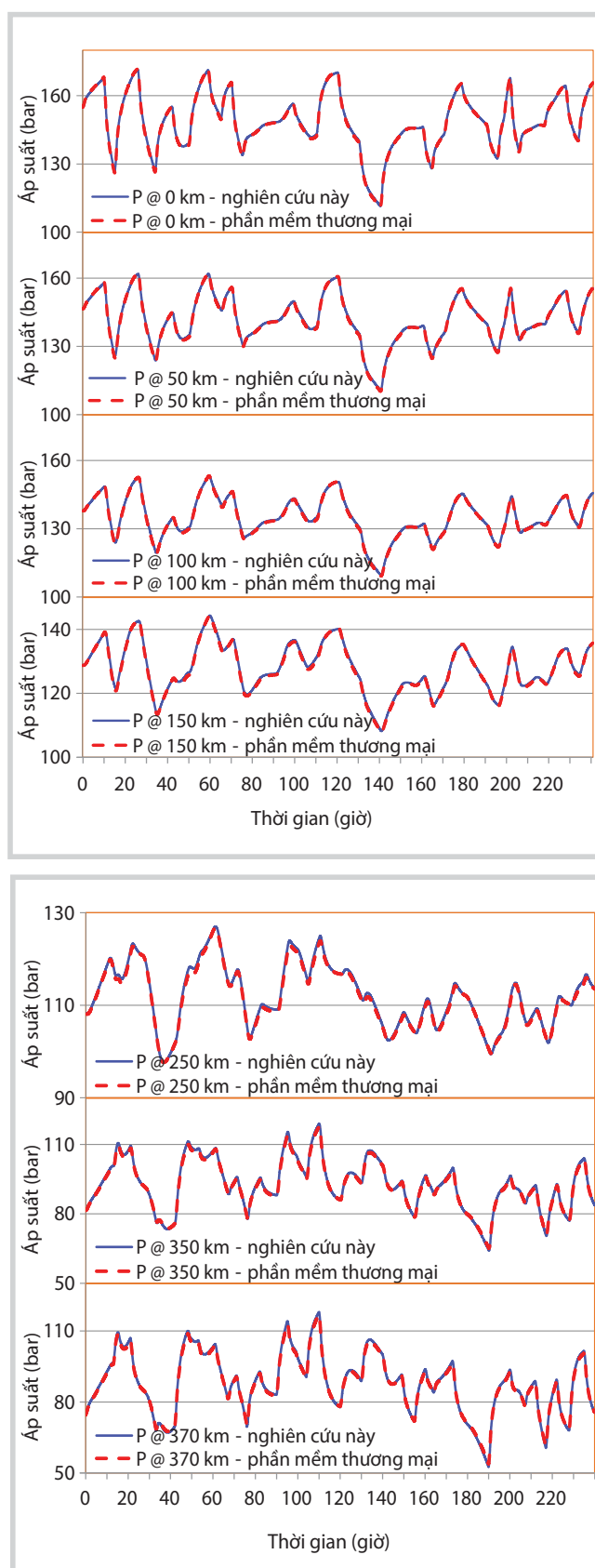
Hình 4 - 6 lần lượt so sánh kết quả tính toán của mô hình xây dựng trong nghiên cứu này với kết quả thu được khi sử dụng phần mềm thương mại. Các thông số quan trọng nhất đối với quá trình vận hành tuyến ống dẫn khí tự nhiên là lưu lượng (F), áp suất (P) và nhiệt độ (T), toàn bộ các thông số này được tính toán dự đoán biến thiên theo chiều dài của tuyến ống dẫn khí (tại các điểm 0km, 50km, 100km, 150km, 250km, 350km, 370km) và biến thiên theo thời gian (trong khoảng 240 giờ vận hành).

Kết quả tính toán thu được đối với lưu lượng và áp suất của dòng khí tự nhiên không thể phân biệt được sự khác nhau giữa kết quả thu được với mô hình xây dựng trong nghiên cứu này và kết quả thu được sử dụng phần mềm thương mại chuyên dụng. Tuy nhiên, đối với thông số nhiệt độ, sai khác này có thể nhận thấy được trên Hình 6. Kết quả này có thể do mô hình truyền nhiệt nhóm tác giả sử dụng chưa phù hợp hoặc có sự khác nhau lớn đối với mô hình được sử dụng trong phần mềm thương mại.

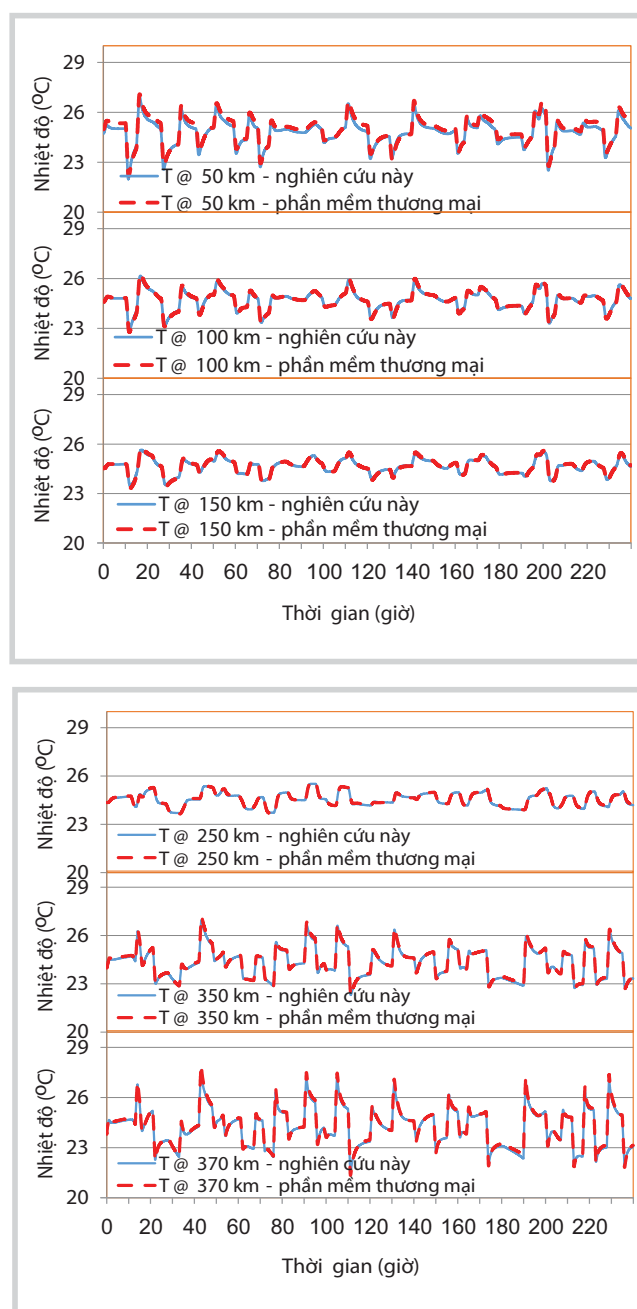
Theo Hình 7, sai khác đối với áp suất khí tự nhiên (DP) trên tuyến ống là lớn nhất với sai khác trung bình là 0,41% so với kết quả tính toán bằng phần mềm công nghiệp, sai khác cực đại là -2,6%, sai khác đối với nhiệt độ của khí tự nhiên (DT) trên toàn tuyến ống là nhỏ nhất với sai khác tuyệt đối trung bình là 0,29%, sai khác lớn nhất là -2,11%. Mặc dù lưu lượng khí tự nhiên (DF) là thông số cho kết



Hình 4. So sánh kết quả tính toán lưu lượng khí tự nhiên sử dụng mô hình được xây dựng trong nghiên cứu này và lưu lượng tính toán sử dụng phần mềm thương mại. Kết quả tính toán tại các điểm khác nhau dọc theo tuyến ống và thay đổi theo thời gian



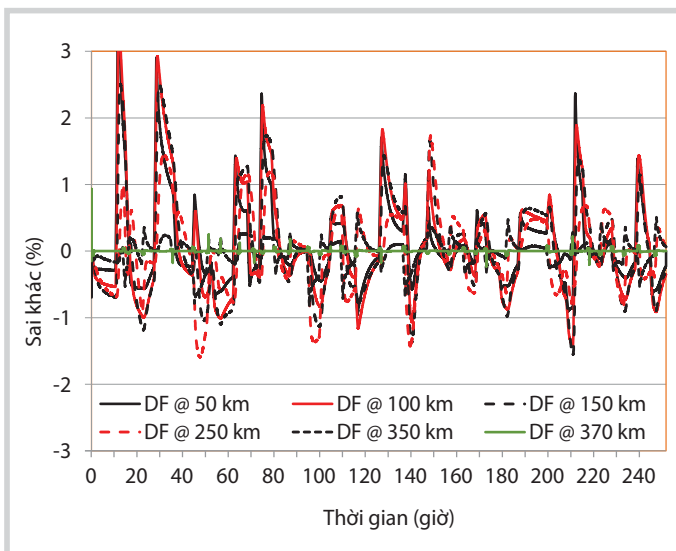
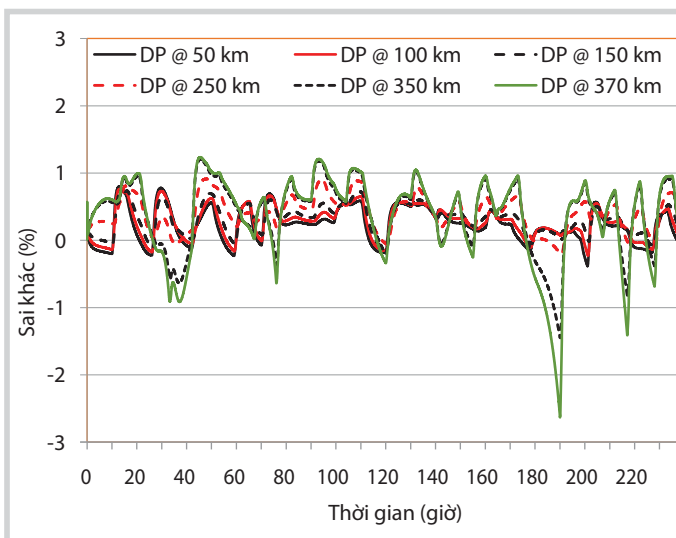
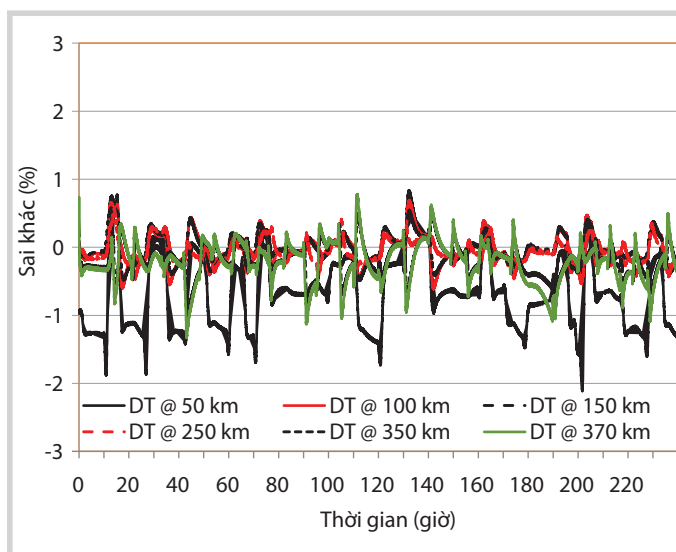
Hình 5. So sánh kết quả tính toán áp suất của dòng khí tự nhiên sử dụng mô hình được xây dựng trong nghiên cứu này và áp suất tính toán sử dụng phần mềm thương mại. Kết quả tính toán tại các điểm khác nhau dọc theo tuyến ống và thay đổi theo thời gian



Hình 6. So sánh kết quả tính toán nhiệt độ sử dụng mô hình được xây dựng trong nghiên cứu này và nhiệt độ tính toán sử dụng phần mềm thương mại. Kết quả tính toán tại các điểm khác nhau dọc theo tuyến ống và thay đổi theo thời gian

quả tính toán khá gần so với kết quả tính toán sử dụng phần mềm thương mại, với sai khác tuyệt đối trung bình là 0,39% nhưng sai khác cực đại lại cao nhất với 3,1% tại duy nhất 1 điểm tính toán, sự sai khác này có thể do sự giả định điều kiện vật lý ban đầu đối với tuyến ống.

Nếu công nhận kết quả tính toán thu được bằng phần mềm thương mại là hoàn toàn chính xác so với số liệu thực nghiệm thì kết quả sai khác này hoàn toàn nằm trong giới hạn cho phép khi tiến hành mô phỏng tuyến ống dẫn khí tự nhiên được dẫn từ ngoài khơi, qua hệ thống nước biển



Hình 7. So sánh kết quả tính toán lưu lượng (DF), áp suất (DP) và nhiệt độ (DT) sử dụng mô hình được xây dựng trong nghiên cứu này và kết quả tính toán sử dụng phần mềm thương mại. Sai khác tương đối được biểu diễn tại các điểm biến thiên theo thời gian và không gian

vào bờ. Tuy nhiên, với hệ thống tuyến ống dài, việc xây dựng được mô hình tính toán động hệ thống đường ống dẫn khí tự nhiên là rất phức tạp, có rất nhiều yếu tố ảnh hưởng đến kết quả xây dựng mô hình, ngoài ảnh hưởng của thuật toán giải gần đúng thì mô hình nhiệt động, mô hình truyền nhiệt... đều ảnh hưởng đến độ chính xác của quá trình tính toán.

Như vậy, khi tiến hành kiểm chứng kết quả mô phỏng tuyến ống dẫn khí với chiều dài 370km, dẫn khí từ ngoài khơi vào bờ, kết quả so sánh thu được cho phép kết luận: các giả định đơn giản hóa phương trình của nhóm tác giả là hợp lý khi kết hợp với các phương pháp giải gần đúng các hàm vi phân theo thời gian và không gian. Trước khi tiến hành cải tiến các phương pháp dự đoán đặc tính khí tự nhiên, mô hình truyền nhiệt... thì việc tiến hành đánh giá so sánh mức độ chính xác của mô hình hiện tại với kết quả đo đạc thực nghiệm là cần thiết.

5. Kết luận

Vận chuyển khí tự nhiên bằng tuyến ống áp suất cao để dẫn khí từ giàn khai thác ngoài khơi vào đất liền được lập trình mô phỏng sử dụng chương trình MATLAB theo phương pháp giải hệ phương trình 1D. Thông qua việc lập và giải hệ các phương trình, nhóm tác giả đề xuất phương pháp giải gần đúng trên cơ sở kết hợp các phương pháp giải đã được công bố trước đây, giả định đơn giản hóa một số thành phần trong hệ phương trình, điều này cho phép giảm thời gian tính toán nhưng độ chính xác của kết quả phép tính thay đổi không đáng kể (sai số tương đối cực đại không vượt quá 3% so với kết quả thu được bằng phần mềm thương mại). Mô hình tính toán đã được thử nghiệm so sánh đối với tuyến ống dẫn khí 1 pha dài 370km dưới đáy biển, với các giả định cơ bản, kết quả thu được rất gần so với kết quả thu được bởi phần mềm thương mại chuyên dụng.

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã tiến hành xây dựng thành công mô hình mô phỏng động quá trình vận chuyển khí tự nhiên trên tuyến ống cao áp, với các giả định đơn giản hóa một số thành phần có trong phương trình, sử dụng phương pháp giải toán tuần tự mô hình này:

- Cho phép mô phỏng động (biến thiên theo không gian và thời gian) hệ thống tuyến ống dẫn khí tự nhiên với chiều dài lên đến 400km, áp suất lên đến 200bar, xử lý được hệ khí tự nhiên có chứa nitơ và carbon dioxide.

- Nếu sai số tính toán đối với áp suất, lưu lượng và nhiệt của khí tự nhiên bên trong tuyến ống thấp hơn 3% là chấp nhận được, mô hình phát triển trong nghiên cứu này có thể đáp ứng được yêu cầu mô phỏng dự đoán phục vụ theo dõi vận hành tuyến ống dẫn khí tự nhiên.

Các kết quả mô phỏng dự đoán sử dụng mô hình xây dựng trong nghiên cứu này sẽ được so sánh với các số liệu thực nghiệm đo đạc trên tuyến ống dẫn khí tự nhiên, đây là yếu tố quyết định trong việc cải tiến các mô hình nhiệt động và mô hình truyền nhiệt cũng như các phương trình khác để nâng cao độ chính xác và tin cậy của chương trình, kết quả này sẽ được đề cập trong công bố sắp tới.

Tài liệu tham khảo

1. R.Z.Ríos-Mercado, C.Borraz-Sánchez. *Optimization problems in natural gas transportation systems: A state-of-the-art review*. Applied Energy. 2015; 147: p. 536 - 555.
2. Thủ tướng Chính phủ. *Phê duyệt Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam giai đoạn đến năm 2015, định hướng đến năm 2025*. Quyết định số 459/QĐ-TTg. 30/3/2011.
3. L.I.Langelandsvik, W.Postvoll, B.Aarhus, K.K.Kaste. *Accurate calculations of pipeline transport capacity*. Proceedings to 24th World Gas Conference, Buenos Aires, Argentina. 2009.
4. A.R.D.Thorley, C.H.Tiley. *Unsteady and transient flow of compressible fluids in pipelines - a review of theoretical and some experimental studies*. International Journal of Heat and Fluid Flow. 1987; 8(1): p. 3 - 15.
5. M.Poloni, D.E.Winterbone, J.R.Nichols. *Comparison of unsteady flow calculations in a pipe by the method of characteristics and the two-step differential Lax-Wendroff method*. International Journal of Mechanical Sciences. 1987; 29(5): p. 367 - 378.
6. J.F.Helgaker, T.Ytrehus. *Coupling between continuity/momentum and energy equation in 1D gas flow*. Energy Procedia. 2012; 26: p. 82 - 89.
7. P.Wang, B.Yu, Y.Deng, Y.Zhao. *Comparison study on the accuracy and efficiency of the four forms of hydraulic equation of a natural gas pipeline based on linearized solution*. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2015; 22: p. 235 - 244.
8. C.Bisgaard, H.H.Sørensen, S.Spangenberg. *A finite element method for transient compressible flow in pipelines*. International Journal for Numerical Methods in Fluids. 1987; 7(3): p. 291 - 303.
9. A.J.Osiadacz, M.Yedroudj. *A comparison of a finite element method and a finite difference method for transient simulation of a gas pipeline*. Applied Mathematical Modelling. 1989; 13(2): p. 79 - 85.
10. L.Gato, J.Henriques. *Dynamic behaviour of high-pressure natural-gas flow in pipelines*. International Journal of Heat and Fluid Flow. 2005; 26(5): p. 817 - 825.
11. T.Kiuchi. *An implicit method for transient gas flows in pipe networks*. International Journal of Heat and Fluid Flow. 1994; 15(5): p. 378 - 383.
12. M.Behbahani-Nejad, A.Bagheri. *The accuracy and efficiency of a MATLAB-Simulink library for transient flow simulation of gas pipelines and networks*. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2010; 70(3): p. 256 - 265.
13. G.Greyvenstein. *An implicit method for the analysis of transient flows in pipe networks*. International journal for Numerical Methods in Engineering. 2002; 53(5): p. 1127 - 1143.
14. M.Abbaspour, K.Chapman. *Nonisothermal transient flow in natural gas pipeline*. Journal of Applied Mechanics. 2008; 75(3).
15. A.J.Osiadacz, M.Chaczykowski. *Comparison of isothermal and non-isothermal pipeline gas flow models*. Chemical Engineering Journal. 2001; 81(1): p. 41 - 51.
16. L.I.Langelandsvik. *Modeling of natural gas transport and friction factor for large-scale pipelines: Laboratory experiments and analysis of operational data*. 2008.
17. L.I.Langelandsvik, S.Solvang, M.Rousselet, I.N.Metaxa and M.J.Assael. *Dynamic viscosity measurements of three natural gas mixtures-comparison against prediction models*. International Journal of Thermophysics. 2007; 28(4): p. 1120 - 1130.
18. J.Ramsen, S.-E.Losnegard, L.I.Langelandsvik, A.J.Simonsen and W.Postvoll. *Important aspects of gas temperature modeling in long subsea pipelines*. Pipeline Simulation Interest Group. 2009.
19. M.Chaczykowski. *Sensitivity of pipeline gas flow model to the selection of the equation of state*. Chemical Engineering Research and Design. 2009; 87(12): p. 1596 - 1603.
20. M.Chaczykowski. *Transient flow in natural gas pipeline - The effect of pipeline thermal model*. Applied Mathematical Modelling. 2010; 34(4): p. 1051 - 1067.

21. J.F.Helgaker, B.Müller, T.Ytrehus. *Transient flow in natural gas pipelines using implicit finite difference schemes*. Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering. 2014; 136(3).
22. C.F.Colebrook, T.Blench, H.Chatley, E.Essex, J.Finniecome, G.Lacey, J.Williamson, and G.Macdonald. *Turbulent flow in pipes, with particular reference to the transition region between the smooth and rough pipe laws*. Journal of the Institution of Civil engineers. 1939; 11(4): p. 133 - 156.
23. J.O.Valderrama. *The state of the cubic equations of state*. Industrial & Engineering Chemistry Research. 2003; 42(8): p. 1603 - 1618.
24. G.Soave. *Equilibrium constants from a modified redlich-kwong equation of state*. Chemical Engineering Science. 1972; 27(6): p. 1197 - 1203.
25. D.Y.Peng, D.B.Robinson. *A new two-constant equation of state*. Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals. 1976; 15(1): p. 59 - 64.
26. M.Luskin. *An approximation procedure for nonsymmetric, nonlinear hyperbolic systems with integral boundary conditions*. SIAM Journal on Numerical Analysis. 1979; 16(1): p. 145 - 164.

Dynamic modelling of transients in high-pressure natural gas pipelines

Nguyen Huynh Duong¹, Nguyen Huynh Dong²

¹Petrovietnam Gas Joint Stock Corporation

²Petrovietnam Manpower Training College

Email: duong.nh1@pvgas.com.vn

Summary

Natural gas is mainly transported undersea in large-scale and long distance pipelines. Prediction of the gas pipeline temperature and pressure profiles is very important in the operation of natural gas transport, especially in case of accidents of pipeline upstream or downstream. An analytical method for calculation of these profiles has been developed and this method of implicit high order finite difference scheme could be a good choice to build the software for simulation of dynamic gas pipeline. In this work, an implicit finite difference scheme has been used to solve the energy equation, the continuity and momentum equation. The flow model was validated by comparing the computed results to commercial software for an offshore natural gas pipeline, with defined natural gas composition. The modelled results showed good agreement with the commercial software (with an average absolute deviation of 0.41% on pressure, 0.39% on flow and 0.29% on temperature).

Key words: Transportation, high-pressure pipelines, equation of state, heat transfer model, dynamic simulation.

NHẬN DIỆN CÁC RỦI RO CỦA BIẾN ĐỔI KHÍ HẬU ẢNH HƯỞNG TỚI CÁC HOẠT ĐỘNG CỦA CÔNG NGHIỆP DẦU KHÍ

TS. Nguyễn Đức Huỳnh¹, TS. Lê Thị Phụng²

¹Hội Dầu khí Việt Nam

²Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: huynhnd_pv@yahoo.com

Tóm tắt

Trong bối cảnh biến đổi khí hậu hiện nay, dầu mỏ và khí đốt vẫn sẽ là thành phần chính của năng lượng toàn cầu trong nhiều năm tới cho đến khi các nguồn năng lượng không hóa thạch thay thế trở nên có sẵn và kinh tế hơn. Trong giai đoạn chuyển tiếp này, ngành công nghiệp dầu khí cần xây dựng cơ chế quản lý hoạt động một cách an toàn và giảm lượng khí thải nhà kính, chất thải và tác động sinh thái trong khi vẫn cung cấp năng lượng với chi phí hợp lý.

Bài viết này giới thiệu các dạng rủi ro chính của biến đổi khí hậu, phân tích ảnh hưởng của các rủi ro đó tới sự phát triển của công nghiệp dầu khí như: rủi ro biến đổi khí hậu vật lý; rủi ro pháp lý; rủi ro thị trường và công nghệ. Bài viết cung cấp cái nhìn tổng quan về những tác động, minh họa một số rủi ro mà các công ty đã phải đối mặt và làm nổi bật một số cách thức mà các công ty dầu mỏ và khí đốt có thể đáp ứng.

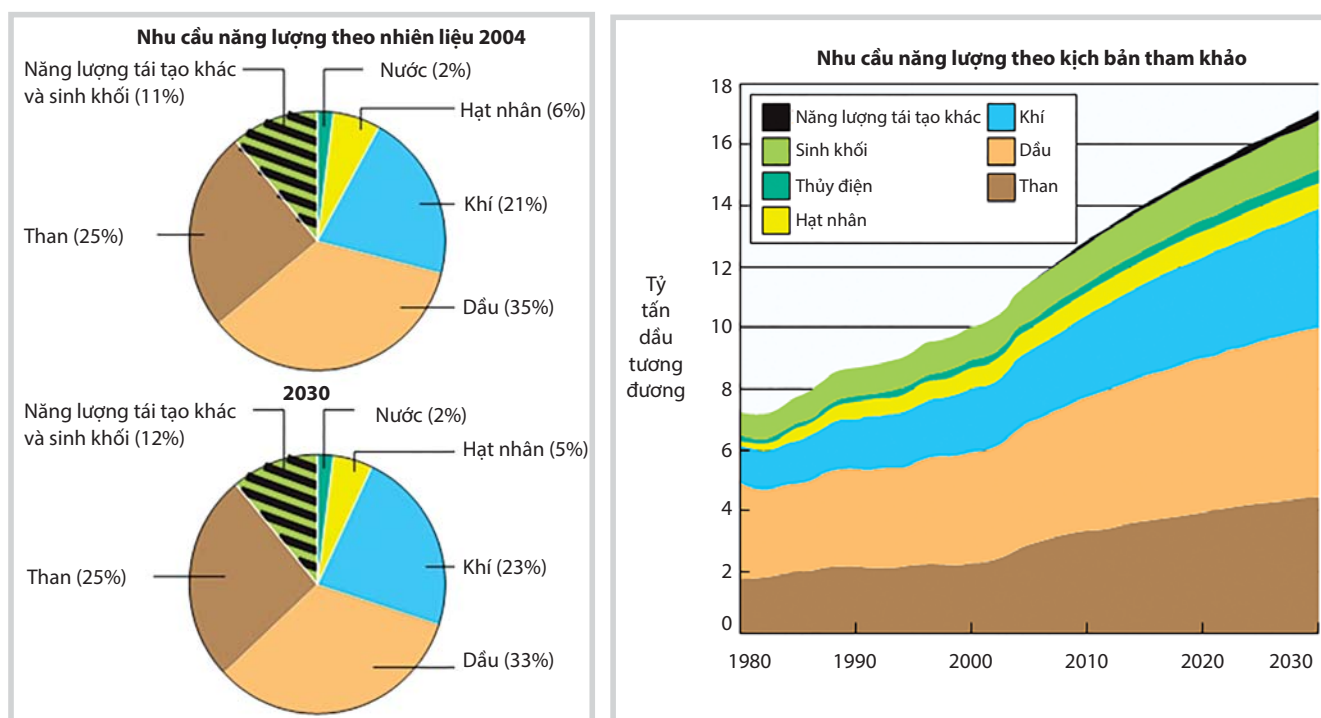
Từ khóa: Biến đổi khí hậu.

1. Mở đầu

Đáp ứng nhu cầu năng lượng toàn cầu trong khi phải hạn chế hoặc giảm lượng thải khí nhà kính là một thách thức rất lớn hiện nay cho ngành năng lượng nói chung và công nghiệp dầu khí nói riêng. Viễn cảnh thị trường năng lượng cho thấy từ nay đến năm 2030, phần lớn sự gia tăng nhu cầu năng lượng sẽ được đáp ứng bằng nhiên liệu hóa thạch (Hình 1). Các nguồn năng lượng tái tạo như gió và năng lượng mặt trời... sẽ hưởng mức tăng trưởng

cao hơn. Tuy nhiên, do chúng bắt đầu từ một mức rất thấp nên sẽ có tác động hạn chế trong thị trường năng lượng thời gian này.

Cần phải nỗ lực tìm kiếm những giải pháp nhằm khắc phục hiệu quả rủi ro từ biến đổi khí hậu, đồng thời đáp ứng được nhu cầu ngày càng tăng của xã hội về năng lượng bền vững. Để giải quyết những rủi ro của biến đổi khí hậu đòi hỏi phải hành động phù hợp với tiêu chí của từng công ty, đồng thời cần phải nhận thức rằng các hành



Hình 1. Nhu cầu năng lượng từ nhiên liệu của thế giới [1]

động ngắn hạn và đơn lẻ không thể giải quyết lâu dài những thách thức và rủi ro của biến đổi khí hậu toàn cầu.

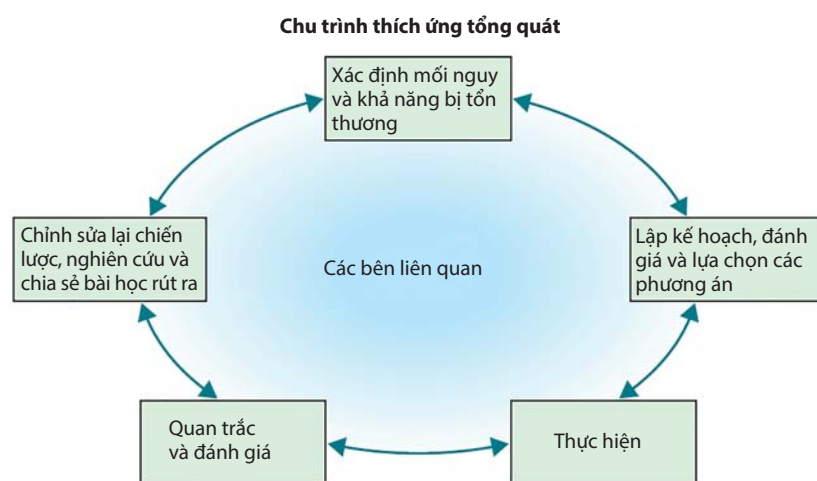
Các vấn đề môi trường, biến đổi khí hậu và xã hội mà thế giới hiện nay đang đối mặt là những thách thức chung cho tất cả các ngành công nghiệp trong việc duy trì phát triển bền vững trong tương lai. Đối với ngành công nghiệp dầu khí, có hai vấn đề quan trọng liên quan đến nguồn tài nguyên thiên nhiên:

- **Biến đổi khí hậu:** Có sự đồng thuận rộng rãi của nhiều nhà khoa học rằng việc tiếp tục phát thải khí nhà kính ở mức hiện tại sẽ dẫn tới rủi ro phá vỡ toàn diện mối liên kết kinh tế - xã hội [2]. Các sản phẩm sản xuất từ công nghiệp dầu khí, sử dụng cùng với than đá - tạo ra đóng góp quan trọng nhất về phát thải khí nhà kính toàn cầu [3]. Vì thế công nghiệp dầu khí phải đối mặt với áp lực ngày càng tăng (về các mặt chính trị, công nghệ, luật pháp, cộng đồng...) để giảm thải lượng khí nhà kính. Một sự thay đổi đối với các yếu tố vật lý của khí hậu cũng sẽ tác động trực tiếp đến hoạt động sản xuất, kinh doanh và các cơ sở hạ tầng của ngành dầu khí.

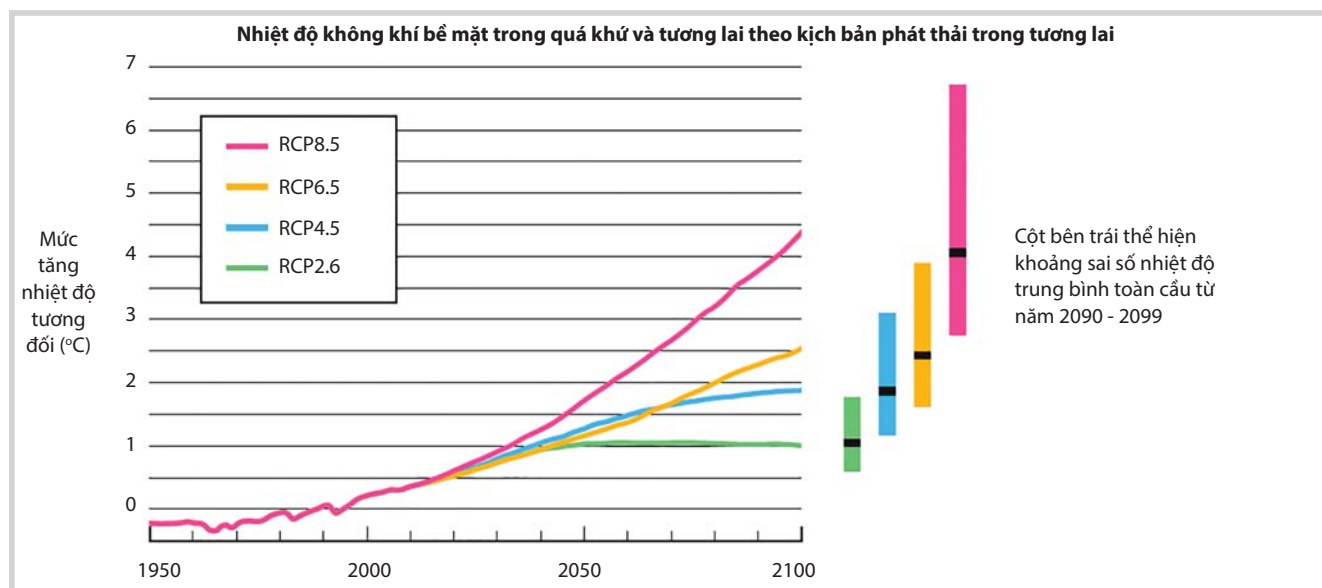
- **Nước là một nguồn tài nguyên hữu hạn** được sử dụng rộng rãi, có nhu cầu cao và những áp lực này sẽ được tiếp tục gia tăng trong thế kỷ 21 [4]. Trong ngành công nghiệp dầu khí, nước là một nguồn lực quan trọng cho cả khai thác và chế biến [4]. Kinh doanh liên tục và chi phí sản xuất là hai yếu tố rất quan trọng, phụ thuộc vào việc tiếp cận nguồn nước được cung cấp đầy đủ và đáng tin cậy. Ngoài ra việc xử lý không đạt tiêu chuẩn môi trường và hoặc thải bỏ nước khai thác chưa qua xử lý trong quá trình khai thác dầu khí làm ảnh hưởng nguồn cung cấp nước địa phương có thể gây rủi ro cho giá trị thương hiệu của công ty cũng như làm giảm khả năng bảo đảm một giấy phép để tiếp tục hoạt động. Đối với ngành công nghiệp dầu mỏ và khí đốt, các ràng buộc về nước có thể thách thức mức độ an toàn của các hoạt động hiện tại cũng như khả năng tồn tại của các dự án dầu khí trong tương lai.

2. Xác định các rủi ro biến đổi khí hậu

Biến đổi khí hậu gây rủi ro cho xã hội, cơ sở hạ tầng và các hệ sinh thái khác nhau giữa các khu vực và được phát sinh từ tập hợp đa dạng của các yếu tố khí hậu. Mặc dù các dự báo về thay đổi khí hậu cũng như sự đa dạng



Hình 2. Chu trình thích ứng tổng quát với rủi ro từ biến đổi khí hậu [5]



Hình 3. Lịch sử và dự kiến nhiệt độ bề mặt toàn cầu cho các kịch bản phát thải trong tương lai [6]

các kịch bản biến đổi khí hậu trong tương lai là không chắc chắn nhưng các dấu hiệu cho thấy biến đổi khí hậu sẽ ngày càng gia tăng trong vòng 3 - 4 thập kỷ tới, bất kể có áp dụng các tình huống giảm nhẹ. Trong khoảng thời gian này, thích ứng với biến đổi khí hậu (Hình 2) sẽ diễn ra khắp nơi, không phân biệt dù có hay không bất kỳ nỗ lực giảm nhẹ nào. Xác định những rủi ro của biến đổi khí hậu đến các hoạt động dầu khí cùng các tài sản đi kèm sẽ cung cấp một cơ hội để tiếp tục phát triển kinh doanh mà không bị gián đoạn.

Thay đổi nhiệt độ (Hình 3) là mối quan tâm chính liên quan đến biến đổi khí hậu. Các tác động liên quan với thay đổi nhiệt độ như tình trạng khan hiếm nước, lũ lụt, các sự kiện thời tiết cực đoan và nhiệt độ tăng cao, nước biển dâng và an ninh lương thực... sẽ ảnh hưởng tới các hoạt động của ngành công nghiệp dầu khí và xã hội nói chung. Sự không chắc chắn của dự báo biến đổi khí hậu trong tương lai, bao gồm những thay đổi về nhiệt độ và thời tiết cực đoan... vẫn còn sai lệch đáng kể, đặc biệt trong các lựa chọn phương thức thích ứng trên quy mô toàn ngành hay toàn địa phương. Vì vậy xác định các rủi ro biến đổi khí hậu đòi hỏi sử dụng một loạt các kết quả dự kiến, có hoặc không có một định hướng chung (và sẽ

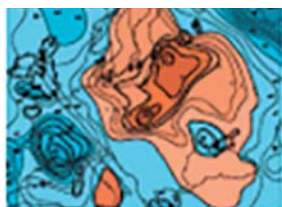
khác nhau tùy theo khu vực quan tâm), để xây dựng kế hoạch quản lý.

2.1. Các rủi ro từ biến đổi khí hậu vật lý ảnh hưởng hoạt động dầu khí

Ngành công nghiệp dầu khí đã xác định một loạt các rủi ro từ biến đổi khí hậu hiện nay và trong tương lai (như tăng nhiệt độ, lũ lụt, nước biển dâng, các sự kiện cực đoan, những thay đổi từ việc di cư của các loài, sự tan chảy ở những nơi đóng băng vĩnh cửu, nguồn nước...) ảnh hưởng tới cơ sở hạ tầng, các hoạt động dầu khí (Hình 4) như:

- Giảm cửa sổ thời gian cho du lịch vùng lãnh nguyên do sự tan chảy lớp băng vĩnh cửu;
- Tăng sét đánh ở vĩ độ bắc, có khả năng gây thiệt hại cho cơ sở hạ tầng và các tác động đối với cộng đồng, đặc biệt là nơi đất nhiễm điện dễ gây ra nạn cháy rừng;
- Tăng xói mòn ven biển dẫn đến sự suy thoái của các đề chắn sóng ven biển;
- Thay đổi cường độ bão dẫn đến tăng tốc độ gió và tải sóng vào các công trình dầu khí ngoài khơi;

Biến đổi khí hậu



Nhiệt độ thay đổi



Lượng mưa thay đổi



Nước biển dâng toàn cầu và cục bộ



Băng, tuyết, băng vĩnh cửu thay đổi theo khu vực

Rủi ro tiềm năng

Thăm dò



- Sụt lún
- Cuộn sóng
- Mất cách tiếp cận nguồn nước mặt
- Trì hoãn do các loài di cư

Khai thác



- Chậm trễ thời điểm bắt đầu khai thác
- Hồng chân đề
- Mất cách tiếp cận nguồn nước mặt
- Gián đoạn việc sản xuất
- Làm đường bị đóng băng

Vận chuyển



- Tải trọng băng thay đổi
- Hủy hoại các thiết bị dọc bờ biển
- Gián đoạn việc vận chuyển
- Tăng hoặc giảm số tuyến/thời vụ vận chuyển

Đường ống



- Sụt lún do băng tan hoặc giãn nở băng
- Cháy nổ

Lọc hóa dầu



- Mất nguồn nước cấp
- Lũ lụt
- Mất khả năng làm mát tối đa

Cộng đồng xung quanh



- Mất một số loài và môi trường sống
- Nước
- Bão làm ảnh hưởng đến những cơ sở hạ tầng quan trọng

Hình 4. Các rủi ro tiềm năng cho hoạt động dầu khí từ việc thay đổi khí hậu [7]

- Thay đổi lượng và tần suất mưa cấp khu vực dẫn tới thay đổi sự sẵn có của các nguồn tài nguyên nước phục vụ cho các hoạt động dầu khí và gây ra khả năng cao cho ngập lụt các cơ sở hạ tầng;

- Giảm sự chắc chắn những giả định về hiệu quả của thiết bị, chẳng hạn như các turbine khí.

Để đối phó với biến đổi khí hậu, các công ty dầu khí cần phải tiếp tục xây dựng khả năng đề kháng cao trong thiết kế và vận hành thiết bị. Điều này có nghĩa là ngoài các khoản đầu tư lớn để nâng cấp cơ sở vật chất hiện có còn phải xây dựng dự phòng các hệ thống bảo vệ ở các cơ sở hạ tầng quan trọng.

2.2. Rủi ro pháp lý

Trên thế giới và khu vực, trong khi hoạch định chính sách quốc gia hay khu vực đều phải xem xét và thực hiện một loạt các lựa chọn giảm thiểu phát thải khí nhà kính, phát triển khả năng thích ứng với những tác động tiềm tàng của biến đổi khí hậu và quản lý các vấn đề liên quan đến nguồn và chất lượng sản phẩm. Đối với các công ty dầu khí, các quy định liên quan tới những vấn đề này rất đa dạng, có thể chia thành hai loại:

- Các quy định trực tiếp là những quy định quản lý hoạt động của các công ty dầu khí trong bối cảnh biến đổi khí hậu, bao gồm các chương trình buôn bán và thuế đối với khí thải nhà kính, các quy định không bắt buộc khác (như giấy phép xả thải nước khai thác), cũng như trợ cấp mà công ty nhận được (như các khoản tín dụng thuế sản xuất).

- Các quy định gián tiếp là những quy định có ảnh hưởng đến người tiêu dùng và các bộ phận khác của ngành công nghiệp dầu khí. Quy định đó có thể ảnh hưởng đến nhu cầu về dầu khí, như các tiêu chuẩn hiệu suất môi trường (các quy định kiểm soát ô nhiễm không khí), tiêu chuẩn hiệu suất năng lượng (ví dụ các mục tiêu xe tiết kiệm nhiên liệu và năng lượng tái tạo). Cũng cần lưu ý rằng các hoạt động dầu khí (đặc biệt là những hoạt động trên bờ) phụ thuộc nhiều nguồn tài nguyên nước được dùng chung có thể bị ảnh hưởng bởi thay đổi nhu cầu của các hộ tiêu thụ khác được quy định trong Luật Tài nguyên nước.

Mức độ các quy định này gây ảnh hưởng chung đến giá trị riêng biệt cho từng công ty là khó xác định và thay đổi. Trong đó, các quy định liên quan đến sử dụng các

nhiên liệu hóa thạch là quan trọng nhất vì không những ảnh hưởng đến nhu cầu dầu khí mà còn về giá trị/uy tín của công ty dầu khí trong dài hạn.

2.2.1. Các quy định giảm thiểu khí nhà kính trực tiếp

Mặc dù tới Hội nghị lần thứ 21 (tháng 12/2015) các Bên tham gia Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (COP 21) mới thông qua thỏa thuận Paris - Thỏa thuận lịch sử toàn cầu về ứng phó với biến đổi khí hậu, nhưng trước đó đã có rất nhiều quy định quốc tế, quốc gia và khu vực liên quan tới giảm thiểu khí thải carbon, hoặc thông qua các đề án “cap-and-trade”^(*) hoặc thuế [8]. Việc thiếu một định giá carbon toàn cầu và chấp vá các quy định từng quốc gia riêng đã làm cho các công ty bị ảnh hưởng khác nhau tùy thuộc vào nơi họ đang hoạt động và một số công ty đã nhận ra điều này trong bản đề trình của họ đến Dự án Kiểm soát khí thải carbon (Carbon Disclosure Project - CDP).

2.2.2. Các quy định giảm nhẹ khí nhà kính gián tiếp ở khâu hạ nguồn

Trong khi các nghiên cứu cho thấy công nghiệp nhiên liệu hóa thạch đóng góp khoảng 6% [9] lượng khí thải CO₂ toàn cầu, thì quá trình đốt cháy nhiên liệu hóa thạch trong giao thông vận tải, điện năng và tạo nhiệt chiếm gần một nửa lượng CO₂ phát thải toàn cầu [9]. Việc sử dụng nhiên liệu hóa thạch phải tuân theo nhiều quy định có ảnh hưởng đến nhu cầu thị trường và giá cả trong tương lai. Các công ty dầu khí cần phải nhận thức được những tác động này và lưu ý rằng, trong dài hạn, quá trình chuyển đổi thành công sang nền kinh tế carbon thấp có nghĩa là thu hẹp nhu cầu toàn cầu đối với dầu mỏ và khí đốt. Đối với các công ty dầu khí, xác định được khi nào có thể xảy ra sự thay đổi như vậy và hoạt động nào của công ty sẽ bị ảnh hưởng nặng nề nhất là một thách thức quan trọng.

Một số quy định quan trọng có ảnh hưởng đến nhu cầu về dầu khí bao gồm:

- Các tiêu chuẩn chất lượng nhiên liệu;
- Các tiêu chuẩn hiệu suất;
- Các tiêu chuẩn hiệu suất năng lượng cho các tòa nhà;
- Các quy định chất lượng không khí;
- Quy định về năng lượng tái tạo.

^(*) “Cap-And-Trade” là một hệ thống quản lý để giảm thiểu một số loại khí thải và chất ô nhiễm môi trường và cung cấp cho các công ty các khuyến khích lợi nhuận để họ giảm mức độ ô nhiễm của họ nhanh hơn so với đồng nghiệp của họ. Theo chương trình “cap-and-trade”, một giới hạn (hoặc “cap”) trên một số loại khí thải hoặc chất ô nhiễm được thiết lập, và các công ty được phép bán (hoặc “thương mại”) phần không sử dụng các giới hạn của họ cho các công ty khác.

2.2.3. Các quy định liên quan đến nguồn nước

Những rủi ro này bao gồm thay đổi về giá nước, quyền khai thác và tiêu chuẩn thải. Rủi ro lớn nhất là khi các hoạt động dầu khí nằm trong khu vực khan hiếm nước, nơi mà quá trình khai thác nước ngầm sẽ cạnh tranh nguồn nước ngọt với những người dùng khác. Một ví dụ minh chứng là việc khai thác các mỏ dầu và khí đốt có sử dụng công nghệ cắt phá thủy lực còn gọi là “fracking”; hoạt động này đã nhận được sự chú ý rộng rãi từ các nhà quản lý bởi một loạt các lý do, trong đó có lo ngại công nghệ này có khả năng gây thiệt hại đến nguồn tài nguyên nước. Hiện tại ở Pháp đã chính thức cấm sử dụng công nghệ này còn ở Mỹ, Cục môi trường (EPA) vẫn trong quá trình xem xét [10].

2.3. Các rủi ro thị trường và công nghệ

Liên quan tới nội dung các quy định nêu ở phần trên không có sự đồng nhất chung; một số ý kiến thể hiện những lo ngại về nguồn vốn tự nhiên nhưng một số khác lại mong muốn tăng cường an ninh năng lượng. Điều này cũng xảy ra tương tự trong việc nhận thức về thay đổi sự lựa chọn của người tiêu dùng và sự phát triển của các công nghệ.

Phần sau đây sẽ khảo sát một số xu hướng quan trọng trên thị trường dầu mỏ và khí đốt.

2.3.1. Dầu thô

Dầu thô chủ yếu được sử dụng để sản xuất các nhiên liệu lỏng như xăng và dầu diesel, phần lớn cung cấp nhiên liệu cho ngành vận tải, trong đó lớn nhất là vận tải đường bộ, cho mục đích thương mại cả trong và ngoài nước. Trong các thị trường vận tải đường bộ, những phát triển chính từ biến đổi khí hậu có thể ảnh hưởng (giảm) nhu cầu dầu thô, đó là sự phát triển của các phương tiện vận tải hiệu quả hơn và việc tăng cường sử dụng nhiên liệu thay thế. Động cơ đốt trong hiệu suất cao đã được cải thiện đều đặn [11] và kết hợp với xu hướng phát triển xe nhỏ ở nhiều phân khúc, dẫn tới giảm thiểu nhu cầu đối với một số sản phẩm dầu tinh chế ở các thị trường phát triển như châu Âu và Mỹ [11]. Lượng xe đang chạy bằng nhiên liệu thay thế xăng dầu vẫn còn hạn chế ở phạm vi toàn cầu [12]. Tuy nhiên đã có sự tăng trưởng đáng kể trong doanh số của các dòng xe hỗn hợp (vừa chạy bằng điện vừa dùng nhiên liệu lỏng) [13]. Một số thành tựu đạt được trong cắt giảm chi phí của pin [13] và những cải tiến trong công nghệ sạc pin có thể làm cho xe điện (BEVs) hấp dẫn hơn trong những năm 2020

và thông qua việc tăng khối lượng tiêu thụ, điều này sẽ tác động đáng kể đến nhu cầu nhiên liệu lỏng từ dầu thô. Xe lai điện (Hybrid Electric Vehicle) với hệ thống sạc điện cải tiến (PHEVs), kết hợp với lợi thế về hiệu quả của hệ thống truyền động điện cùng khả năng mở rộng tầm hoạt động so với những xe thông thường, sẽ có ảnh hưởng đáng kể đến nhu cầu nhiên liệu lỏng từ dầu mà không cần phải vượt qua những rào cản kinh tế cần thiết để làm cho BEVs có thể gạt bỏ trợ cấp, gia tăng tính cạnh tranh. Điều này có nghĩa rằng PHEVs có ảnh hưởng lớn hơn đối với nhu cầu nhiên liệu lỏng toàn cầu so với BEVs trong tương lai gần.

Các xu hướng nêu trên sẽ đóng một vai trò nhất định trong việc làm giảm nhu cầu nhiên liệu lỏng (từ dầu) tuy nhiên nó không phải là lý do chính dẫn đến sự suy giảm chung của nhu cầu toàn cầu đối với dầu thô. Lượng dầu tiêu thụ giảm do việc nâng cao hiệu quả động cơ có thể được bù đắp bởi nhu cầu tăng lên đối với phương tiện di chuyển cá nhân ở các nước đang phát triển và sự gia tăng tổng thể trong quãng đường mà các xe du lịch di chuyển trên toàn cầu. Các chuyên gia dầu khí dự đoán rằng, bất chấp những rào cản, nhu cầu dầu mỏ thế giới sẽ đạt đỉnh vào năm 2030 [14, 15].

2.3.2. Khí thiên nhiên

Thị trường khí thiên nhiên đa dạng hơn dầu thô, mặc dù khí thiên nhiên được sử dụng để sản xuất điện là chủ yếu. Ở quy mô toàn cầu, điện năng sản xuất từ khí đã tăng 1,4% mỗi năm từ năm 2005 và 2012 [16]. Đối với các công ty dầu khí, việc loại carbon của ngành điện là một thách thức khó khăn; mặc dù thể hệ điện khí có hệ số CO₂/KWh thấp hơn nhiều so với than đá, việc loại bỏ carbon ở ngành điện không đảm bảo rằng nhiều nhà máy điện khí sẽ được xây dựng và vận hành trong tương lai gần [16].

Trong những năm gần đây, đã xuất hiện nhiều dự án điện từ các nguồn năng lượng tái tạo với giá cả có thể cạnh tranh so với năng lượng từ nhiên liệu hóa thạch truyền thống [17]. Sản xuất điện từ năng lượng tái tạo sẽ làm giảm nhu cầu đối với nhiên liệu hóa thạch, bao gồm cả khí thiên nhiên dùng phát điện và sẽ lấn lướt ảnh hưởng đến giá khí đốt và doanh thu của công ty khí.

Tóm lại, sự phát triển của năng lượng tái tạo sẽ có tác động đến nhu cầu khí đốt nhưng không rõ những ảnh hưởng này có bền vững hay không? Điều này đã gây khó khăn cho các công ty dầu khí để định hướng đầu tư trong ngắn hạn hay để phát triển bền vững

trong trung hạn cho các khoản đầu tư vào công nghiệp khí. Tuy nhiên về lâu dài, nhu cầu đối với nhiên liệu hóa thạch từ ngành điện chắc chắn sẽ giảm trong trường hợp không sử dụng rộng rãi công nghệ thu hồi lưu trữ carbon (CCS).

Nhu cầu về khí đốt cũng có thể được hỗ trợ nhờ sự phát triển từ các lĩnh vực khác. Tại Mỹ, mức tăng phổ biến rộng rãi trong sản xuất khí đá phiến sét và tác động của nó về giá khí thiên nhiên đã khiến một số nhà phân tích thị trường dự đoán khí thiên nhiên ở Mỹ sẽ được sử dụng rộng rãi hơn so với khí thiên nhiên ở các khu vực khác, chẳng hạn như khí thiên nhiên được dự báo sẽ thay thế nhiên liệu cho tàu thủy hoặc làm nhiên liệu lâu dài cho các phương tiện vận tải nặng trên bộ [18].

2.3.3. Công nghệ thu hồi và lưu trữ carbon (CCS)

Một công nghệ cho phép tiếp tục sử dụng dầu mỏ và khí đốt trong cùng thời điểm phải loại bỏ carbon của nền kinh tế toàn cầu là công nghệ thu hồi và lưu trữ carbon (CCS), bao gồm việc loại bỏ CO₂ từ nhiên liệu trước hoặc sau khi đốt và lưu trữ CO₂ một cách an toàn, ví dụ, sử dụng các bể trầm tích đã cạn kiệt dầu và khí. Điều này làm giảm một số rủi ro đối với các công ty dầu khí. Đây có thể là cách thức tốt để tiếp tục sử dụng nhiên liệu hóa thạch mà vẫn không bị áp lực của việc phải giảm phát thải khí nhà kính và thậm chí nó có thể là một cơ hội đầu tư lớn.

Hiện nay, công nghệ CCS rất tốn kém và chưa được chứng minh ở quy mô lớn [18] và đang tiếp tục phát triển phần lớn nhờ vào các quyết định từ các cam kết chính trị để giải quyết biến đổi khí hậu. Trong khi đó, dự kiến có ít nhất một dự án CCS quy mô lớn sẽ được hoàn thành từ nay đến năm 2020. Với tốc độ tiến triển hiện tại của dự án này, công nghệ CCS được cho là khó có thể đóng vai trò quan trọng trong việc giảm thiểu carbon trước năm 2030, nếu như không có một sự gia tăng đáng kể trong đầu tư. Trong khi đó, sự tiến triển khả quan trong chi phí cho các công nghệ thay thế khác có thể làm giảm quy mô đầu tư cho CCS.

3. Kết luận

Để ứng phó với biến đổi khí hậu toàn cầu hiện nay, công nghiệp dầu mỏ và khí đốt phải thực hiện các giải pháp thích ứng cho hoạt động sản xuất kinh doanh. Thực hiện quản lý rủi ro để xử lý và quản lý rủi ro biến đổi khí hậu. Thực hiện các hành động thích ứng với biến đổi khí hậu sẽ đòi hỏi việc tăng cường tri thức của cán bộ quản lý, kỹ sư thiết kế, vận hành và các cán bộ công nhân viên chức đối với biến đổi khí hậu. Trong đó,

những hiểu biết về cội nguồn các rủi ro của biến đổi khí hậu đối với các hoạt động dầu khí là những nền tảng đầu tiên để xây dựng các giải pháp tổng thể về quản lý rủi ro, thích ứng và giảm nhẹ rủi ro của biến đổi khí hậu đối với các hoạt động dầu khí nhằm giữ được mục tiêu tăng trưởng và phát triển bền vững của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN).

Biến đổi khí hậu được dự báo sẽ còn làm tăng đáng kể sự đối mặt của các công ty dầu khí với các rủi ro biến đổi khí hậu, năng lượng và rủi ro giá thành carbon. Tuy nhiên, cũng có nhiều cơ hội mở ra cho các công ty dầu khí để thích ứng với biến đổi khí hậu vật lý và chi phí hiệu quả của việc giảm thiểu khí thải. Các công ty dầu khí không nên mong đợi việc giảm thiểu mọi rủi ro có thể nhận được bằng các quyết định kinh doanh riêng biệt của các đơn vị riêng lẻ trong ngành. Ứng phó với biến đổi khí hậu chỉ có hiệu quả khi kết hợp hành động của toàn ngành, giữa các ngành với nhau và trên bình diện rộng hơn, biến đổi khí hậu chỉ có thể chậm lại nếu loài người cùng đồng lòng.

Ở góc độ của PVN, việc xây dựng sớm “Chương trình hành động ứng phó với biến đổi khí hậu cho PVN” sẽ là bước đi đầu tiên, cấp thiết để ứng phó hiệu quả với biến đổi khí hậu.

Tài liệu tham khảo

1. International Energy Agency (IEA). *World energy outlook 2006*. 2006
2. International Energy Agency (IEA). *World energy outlook special report 2013: Redrawing the energy climate map*. November 2013.
3. Intergovernmental Panel on Climate Change. <http://ipcc-wg2.gov/AR5/>.
4. BP. *Water in the energy industry - An introduction*. 2013.
5. Rosina Bierbaum, Joel B. Smith, Arthur Lee, Maria Blair, Lynne Carter, F. Stuart Chapin III, Paul Fleming, Susan Ruffo, Missy Stults, Shannon McNeely, Emily Wasley, Laura Verduzco. *A comprehensive review of climate adaptation in the United States: more than before, but less than needed*. Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change. 2013; 18(3): p. 361 - 406.
6. Joeri Rogelj, Malte Meinshausen, Reto Knutti. *Global warming under old and new scenarios using IPCC climate sensitivity range estimates*. Nature Climate Change. 2012; 2(4): p. 248 - 253.

7. Jan Dell. *Petroleum industry: Adaptation to projected impacts of climate change*. 20th World Petroleum Congress, Doha, Qatar. 4 - 8 December 2011.
8. International Energy Agency (IEA). *World energy outlook 2013*. 12 November 2013.
9. Kevin A. Boumert, Timothy Herzog, Jonathan Pershing. *Navigating the numbers: Greenhouse gas data and international climate policy*. World Resources Institute. 2005.
10. <http://www2.epa.gov/hfstudy>.
11. Energy Information Administration (EIA). *EIA energy outlook*. 2013.
12. Peter Mock, Zifei Yang. *Driving electrification: A global comparison of fiscal incentive policy for electric vehicles*. The International Council on Clean Transportation. 2014.
13. United States Council for Automotive Research LLC. www.uscar.org.
14. Royal Dutch Shell PLC. *Letter in response to enquiries from shareholders regarding the "carbon bubble" or "stranded assets" issue*. 16 May 2014.
15. ExxonMobil. *Energy and carbon - Managing the risks*. 2014.
16. Energy Information Administration (EIA). *U.S. energy information administration*. International Energy Outlook 2013.
17. International Renewable Energy Agency. *Renewable power generation costs in 2012: An overview*. 2012.
18. Thomas Bruckner, Igor Alexeyevich Bashmakov, Yacob Mulugetta et al. *Chapter 7: Energy systems*. Climate Change 2014 Mitigation of Climate Change. Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press. 2014.

Identifying the risks of climate change that affect the operation of the oil and gas industry

Nguyen Duc Huynh¹, Le Thi Phuong²

¹Vietnam Petroleum Association

²Vietnam Oil and Gas Group

Email: huynhnd_pv@yahoo.com

Summary

In the current context of climate change (CC), oil and gas will remain a major component of global energy for many years to come until the non-fossil energy sources become abundantly available and more economical alternatives. During this transition period, the oil and gas industry should be developed to manage their operations safely and reduce greenhouse gas emissions (GHG), waste and ecological impacts while powering with affordable quality.

This article identifies the key risks of climate change, analyses the impact of these risks on the development of the oil and gas industry, such as physical risks of climate change, legal risks, market and technological risks. The article also provides an overview of the impacts, illustrating some of the risks that companies have already faced and highlighting some of the ways in which the oil and gas companies can respond.

Key words: Climate change.

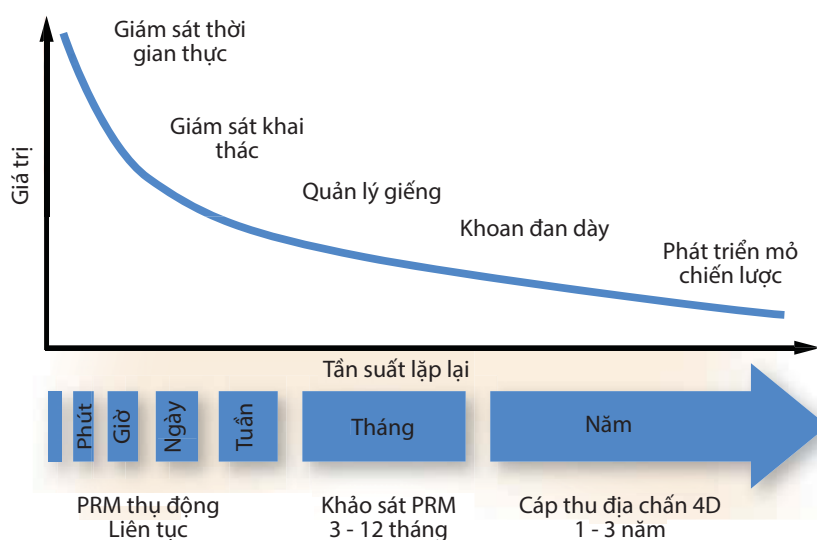
GIÁM SÁT RỦI RO BẰNG SÓNG ĐỊA CHẤN THỜI GIAN THỰC VỚI CÔNG NGHỆ PRM

Sự tích hợp gần đây của phát hiện rủi ro bằng sóng địa chấn thời gian thực tự động là bước phát triển mới nhất thúc đẩy hơn nữa luận cứ về giám sát vỉa chứa thường xuyên.

Trong hơn hai thập kỷ qua, địa chấn time-lapse (4D) đã trở thành một công cụ có giá trị để giám sát vỉa chứa ở bồn trũng tích biển. Việc hiển thị các biến đổi của vỉa chứa do khai thác gây ra đã được chứng minh là giúp tăng hệ số thu hồi và giảm bớt tình trạng không chắc chắn nhờ sự hiểu biết tốt hơn về mặt phản xạ. Nhưng đối với các nhà điều hành phải thường xuyên giám sát các điều kiện của vỉa chứa thì chi phí sẽ nhanh chóng trở thành một vấn đề.

Máy thu địa chấn lắp cố định dưới đáy biển phục vụ 2 mục đích: giảm thiểu đáng kể chi phí thu nổ địa chấn lặp lại và cung cấp chất lượng hình ảnh tốt hơn thông qua độ lặp lại cao hơn và nâng cao năng lực phát hiện. Công nghệ giám sát vỉa thường xuyên (Permanent reservoir monitoring - PRM) thương mại lần đầu tiên được đưa vào sử dụng năm 2003 tại Valhall (Biển Bắc) đã mang lại giá trị đáng kể trong một thập kỷ qua (như van Gestel et al., 2008) và từ đó công nghệ này tiếp tục được sử dụng tại một số mỏ ở Biển Bắc và Brazil. Ví dụ gần đây gồm mỏ Ekofisk (Folstad et al., 2015), BC10 (Galaragga et al., 2015) và Jubarte (Thedy et al., 2015).

Nhu cầu thường xuyên phải tối đa hóa giá trị các mỏ ở biển đã thúc đẩy các nhà điều hành tìm giải pháp nâng cấp công nghệ PRM ngoài công tác thu nổ địa chấn 3D lặp lại sau các khoảng thời gian nhất định. Thông



Hình 1. Thời gian biểu ra quyết định trong điều hành mỏ dầu và giá trị tương đối liên quan so với các kỹ thuật giám sát địa chấn khác nhau. Tiềm năng của việc sử dụng giám sát thụ động để quản lý khai thác chủ động và giám sát rủi ro cho đến nay phần lớn vẫn chưa được tận dụng. Ảnh: PGS

tin tăng phản xạ sau những khoảng thời gian ngắn hơn có thể thu được từ các dữ liệu địa chấn thụ động, được thu liên tục với các cấu hình PRM. Thay vì ghi lại năng lượng địa chấn phản xạ tạo ra bởi súng hơi đặt trên mặt biển, địa chấn thụ động ghi lại năng lượng sinh ra trực tiếp từ mặt phản xạ và hoạt động ở đáy biển mà không cần đến nguồn nhân tạo. Các hệ thống PRM được thiết kế sẵn để ghi liên tục dữ liệu của nguồn chủ động (active source), có thể dễ dàng sử dụng ghi lại các dữ liệu của nguồn thụ động (passive source). Các phát triển gần đây trong tự động hóa và điều khiển từ xa đã mở rộng các dịch vụ PRM sang lĩnh vực phát hiện sự kiện thụ động thời gian thực.

Các sự kiện địa chấn với cường độ/vị trí cụ thể (hoặc cả hai) có thể được ghi lại một cách độc lập dựa trên các thông số do khách hàng xác định để giám sát và tối ưu hóa

khai thác vỉa chứa như: tối ưu hóa các mô hình bơm ép để điều chỉnh lưu lượng khai thác, hay xác định các rủi ro trong quá trình khai thác như: những khiếm khuyết trong khu vực vỉa chứa, hang hốc do bơm tạo ra, nút bịt dòng chảy, hoặc hỏng van điều tiết lưu lượng khai thác. Kết quả điều tra các sự cố cho thấy, việc cảnh báo sớm các rủi ro này có ý nghĩa quan trọng để giảm thiểu chúng một cách an toàn. Đã từ lâu, người ta nhận thấy có thể giảm nhẹ các rủi ro môi trường hiệu quả hơn nhờ giám sát bằng sóng địa chấn tốt hơn. Tại Mỹ sau thảm họa Deepwater Horizon, các hệ thống giám sát ngoài khơi là yêu cầu bắt buộc nhằm giảm thiểu rủi ro đã được đề xuất trong luật mới. Chính quyền Na Uy đã đưa ra quy định về các hệ thống giám sát địa chấn đi đôi với phê duyệt các kế hoạch phát triển mỏ lớn như Johan Sverdrup.

Vi địa chấn được tạo ra bởi sự thay đổi áp suất trong vỉa hoặc thay đổi ứng suất trong lớp đá phủ trên là dấu hiệu chính của biến dạng. Các sự kiện địa chấn nhỏ thường xuất hiện trước khi có sự kiện địa chấn lớn có nguy cơ đe dọa các thiết bị lắp đặt hoặc gây tổn hại đến nguyên trạng của vỉa chứa. Nếu được ghi lại bằng hệ thống giám sát địa chấn đủ nhạy, các sự kiện địa chấn nhỏ cũng được cảnh báo trước và nhờ đó có thể xây dựng kế hoạch/biện pháp giảm thiểu rủi ro. Ví dụ dưới hình thức thay đổi các kế hoạch khai thác - hoặc kế hoạch bơm ép để điều chỉnh sự phân bố áp suất trong vỉa chứa. Đồng thời, sự phân bố vi địa chấn trong thời gian và không gian xác định đặc trưng đường dẫn chất lưu và dạng vùng cung cấp. Các thông tin trên bổ sung cho các hình ảnh lập theo thời gian (time-lapse) và có thể được sử dụng để cập nhật mô hình vỉa chứa. Các công dụng tiềm năng khác của dữ liệu thụ động bao gồm giám sát thay đổi vận tốc truyền sóng trong lớp phủ trên thông qua phép đo giao thoa thụ động (Ridder

et al., 2014). Điều này có thể giúp phát hiện các đới khiếm khuyết bề mặt, do dầu hoặc mùn khoan bị bơm lại vỉa ở giai đoạn sớm.

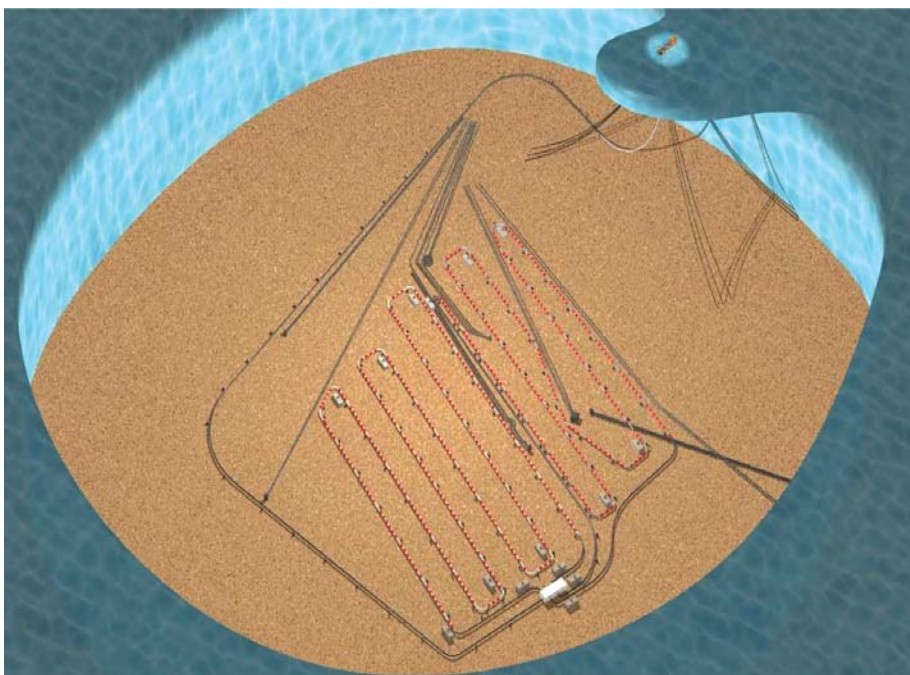
Để giúp ích cho việc quản lý vỉa và giảm thiểu rủi ro, cần cập nhật thông tin từ dữ liệu thụ động cần có sẵn trong vòng vài phút từ khi địa chấn xảy ra, do đó đòi hỏi phải thu nổ thời gian thực và phân tích. Nhờ bản chất của hệ thống PRM cáp đã có khả năng thỏa mãn yêu cầu trên và ở các vùng trường thành như Biển Bắc đã có sẵn các kết nối băng thông rộng trên bờ để truyền dữ liệu thời gian thực nên các hệ thống này có thể sẵn sàng làm việc này. Trong thời đại kết nối liên tục và giám sát hệ thống từ xa theo yêu cầu, các hệ thống PRM trở thành một bộ phận của mỏ dầu kỹ thuật số. Trước khi tới đầu giếng và các cảm biến van cây thông giám sát cơ sở hạ tầng khai thác, PRM mang đến thông tin tại chỗ về các thay đổi vỉa chứa trước khi chúng tới lỗ khoan. Với thông tin của mặt phản xạ thời gian thực có sẵn, có thể ra quyết định nhanh chóng về sự thay đổi các

thông số của các hệ thống PRM được đề xuất.

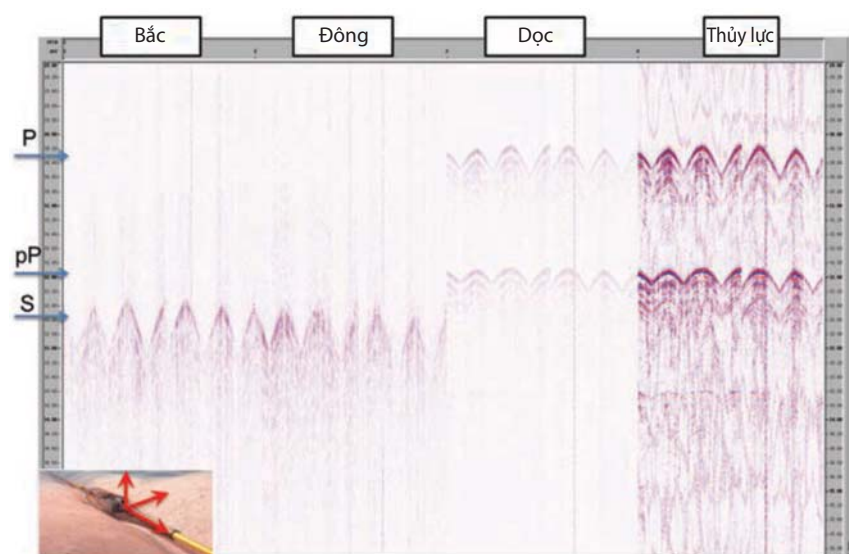
Giám sát thụ động không chỉ giúp sử dụng vốn đầu tư PRM hiệu quả hơn, mà còn mở ra các ứng dụng mới cho thông tin về các mặt phản xạ trong công tác giám sát khai thác và giám sát rủi ro đem lại giá trị cao (Hình 1). Mục tiêu của dữ liệu PRM, cả nguồn chủ động và thụ động, là phải đưa được các dữ liệu cập nhật tới các nhóm quản lý khai thác và tầng chứa càng sớm càng tốt nhằm tối đa hóa ảnh hưởng của các hoạt động hiện có.

Công nghệ tương tự cũng được sử dụng thường xuyên trên bờ để giám sát thời gian thực của các rung chấn do bơm nút vỉa thủy lực gây ra. Mục đích của công việc này nhằm kiểm chứng rằng hoạt động bơm nút vỉa khí đá phiến không kích hoạt một đứt gãy có tiềm năng gây ra một sự kiện lớn hơn ở các khu vực đông dân. Nếu phát hiện một sự kiện địa chấn, cần phải định vị, xác định quy mô và đưa ra cảnh báo trong vòng vài giây sau khi sự kiện xảy ra. Sự gia tăng động đất cường độ thấp gần đây tại Oklahoma (chủ yếu được cho là có liên quan tới bơm ép nước thải trong thời gian kéo dài) khiến nhiều bang của Hoa Kỳ phải đặt các hệ thống giám sát và cảnh báo động đất theo thời gian thực quanh các hoạt động dầu khí đá phiến.

Mấu chốt trong việc áp dụng công nghệ giám sát vi địa chấn ở biển để xác định đặc tính vỉa chứa và giảm thiểu rủi ro là đạt được ngưỡng phát hiện đủ thấp bằng thiết bị địa chấn. Phát hiện



Hình 2. Lược đồ hệ thống PRM tại mỏ Jubarte. Nguồn: pgs.com



Hình 3. Dữ liệu về một sự kiện động đất cường độ rất thấp do đầu thu 4 thành phần thu được với tỷ số tín hiệu trên nhiễu tốt sau khi thành phần đó quay. Lưu ý sự tách biệt rõ ràng giữa sóng tới (P) và sóng S (sóng dọc và sóng ngang) giữa các thành phần thẳng đứng và nằm ngang. Nguồn: Oedigital.com

được nhiều sự kiện cường độ thấp cho phép dự báo nguy cơ sẽ xảy ra các sự kiện lớn hơn, có tiềm năng gây thiệt hại do khai thác dẫn đến.

Một hệ thống PRM sợi quang đầy đủ mang đến những lợi thế về hiệu suất và độ tin cậy so với các hệ thống khác cho cả hiển thị 4D và giám sát thụ động thời gian thực. Sử dụng các cảm biến sợi quang cân bằng áp lực thụ động cung cấp bằng thông cảm biến rộng hơn, độ chính xác vector tốt hơn, sự cách ly tốt hơn nguồn nhập liệu chéo, và mức nhiễu nền thấp hơn. Việc bảo vệ bất kỳ linh kiện điện tử nào trong nước biển nhằm dẫn đến tuổi thọ cực kỳ cao là để đảm bảo hệ thống sẽ hoạt động suốt vòng đời của mỏ. Năm 2012, PGS đã lắp đặt hệ thống PRM đầu tiên như vậy ở vùng nước sâu mỏ Jubarte của Petrobras, nằm trong bể Campos của Brazil. Hệ thống thí điểm này bao gồm các cảm biến 712 4C được lắp đặt dưới biển ở độ sâu 1300m. Kể từ đó, hệ thống đã thực hiện 3 khảo sát nguồn hoạt động hàng năm và nhiều chiến dịch giám sát thụ động. Công nghệ này đã giúp cập nhật mô

hình vỉa chứa cũng như thay đổi vị trí giếng bị ảnh hưởng. Petrobras ước tính tác động của phân tích địa chấn và lập kế hoạch khai thác này đã cải thiện EOR (nâng cao thu hồi dầu) tới 4% trong khu vực được hệ thống PRM quét.

Giám sát thụ động tại Jubarte đã phát hiện hàng trăm sự kiện vi địa chấn có thể được sử dụng để xác định đặc trưng các tầng phản xạ. Mấu chốt để đạt được ngưỡng phát hiện thấp này là phân tích cả 4 thành phần cảm biến bao gồm các sóng S tới trên nền các thành phần nằm ngang. Hình 3 trình bày dữ liệu do một đầu thu 4C của một sự kiện vi địa chấn mẫu trước và sau khi xoay thành phần gia tốc kế, trong đó cho thấy độ chính xác vector và chất lượng dữ liệu rất tốt.

Nhóm các sự kiện vi địa chấn có thể được định vị với độ chính xác cao và phù hợp với các đứt gãy có thể nhìn thấy trong băng địa chấn 3D. Kết quả từ thu nổ lặp lại lần tới theo kế hoạch, khoảng 6 tháng sau khi ghi lại dữ liệu vi địa chấn, cho thấy những thay đổi hình ảnh địa chấn 4D dường như có tương quan về mặt

không gian với các sự kiện vi địa chấn. Điều này nhấn mạnh giá trị quan trọng mà giám sát thụ động có thể mang lại; khả năng gây ra vi địa chấn được phát hiện cho thấy hoạt động động học của các mặt phản xạ khi nó thực sự xảy ra. Trong trường hợp này là sớm hơn nửa năm so với trường hợp được phát hiện chỉ dựa trên các khảo sát địa chấn lặp lại chủ động theo lịch trình. Điều này mang đến một lợi thế đáng kể cho các nhà điều hành trong việc tìm hiểu tầng sâu và quy hoạch vỉa chứa. Ngoài ra, việc xác định rõ vị trí của các thay đổi động lực học thông qua 2 tập hợp dữ liệu độc lập (thụ động và chủ động) sẽ giảm thiểu sự mơ hồ liên quan đến minh giải các tín hiệu 4D yếu trong những hình ảnh time-lapse.

Một lợi thế nữa từ phát hiện sự kiện thời gian thực bằng các hệ thống PRM là khả năng kết hợp với huy động nguồn địa chấn nhanh chóng. Các tàu thu nổ chủ động sử dụng không theo kế hoạch có thể được huy động theo nhu cầu khi có hoạt động vi địa chấn quan trọng đòi hỏi sự có mặt ngay lập tức. Địa chấn time-lapse (4D) nhanh mật độ cao cũng có thể được thu trên một phần của mỏ hoặc trên một khu vực đặt thiết bị và xử lý nhanh chóng trong vài ngày thay vì vài tuần. Hệ thống 4D định hướng sử dụng trên khu vực vi địa chấn có thể nhanh chóng giúp xác định đặc trưng động lực của khu vực có vấn đề.

Một khi được lắp đặt, các hệ thống PRM sẽ là công cụ hiển thị địa chấn nhanh nhất và đáng tin cậy nhất hiện có và là minh chứng rằng những nỗ lực mới để giảm bớt rủi ro khai thác vẫn tiếp tục được phát triển.

Hồng Ngọc (theo Offshore Engineer)

TIN TRONG NGÀNH

Ký hợp đồng mua bán điện Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1



Lễ ký Hợp đồng mua bán điện giữa PVN và EVN. Ảnh: PV Power

Ngày 17/8/2016, tại trụ sở Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã diễn ra Lễ ký hợp đồng mua bán điện Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 giai đoạn vận hành thương mại. Nhà máy có công suất 1.200MW do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm chủ đầu tư. Trong đó, Tổ máy số 1 và Tổ máy số 2 lần lượt được đưa vào vận hành thương mại ngày 1/1/2015 và 12/5/2015; đấu nối

bằng điện áp 220kV thông qua máy biến áp 500/220kV tại trạm truyền tải 500kV Vũng Áng.

Sau khi đưa Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 vào vận hành thương mại, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chuyển giao Nhà máy cho Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) quản lý vận hành từ ngày 1/1/2016. Do đó, Hợp đồng mua bán điện của Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 được chia thành 2 giai đoạn. Từ khi vận hành thương mại Tổ máy số 1 (1/1/2015) đến hết ngày 31/12/2015, Hợp đồng mua bán điện được ký giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), đại diện là Công ty Mua bán điện (EVNEPTC) với giá điện tạm tính. Từ ngày 1/1/2016, Hợp đồng mua bán điện được ký giữa PV Power và EVNEPTC với giá điện chính thức (giá O & M cố định theo chi phí nhân công) căn cứ hướng dẫn của Bộ Công Thương về chi phí nhân công Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1, được Cục Điều tiết Điện lực thông qua.

Thúy Hằng

Hạ thủy chân đế giàn nhà ở Sư Tử Trắng



Chân đế giàn nhà ở Sư Tử Trắng được hạ thủy thành công. Ảnh: PVC

Ngày 18/8/2016, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã hạ thủy thành công chân đế giàn nhà ở Sư Tử Trắng. Đây là hạng mục nằm trong Dự án phát triển toàn mỏ Sư Tử Trắng giai đoạn 1 của Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC). PVC-MS là nhà thầu EPC - thiết kế thi công, mua sắm vật tư phụ và thi công.

Chân đế giàn nhà ở Sư Tử Trắng có tổng trọng lượng trên 2.000 tấn, bao gồm cọc và các kết cấu phụ trợ khác. Sau 12 tháng thi công, PVC-MS đã hoàn thành chân đế giàn nhà ở Sư Tử Trắng đảm bảo tiến độ, chất lượng và tuyệt đối an toàn. Sau khi hạ thủy thành công, PVC-MS đã tiến hành gia cố và chằng buộc để bàn giao cho tổng thầu vận chuyển lắp đặt ngoài khơi.

Hồng Minh

KIỆN TOÀN BAN CHỈ ĐẠO NHÀ NƯỚC VỀ ĐIỀU TRA CƠ BẢN TÀI NGUYÊN - MÔI TRƯỜNG BIỂN

Ngày 3/8/2016, Thủ tướng Chính phủ đã ký Quyết định số 1541/QĐ-TTg kiện toàn Ban chỉ đạo Nhà nước về điều tra cơ bản tài nguyên - môi trường biển. Ban chỉ đạo gồm 16 thành viên do Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng làm Trưởng ban. Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn là ủy viên.

Ban chỉ đạo điều tra tài nguyên - môi trường biển có nhiệm vụ giúp Thủ tướng Chính phủ chỉ đạo các bước triển khai cụ thể thực hiện Đề án tổng thể về điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên - môi trường biển đến năm 2010, tầm nhìn đến năm 2020 (Đề án tổng thể); chỉ đạo sự phối hợp liên ngành giữa các Bộ, Ngành và địa phương liên quan cân đối việc sử dụng tổng hợp các nguồn lực trong việc triển khai thực hiện Đề án tổng thể; hướng dẫn, kiểm tra, đôn đốc, chỉ đạo các Bộ, Ngành và địa phương liên quan thực hiện Đề án tổng thể; đề xuất sáng kiến mới, nội dung mới và tìm nguồn lực nhằm thúc đẩy việc hoàn thành mục tiêu, nội dung của công tác điều tra cơ bản tài nguyên - môi trường biển.

Ngọc Phương

PV Drilling ký hợp đồng cung cấp giàn khoan tại Myanmar



Lễ ký hợp đồng cung cấp giàn khoan giữa PV Drilling và Total E&P Myanmar. Ảnh: PVD

Ngày 19/8/2016, tại Myanmar, Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã ký hợp đồng cung cấp giàn khoan PV Drilling I cho chiến dịch khoan của Total E&P Myanmar.

Theo đó, giàn khoan PV Drilling I sẽ phục vụ chiến dịch khoan tại Lô M5, M6, ngoài khơi Myanmar cho Total E&P Myanmar từ giữa tháng 10/2016. Khối lượng công việc gồm khoan 4 giếng phát triển với tổng thời gian dự kiến khoảng 164 ngày và sẽ được đàm phán gia hạn ngay sau khi kết thúc chiến dịch khoan này. PV Drilling I là giàn khoan có hiệu suất hoạt động cao (trên 98%), chưa từng xảy ra sự cố kể từ khi đưa vào vận hành năm 2007.

Giám đốc điều hành Total E&P Myanmar Xavier Préel tin tưởng với năng lực và kinh nghiệm quản lý, vận hành giàn khoan, PV Drilling có khả năng hoàn thành chiến dịch khoan này với độ an toàn tuyệt đối và giá cả hợp lý. Sự kiện này khẳng định uy tín và năng lực cung cấp dịch vụ của PV Drilling, chinh phục và giành được sự tin nhiệm của nhà thầu khoan kỹ thuật cao Total E&P Myanmar.

Ngọc Phương

PVEP tham dự hội nghị đổi mới công nghệ



Tổng giám đốc PVEP Ngô Hữu Hải tặng quà lưu niệm cho lãnh đạo Halliburton. Ảnh: PVEP

Ngày 23 - 25/8/2016, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã tham dự Hội nghị và triển lãm thường niên về đổi mới công nghệ (Landmark Innovation Forum & Expro - LIFE 2016) do Halliburton Landmark tổ chức. Hội nghị thu hút sự tham gia của gần 700 lãnh đạo, chuyên gia, nhà khoa học trên thế giới; tập trung trao đổi và chia sẻ thông tin về đổi mới công nghệ, phát minh, sáng kiến, sáng chế nhằm tối ưu chi phí, giảm giá thành khai thác dầu khí. Hội nghị cũng thảo luận về các giải pháp cải tiến công nghệ để rút ngắn chu kỳ triển khai dự án dầu khí

từ khâu thăm dò đến phát triển khai thác.

Tại buổi làm việc với Halliburton, Tổng giám đốc PVEP Ngô Hữu Hải đã trao đổi với Phó Tổng giám đốc Nagaraj Srinivasan về tình hình hợp tác giữa hai bên và chia sẻ các vấn đề về cải tiến công nghệ/kỹ thuật, tối ưu chi phí (Capex, Opex) nhằm giảm giá thành sản xuất. Tổng giám đốc PVEP đánh giá cao sự hợp tác của Halliburton trong việc cung cấp các dịch vụ chất lượng cao giúp PVEP triển khai thành công các dự án dầu khí tại Việt Nam.

Halliburton được thành lập năm 1919, chuyên cung cấp dịch vụ dầu khí cho khâu thượng nguồn gồm: địa chất, địa vật lý, minh giải địa chấn; khoan khai thác, mô hình hóa mỏ; thi công, hoàn thiện giếng khoan và tối ưu hoạt động khai thác mỏ.

Mạnh Hòa

HỆ THỐNG KHÍ NAM CÔN SƠN ĐÃ TIẾP NHẬN, XỬ LÝ VÀ VẬN CHUYỂN 70 TỶ M³ KHÍ



Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn. Ảnh: PV GAS

Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn cho biết tính đến 17 giờ 1 phút ngày 24/8/2016 đã tiếp nhận, xử lý và vận chuyển thành công 70 tỷ m³ khí thông qua hệ thống khí Nam Côn Sơn. NCSP do Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) là nhà điều hành với 51% vốn góp, cùng với các đối tác Rosneft (32,67%) và Perenco (16,33%).

Sau hơn 13 năm hoạt động, NCSP đã cung cấp nhiên liệu khí cho các nhà máy điện ở Khu công nghiệp Phú Mỹ và Nhơn Trạch để sản xuất gần 30% sản lượng điện của cả nước, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Hệ thống được vận hành với độ tin cậy sản xuất gần như tuyệt đối (trên 99,99%).

Hồng Thanh

Nghiên cứu đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất Ammonia tại khu vực Đông Nam Bộ



Lễ ký Biên bản ghi nhớ giữa PVFCCo, UBE và Sojitz. Ảnh: PVFCCo

Ngày 19/8/2016, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí (PVFCCo), UBE Industries Ltd. (UBE) và Sojitz Corporation (Sojitz) đã ký Biên bản ghi nhớ để nghiên cứu cơ hội đầu tư xây dựng Nhà máy sản xuất Ammonia và các dẫn xuất từ nguồn khí tại khu vực Đông Nam Bộ.

Theo đó, PVFCCo cùng các đối tác Nhật Bản sẽ tiến hành nghiên cứu tiền khả thi Dự án sản xuất Ammonia tại khu vực Đông Nam Bộ, với công suất dự kiến từ 1.500 - 2.000 tấn/ngày và khả năng chế biến các dẫn xuất từ NH_3 , CO_2 ... Nghiên cứu tiền khả thi được thực hiện trong vòng 6 tháng kể từ ngày ký.

Dự án này nằm trong chiến lược phát triển dài hạn của PVFCCo nhằm trở thành doanh nghiệp hàng đầu tại Việt Nam và khu vực trong lĩnh vực phân bón và hóa chất, trong đó đặc biệt chú trọng lĩnh vực hóa chất. PVFCCo đã vận hành an toàn và hiệu quả Nhà máy Đạm Phú Mỹ và đang thực hiện nâng công suất Xưởng NH_3 thuộc Nhà máy Đạm Phú Mỹ từ 450.000 tấn lên 540.000 tấn/năm.

UBE chủ yếu hoạt động trong lĩnh vực hóa chất và là nhà tiêu thụ NH_3 , sản xuất caprolactam (tiền chất của nylon) hàng đầu của Nhật Bản. Hiện tại, UBE có nhà máy sản xuất NH_3 và caprolactam tại Nhật Bản, Tây Ban Nha, Thái Lan. UBE tham gia dự án này với vai trò vừa là nhà đầu tư, vừa là đơn vị bao tiêu sản phẩm trong tương lai. Sojitz đang hợp tác với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nghiên cứu một số dự án chế biến khí, đặc biệt là dự án nghiên cứu lớn sử dụng khí từ mỏ Cá Voi Xanh để sản xuất methanol và các dẫn xuất. Nếu dự án này được triển khai, PVFCCo sẽ mở rộng quy mô sản xuất và thị phần NH_3 gấp đôi so với hiện nay. Đồng thời, thông qua hợp tác với PVFCCo, Sojitz và UBE sẽ có cơ hội mở rộng thị phần hóa chất chuyên dụng tại thị trường Việt Nam và khu vực.

Bùi Hà

Bảo dưỡng sửa chữa Hệ thống đường ống dẫn khí PM3 - Cà Mau vượt tiến độ 4 ngày



Bảo dưỡng sửa chữa Hệ thống đường ống dẫn khí PM3 - Cà Mau. Ảnh: PV GAS

Từ ngày 2 - 11/8/2016, các dây chuyền thuộc Hệ thống đường ống dẫn khí PM3 - Cà Mau đã dừng hoạt động để bảo dưỡng sửa chữa định kỳ, vượt tiến độ 4 ngày so với kế hoạch. Công tác bảo dưỡng sửa chữa được triển khai đồng thời tại cụm mỏ do chủ mỏ Repsol quản lý; đường ống dẫn khí

PM3 dài 328km và các trạm tiếp bờ (LFS), trạm van ngắt tuyến (LBV), Trung tâm Phân phối khí (GDC) do Công ty Khí Cà Mau quản lý... Vào 22 giờ 45 phút ngày 18/8/2016, cụm giàn PM3 đã khởi động thành công và cấp khí trở lại cho PV GAS Cà Mau.

Trong dịp này, Công ty Khí Cà Mau đã kết hợp dừng khí để nâng cấp hệ thống như: lắp đặt thêm van 18inch tại cụm nhận thoi làm sạch tuyến ống bờ tại GDC, cải hoán nguồn điện cung cấp cho hệ thống điều khiển (cụm UPS) tại GDC và LFS, lắp đặt các thiết bị chống sét lan truyền cho hệ thống điều khiển tại GDC và LFS... Đặc biệt, Công ty cũng triển khai công tác đấu nối Nhà máy xử lý khí Cà Mau và Trung tâm Phân phối khí Cà Mau.

Hồ Cẩm

PVC-MS HẠ THỦY CHÂN ĐẾ GIÀN THỎ TRẮNG 3



Chân đế giàn Thỏ Trắng 3 được PVC-MS hạ thủy thành công. Ảnh: PVC

Ngày 22/8/2016, tại Cảng Vietsovpetro, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã hạ thủy chân đế giàn Thỏ Trắng 3. Công trình do Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" làm chủ đầu tư, PVC-MS là nhà thầu thi công chế tạo.

Chân đế giàn Thỏ Trắng 3 có trọng lượng 1.000 tấn và 950 tấn cọc được PVC-MS thi công với tiến độ gấp rút trong 80 ngày, đảm bảo tuyệt đối an toàn, chất lượng, đúng tiến độ và hiệu quả. PVC-MS đã bàn giao chân đế Thỏ Trắng 3 cho chủ đầu tư đưa đi lắp đặt ngoài khơi.

Phạm Minh

PVEP ký Biên bản ghi nhớ về Liên minh kỹ thuật với Schlumberger



Lễ ký Biên bản ghi nhớ giữa PVEP và Schlumberger. Ảnh: PVEP

Ngày 16/8/2016, tại Hà Nội, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã ký Biên bản ghi nhớ về Liên minh kỹ thuật với Schlumberger. Theo đó, PVEP và Schlumberger sẽ đẩy mạnh hợp tác trong các lĩnh vực: gia tăng sản lượng khai thác, phát triển các mỏ mới, phát triển các tài sản của PVEP ở nước ngoài. Đồng thời, Schlumberger sẽ cung cấp vốn, công nghệ và chuyên môn hỗ trợ PVEP trong việc triển khai thực hiện các dự án được phê duyệt trên cơ sở đôi bên cùng có lợi.

Lãnh đạo Schlumberger bày tỏ mong muốn hợp tác lâu dài với PVEP trong một số dự án phát triển mỏ: Kinh Ngư Trắng, Kinh Ngư Trắng Nam (Lô 09-2/09), Kinh Ngư Vàng (Lô 01/10 & 02/10), các phát hiện và mỏ khí lân cận Lô 46/13... để đề xuất các giải pháp, công nghệ nhằm tối ưu chi phí, nâng cao hiệu quả khai thác trong bối cảnh giá dầu giảm sâu. Schlumberger khẳng định có thể hỗ trợ PVEP gia tăng hiệu quả khai thác và nâng cao tính cạnh tranh trong việc phát triển các trữ lượng mới của Lô 05-1 cũng như mỏ Đại Hùng.

Schlumberger được thành lập năm 1926, là nhà cung cấp hàng đầu thế giới về công nghệ, dịch vụ và giải pháp cho ngành công nghiệp thăm dò khai thác dầu mỏ và khí đốt trên toàn thế giới. Schlumberger đang hoạt động tại hơn 85 quốc gia với 125 trung tâm nghiên cứu công nghệ kỹ thuật. Schlumberger tập trung phát triển lĩnh vực dịch vụ dầu khí dựa trên các nền tảng công nghệ chuyên sâu: đặc tính tầng chứa, khoan, khai thác. Năm 2015, tổng giá trị tài sản của Schlumberger đạt 68 tỷ USD, doanh thu 35,5 tỷ USD và lợi nhuận 2,072 tỷ USD.

Mạnh Hòa

BSR ký biên bản ghi nhớ với Honeywell UOP



Lễ ký Biên bản ghi nhớ giữa BSR và Honeywell UOP. Ảnh: BSR

Ngày 19/8/2016, tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Tổng giám đốc Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) Trần Ngọc Nguyên và Tổng giám đốc Honeywell UOP Rebecca Liebert đã ký Biên bản ghi nhớ (MOU) giữa hai bên. Theo đó, Honeywell UOP tiếp tục hợp tác, cung cấp các hỗ trợ kỹ thuật: giải pháp đảm bảo độ tin cậy công nghệ; dịch vụ so sánh, đánh giá Nhà máy Lọc dầu Dung Quất so với các nhà máy lọc dầu trên thế giới; dịch vụ quản lý hệ thống phụ trợ; dịch vụ quản lý năng lực của nhân viên.

Honeywell là tập đoàn hàng đầu của Mỹ trong lĩnh vực chế tạo và cung cấp các giải pháp công nghệ điều khiển tự động hóa tối ưu cho các ngành công nghiệp. Tại Việt Nam, Honeywell đã và đang cung cấp các công nghệ, giải pháp điều khiển và tự động hóa, các dịch vụ quản lý công nghệ, các giải pháp an toàn cho các dự án thăm dò, khai thác và chế biến dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên.

Năm 1999, Honeywell UOP đã cung cấp công nghệ CCR Platforming™ và Penex™ cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Gần đây, BSR và Honeywell UOP đã hợp tác trong chương trình dịch vụ hỗ trợ kỹ thuật trực tuyến, tư vấn tối ưu hóa điều kiện vận hành để nâng cao lợi nhuận chế biến của Cụm phân xưởng chế biến naphtha.

Trần Minh

HONEYWELL UOP LÀM VIỆC VỚI PV GAS



Tổng giám đốc Honeywell UOP làm việc với PV GAS. Ảnh: PV GAS

Ngày 19/8/2016, TS. Rebecca Liebert - Tổng giám đốc Honeywell UOP đã đến thăm và làm việc với Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS).

Honeywell đang cung cấp các giải pháp điều khiển và tự động hóa, các thiết bị chuyên dụng tại một số dự án của PV GAS như: Nhà máy xử lý Khí Cà Mau, Kho LPG Dung Quất, Kho LPG Đình Vũ...

Tổng giám đốc PV GAS Dương Mạnh Sơn đánh giá cao các giải pháp và công nghệ, trang thiết bị và dịch vụ Honeywell UOP cung cấp cho PV GAS. Lãnh đạo hai bên mong muốn tiếp tục đẩy mạnh hợp tác trong các dự án mới.

Hồ Cẩm

Hội thảo dự án dầu khí phi truyền thống CCOP - KIGAM



Các đại biểu tham dự Hội thảo CCOP-KIGAM. Ảnh: VPI

Từ ngày 16 - 17/8/2016, tại Đà Nẵng, Ủy ban điều phối các chương trình khoa học địa chất Đông và Đông Nam Á (CCOP), Viện Khoa học Địa chất và Tài nguyên Khoáng sản Hàn Quốc (KIGAM) và Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã phối hợp tổ chức Hội thảo khoa học với chuyên đề “Dự án dầu khí phi truyền thống CCOP-

KIGAM: Lập bản đồ cấu tạo đá phiến đen để dự báo tài nguyên từ đá phiến”.

Hội thảo đã trao đổi, thảo luận về các hoạt động trong chương trình nghiên cứu về lĩnh vực dầu khí phi truyền thống, phương pháp và công cụ lập bản đồ cấu tạo đá phiến đen, dự báo tài nguyên đá phiến của các nước thành viên. Trong chương trình, ngày 18/8/2016, VPI đã tổ chức chuyến khảo sát thực địa đến các cấu trúc đất đá tại bán đảo Sơn Trà và dãy Ngũ Hành Sơn tại Đà Nẵng.

CCOP đang điều phối và thực hiện các chương trình khoa học địa lý ứng dụng trong khu vực Đông và Đông Nam Á, nhằm thúc đẩy xây dựng năng lực, chuyển giao công nghệ, trao đổi thông tin và liên kết thể chế để phát triển, khai thác các nguồn tài nguyên địa chất một cách bền vững, giảm thiểu rủi ro địa chất và bảo vệ môi trường.

Mai Phương

Nhà máy Đạm Phú Mỹ nhận “Chứng chỉ vận hành xuất sắc” của Haldor Topsoe



Lãnh đạo Haldor Topsoe A/S trao “Chứng chỉ vận hành xuất sắc” Nhà máy Đạm Phú Mỹ cho PVFCCo. Ảnh: PVFCCo

Ngày 3/8/2016, Giám đốc điều hành Haldor Topsoe A/S khu vực châu Á Alok Verma đã trao “Chứng chỉ vận hành xuất sắc” Nhà máy Đạm Phú Mỹ cho Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo).

Xưởng sản xuất ammonia (NH₃) là phân xưởng quan trọng của Nhà máy Đạm Phú Mỹ do Haldor Topsoe A/S cung cấp bản quyền công nghệ. Xưởng đã hoạt động ổn định trong

279 ngày đêm liên tục (từ ngày 21/9/2015 - 27/6/2016). PVFCCo đang triển khai dự án nâng công suất của Xưởng sản xuất NH₃ từ 450.000 tấn/năm lên 540.000 tấn/năm, dự kiến sẽ hoàn thành vào cuối năm 2017. Sản lượng NH₃ tăng thêm sẽ được sử dụng làm nguyên liệu cho Nhà máy sản xuất phân bón NPK Phú Mỹ và cung cấp cho thị trường trong nước.

Bùi Hà

THÀNH LẬP CÔNG TY CP LNG VIETNAM

Công ty CP LNG Vietnam do Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) nắm giữ 51% vốn điều lệ đã đi vào hoạt động từ ngày 1/8/2016. Để đáp ứng nhu cầu khí trong nước ngày càng tăng, PV GAS đã nghiên cứu, hợp tác với các đối tác trong và ngoài nước (Bitexco và Tokyo Gas Asia) để nhập khẩu LNG, đa dạng hóa nguồn cung khí cho thị trường nội địa. LNG Vietnam hoạt động kinh doanh trong chuỗi giá trị LNG gồm: xuất nhập khẩu LNG, phân phối bán buôn sản phẩm LNG, sở hữu và vận hành các kho cảng LNG, thiết bị tái hóa khí tại Việt Nam.

Phương Thảo

RA MẮT SẢN PHẨM “GAS DẦU KHÍ”

Ngày 1/8/2016, Công ty CP Kinh doanh Khí miền Nam (PV Gas South) đã công bố bình gas mới với nhãn hiệu “Gas dầu khí”. Sản phẩm được làm bằng thép nhập khẩu chất lượng cao, an toàn, đáp ứng các tiêu chuẩn quốc tế; đồng thời áp dụng công nghệ nhận dạng tiên tiến bằng tem Hologram kèm mã cào, để người tiêu dùng có thể xác nhận sản phẩm chính hãng.

Quỳnh Nga

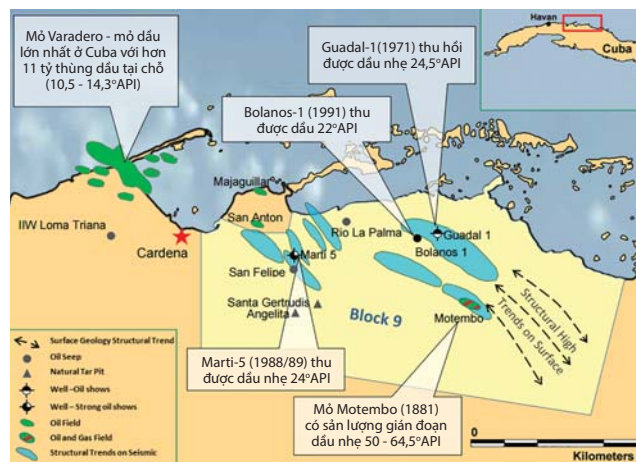
TIN THẾ GIỚI

Tiềm năng mỏ dầu “chất lượng cao” ở Cuba

MEO Australia Ltd. vừa cập nhật tiến độ và kế hoạch ngắn hạn của các dự án trọng điểm tại Cuba. Trong đó, công tác đánh giá về tiềm năng của 2 play Upper Sheet và Shallow Tertiary trong Lô 9 trên đất liền Cuba dự kiến sẽ được hoàn thành vào Quý IV/2016. MEO đang tăng tốc để trong Quý I/2017 có thể bắt đầu khoan 2 giếng thăm dò Lô 9 dựa trên tiềm năng đã xác định được trong play Lower Sheet.

Lô 9 có diện tích 2.380km², nằm trên bờ biển phía Bắc của Cuba cách Havana khoảng 140km về phía Đông, đã được trao thầu cho MEO vào tháng 9/2015. Kết quả xác minh play đầu tiên tại Lô 9 cho thấy Lower Sheet chứa 8,183 tỷ thùng dầu tại chỗ với tiềm năng thu hồi 395 triệu thùng dầu nhẹ chất lượng cao.

Trả lời phỏng vấn Cuba Business Report, Giám đốc điều hành MEO Peter Strickland cho biết điều đặc biệt là có thể dễ dàng tiếp cận play có tiềm năng dầu khí lớn (với



Bản đồ tiềm năng Lô 9. Nguồn: MEO Australia Ltd.

trữ lượng xác minh gần 400 triệu thùng) ở độ sâu vừa phải trên đất liền. Kết quả này cho thấy triển vọng dầu khí của Lô 9 và điều này sẽ tác động tích cực đến lĩnh vực năng lượng của Cuba.

Hiền Trang (Cuba business report.com)

Iran hy vọng thu hút 25 tỷ USD vào các dự án dầu khí trong 2 năm tới



Tổng kim ngạch xuất khẩu dầu thô và condensate của Iran đạt 2,74 triệu thùng/ngày trong tháng 6/2016. Ảnh: Forbes.com

Giám đốc điều hành Công ty Dầu mỏ Quốc gia Iran (NIOC), ông Ali Kardor cho biết NIOC có kế hoạch chào thầu các hợp đồng phát triển một số mỏ dầu khí trong vòng 6 tháng tới 1 năm. NIOC đã lên danh sách 12/13 mỏ dầu khí cho đợt chào thầu đầu tiên, đồng thời xác định được 34 công ty nước ngoài đủ tiêu chuẩn tham gia dự thầu.

Ngày 3/8/2016, Chính phủ Iran đã thông qua mô hình thỏa thuận mới với mục tiêu thu hút vốn đầu tư nước ngoài cũng như công nghệ nhằm tái thiết ngành

năng lượng. Chính phủ Iran hy vọng các doanh nghiệp nước ngoài sẽ đầu tư tới 50 tỷ USD/năm vào ngành dầu mỏ của nước này. Các công ty dầu mỏ lớn của châu Âu như: Eni S.p.A (Italy) và Total SA (Pháp) bày tỏ mong muốn tham gia các dự án phát triển dầu khí tại Iran.

Theo Bộ trưởng Dầu mỏ Iran Bijan Namdar Zanganeh, ưu tiên hàng đầu của Tehran là đồng sở hữu các mỏ dầu khí và tạo ra các tài sản với tỷ lệ thu hồi có thể được cải thiện. Các công ty dầu khí quốc tế phải liên doanh với một đối tác Iran theo mô hình thỏa thuận mới. Chính phủ Iran đã phê duyệt 8 công ty thăm dò và khai thác là đối tác đủ điều kiện và con số này sẽ tiếp tục tăng lên. Đến nay, Iran đã đạt được mục tiêu giành lại thị phần dầu mỏ đã mất do bị trừng phạt kinh tế liên quan đến chương trình hạt nhân gây tranh cãi của Tehran. Bộ trưởng Dầu mỏ Iran cho biết sản lượng dầu thô của nước này đã đạt 3,85 triệu thùng/ngày, mức cao nhất kể từ tháng 12/2008.

Nguyễn Trường (TTXVN/Bloomberg)

DÒNG DẦU ĐẦU TIÊN TỪ PHÁT TRIỂN TEN CỦA GHANA

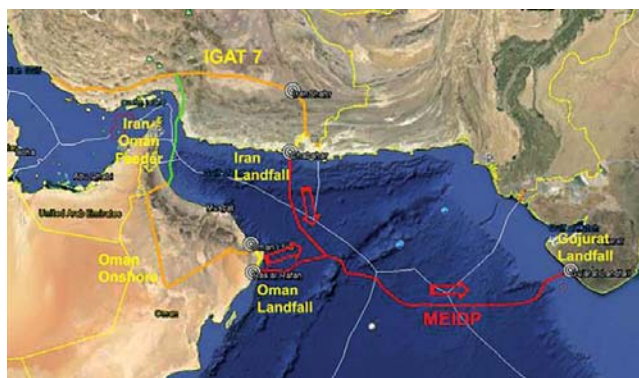
Tullow Oil đã công bố khai thác dòng dầu đầu tiên từ cụm mỏ Tweneboa, Enyenra và Ntomme (TEN) ngoài khơi Ghana. Cụm mỏ TEN có diện tích hơn 500km² nằm trong Lô Deepwater Tano, với trữ lượng khoảng 300 triệu thùng dầu quy đổi. Dầu khai thác từ cụm mỏ TEN sẽ được vận chuyển đến FPSO (công suất 80.000 thùng/ngày) để xử lý.

Sau khi khởi động thành công cụm mỏ TEN, Tullow hy vọng sản lượng dầu vận chuyển đến FPSO sẽ tăng dần lên cho tới cuối năm 2016. Tullow ước tính sản lượng trung bình của cụm mỏ TEN trong năm 2016 sẽ đạt khoảng 23.000 thùng/ngày.

Cụm mỏ TEN do Tullow điều hành với 47,18% cổ phần, cùng với các đối tác Anadarko Petroleum (17%), Kosmos Energy (17%), Ghana National Petroleum Corporation (15%) và PetroSA (3,82%).

Quang Trung (theo Tullowoil)

Ấn Độ xây đường ống dẫn dầu khí ngầm dưới biển lớn nhất thế giới



Bản đồ đường ống vận chuyển dầu thô và khí đốt từ Iran, Oman đến Ấn Độ.
Ảnh: PressTV.ir

Giam đốc Công ty Xuất nhập khẩu Khí đốt Iran (NIGEC), ông Ali-Reza Kameli cho biết Iran có thể xuất khẩu dầu khí sang Ấn Độ bằng đường ống ngầm dưới biển do Ấn Độ và một số quốc gia châu Âu xây dựng. Các nghiên cứu khả thi về dự án này cơ bản đã hoàn thành.

Nhằm cắt giảm sự phụ thuộc vào nguồn cung cấp khí tự nhiên của Pakistan, Ấn Độ có kế hoạch xây dựng đường ống dẫn dầu khí ngầm dưới biển để nhập khẩu dầu khí từ Iran. Nếu dự án này được triển khai thì đây sẽ là đường ống dẫn dầu khí ngầm dưới biển lớn nhất thế giới.

Ông Ali-Reza Kameli cho biết dự án này có tổng mức đầu tư trên 4,5 tỷ USD, gồm 1.400km đường ống, sẽ vận chuyển dầu thô và khí đốt từ miền Nam Iran qua biển Oman và Ấn Độ Dương đến bang Gujarat, miền Tây Ấn Độ. Theo công suất thiết kế trong giai đoạn 1, đường ống này sẽ vận chuyển khoảng 32 triệu m³ khí đốt/ngày. Dự án này sẽ được khởi công sau khi Iran và Ấn Độ ký kết thỏa thuận mua bán khí đốt. Hiện Iran đang đàm phán với Công ty Liên doanh Khí đốt Nam Á (SAGE), có trụ sở tại New Delhi, để hợp tác xây dựng dự án dầu khí khổng lồ này.

Minh Trang (theo TTXVN)

Iraq và các công ty dầu mỏ quốc tế tái khởi động nhiều dự án đầu tư



Tổng kim ngạch xuất khẩu dầu thô và condensate của Iran đạt 2,74 triệu thùng/ngày trong tháng 6/2016. Nguồn: Forbes.com

Iraq đã đạt được thỏa thuận với các công ty dầu mỏ quốc tế BP, Shell và Lukoil để tái khởi động các dự án đầu tư nhằm tiếp tục tăng nhanh sản lượng khai thác dầu thô trong năm 2017. Theo kết quả thỏa thuận, sản lượng dầu thô của Iraq sẽ tăng thêm 250.000 - 350.000 thùng/ngày vào năm 2017. Hiện tại, Iraq đang sản xuất 4,6 triệu thùng dầu/ngày, chủ yếu từ các mỏ ở khu vực miền Nam.

Theo Reuters, cả ba công ty dầu mỏ quốc tế trên đã đồng ý cắt giảm một nửa số vốn đầu tư tại Iraq trong nửa cuối năm 2016 so với

để nghị năm 2015. BP đã đồng ý chi 1,8 tỷ USD cho hoạt động khai thác tại mỏ Rumaila, giảm 1,7 tỷ USD so với đề xuất năm ngoái. Shell chỉ đầu tư 742 triệu USD cho năm nay sau khi đã đề nghị chi 1,5 tỷ USD trong năm trước. Lukoil dự kiến sẽ chi 1,08 tỷ USD, giảm khoảng 1,02 tỷ USD so với đề xuất ban đầu.

Phó Chủ tịch của South Oil, Basim Abdul Kareem cho biết, nhiều dự án quan

trọng của các công ty nước ngoài đã buộc phải dừng lại do giá dầu thấp. Ngân sách đầu tư đã được thỏa thuận sẽ được sử dụng cho nửa cuối năm 2016 và đây là thỏa thuận đôi bên cùng có lợi. Các công ty sẽ có thể tiếp tục thực hiện các dự án bị trì hoãn để tăng sản lượng của Iraq trong đầu năm 2017.

Iraq hiện vẫn chưa đạt được thỏa thuận với ExxonMobil, CNPC và Petronas liên quan tới việc phát triển những dự án đầu tư khai thác các mỏ dầu ở khu vực phía Nam.

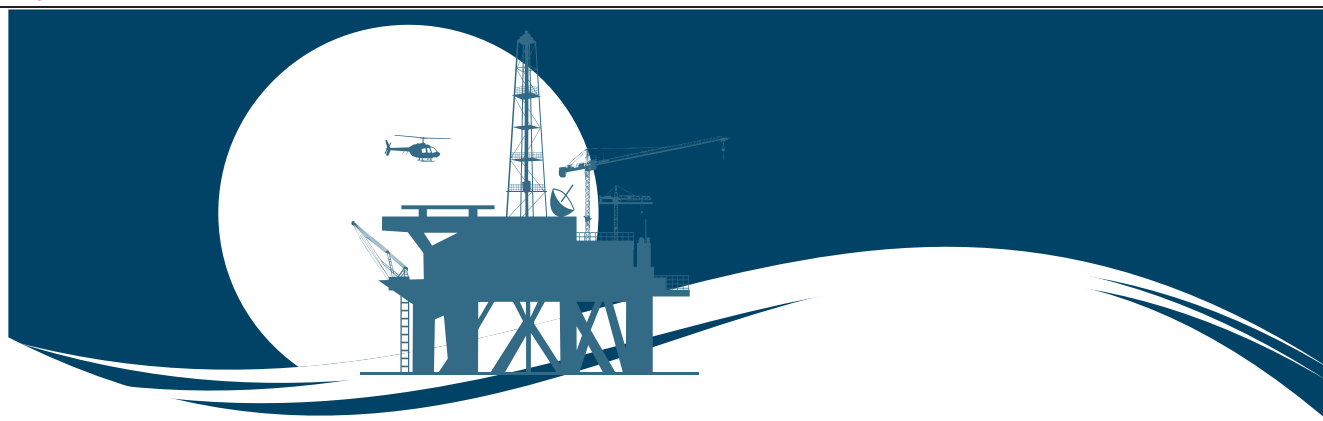
Nguyễn Tùng (TTXVN/Reuters)

PHÁT HIỆN DẦU KHÍ TẠI ALGERIA

Ngày 16/8/2016, Công ty Dầu khí Quốc gia Algeria (Sonatrach) cùng với các đối tác là PTTEP (Thái Lan) và CNOOC đã phát hiện dầu và khí khi khoan ở Hassi Bir Rekaiz, Algeria. Kết quả thử vỉa tại giếng Bou Goufa-2 (BOG-2) cho thấy dòng dầu tự phun với lưu lượng 2.406 thùng dầu/ngày và 2,9 triệu ft³ khí đồng hành/ngày. BOG-2 được khoan tới độ sâu 4.064mTD vào cuối tháng 4/2016.

Hassi Bir Rekaiz nằm trên đất liền ở phía Đông Nam của Algeria, có diện tích 2.686km² và bao gồm Lô 443a, 424a, 414ext và 415ext. PTTEP là nhà điều hành trong giai đoạn thăm dò với 24,5% cổ phần, Sonatrach nắm giữ 51% cổ phần và CNOOC 24,5%. Để án phát triển đang được tiến hành và sẽ trình lên Chính phủ Algeria vào đầu năm 2017.

Tạ Anh (theo OGI)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Diễn biến giá dầu khí

Các công bố về cán cân cung - cầu dầu thô của Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA), Cơ quan Năng lượng Thế giới (IEA) và Tổ chức các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) trong nửa đầu năm 2016 chênh lệch không đáng kể (Bảng 1). Cụ thể, tổng cầu dao động từ 93,1 - 95,6 triệu thùng/ngày và tổng cung nằm trong khoảng 94,3 - 96,5 triệu thùng/ngày. Mức chênh lệch giữa cung và cầu khoảng 1 triệu thùng/ngày, giảm một nửa so với năm 2015, do sản lượng khai thác của Mỹ và Liên bang Nga đều giảm, tình hình an ninh bất ổn ở Nigeria và nạn cháy rừng ở Canada. Tuy nhiên, nguồn cung từ OPEC và một số nước ngoài OECD vẫn tăng nhẹ nên vẫn xảy ra tình trạng thị trường dư thừa dầu thô (Bảng 1).

Giá dầu trong tháng 8/2016 có khuynh hướng tăng nhẹ so với tháng trước, đặc biệt khi Bộ trưởng Năng lượng Liên bang Nga Alexander Novak đề cập đến khả năng hợp tác với OPEC để “đóng băng” sản lượng khai thác dầu. Bộ trưởng Dầu mỏ Saudi Arabia Kahlid al-Falih cho biết nước này sẽ phối hợp tích cực với các thành viên OPEC nhằm ổn định thị trường dầu mỏ. Trong phiên giao dịch ngày 18/8/2016, giá dầu Brent đã vượt qua mốc 50 USD/thùng,

tuy nhiên do cung tiếp tục vượt cầu nên giá dầu thô giao ngay cũng như giao sau chưa ổn định và chỉ dao động dưới 50 USD/thùng (Bảng 2 và Hình 1).

Giá dầu thấp kéo dài là thách thức lớn đối với các doanh nghiệp dầu khí, đặc biệt trong lĩnh vực thăm dò, khai thác (Bảng 1) dẫn tới tình trạng các công ty trì hoãn hoặc hủy bỏ các đề án. ConocoPhillips và Marathon Oil đã chuyển dịch chiến lược từ tập trung vào các đề án dài hạn ở vùng nước sâu trước đây sang các đối tượng dầu khí phi truyền thống, các đề án ngắn hạn trên đất liền và tăng cường thu hồi dầu.

Theo các nhà phân tích, viễn cảnh đầu tư vào các đề án vùng nước sâu trong năm 2017 và 2018 vẫn còn mờ nhạt do thiếu vốn và khó khăn trong cân đối vốn, dẫn tới đầu tư cơ bản bị hạn chế ngay cả khi giá dầu trong tương lai gần cao hơn mong đợi. Nguyên nhân của tình trạng này là do sử dụng không hiệu quả các thiết bị phù hợp với công nghệ thăm dò - khai thác mới, dẫn tới tâm lý lo ngại đầu tư không an toàn. Đó là chưa tính đến khả năng chất lượng dịch vụ dầu khí sẽ được cải thiện giúp hạ giá thành sản xuất để nhà đầu tư vẫn có lợi nhuận khi giá dầu ở mức 60 USD/thùng.

Bảng 1. Cán cân cung - cầu dầu thô thế giới trong nửa đầu năm 2016 theo dự báo của EIA, IEA và OPEC

Đơn vị: Triệu thùng/ngày

	EIA		IEA		OPEC	
	Quý II/2016	Quý I/2016	Quý II/2016	Quý I/2016	Quý II/2016	Quý I/2016
Cầu	94,9	94,3	95,6	95,2	93,3	93,1
OECD	45,6	46,6	45,9	46,6	45,7	46,6
Ngoài OECD	49,3	47,7	49,7	48,6	47,6	46,5
Cung	95,9	95,6	95,8	96,5	94,3	95,7
Ngoài OPEC						
OECD	26,0	27,0	22,7	24,0	24,1	25,3
Ngoài OECD	30,7	30,2	28,5	28,9	31,2	31,7
OPEC						
Dầu thô	32,4	31,8	33,0	32,8	32,7	32,5
NGL các loại	6,9	6,7	6,8	6,8	6,3	6,2
Tồn kho	0,9	1,3	0,2	1,3	1,0	2,6

Nguồn: Oil & Gas Journal 25/7/2016

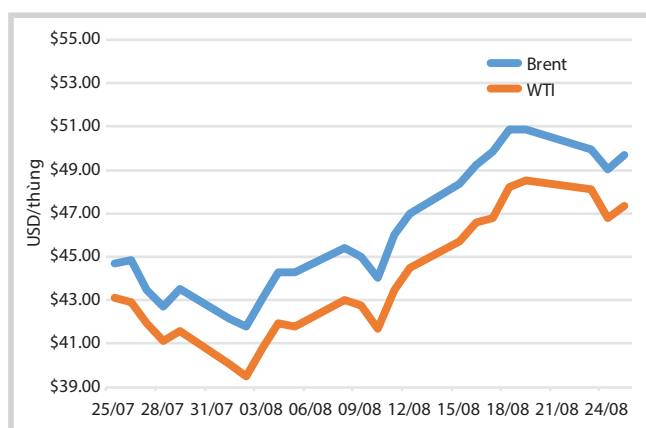
Tại Hội thảo ở Baku mới đây, BP cho biết 8 - 10 dự án có thể bị thu hẹp hoặc cắt bỏ trong năm 2017. Trong đó, vốn đầu tư của đề án Mad Dog - giai đoạn 2 giảm từ 20 tỷ USD xuống còn 9 tỷ USD; công tác phát triển fast-track thuộc đề án Atoll - giai đoạn 1 ở Ai Cập bị cắt, các đề án Angola Block 18 Platina và Snadd đều bị đình hoãn hoặc kéo dài...

Simmons & Co. đã xem xét lại kế hoạch vốn của 8 công ty hàng đầu thế giới có hoạt động ở vùng nước sâu như: Petrobras, BP, Shell, Chevron, ExxonMobil, Total, Eni, Statoil và thực hiện nghiên cứu 65 - 70% số mẫu lấy ở thị trường nước sâu gồm các đơn đặt hàng, số lượng giàn

Bảng 2. Giá dầu trung bình của các nước xuất khẩu dầu chính trên thị trường thế giới (USD/thùng)

Loại dầu	16/6/2016	16/7/2016
OPEC basket chuẩn	45,84	42,68
Arab nhẹ - Saudi Arabia	46,28	43,14
Basrah nhẹ - Iraq	44,63	41,37
Bonny nhẹ 37° - Nigeria	48,48	45,30
Es Sider - Libya	47,28	44,00
Girassol - Angola	48,30	45,09
Iran nặng - Iran	44,68	41,59
Kuwait xuất khẩu - Kuwait	44,50	41,37
Marine - Qatar	46,37	43,53
Merey - Venezuela	38,22	36,71
Minas 34° - Indonesia	51,56	41,84
Murban - UAE	49,28	46,54
Oriente - Ecuador	44,03	40,72
Rabi nhẹ - Gabon	47,15	44,03
Saharan trộn - Algeria	48,98	45,30
Fateh - Dubai	46,25	42,64
Isthmus - Mexico	47,51	45,07
Brent 38° - Vương quốc Anh	48,28	45,00
Urals - Liên bang Nga	46,60	43,76
Brent/WTI	(0,46)	0,10
Brent/Dubai	2,03	2,36

Nguồn: Báo cáo thị trường Dầu khí tháng 8/2016 của OPEC



Nguồn: oilcrudeprice.com

Hình 1. Diễn biến giá dầu chuẩn Brent và WTI trung bình trong nửa đầu tháng 8/2016

khoan... Kết quả nghiên cứu cho thấy chiều hướng gia tăng đầu tư cho các dự án trung bình và lớn trong trung hạn đang phục hồi. Theo Simmons & Co., có 20 - 25 đề án vùng nước sâu đáp ứng được kỳ vọng có lợi nhuận tốt nếu giá dầu dao động ở mức 60 - 70 USD/thùng trong năm 2017 và 2018.

Mặc dù có một số các dự án đầu tư ở thềm lục địa và vùng nước sâu bị dừng nhưng phần lớn các công ty lớn đang hoạt động ở vùng nước sâu trong chiến lược của mình vẫn cam kết tiếp tục xem các mỏ vùng nước sâu nằm trong trữ lượng cơ bản. Riêng Chevron là công ty duy nhất hiện nay quyết định rút khỏi địa bàn vùng nước sâu để đầu tư vào các vùng triển vọng dầu khí phi truyền thống trên đất liền. Tuy nhiên, theo Simmons & Co., mặc dù Chevron đang nắm giữ nguồn vốn lớn cùng với phương tiện vật chất, công nghệ, nhân lực trình độ cao dồi dào, nhưng dựa trên biểu đồ giá thành thùng dầu tiếp tục giảm và những thách thức/rủi ro trong đầu tư ở các mỏ dầu khí phi truyền thống luôn hiện diện, dự đoán đến cuối thập kỷ này Chevron cũng sẽ quay lại với vùng nước sâu.

Hoạt động dầu khí

BP cho biết đã đạt được thỏa thuận dàn xếp tổng tiền phạt và đền bù trước thuế của vụ tràn dầu năm 2010 tại giếng Macondo, vịnh Mexico tăng thêm 5,2 tỷ USD lên 61,6 tỷ USD. Tiền đền bù bao gồm cả thiệt hại đối với các hoạt động kinh doanh và thiệt hại kinh tế do ô nhiễm gây ra được bên nguyên đơn (Plaintiffs' Steering Committee - PSC) đưa ra năm 2012 và số tiền này phải trả trong năm 2019. Trong nửa đầu năm 2016, BP đã sản xuất được 2,26 triệu thùng quy dầu/ngày, tăng 2,3% so với cùng kỳ năm 2015. Theo kế hoạch, cuối năm nay BP sẽ nâng sản lượng lên mức 2,7 triệu thùng quy dầu/ngày và đến năm 2020 sẽ tăng thêm 800.000 thùng quy dầu/ngày. Chi phí đầu tư cơ bản nửa đầu năm 2016 đã thực hiện được là 7,9 tỷ USD và ước cả năm sẽ đạt 17 tỷ USD.

Silver Run Acquisition Corp., đã thỏa thuận mua quyền kiểm soát Centennial Resources Production LLC và có thể đổi tên thành Centennial Resource Development Corp. Centennial Resources Production LLC được thành lập năm 2013, chủ yếu hoạt động tại bốn trũng Delaware, Texas với trữ lượng xác minh 48,6 triệu thùng quy dầu và sản lượng 7.200 thùng quy dầu/ngày.

Woodside Petroleum Ltd., đã thỏa thuận mua tất cả quyền lợi của ConocoPhillips tại Senegal với giá 350 triệu USD cộng với khoản phụ chi hoàn thành giao dịch này

khoảng 80 tỷ USD. Giao dịch này gồm 35% giá trị của 3 hợp đồng chia sản phẩm tại các lô Rufisque Offshore, Sangomar Offshore và Sangomar Deep Offshore ở thềm lục địa Senegal; 35% quyền lợi ở phát hiện SNE ở vùng nước sâu có trữ lượng 560 triệu thùng và phát hiện FAN ở vùng nước nông gần bờ.

Woodside Petroleum cũng có cơ hội điều hành hoạt động phát triển các mỏ này trong tương lai. Nhà điều hành Cairn Energy PLC, nắm giữ 40% quyền lợi ở các giấy phép khác cũng đang nghĩ ý sẽ bán lại phần này. Các đối tác còn lại gồm FAR Ltd. nắm giữ 15%, Công ty Dầu khí Quốc gia Senegal (Petrosen) nắm giữ 10%. Giao dịch được triển khai từ tháng 1/2016 và dự kiến sẽ kết thúc vào cuối năm 2016.

Norwest Energy NL và Transerv Energy Ltd., đã thành lập liên minh để triển khai các hoạt động cho thuê lại (farmout) và khoan ở cấu tạo triển vọng Xanadu trong vùng nước nông, ngoài khơi phía Tây Australia. Liên minh này sẽ nắm giữ một khu vực được cấp phép trên đất liền tại bồn trũng của Norwest, gồm Lô EP 368 và EP 426, nằm về phía Đông và cạnh phát hiện khí đốt Waitsia và Lô EP413, nơi đã có phát hiện Arrowsmith. Transerv Energy sẽ mua 100 triệu cổ phiếu với giá 200.000AUD của Norwest và có quyền tham gia vào các giếng thuê lại trong các giấy phép của Norwest tại bồn trũng Perth. Tổng giá trị cổ phiếu Transerv Energy nắm giữ ở đây lên đến 800.000AUD. Ngoài giếng khoan Xanadu-1, liên minh này còn có kế hoạch khoan một số giếng khác trên các Lô EP 368 và EP 413.

Marathon Oil Corp. bắt đầu khai thác khí đốt bằng phương pháp bơm ép tại mỏ condensate và khí đốt Alba, vịnh Guinea. Việc khai thác từ giàn bơm ép B3 giúp Marathon Oil đưa 130 triệu thùng quy dầu trữ lượng xác minh nhưng chưa phát triển vào khai thác, lớn gấp 2 lần trữ lượng xác minh còn lại của Marathon Oil tại Equatorial Guinea. Mitch Little, Phó Chủ tịch Marathon Oil cho biết giàn B3 sẽ giúp doanh nghiệp này giữ được mức sản lượng ổn định trong 2 năm tới và kéo dài đời mỏ thêm 8 năm. Giàn B3 đang được nối với giàn B2, theo đó khí và condensate được vận chuyển về một nhà máy xử lý trên bờ tại Punta Europa để tách thành nhiều sản phẩm, trong đó có propane và butane.

Marathon EG Production Ltd., công ty con của Marathon Oil, là nhà điều hành mỏ Alba với 65% cổ phần. Ngoài ra, Marathon cũng nắm giữ 52% quyền lợi tại Nhà máy Alba LPG, 45% quyền lợi trong Atlantic Methanol Production Co. LLC với Nhà máy sản xuất methanol có

công suất 3.000 tấn/ngày và 60% quyền lợi trong Nhà máy LNG có công suất 3,7 triệu tấn/năm ở đảo Bioko.

Drake & Scull International PJSC cho biết đã được trao hợp đồng EPC giá trị 226 triệu AED (tương đương 60 triệu USD) để thiết kế, cung cấp thiết bị công nghệ và thi công xây dựng hệ thống bơm ép nước cho mỏ dầu Zubair, ở miền Nam Iraq. Chủ đầu tư của dự án là consortium do Eni Iraq BV (EIBV) điều hành. Theo kế hoạch, dự án sẽ hoàn thành trong đầu năm 2018. Sản lượng khai thác của mỏ Zubair đạt 360.000 thùng/ngày, gấp đôi công suất South Oil Co đã thực hiện tháng 2/2010 khi tái phát triển mỏ. Sản lượng dự kiến sẽ tăng trong vòng vài năm tới lên 850.000 thùng/ngày.

KazMunaiGas (KMG) thông qua một đối tác, đã giao cho Ergil Group hợp đồng cung cấp thiết bị trao đổi nhiệt để đại tu Nhà máy Lọc dầu Atyrau - giai đoạn 2, giá trị 2,9 tỷ USD. Việc xây dựng và hiện đại hóa Nhà máy Lọc dầu Atyrau nằm trong chương trình tăng cường công suất lọc dầu của KMG được đưa ra vào năm 2010. Trong giai đoạn 1, KMG đã xây dựng liên hợp sản xuất hydrocarbon aromatic các loại tại Nhà máy Lọc dầu Atyrau; nâng công suất lọc dầu lên 5,5 triệu tấn/năm cũng như tăng khả năng chuyển dầu nặng thành nhiên liệu cuối cùng đáp ứng tiêu chuẩn Euro 4 và 5. Các đề án xây dựng và hiện đại hóa cũng đang được tiến hành tại Nhà máy Lọc dầu Shymkent công suất 6 triệu tấn/năm và Nhà máy Lọc hóa dầu Pavlodar công suất 6 triệu tấn/năm, dự kiến sẽ hoàn thành vào cuối năm 2017.

ExxonMobil sẽ xây dựng bổ sung 1 phân xưởng cho Nhà máy Lọc dầu Beaumont ở Texas để tăng sản lượng sản phẩm nhiên liệu chứa hàm lượng lưu huỳnh thấp với công suất 345.000 thùng/ngày. Phân xưởng này sẽ được xây dựng từ cuối năm 2016 nhằm nâng cấp chất lượng sản phẩm và nâng cao hiệu quả kinh tế của Nhà máy Lọc dầu Beaumont. Công nghệ SCANfining hydroprocessing, một sáng chế của ExxonMobil, là quá trình catalytic hydrodesulfurization dựa trên tính chất của hệ thống xúc tác đặc biệt, loại bỏ có chọn lọc lưu huỳnh từ cracking xúc tác lỏng (fluid catalytic cracking - FCC) naphtha nhằm hạn chế olefin hydrogenation để giữ độ octane của nhiên liệu. Đồng thời, ExxonMobil đang cải thiện hạ tầng trung nguồn, tăng cường khả năng chế biến của Nhà máy Lọc dầu Baton Rouge, Louisiana (công suất 500.000 thùng/ngày), để có thể lọc được nhiều loại dầu thô và tận dụng nguồn cung dầu thô Mỹ giá rẻ.

Golar LNG Ltd. và Schlumberger Ltd. đã thành lập liên doanh OneLNG, để phát triển nhanh các nguồn khí



*Thềm lục địa nước Anh ước tính còn khoảng 20 - 30 tỷ thùng quy dầu tài nguyên chưa được phát triển và tổng đầu tư cho công tác dọn mỏ giai đoạn 2016 - 2040 cần 82 tỷ USD.
Ảnh: censoo.com*

đốt giá rẻ phục vụ cho sản xuất LNG. Schlumberger có kinh nghiệm về tầng chứa, công nghệ áp dụng trong lòng giếng khoan và Golar có kinh nghiệm quản lý mỏ kết hợp với phương tiện nổi chứa LNG sẽ giúp liên doanh này phát triển mỏ nhanh với chi phí thấp. Golar nắm giữ 51% cổ phần và Schlumberger 49% cổ phần của liên doanh. Liên doanh này đã chọn ra 5 đề án phát triển mỏ để thực hiện trong 5 năm tới. Năm 2015, Golar đã thỏa thuận mua tàu chứa nổi Gimi FLNG để phát triển mỏ ở Lô R, Equatorial Guinea. Theo kế hoạch, Gimi FLNG sẽ hoạt động thương mại ở ngoài khơi Cameroon vào nửa đầu năm 2017.

Thềm lục địa nước Anh (UKCS) đã có hơn 4.000 giếng khoan từ năm 1964 đến nay, với tổng mức đầu tư trên 50 tỷ bảng Anh và khai thác được hơn 45 tỷ thùng dầu quy đổi. Tiềm năng còn lại của UKCS khoảng 20 - 30 tỷ thùng dầu quy đổi chưa được phát triển. Theo báo cáo "Sea Change: The future of North Sea Oil & Gas" do PricewaterhouseCooper LLP (PwC) công bố, công tác thăm dò phát triển mỏ giảm, hạ tầng cơ sở kém và thiếu hệ thống pháp luật rõ ràng, phù hợp cho hoạt động dầu khí trong bối cảnh giá dầu thấp và điều kiện các bồn trũng dầu khí đã đi vào giai đoạn trưởng thành, khả năng các hoạt động dầu khí ở đây có thể phải đóng cửa trong 2 năm tới.

Trên thềm lục địa Na Uy và vùng phía Bắc của UKSC còn có một số đề án phát triển mỏ vẫn đang được tiến hành; nhưng ở vùng trung và phía Nam của Biển Bắc thì công tác thăm dò và phát triển mỏ đang giảm với tốc độ

cao. Tuy nhiên trên các khu vực như miền Tây Shetland, vùng rìa Đại Tây Dương, nhiều phát hiện dầu khí nằm ở biên giới giữa Vương quốc Anh và thềm lục địa Na Uy vẫn là đối tượng hoạt động dầu khí tiềm năng trong tương lai. Một số đề án ở các khu vực trên sẽ vẫn được triển khai trong thời gian tới bất kể giá dầu thấp kéo dài, tuy nhiên, một số dự án khác sẽ không được đầu tư tiếp cho đến khi giá dầu hồi phục.

Chính phủ Anh đang tìm cách tăng sản lượng dầu khí khai thác trong nước thông qua các chế độ thuế mới và thành lập một cơ quan quản lý toàn diện hoạt động dầu khí để thuận tiện hơn cho quá trình thu hút đầu tư, cấp phép, giám sát... các hoạt động dầu khí trong nước. Thông điệp mà Chính phủ Anh gửi đến cộng đồng các doanh nghiệp dầu khí là UKSC vẫn có tương lai dù giá dầu thấp và chi phí cho hoạt động dầu khí ở đây cao hơn các nơi khác.

Một vấn đề rất lớn đối với các hoạt động thượng nguồn ở Anh là công tác dọn mỏ từ nay đến năm 2020 ở vùng trung và phía Nam của Biển Bắc. Oil & Gas Journal dự báo số tiền cần đầu tư cho việc dọn mỏ ở Biển Bắc từ nay đến năm 2040 có thể lên đến trên 80 tỷ USD, trong đó chủ yếu cho 2 vùng nói trên. Nếu quản lý tốt giai đoạn cuối của các mỏ, kể cả kéo dài đời mỏ hoặc tìm ra các mỏ mới thì ngành dầu khí có thể biến thách thức thành cơ hội để giải quyết những yêu cầu lớn trong tương lai.

PGS.TS. Trần Ngọc Toàn (tổng hợp)

Nghiên cứu nhận diện mối nguy và đề xuất biện pháp kiểm soát an toàn cho các nhà máy sử dụng nguồn khí có hàm lượng H_2S và CO_2 cao từ mỏ Cá Voi Xanh

Mỏ khí thiên nhiên Cá Voi Xanh do nhà thầu ExxonMobil điều hành (ExxonMobil 85% vốn, PVEP 15%) dự kiến đi vào khai thác từ sau năm 2023 với công suất dòng khí khô khoảng 7,2 tỷ m^3 /năm. Nguồn khí dự kiến được cấp cho các nhà máy xử lý khí, nhà máy điện và hóa dầu, tuy nhiên hàm lượng H_2S khá cao (khoảng 0,21 - 0,28% thể tích) và hàm lượng CO_2 chiếm đến 30% thể tích. H_2S và CO_2 là những tác nhân gây ăn mòn đáng lo ngại đối với hệ thống đường ống thiết bị khi có sự hiện diện của hơi nước trong thành phần lưu chất. Ngoài ra, H_2S là loại khí độc có thể gây ảnh hưởng nghiêm trọng đến sức khỏe và tính mạng của con người khi tiếp xúc ở hàm lượng thấp. Từ đó, nhóm tác giả thuộc Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (CPSE), Viện Dầu khí Việt Nam đã thực hiện đề tài "Nghiên cứu nhận diện mối nguy và đề xuất các biện pháp kiểm soát an toàn cho các nhà máy sử dụng nguồn khí có hàm lượng H_2S và CO_2 cao từ mỏ Cá Voi Xanh".

Nhóm tác giả đã tổng quan các quy định, quy chuẩn kỹ thuật và các hướng dẫn liên quan đến công tác quản lý an toàn đang được áp dụng cho các nhà máy sử dụng khí thiên nhiên; khảo sát công tác kiểm soát an toàn tại các nhà máy sử dụng khí thiên nhiên (nhà máy xử lý khí, nhà máy điện khí và nhà máy lọc dầu); nhận diện các mối nguy và đánh giá rủi ro trong quá trình hoạt động đối với từng loại hình nhà máy sử dụng khí thiên nhiên có hàm lượng H_2S và CO_2 cao từ mỏ Cá Voi Xanh; đề xuất các biện pháp kiểm soát an toàn trong quá trình hoạt động cho từng loại hình nhà máy; xây dựng ma trận tổng hợp các biện pháp kiểm soát an toàn khả thi đối với các mối nguy được nhận diện.

Nhóm tác giả nhận diện các mối nguy dựa theo thông tin nguồn nguyên liệu, sản phẩm, cụm thiết bị công nghệ... dự kiến của các nhà máy sử dụng khí Cá Voi Xanh, đồng thời kết hợp với các thông tin về nhận diện và đánh giá mối nguy tại các loại hình nhà máy tương tự. Ma trận rủi ro được sử dụng để phân hạng mức độ rủi ro và làm cơ sở đưa ra các giải pháp giảm thiểu rủi ro ở mức thấp, hợp lý nhằm đảm bảo an toàn cho người lao động khi vận hành nhà máy.

Qua kết quả nhận diện và đánh giá, mối nguy liên quan đến khí H_2S có mức rủi ro đáng chú ý tại nhà máy xử lý khí, đặc biệt mức rủi ro cao nhất tại cụm thu hồi lưu huỳnh, với hàm lượng H_2S trong dòng lưu chất rất cao. Tại các nhà máy điện và hóa dầu, rủi ro liên quan đến H_2S không đáng kể do hàm lượng H_2S trong khí đầu vào được kiểm soát ở mức thấp ($< 50ppm$). Mối nguy liên quan đến CO_2 có mức rủi ro thấp trong không gian mở cho cả nhà máy xử lý khí, nhà máy điện khí và nhà máy hóa dầu.

Trong công tác kiểm soát an toàn, các yếu tố về quản lý an toàn sức khỏe nghề nghiệp đưa ra các giải pháp kiểm soát hiệu quả các sự cố thường xuyên xảy ra, hậu quả thấp. Để quản lý hiệu quả hơn các sự cố có mức hậu quả tác động lớn thông qua đảm bảo an toàn trong lưu giữ các vật liệu nguy hiểm của hệ thống công nghệ, các nhà máy cần xem xét xây dựng và triển khai các thành phần quản lý an toàn công nghệ trong quá trình xây dựng hệ thống quản lý an toàn nhà máy. Ngoài ra, các biện pháp kỹ thuật ngay từ khâu thiết kế, xây dựng nhà máy và biện pháp về quản lý con người cũng đóng vai trò quan trọng.

Bùi Thị Lệ Anh (giới thiệu)