

Dầu Khí



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

SỐ 7 - 2019

ISSN-0866-854X





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Nguyễn Ngọc Hoàn

ThS. Lê Ngọc Sơn

TS. Cao Tùng Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viên

TS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

THIẾT KẾ

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

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

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

Ảnh bìa: Một góc giàn công nghệ trung tâm mỏ Hải Thạch, bể Nam Côn Sơn. Ảnh: Phan Ngọc Trung

A photograph of an offshore oil rig in the middle of a blue ocean under a blue sky with some clouds. The rig has a central derrick and several platforms connected by walkways. A small flame is visible at the top of the central derrick.

4 ngày nay, số 712019

Lên đường Việt Nam
"Vietsovetpro" cho biết chỉ sau 8 tháng áp dụng các giải pháp công nghệ - kỹ thuật do TSKH Phùng Đình Thực đề xuất trong công trình khoa học "Nguyên cứu để xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ thống thu hồi dầu gasoal của các luống móng mỏ Bạch Hổ", Vietsovetpro đã gia tăng sản lượng khai thác thêm 5 nghìn tấn dầu thô, tăng được doanh thu hàng tháng trên 23,6 triệu USD.

Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu ý kiến đánh giá của các chuyên gia về công trình nghiên cứu này.

37. Nghiên cứu sử dụng khí gaslift cao áp tạo hệ bọt - acid xử lý vùng cận đáy giếng tại mỏ Bạch Hổ



44. Dự báo giá dầu thô trong giai đoạn thị trường biến động bằng phương pháp Delphi



52. Nghiên cứu, cập nhật, rà soát hướng dẫn lựa chọn, lưu giữ, sử dụng và thải bỏ hóa chất trong các hoạt động dầu khí

ĐẦU KHÍ TẠP CHÍ ĐẦU KHÍ Số 7 - 2019, tháng 18 - 27 ISSN 0866-854X Đầu Khí	
ỨNG DỤNG MẠNG NEURON NHÂN TẠO (ANN) TRONG DỰ BÁO ĐỘ RỘNG	
Tp Quốc Dũng*, Lê Thế Hà*, Phạm Duy Khang* *Trường Đại học Bách khoa - Đại học Quốc gia TP.Hồ Chí Minh *Trường Đại học Bách Khoa Email: tqdang@hcmut.edu.vn; hah01@open.vn	
Tóm tắt Nghiên cứu giới thiệu phương pháp dự báo độ rộng bằng phương pháp truyền thống và sử dụng mạng neuron nhân tạo (Artificial Neural Network - ANN). Phương pháp nội suy truyền thống Kriging sẽ được áp dụng để tìm ra mối quan hệ trong không gian của thông số độ rộng thông qua các mô hình 2D. Nghiệm của công thức dùng công cụ "mstart" của phần mềm Matlab thông qua các lý thuyết về ANN và áp dụng vào việc dự báo độ rộng cho giếng nghiên cứu. Kết quả cho thấy phương pháp sử dụng ANN đã giúp tối ưu và công tác dự báo độ rộng cho một giếng khoan từ tài liệu địa cơ học cho trước. Từ khóa: Bìa thông kê, Variogram, nội suy Kriging, mạng neuron nhân tạo.	
1. Giới thiệu Độ rộng là thông số quan trọng trong việc mô hình hóa đặc trưng thành hệ, có ảnh hưởng lớn đến tính toán trữ lượng và quyết định sự phát triển của một mỏ dầu hoặc khí. Mục đích của nghiên cứu này là sử dụng phương pháp truyền thống dựa thống kê Kriging trong các nghiên cứu thông số độ rộng đồng thời so sánh với các kết quả tính toán sử dụng ANN. 2. Phương pháp địa thống kê 2.1. Variogram Variogram được định nghĩa là một nửa kỳ vọng của biến ngẫu nhiên $\{Z_i, Z_{i+1}, \dots\}$ và theo công thức thực nghiệm [1, 2]: $\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} (Z_i - Z_{i+h})^2 \quad (1)$ Trong đó: - h : Hạng variogram theo khoảng cách h ; - $N(h)$: Số lượng cặp điểm tính toán; - Z_i : Biến ngẫu nhiên x ; - Z_{i+h} : Biến ngẫu nhiên cách x 1 đoạn h .	2.2. Covariance Nếu 2 biến ngẫu nhiên Z_i và Z_{i+h} cách nhau một đoạn "h" có phương sai, cũng có một covariance và được diễn đạt theo công thức thực nghiệm sau [1]: $C(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [(Z_i - m)(Z_{i+h} - m)] \quad (2)$ Với m là kỳ vọng toán học của hàm. 2.3. Phương pháp nội suy Kriging Kriging là nhóm phương pháp địa thống kê dùng để nội suy số liệu của một trường ngẫu nhiên tại một điểm chưa biết giá trị (không lấy được mẫu phân tích từ những giá trị đã biết ở các điểm lân cận). Tính chất của Kriging là chất lượng của mẫu tốt thì giá trị xác định sẽ tốt. Kriging nội suy dựa trên quy luật BLUE - Best Linear Unbiased Estimator. Về nội suy được các điểm, cần giải hệ phương trình sau [3]: $Z_{aq} - m_q = \sum_{i=1}^n \lambda_i (Z_{ai} - m_i) \quad (3)$



NĂNG LƯỢNG MỚI

57. Pin nhiên liệu - nguồn năng lượng tương lai

FOCUS

Petroleum Law needs to be amended soon to suit the new context4

First 7 months of 2019:
Petrovietnam contributes VND 59.6 trillion to State budget6

Technological application for enhanced oil recovery10

Vietsovpetro's crude oil production up 51,000 tons 8 months after application of technological and technical solutions for EOR at Bach Ho basement reservoir13

Sources of raw materials and products of oil and gas processing plants to be diversified16

RESEARCH AND DEVELOPMENT

Using artificial neural network to predict porosity18

Application of capacitance-resistive models for evaluation of injection well's impact on production well28

Study to use gas lift to create foam-acid system to handle near-bottom zone in Bach Ho field37

Forecasting crude oil price amid volatility of global market using the Delphi method44

Research and update of guidelines for selection, storage, use and disposal of chemicals in oil and gas activities52

Fuel cell - Energy source for the future57

NEWS

Oil prices and impacts forecast and assessment conference68

EPC contract signed for Thi Vai LNG Storage Project69

Petrovietnam signs comprehensive co-operation agreement with Viettel70

Dung Quat Refinery's operations safe and stable at 106% of its capacity71

Ca Mau Fertilizer Plant marks milestone of 6 million tons of urea71

Aker BP discovers oil at Liatarne well offshore Norway74

Eni successfully drills Agogo-2 appraisal well74

LUẬT DẦU KHÍ CẦN SỚM ĐƯỢC SỬA ĐỔI CHO PHÙ HỢP VỚI BỐI CẢNH MỚI



Khai thác dầu khí ở mỏ Sư Tử Trắng. Ảnh: PVEP

Tại Hội thảo “Bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia - Vai trò của ngành Dầu khí”, các chuyên gia cho rằng cần tháo gỡ “nút thắt” (về cơ chế tài chính, đầu tư, thuế, rủi ro...), đặc biệt Luật Dầu khí cần sớm được sửa đổi cho phù hợp với bối cảnh mới nhằm tạo động lực cho 1 ngành kinh tế đặc biệt quan trọng của đất nước.

Ngày 18/7/2019, tại Hà Nội, Ban Kinh tế Trung ương, Tạp chí Cộng sản, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội thảo “Bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia - Vai trò của ngành Dầu khí”.

Hội thảo khẳng định năng lượng là yếu tố quyết định sự phát triển kinh tế - xã hội của mỗi quốc gia. Đối với Việt Nam, ngành Dầu khí đang đóng góp quan trọng về dầu, khí, điện vào việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia; đồng thời đóng góp đáng kể vào tăng trưởng GDP và tạo ra nhiều việc làm cho xã hội.

Đến nay, ngành Dầu khí đã khai thác được gần 400 triệu tấn dầu và 150 tỷ m³ khí, đáp ứng nhu cầu năng lượng cho sản xuất 170 tỷ kWh điện (chiếm khoảng 15% tổng công suất lắp đặt và 30% tổng sản lượng điện cả nước), 55 triệu tấn sản phẩm xăng dầu (chiếm

33% tổng nhu cầu cả nước). Tỷ trọng đóng góp của ngành Dầu khí trong cơ cấu năng lượng Việt Nam rất cao, trung bình 40% tổng cung cấp năng lượng sơ cấp, khoảng 35% tổng nhu cầu tiêu thụ năng lượng cuối cùng trong giai đoạn từ năm 2005 đến nay.

Theo Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh, mặc dù Nghị quyết 41-NQ/TW ngày 23/7/2015 về định hướng chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn 2035 rất rõ ràng nhưng sau gần 4 năm thực hiện thì trên thực tế chưa có các giải pháp, chính sách cụ thể để hiện thực hóa các mục tiêu mà Nghị quyết đề ra.

Trong đó, thách thức lớn nhất chính là cho đến nay, Quy chế quản lý tài chính của Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam vẫn chưa được phê duyệt nên hoạt động tiềm ẩn rất nhiều rủi ro. Hệ thống văn bản pháp lý về đầu tư và



Hội thảo "Bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia - Vai trò của ngành Dầu khí". Ảnh: Linh Chi

cơ chế tài chính cho doanh nghiệp hoạt động trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò dầu khí còn nhiều vướng mắc dẫn đến công tác gia tăng trữ lượng gặp rất nhiều khó khăn.

Theo ông Trương Đình Tuyển - Nguyên Bộ trưởng Bộ Thương mại, an ninh năng lượng là 1 trong 3 trụ cột của an ninh kinh tế, có tác động rất mạnh đến an ninh lương thực, an ninh tài chính. Vì vậy, Luật Dầu khí cần sớm được sửa đổi cho phù hợp với bối cảnh mới nhằm tạo động lực cho 1 ngành kinh tế rất quan trọng, song có rất nhiều rủi ro (cả rủi ro truyền thống và rủi ro phi truyền thống). Đây là động lực cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và cũng là động lực cho các nhà đầu tư nước ngoài đầu tư tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ở Việt Nam. Trên tinh thần đó, ông Trương Đình Tuyển cho rằng ngành Dầu khí cần tái cấu trúc, tiếp tục nâng cao năng lực hoạt động.

Cùng quan điểm này, TS. Nguyễn Hồng Minh - Phó Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam cho biết, Dầu khí còn tiềm năng phát triển nhưng đang đối diện với rất nhiều thách thức như: chính sách đầu tư không đủ hấp dẫn, rào cản của cơ chế, thủ tục; thiếu nguồn lực cần thiết (tài

chính, con người) để tận dụng các cơ hội đang có. Trong khi đó, Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 chưa được rà soát lại trong bối cảnh mới; chưa nghiên cứu định hướng phát triển, đa dạng hóa sản phẩm năng lượng...

TS. Nguyễn Hồng Minh cho rằng khó khăn lớn nhất là chưa có cơ chế tài chính rõ ràng cho hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí bởi đây là hoạt động rất rủi ro và tốn kém. Thực tế trong thời gian gần đây, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam gần như ký được rất ít hợp đồng dầu khí mới, vốn đầu tư cho lĩnh vực tìm kiếm thăm dò chỉ bằng 1/4 so với giai đoạn trước đây. Trong khi nguồn lực của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam còn hạn chế thì việc kêu gọi đầu tư nước ngoài vào lĩnh vực đầy rủi ro này cũng bị vướng rất lớn bởi các chính sách trước đây đã không còn phù hợp trong bối cảnh hiện nay.

Theo nghiên cứu VPI, tăng trưởng nhu cầu năng lượng của Việt Nam dự báo đạt khoảng 5,1%/năm trong giai đoạn 2016 - 2025 và 4,2%/năm trong giai đoạn 2026 - 2035. Để đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, Việt Nam cần triển khai đồng bộ các giải pháp:

Đẩy mạnh tiết kiệm năng lượng; lập kho dự trữ năng lượng quốc gia để đối phó với tình trạng khẩn cấp khi có gián đoạn về nguồn cung; đẩy mạnh tìm kiếm, thăm dò các nguồn tài nguyên năng lượng trong đó có dầu khí nhằm tăng cường khả năng khai thác sản xuất các nguồn năng lượng sơ cấp, giảm bớt sự phụ thuộc vào bên ngoài. Đồng thời, cần tăng cường năng lực nội địa về sản xuất các dạng năng lượng thứ cấp; tăng cường sử dụng các nguồn năng lượng thay thế, tái tạo và xây dựng cơ chế hợp tác an ninh năng lượng khu vực.

Hội thảo cũng phân tích các cơ hội, thách thức trong bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia; trên cơ sở đó đề xuất các giải pháp cụ thể nhằm tháo gỡ "nút thắt" (về cơ chế tài chính, đầu tư, thuế, rủi ro...), góp phần thúc đẩy ngành Dầu khí phát triển ổn định, bền vững trong thời gian tới, đặc biệt trong bối cảnh hội nhập, toàn cầu hóa sâu rộng và xu hướng phát triển năng lượng tái tạo.

Các ý kiến tại Hội thảo cho rằng Luật Dầu khí sửa đổi cần quy định đầy đủ về hoạt động từ khâu thượng nguồn là tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí đến các khâu trung nguồn và hạ nguồn như vận chuyển, chế biến, lọc hóa dầu. Đồng thời, cần phân định rõ chức năng quản lý, giảm bớt đầu mối, tạo điều kiện thuận lợi cho các doanh nghiệp trong và ngoài nước đầu tư vào lĩnh vực quan trọng này. Trong khi chờ sửa đổi Luật Dầu khí, các chuyên gia kiến nghị Quốc hội ban hành nghị quyết riêng về trình tự, thủ tục đầu tư các dự án tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí; cơ chế đặc thù về việc hạch toán chi phí rủi ro trong quá trình tìm kiếm, thăm dò các dự án không thành công.

Việt Hà - Linh Chi



7 THÁNG ĐẦU NĂM 2019: PVN ĐÓNG GÓP 59,6 NGHÌN TỶ ĐỒNG CHO NGÂN SÁCH NHÀ NƯỚC

Trong bối cảnh giá dầu thô biến động, vốn đầu tư dành cho công tác tìm kiếm, thăm dò hạn chế, các mỏ chủ lực suy giảm sản lượng tự nhiên sau thời gian dài khai thác..., Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã cơ bản hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch 7 tháng đầu năm 2019 với tổng doanh thu đạt 432,7 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 11,8%, bằng 70,7% kế hoạch năm; nộp ngân sách Nhà nước 59,6 nghìn tỷ đồng, bằng 68,1% kế hoạch năm 2019.

T trong nửa đầu năm 2019, giá dầu thô biến động phức tạp đã ảnh hưởng trực tiếp đến công tác tìm kiếm, thăm dò và

khai thác dầu khí. Hệ số bù trừ lượng dầu khí (gia tăng trừ lượng/sản lượng khai thác) tiếp tục ở mức báo động (chỉ đạt 0,33). Việc triển khai các dự án phát triển mỏ (như

Lô B, Cá Voi Xanh) đòi hỏi nguồn vốn đầu tư lớn; điều kiện triển khai các dự án ở khu vực nước sâu và xa bờ gặp nhiều khó khăn, rủi ro địa chất cao; các mỏ mới phát hiện điều



PVN làm việc với các nhà thầu để tối ưu chương trình khai thác. Ảnh: Tạ Trung Linh

kiện phát triển, vận hành phức tạp, chi phí cao...

Đối diện với các thách thức, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã bám sát diễn biến giá dầu thô; rà soát sản lượng khai thác của từng mỏ, chi phí sản xuất của từng giếng, tối ưu chương trình khai thác; đẩy mạnh công tác tái cơ cấu, nâng cao năng suất và hiệu quả sản xuất kinh doanh.

Trong 7 tháng đầu năm 2019, công tác tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí được rà soát, tối ưu chi phí và triển khai theo đúng

kế hoạch đề ra; sản xuất điện đạt 13,24 tỷ kWh, vượt kế hoạch 2,3%; sản xuất đạm đạt 850,4 nghìn tấn, vượt kế hoạch 10%...

Với việc hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu sản xuất, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu tài chính trong 7 tháng đầu năm 2019 với tổng doanh thu đạt 432,7 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 11,8%, bằng 70,7% kế hoạch năm; nộp ngân sách Nhà nước 59,6 nghìn tỷ đồng, bằng 68,1% kế hoạch năm.



ÔNG TRẦN SỸ THANH

**BÍ THƯ ĐẢNG ỦY, CHỦ TỊCH HĐQT
TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM**

Ngày 1/8/2019, Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ban hành Chỉ thị số 4190/CT-DKVN về công tác xây dựng Đảng và triển khai nhiệm vụ 6 tháng cuối năm 2019. Trong đó, ông Trần Sỹ Thanh yêu cầu tập trung ưu tiên việc rà soát, điều chỉnh, bổ sung, xây dựng mới hoàn thiện bộ các quy chế, quy định nội bộ phục vụ cho việc thực thi chức năng, nhiệm vụ lãnh đạo quản lý, quản trị, điều hành trong toàn Tập đoàn, đảm bảo nguyên tắc: toàn diện, thống nhất, đồng bộ, liên tục, xuyên suốt, hiệu lực, hiệu quả; phù hợp với từng loại hình doanh nghiệp, đơn vị trong Tập đoàn. Trong đó, tập trung vào các nhóm/loại quy trình, quy chế: Quy chế quan hệ công tác giữa cấp ủy/thành viên cấp ủy với Hội đồng thành viên/Hội đồng quản trị, Tổng giám đốc Tập đoàn và từng doanh nghiệp đơn vị thành viên; Quy chế quản lý cán bộ; Bộ các Quy chế quản trị (khẩn trương tổ chức xây dựng và hoàn thiện Đề án quản trị rủi ro, xây dựng và hoàn thiện mô hình quản trị doanh nghiệp trong bối cảnh mới)... Phân công nhiệm vụ, quy chế làm việc rõ ràng, rõ trách nhiệm, thẩm quyền trong cấp ủy, Hội đồng thành viên/Hội đồng quản trị/Ban điều hành nhằm đảm bảo kỷ cương, tăng cường hiệu lực, hiệu quả quản lý, quản trị, điều hành doanh nghiệp...



Về nhiệm vụ trọng tâm cuối năm 2019, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung thực hiện đồng bộ các giải pháp, tiếp tục củng cố và tăng cường công tác dự báo; xây dựng hệ thống quản trị rủi ro nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh và bảo đảm phát triển bền vững trong thời gian tới.

Trong lĩnh vực cốt lõi, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục thực hiện kế hoạch tìm kiếm, thăm dò, thẩm lượng năm 2019; kiểm soát chặt chẽ tiến độ các dự án trọng điểm và các mỏ/công trình mới (đưa giàn BK-20 vào khai thác trong tháng 10/2019). Rà soát trạng thái khai thác từng

mỏ/lô; công tác khoan và sửa chữa giếng nhằm đảm bảo an toàn, sớm đưa giếng vào khai thác để bổ sung sản lượng; đẩy mạnh ứng dụng công nghệ mới và các giải pháp khoa học công nghệ để nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Đối với lĩnh vực công nghiệp khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung kiểm soát vận hành an toàn, ổn định hệ thống các đường ống dẫn khí; thực hiện tốt công tác dự báo, ấn định, điều độ khí để cấp tối đa khí và các sản phẩm khí cho khách hàng. Tập trung kiểm soát tiến độ, đảm bảo vốn cho các dự án trọng điểm: Dự án đường ống dẫn

khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 2, Dự án thu gom, vận chuyển khí mỏ Sư Tử Trắng; Dự án đường ống dẫn khí mỏ Sao Vàng - Đại Nguyện; Dự án kho chứa LNG tại Thị Vải; Dự án Kho cảng nhập LNG tại Sơn Mỹ - Bình Thuận; Dự án kho chứa LNG Thị Vải 2; Dự án kho LPG lạnh, LNG tại Bắc Bộ; Dự án kho chứa, đường ống dẫn sản phẩm lỏng cho GPP 2 và cải tạo nâng công suất bồn chứa LPG tại Kho cảng Thị Vải.

Đối với lĩnh vực công nghiệp điện, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị liên quan kiểm soát vận hành ổn định an toàn các nhà máy điện; triển khai công tác sửa



Sản lượng điện 7 tháng 2019 đạt 13,24 tỷ kWh. Ảnh: PVN

chứa định kỳ đảm bảo chất lượng, tiến độ, an toàn; xây dựng các giải pháp đảm bảo cấp than ổn định, liên tục và dài hạn...

Đối với lĩnh vực chế biến dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị liên quan kiểm soát vận hành ổn định, an toàn các nhà máy: Đạm Cà Mau, Đạm Phú Mỹ, Lọc dầu Dung Quất, Lọc hóa dầu Nghi Sơn. Bám sát diễn biến giá dầu và diễn biến thị trường các sản phẩm lọc dầu, hóa dầu để có kế hoạch sản xuất, cơ cấu sản phẩm phù hợp với từng thời điểm, đảm bảo hiệu quả tối ưu nhất...



TS. LÊ MẠNH HÙNG
TỔNG GIÁM ĐỐC
TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Tại Lễ công bố quyết định bổ nhiệm Thành viên HĐQT, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, TS. Lê Mạnh Hùng cho rằng cần tập trung triển khai 6 nhiệm vụ trọng tâm: Củng cố bộ máy lãnh đạo của Tập đoàn, đồng thời với việc phát triển, xây dựng đội ngũ kế cận; Triển khai rà soát, cập nhật Chiến lược cũng như kế hoạch dài hạn và hệ thống quản trị của Tập đoàn, đảm bảo cân đối giữa nguồn lực và mục tiêu,

tập trung vào khâu thực hiện; Quản trị chặt chẽ về tài chính và đầu tư để đảm bảo chắc chắn các quyết định về tài chính (đầu tư, tài trợ, phân bổ, bảo toàn vốn); Quản trị và thúc đẩy sản xuất kinh doanh, mở rộng thị trường để gia tăng giá trị và nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh; Triển khai đồng bộ và toàn diện công tác quản trị rủi ro và kiểm soát rủi ro trong các hoạt động của Tập đoàn; Tái tạo văn hóa Dầu khí trong giai đoạn mới, tái tạo môi trường văn hóa trong hệ sinh thái quản trị của Tập đoàn để tạo điều kiện cho người lao động tin tưởng, gắn bó và cống hiến, phát huy năng lực và tinh thần sáng tạo.

TS. Lê Mạnh Hùng khẳng định: "Tôi tin tưởng ở bản lĩnh, trí tuệ của người Dầu khí đã được rèn luyện qua nhiều năm, đặc biệt là qua giông bão, chúng ta cần phải thể hiện qua kỷ cương, kết quả và hiệu quả công việc"...

Đối với lĩnh vực dịch vụ dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị đẩy mạnh cung cấp dịch vụ cốt lõi có lợi thế cạnh tranh; đẩy mạnh nghiên cứu các dịch vụ mới; nâng cao chất lượng dịch vụ thông qua việc tăng cường đầu tư cho công tác nghiên cứu và chuyển giao công nghệ cao từ nước ngoài; chú trọng các thị trường tiềm năng như Malaysia, Myanmar, Thái Lan...

Tại Hội nghị sơ kết công tác xây dựng Đảng, hoạt động sản xuất kinh doanh 6 tháng đầu năm, triển khai nhiệm vụ 6 tháng cuối năm 2019, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí

Việt Nam Lê Mạnh Hùng yêu cầu các đơn vị tập trung nghiên cứu, xây dựng và hoàn thiện để án quản trị rủi ro, xây dựng và hoàn thiện mô hình quản trị doanh nghiệp trong bối cảnh mới.

Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh yêu cầu các đơn vị xây dựng và sớm hoàn thiện mô hình quản trị, phân cấp quản lý để đẩy nhanh tốc độ xử lý công việc, tiến tới xây dựng mô hình quản trị theo tiêu chuẩn quốc tế.

Ngọc Linh



ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU

Tại Kỳ họp lần thứ V nhiệm kỳ 2017 - 2019, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí cho rằng nếu không có sự can thiệp kịp thời, hợp lý của các giải pháp công nghệ và kỹ thuật để nâng cao hệ số thu hồi dầu thì sẽ khó có thể thu hồi tối đa lượng dầu tồn dư còn lại trong móng và đảm bảo nhịp độ tận thu hồi dầu đối tượng móng mỏ Bạch Hổ theo thiết kế.

Ngày 14/6/2019, tại Hải Phòng, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí đã tổ chức Kỳ họp lần thứ V nhiệm kỳ 2017

- 2019, tập trung thảo luận: Các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu đối tượng móng mỏ Bạch Hổ; Đánh giá hiệu quả giải pháp tối ưu bơm ép nước và

thiết kế khai thác khu vực Trung tâm móng mỏ Bạch Hổ; Trao đổi về kết quả nghiên cứu của công trình khoa học "Nghiên cứu đề xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Huy Hùng

cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ”; Tiềm năng dầu khí và chiến lược thăm dò mở rộng đối tượng Oligocene khu vực Lô 01/97 & 02/97 và lân cận; Kết quả tìm kiếm thăm dò năm 2018 - 2019 và định hướng tiếp theo.

Giải pháp EOR cho đối tượng móng mỏ Bạch Hổ

Tại Kỳ họp, Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” đã đánh giá 3 nhóm giải pháp công nghệ và kỹ thuật để nâng cao hệ số thu hồi dầu cho đối

tượng móng mỏ Bạch Hổ. Nhóm giải pháp thứ 1 là tối ưu hóa chế độ khai thác - bơm ép nước nhằm đảm bảo nhịp độ thu hồi dầu nhưng vẫn duy trì được áp suất vỉa, tránh hiện tượng xuất hiện mũ khí, đồng thời hạn chế sự dâng lên của nước bơm ép. Nhóm giải pháp thứ 2 là tận thu hồi các khu vực nhô cao mặt móng, các khu vực dầu tàn dư còn lại của móng bằng cách khoan mới hoặc cắt thân (dựa trên cơ sở chính xác hóa cấu trúc nóc móng bằng tài liệu địa chấn 3D/4C mới thu nổ và xử lý...) và xem

xét bản lên phía trên của móng đối với các giếng được đánh giá vẫn còn tiềm năng. Nhóm giải pháp thứ 3 là nghiên cứu lựa chọn và áp dụng thử nghiệm các biện pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) cho đối tượng móng mỏ Bạch Hổ.

Trên cơ sở đó, Vietsovpetro nghiên cứu, lựa chọn và đề xuất áp dụng thử nghiệm giải pháp khai thác thân dầu móng mỏ Bạch Hổ ở chế độ dưới áp suất bão hòa nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu. Chế độ khai thác mới được Vietsovpetro đề xuất bằng cách duy trì áp suất vỉa tiệm cận áp suất bão hòa ở thời điểm cuối đời mỏ để khí tách ra khỏi dầu, sử dụng mũ khí để duy trì áp suất vỉa nhằm gia tăng sản lượng dầu.

Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí cho rằng, từ thực tế khai thác mỏ Bạch Hổ và các mỏ dầu tương tự của Liên bang Nga, Vietsovpetro cần xây dựng mối quan hệ giữa mức độ thu hồi và độ ngập nước của đối tượng móng, từ đó đưa ra dự báo động thái ngập nước phù hợp, sát với thực tế hơn so với mô hình áp dụng trước đây, góp phần hiệu quả vào việc tối ưu hóa chế độ bơm ép - khai thác.

Tối ưu bơm ép nước và điều chỉnh khai thác

Về giải pháp tối ưu bơm ép nước và điều chỉnh khai thác khu vực trung tâm móng mỏ Bạch Hổ, Vietsovpetro đánh giá hiệu quả của việc tối ưu hóa chế độ, mạng lưới bơm ép và điều chỉnh khai thác đối tượng móng mỏ Bạch Hổ trên cơ sở đặc điểm thông số vỉa của móng Trung tâm và lịch sử khai thác tầng móng qua các thời kỳ, đặc biệt là giai đoạn 2012 - 2019. Các giải pháp giảm khối lượng nước bơm ép, dừng bơm ép ở khu vực Trung tâm và chỉ bơm ép từ vùng rìa cùng với việc giảm nhịp độ khai thác các giếng ở



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Huy Hùng

khu vực Trung tâm đã hạn chế tốc độ gia tăng ngập nước và suy giảm lưu lượng dầu khai thác. Trong 15 tháng, giải pháp này đã giúp gia tăng khoảng 115,4 nghìn tấn dầu so với việc không điều chỉnh bơm ép và giảm nhịp độ khai thác.

Trên cơ sở đó, Vietsovpetro đề xuất xem xét áp dụng giải pháp tối ưu bơm ép nước và điều chỉnh khai thác cho khu vực phía Nam của móng Trung tâm mỏ Bạch Hổ; giảm nhịp độ thu hồi dầu cho đến khi tối ưu hóa hệ thống bơm ép ở khu vực này; duy trì chế độ dừng bơm ép ở khu vực trung tâm và theo dõi chặt chẽ động thái khai thác, áp suất vỉa để thay đổi kịp thời chế độ khai thác và bơm ép nước; tiến hành đo áp suất và lấy mẫu dầu sâu để xác định chính xác giá trị áp suất bão hòa trong từng khu vực này; xem xét việc hoàn thiện hệ thống bơm ép nước và tối ưu hóa bơm ép trong

thời gian ngắn nhất, đồng thời với việc tiến hành các biện pháp địa chất và kỹ thuật (khoan giếng mới và khai thác)...

Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí cho rằng việc tối ưu hóa bơm ép nước và điều chỉnh chế độ khai thác đem lại hiệu quả rõ rệt, giúp hạn chế mức độ gia tăng ngập nước và suy giảm lưu lượng dầu khai thác. Tuy nhiên, cần tiếp tục theo dõi để kịp thời điều chỉnh chế độ bơm ép và khai thác một cách tối ưu nhất, hạn chế sự suy giảm nhanh của áp suất vỉa thời gian tiếp theo.

Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí đánh giá các giải pháp công nghệ kỹ thuật được xây dựng dựa trên cơ sở khoa học, nếu áp dụng vào nâng cao hệ số thu hồi dầu trong móng mỏ Bạch Hổ sẽ mang tính khả thi cao; đề nghị Vietsovpetro tiếp tục triển khai các nghiên cứu để gia tăng hệ số thu

hồi, tăng sản lượng dầu khai thác của móng mỏ Bạch Hổ

Về định hướng công tác tìm kiếm, thăm dò trong thời gian tới, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí cho rằng công tác này cần được triển khai đồng bộ cả về giải pháp kỹ thuật lẫn cơ chế - chính sách và quản lý - điều hành. Ngoài việc ưu tiên thăm dò, thăm lượng các đối tượng tiềm năng xung quanh khu vực hạ tầng sẵn có để sớm phát triển, cần tăng cường áp dụng các công nghệ thu hồi và xử lý địa chấn tiên tiến để phục vụ hiệu quả công tác tìm kiếm thăm dò các đối tượng phi cấu tạo và tận dụng thăm dò. Đặc biệt, cần đẩy mạnh thu hút đầu tư nước ngoài thông qua việc chuyển nhượng quyền lợi tham gia tại các Lô Hợp đồng Dầu khí hay tìm kiếm đối tác triển khai dự án địa chấn đa khách hàng để tận dụng nguồn vốn từ ngoài nước.

Hiền Trang

VIETSOVPETRO GIA TĂNG SẢN LƯỢNG KHAI THÁC 51 NGHÌN TẤN DẦU

SAU 8 THÁNG ÁP DỤNG CÁC GIẢI PHÁP CÔNG NGHỆ VÀ KỸ THUẬT NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU CHO ĐỐI TƯỢNG MÓNG MỎ BẠCH HỔ

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" cho biết chỉ sau 8 tháng áp dụng các giải pháp công nghệ - kỹ thuật do TSKH. Phùng Đình Thực đề xuất trong công trình khoa học "Nghiên cứu đề xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ", Vietsovpetro đã gia tăng sản lượng khai thác thêm 51 nghìn tấn dầu thô, tương đương doanh thu tăng trên 23,6 triệu USD.

Trong năm 2018, Tạp chí Dầu khí đã giới thiệu công trình khoa học "Nghiên cứu đề xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ" của TSKH. Phùng Đình Thực với 3 kỳ: Kỳ I - Đối tượng móng mỏ Bạch Hổ và quá trình khai thác; Kỳ II - Đánh giá hiệu quả của giải pháp duy trì áp suất vỉa, thực trạng khai thác của từng khu vực, tồn tại và nguyên nhân; Kỳ III - Đề xuất các giải pháp kỹ thuật - công nghệ để khai thác hiệu quả đối tượng móng mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn cuối.

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" cho biết đã nghiên cứu, áp dụng các giải pháp công nghệ - kỹ thuật do TSKH. Phùng Đình Thực đề xuất để tối ưu hóa quá trình bơm ép



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Minh Trí

nước vào vỉa ở một số vùng trong khu vực Trung tâm móng mỏ Bạch Hổ, tạo mạng lưới bơm ép vùng rìa, hạn chế bơm ép nước khu vực móng Trung tâm và điều chỉnh chế độ khai thác ở các giếng cho sản phẩm. Kết quả thử nghiệm cho thấy, việc áp dụng các giải pháp trên đã hạn chế được mức độ ngập nước của các giếng khai thác. Chỉ sau 8 tháng, Vietsovpetro đã gia tăng sản lượng khai thác thêm 51 nghìn tấn dầu thô, tương đương doanh thu tăng trên 23,6 triệu USD.

Trên cơ sở kết quả đánh giá hiệu quả áp dụng giải pháp tối ưu bơm ép nước và khai thác ở móng khối Trung tâm mỏ Bạch Hổ, Vietsovpetro cho biết sẽ tiếp tục áp dụng giải pháp này với toàn bộ khu vực móng Trung tâm mỏ Bạch Hổ, nơi có trữ lượng linh động cao và nếu thành công sẽ áp dụng cho các khu vực có cấu trúc địa chất tương tự.

Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu ý kiến đánh giá của các chuyên gia về công trình nghiên cứu này.



TS. NGUYỄN HỮU TRUNG
CHUYÊN GIA VIÊN
DẦU KHÍ VIỆT NAM

Công trình khoa học "Nghiên cứu đề xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ" của TSKH. Phùng Đình Thực có ý nghĩa thiết thực trong giai đoạn cuối, khai thác thứ cấp móng Bạch Hổ. Vấn đề tận thu khai thác vỉa dầu cạn kiệt có vai trò quyết định trong việc duy trì kế hoạch sản lượng khai thác dầu hàng năm cũng như nâng cao hệ số thu hồi dầu

của móng Bạch Hổ. Đặc biệt, khi các giải pháp khai thác thứ cấp bơm ép nước ngày càng giảm hiệu quả do độ ngập nước cao. Các phân tích, đánh giá đặc trưng vỉa chứa và trạng thái khai thác rất đầy đủ là cơ sở khoa học tin cậy để đưa ra các đề xuất điều chỉnh chế độ khai thác cho từng đối tượng móng mỏ Bạch Hổ. Những đề xuất liên quan đến điều chỉnh chế độ bơm ép nhằm phá vỡ trạng thái cân bằng trong móng hiện tại để nâng cao hiệu quả thu hồi dầu đã được nghiên cứu và ứng dụng trên thế giới, điển hình là các đối tượng mỏ dầu ở Baku (Azerbaijan). Bản chất của giải

pháp là thay đổi mối tương quan giữa lực nhót của nước bơm ép và lực mao dẫn giữ các giọt dầu trong các đối vi nứt vỡ và qua đó tăng hiệu quả đẩy dầu, giảm độ bão hòa dầu dư trong móng. Các giải pháp điều chỉnh khối lượng bơm ép theo hướng giảm ở khu vực Trung tâm và tăng cường ở vùng rìa có tác dụng điều chỉnh ranh giới dầu nước và gia tăng hiệu quả bao quét nước. Để cụ thể hóa hơn nữa các đề xuất, cần có thêm các nghiên cứu/mô hình để lượng hóa chi tiết hiệu quả điều chỉnh bơm ép/khai thác cũng như các giải pháp công nghệ cho từng giếng bơm ép/khai thác.



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: PVN



ÔNG NGUYỄN LÂM ANH
TRƯỞNG PHÒNG
ĐỊA CHẤT KHAI THÁC,
VIETSOVPETRO

Từ đề xuất của TSKH. Phùng Đình Thực trong Báo cáo "Nghiên cứu đề xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ", kết hợp với điều kiện thực tế mỏ, Vietsovpetro đã thử nghiệm hiện trường: điều chỉnh các chế độ khai thác, điều chỉnh bơm ép nước, dùng bơm ép ở một số giếng khu vực móng Trung tâm, bước đầu cho kết quả rất khả quan (một số giếng

đã cho lưu lượng dầu ổn định, mức độ ngập nước không tăng, chặn sự suy giảm, cho thấy khả năng gia tăng sản lượng dầu ở khu vực này là hiện thực. Kết quả sử dụng giải pháp tối ưu hóa bơm ép nước và điều chỉnh khai thác khu vực móng Trung tâm trong năm 2018 đã cho phép tăng sản lượng dầu ở mức 51 nghìn tấn là thành quả rất lớn.

Năm 2019 cần tiếp tục áp dụng, lựa chọn các giếng giảm bơm ép nước, thậm chí dùng ngay bơm ép nước, tiếp tục theo dõi sự biến động lưu lượng và hàm lượng nước trong các sản phẩm của các giếng khai thác ở đối tượng này.



ÔNG CAO HỮU BÌNH
GIÁM ĐỐC DỰ ÁN
LÔ 01/97 & 02/97,
PVEP

Mỏ Bạch Hổ đã được khai thác trong thời gian dài, với tổng sản lượng dầu thu hồi tương đối lớn. Tuy nhiên, do đặc điểm tầng chứa rất phức tạp, mặc dù mỏ cũng đã được áp dụng các giải pháp công nghệ để nâng cao hệ số thu hồi dầu, nhưng việc tìm kiếm các giải pháp mới cũng như lựa chọn các giải pháp cấp thiết và đặc biệt quan trọng cho việc khai thác mỏ ở giai đoạn cuối. Công trình nghiên cứu đưa ra các nghiên cứu, đánh giá cũng như đề xuất các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu rất có ý nghĩa về mặt lý thuyết cũng như thực tiễn trong khai thác mỏ.

Trong các giải pháp được TSKH. Phùng Đình Thực đề xuất, có các giải pháp về khai thác áp suất vỉa dưới áp suất bão hòa dầu, nâng cao hiệu quả khai thác giếng bằng việc kết hợp gaslift với bơm điện chìm, kiểm soát động thái ngập nước của vỉa trên cơ sở kiểm soát bơm ép nước... là các giải pháp cần sớm được xem xét để áp dụng. Tuy nhiên, đặc điểm tầng chứa móng mỏ Bạch Hổ rất phức tạp, việc áp dụng các giải pháp này cần được triển khai thực hiện và tối ưu dần cho từng đối tượng trước khi triển khai đại trà. Ngoài ra, để nâng cao hiệu quả ứng dụng khoa học của các giải pháp này, người quản lý mỏ cần sử dụng đồng thời mô hình mô phỏng để tối ưu phương pháp, làm cơ sở để đánh giá hiệu quả đầu tư...



ĐA DẠNG HÓA NGUYÊN LIỆU VÀ SẢN PHẨM CHO CÁC NHÀ MÁY CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

Ngày 9/8/2019, tại Hải Phòng, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí nhiệm kỳ 2017 - 2019 đã tổ chức Kỳ họp lần thứ V với chủ đề “Đa dạng hóa nguồn nguyên liệu và sản phẩm cho các dự án/nhà máy chế biến dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam”.

Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đã tập trung phân tích thị trường dầu thô; đánh giá khả năng đáp ứng nguyên liệu cho các nhà máy/dự án chế biến dầu khí; giải pháp đa dạng hóa nguồn nguyên liệu cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Trên cơ sở dự báo cung - cầu khí Việt Nam 2020 - 2025 và tầm nhìn đến 2035, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí cũng phân tích các khó khăn/thách thức về nguồn nguyên liệu và các giải pháp đa dạng hóa nguồn nguyên liệu cho các nhà máy đạm trong tương lai.

Theo Ban Khí và Chế biến Dầu khí Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, nguồn cung nguyên liệu trong nước cho các nhà máy lọc hóa dầu ngày càng thiếu hụt do sản lượng khai thác dầu khí suy giảm; giá nguyên liệu dầu khí đầu vào tăng do

chi phí khai thác tăng và giá nhập khẩu nguyên liệu cao. Do đó, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cần tập trung tìm kiếm nguồn cung dầu thô nhập khẩu ổn định, lâu dài thay thế dầu thô Bạch Hổ và các loại dầu Việt Nam, các nhà máy đạm (Phú Mỹ, Cà Mau) cần có phương án đảm bảo nguồn cung khí đang bị thiếu hụt.

Để đảm bảo đủ nguyên liệu vận hành với công suất tối đa, Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã nghiên cứu, lựa chọn dầu thô thay thế dựa trên 3 nhóm: khu vực, sản lượng và tính chất. Từ năm 2010 đến nay, BSR đã đánh giá 67 loại dầu thô, trong đó có 9 loại dầu thô của Việt Nam, 58 loại dầu thô nhập khẩu; chế biến thử nghiệm được 19 loại dầu thô. Trong năm 2019, BSR đã chế biến thử nghiệm lô dầu WTI Midland (Mỹ) với tỷ lệ 20 - 30% thể tích tại công suất chế



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

biến 107% với điều kiện phối trộn với các dầu naphtha thấp và nhiều residue. BSR cho biết chưa phát hiện tạp chất cặn rắn, kim loại... và đã chuẩn bị các phương án khắc phục/phòng ngừa trong quá trình chế biến các lô dầu thô sắp tới. Việc chế biến thành công WTI Midland giúp BSR tăng lợi nhuận chế biến thêm khoảng 0,21 USD/thùng so với phương án chế biến 100% dầu Việt Nam.

Trong giai đoạn 2019 - 2024, BSR đặt mục tiêu đảm bảo nguồn cung dầu thô duy trì công suất trung bình 107% (57,8 triệu thùng/năm); đẩy mạnh công tác tìm kiếm, lựa chọn, đánh giá và chế biến thử nghiệm dầu thô thay thế (2 - 3 lô/năm). BSR cho biết sẽ tiếp tục tìm kiếm nguồn cung dầu thô từ Mỹ; nghiên cứu phối trộn 2 - 3 loại dầu thô nhập khẩu thuộc các nhóm có tính chất bổ trợ nhau để thay thế dầu nội địa; tăng cường chế biến dầu thô nhập khẩu có sản lượng lớn, ổn định (đặc biệt dầu Azeri nếu được

miễn thuế nhập khẩu), tiến tới thay thế được hơn 50% dầu thô nội địa.

Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí cho rằng, giải pháp trên đã tăng cơ hội đảm bảo nguồn cung dầu thô phù hợp cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, giảm lệ thuộc vào nguồn dầu thô Bạch Hổ đang suy giảm về sản lượng và chất lượng. Để thay thế hoàn toàn dầu thô Bạch Hổ, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí kiến nghị BSR tiếp tục đẩy mạnh công tác tìm kiếm, chế biến thử nghiệm dầu thô nhập khẩu nhằm xác định được nguồn cung ổn định, sản lượng lớn, chất lượng phù hợp để chế biến lâu dài. BSR cần tiếp tục nghiên cứu các giải pháp kỹ thuật mở rộng "cửa sổ vận hành" của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất nhằm tăng độ linh động trong lựa chọn dầu thô thay thế; nghiên cứu triển khai phương án phối trộn nhiều loại dầu thô nhập khẩu với nhau, đảm bảo tính chất phù hợp có thể thay thế hoàn toàn dầu nội địa nhằm nâng cao tính chủ động trong việc chuẩn bị nguồn cung dầu thô.

Về nguồn nguyên liệu khí sản xuất đạm, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) cho biết tại Nhà máy Đạm Phú Mỹ, khí đang được sử dụng làm nguyên liệu/nhiên liệu reforming Phân xưởng NH_3 , nhiên liệu cho lò hơi phụ trợ, máy phát turbine khí, hệ thống flare và nhiên liệu cho Phân xưởng NPK. Trước thách thức nguồn cung khí tự nhiên suy giảm từ năm 2023, PVFCCo đang hợp tác với Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) tập trung nghiên cứu tìm nguồn nguyên liệu thay thế (LPG, LNG, than đá...), chuẩn bị các phương án công nghệ cho nguồn nguyên liệu mới trong tương lai ngắn hạn/dài hạn.

Trước tình trạng sản lượng khí Lô PM3-CAA suy giảm, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đã tìm

kiếm nguồn nguyên liệu thay thế, bổ sung cho Nhà máy Đạm Cà Mau như sử dụng permeate gas, đánh giá phương án sử dụng condensate, mua hơi được sản xuất từ than, biomass; đánh giá khả năng sử dụng condensate/naphtha... Đồng thời, PVCFC tập trung triển khai các giải pháp tiết kiệm năng lượng (sử dụng động cơ điện thay vì hơi), đang xem xét giải pháp thu hồi khí xả tại trạm trung áp xưởng urea, giảm hơi LP vào deaerator, áp dụng công nghệ ORC để phát điện, thu hồi CO_2 , mua hơi công nghiệp và tìm kiếm nguồn nguyên liệu thay thế.

VPI cho biết đang hợp tác với PVCFC và các nhà bản quyền công nghệ như Haldor Topsoe, KBR nghiên cứu các giải pháp tìm kiếm nguồn nguyên liệu thay thế cho Nhà máy Đạm Cà Mau: Lắp đặt thêm thiết bị trao đổi nhiệt ở LTS nhằm tối ưu hóa vận hành; đánh giá sơ bộ các nguồn nguyên liệu khác; có thể sử dụng LPG, than đá làm nguyên liệu thay thế khí thiên nhiên với tỷ lệ từ 14 - 16%.

Tại Kỳ họp, VPI đã giới thiệu công nghệ sản xuất methanol và nhiên liệu từ CO_2 và H_2O (sun to liquids) do Đại học ETH Zurich (Thụy Sĩ) công bố. CO_2 và hơi nước thu từ không khí sẽ được đưa vào thiết bị phản ứng có chứa xúc tác trên cơ sở CeO_2 và nhiệt độ 1.500°C đạt được từ bức xạ mặt trời sẽ tạo ra khí tổng hợp. Từ đó, khí tổng hợp được chuyển hóa tiếp thành các loại nhiên liệu, bao gồm methanol thông qua quá trình tổng hợp Fischer-Tropsch hoặc tổng hợp methanol. Kết quả nghiên cứu cho thấy, hệ thống năng lượng mặt trời thu từ diện tích 1km^2 có thể tạo ra 20.000 lít kerosene/ngày. Nhóm nghiên cứu đặt mục tiêu hoàn thiện công nghệ và có thể phát triển ở quy mô thương mại hóa với công suất 10 triệu lít/năm vào năm 2025.

Hiền Trang

ỨNG DỤNG MẠNG NEURON NHÂN TẠO (ANN) TRONG DỰ BÁO ĐỘ RỖNG

Tạ Quốc Dũng¹, Lê Thế Hà², Phạm Duy Khang¹

¹Trường Đại học Bách khoa - Đại học Quốc gia TP. Hồ Chí Minh

²Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: tqdung@hcmut.edu.vn; halt01@pvn.vn

Tóm tắt

Nghiên cứu giới thiệu phương pháp dự báo độ rỗng bằng phương pháp truyền thống và sử dụng mạng neuron nhân tạo (Artificial Neural Network - ANN). Phương pháp nội suy truyền thống Kriging sẽ được áp dụng để tìm ra mối quan hệ trong không gian của thông số độ rỗng thông qua các mô hình 2D. Nghiên cứu cũng ứng dụng công cụ “nnstart” của phần mềm Matlab thông qua các lý thuyết về ANN và áp dụng vào việc dự báo độ rỗng cho giếng nghiên cứu.

Kết quả cho thấy phương pháp sử dụng ANN đã giúp tối ưu công tác dự báo độ rỗng cho một giếng khoan từ tài liệu địa cơ học cho trước.

Từ khóa: Địa thống kê, Variogram, nội suy Kriging, mạng neuron nhân tạo.

1. Giới thiệu

Độ rỗng là thông số quan trọng trong việc mô hình hóa đặc trưng thành hệ, có ảnh hưởng lớn đến tính toán trữ lượng và quyết định sự phát triển của một mỏ dầu hoặc khí.

Mục đích của nghiên cứu này là sử dụng phương pháp truyền thống địa thống kê Kriging trong các nghiên cứu thống số độ rỗng đồng thời so sánh với các kết quả tính toán sử dụng ANN.

2. Phương pháp địa thống kê

2.1. Variogram

Variogram được định nghĩa là một nửa kỳ vọng của biến ngẫu nhiên $[Z_x - Z_{x+h}]^2$ và theo công thức thực nghiệm [1, 2]:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [Z_x - Z_{x+h}]^2 \quad (1)$$

Trong đó:

$\gamma(h)$: Hàm variogram theo khoảng cách h ;

$N(h)$: Số lượng cặp điểm tính toán;

Z_x : Biến ngẫu nhiên x ;

$Z_{(x+h)}$: Biến ngẫu nhiên cách x 1 đoạn h .

Variogram là công cụ để định lượng tính ổn định/liên tục hoặc sự tương quan không gian của đối tượng nghiên cứu bằng cách nghiên cứu các giá trị bình phương trung bình của hiệu giữa 2 giá trị cách nhau một khoảng cách “ h ” theo một hướng xác định.

2.2. Covariance

Nếu 2 biến ngẫu nhiên Z_x và Z_{x+h} cách nhau một đoạn “ h ” có phương sai, cũng có một covariance và được diễn đạt theo công thức thực nghiệm sau [1]:

$$C(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} \{[Z_x - m][Z_{x+h} - m]\} \quad (2)$$

Với m là kỳ vọng toán học của hàm.

2.3. Phương pháp nội suy Kriging

Kriging là nhóm phương pháp địa thống kê dùng để nội suy số liệu của một trường ngẫu nhiên tại một điểm chưa biết giá trị (không lấy được mẫu phân tích) từ những giá trị đã biết ở các điểm lân cận. Tính chất của Kriging là chất lượng của mẫu tốt thì giá trị xác định sẽ tốt. Kriging nội suy dựa trên quy luật BLUE - Best Linear Unbiased Estimator.

Và để nội suy được các điểm, cần giải hệ phương trình sau [3]:

$$Z_{x0} - m_0 = \sum_{i=0}^n \lambda_i [Z_{xi} - m_i] \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^n [\lambda_i] = 1 \quad (4)$$

Thông thường, chuyển hệ phương trình trên thành một ma trận và giải ma trận đó [3]:

$$K\lambda_i = k \quad (5)$$

Trong đó:

K: Ma trận covariance giữa các điểm dữ liệu với các thành phần $K_{ij} = C(Z_{xi} - T_{xj})$;

k: Vector covariance giữa điểm dữ liệu và điểm cần xác định với $k_i = C(Z_{xi} - Z_{x0})$;

λ_i : Vector trọng số Kriging cho các dữ liệu xung quanh.

3. Trí tuệ nhân tạo và ANN

ANN ra đời xuất phát từ ý tưởng mô phỏng bộ não con người. Giống như con người, ANN được học bởi kinh nghiệm, lưu những kinh nghiệm đó và sử dụng trong tình huống phù hợp (Hình 1, 2).

- Học có giám sát (supervised learning)

Học có giám sát là nhóm thuật toán dự đoán đầu ra (output) của dữ liệu mới (new input) dựa trên các cặp dữ

liệu đã biết trước. Cặp dữ liệu này còn được gọi là dữ liệu - nhãn (data - label). Đây là nhóm phổ biến nhất trong các thuật toán học máy.

Theo toán học, học có giám sát là khi có một tập hợp "n" biến đầu vào $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ và một tập hợp "n" nhãn tương ứng $Y = \{y_1, y_2, \dots, y_n\}$. Các cặp dữ liệu biết trước (x_i, y_i) được gọi là tập dữ liệu huấn luyện (training data). Từ tập huấn luyện này cần tạo ra một hàm số ánh xạ mỗi phần tử từ tập X sang một phần tử (xấp xỉ) tương ứng của tập Y.

$$\hat{y} \approx f(x_i) \quad (6)$$

Mục đích là xấp xỉ hàm số f thật tốt để khi có một dữ liệu x mới có thể suy ra được nhãn y tương ứng từ hàm số $\hat{y}$.

Nhóm thuật toán học có giám sát gồm các bài toán chính sau:

Phân loại (classification): Các nhãn của dữ liệu đầu vào được chia thành các nhóm hữu hạn.

Hồi quy (regression): Nhãn là một giá trị thực cụ thể. Ở nghiên cứu này, nhóm tác giả đã áp dụng bài toán hồi quy để dự báo phân bố độ rộng của vĩa.

- Học không giám sát (unsupervised learning)

Trong thuật toán này không biết trước được đầu ra hay nhãn của tập dữ liệu đầu vào, chỉ dựa vào cấu trúc của dữ liệu để thực hiện công việc như: phân nhóm (clustering) hoặc giảm số chiều của dữ liệu (dimension reduction) để thuận tiện trong việc lưu trữ và tính toán.

Học không giám sát là khi chỉ có dữ liệu đầu vào X mà không biết nhãn Y tương ứng.

- Học bán giám sát (semi - supervised learning)

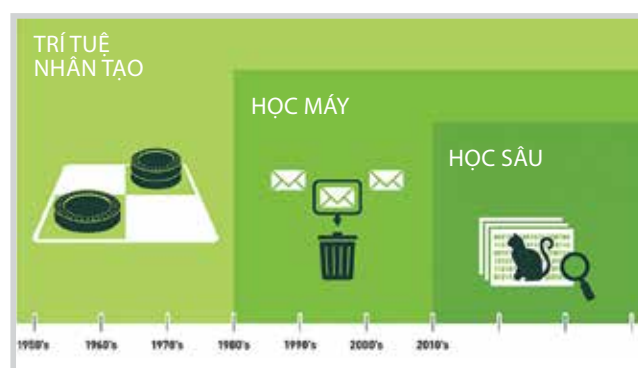
Các bài toán khi có một lượng lớn dữ liệu X nhưng chỉ có một phần được gán nhãn được gọi là học bán giám sát. Những bài toán thuộc nhóm này nằm giữa 2 nhóm trên.

- Học củng cố (reinforcement learning)

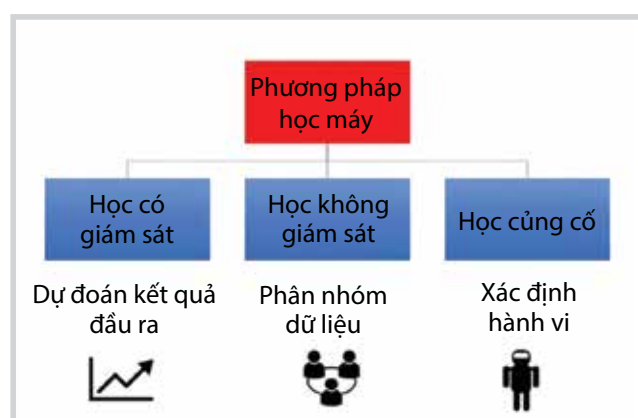
Học củng cố giúp hệ thống tự động xác định hành vi dựa trên hoàn cảnh để đạt được lợi ích cao nhất (maximising the performance).

3.1. Thuật toán Gradient descent và tốc độ học

Gradient descent (GD) là một thuật toán tối ưu dùng để tìm cực tiểu của hàm số. Thuật toán sẽ khởi tạo một điểm ngẫu nhiên trên hàm số và sau đó điểm này sẽ được di chuyển theo chiều giảm của đạo hàm cho đến khi đạt



Hình 1. Lịch sử phát triển của trí tuệ nhân tạo [4, 5]



Hình 2. Các phương pháp học của mạng neuron [4]

đến điểm cực tiểu. Thông thường, GD sẽ được dùng để cập nhật các trọng số (weights) và hệ số bias cho từng lớp thông qua phương trình:

$$w_{new} = w_{old} - \alpha \frac{\partial J}{\partial w_{old}} \quad (7)$$

$$b_{new} = b_{old} - \alpha \frac{\partial J}{\partial b_{old}} \quad (8)$$

Trong đó:

w_{new} : Trọng số đã được cập nhật;

w_{old} : Trọng số chưa được cập nhật;

b_{new} : Hệ số bias đã được cập nhật;

b_{old} : Hệ số bias chưa được cập nhật;

α : Tốc độ học tập;

$\frac{\partial J}{\partial w_{old}}$: Đạo hàm của hàm mất mát theo trọng số cũ;

$\frac{\partial J}{\partial b_{old}}$: Đạo hàm của hàm mất mát theo hệ số bias cũ.

Tốc độ học tập là tham số quan trọng (hyper parameter), được dùng để kiểm soát số lượng vòng lặp trong quá trình Gradient descent. Khi tham số này nhỏ, thuật toán sẽ cần nhiều bước lặp để hàm số có thể đạt tới điểm cực tiểu. Ngược lại, nếu tham số này lớn, thuật toán sẽ cần ít vòng lặp hơn, tuy nhiên khi đó, có thể hàm số sẽ bỏ qua điểm cực tiểu và không thể hội tụ được (Hình 3).

3.2. Hàm truyền

Hàm kích hoạt hay còn gọi là hàm truyền có chức năng chuyển đổi thông số đầu vào sang một khoảng giá trị khác. Mạng cần có các hàm truyền để quyết định có nên truyền tiếp dữ liệu hay không và truyền với cường độ bao nhiêu. Hàm truyền bao gồm hàm tuyến tính và hàm phi tuyến. Các hàm phi tuyến giúp mô hình dễ dàng khái quát hóa và thích hợp với nhiều loại dữ liệu.

- Hàm tuyến tính (Purelin)

Công thức của hàm:

$$f(x) = x \quad (9)$$

Đạo hàm của hàm tuyến tính:

$$\frac{df}{dx} = 1 \quad (10)$$

Nhận xét: Giá trị đầu ra không bị giới hạn trong một khoảng cụ thể mà chỉ phụ thuộc vào miền giá trị của thông số đầu vào khi đi qua hàm.

Do bài toán giải quyết của nghiên cứu là xây dựng ANN để tính toán và dự báo giá trị độ rỗng nên hàm hoạt động ở lớp đầu ra chính là hàm tuyến tính.

- Hàm sigmoid

Đây là hàm thông dụng thường được dùng trong ANN đa lớp. Hàm có công thức như sau:

$$f(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}} \quad (11)$$

Đạo hàm của hàm sigmoid:

$$\frac{df}{dx} = f(x)[1 - f(x)] \quad (12)$$

Nhận xét: Đồ thị hàm sigmoid cho giá trị đầu ra từ 0 đến 1 khi giá trị neuron đầu vào đi từ $-\infty$ đến $+\infty$ (Hình 4).

- Hàm tanh

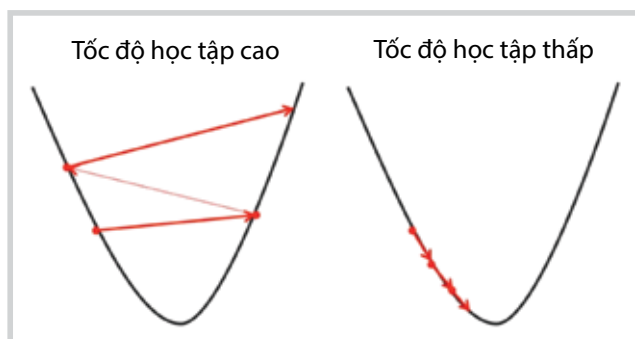
Giống với hàm sigmoid, hàm tanh cũng được sử dụng nhiều trong mạng neuron đa lớp. Công thức của hàm có dạng:

$$f(x) = \tanh(x) = \frac{e^x - e^{-x}}{e^x + e^{-x}} \quad (13)$$

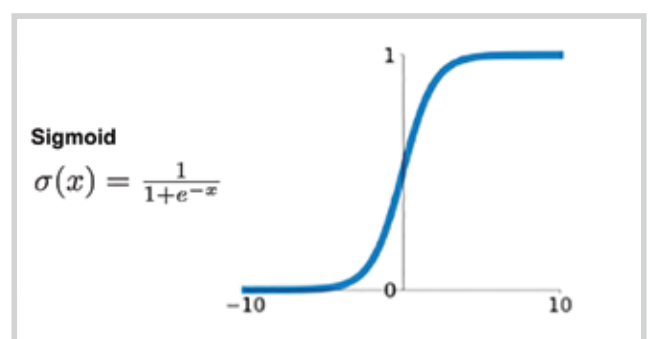
Đạo hàm của hàm tanh:

$$\frac{df}{dx} = 1 - f^2(x) \quad (14)$$

Nhận xét: Dựa vào đồ thị, giá trị của hàm đi từ -1 đến 1 ứng với giá trị đầu vào đi từ $-\infty$ đến $+\infty$ (Hình 5).



Hình 3. Các trường hợp của tốc độ học tập [6]



Hình 4. Đồ thị biểu diễn hàm sigmoid [7]

- Hàm ReLU (Rectified Linear Unit)

Hàm ReLU là hàm kích hoạt phổ biến nhất vì tính đa dụng trong mạng neuron tích chập (convolutional neural network) và học sâu.

Công thức hàm có dạng:

$$f(x) = \max(0, x) \quad (15)$$

Đạo hàm của hàm ReLU:

$$\frac{df}{dx} = \begin{cases} 0, & \text{nếu } x < 0 \\ 1, & \text{nếu } x \geq 0 \end{cases} \quad (16)$$

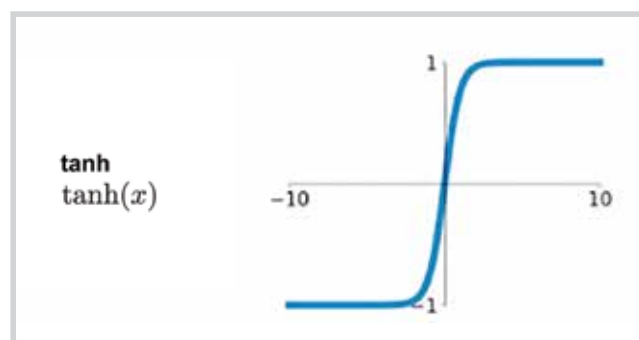
Dựa vào Hình 6a, giá trị của hàm đi từ 0 đến $+\infty$ khi giá trị đầu vào lớn hơn hoặc bằng 0.

Khi đầu vào là giá trị âm, hàm sẽ bằng 0, điều này sẽ làm giảm khả năng phù hợp dữ liệu của mô hình và ảnh hưởng đến quá trình huấn luyện dữ liệu. Do đó, hàm Leaky ReLU (Hình 6b) được hình thành để giải quyết vấn đề trên.

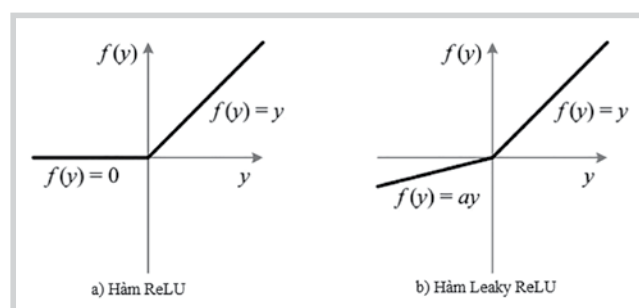
3.3. Cấu tạo và nguyên lý hoạt động của mạng neuron

Nhóm tác giả giới thiệu và sử dụng mạng neuron thông thường (Regular Neural Network) để thực hiện vì phương thức tính toán đơn giản, dễ tiếp cận.

Một ANN thường tổ chức các neuron thành từng lớp và mỗi lớp chịu trách nhiệm cho một công việc cụ thể. ANN thường có 3 lớp: lớp nhập hay lớp đầu vào, lớp ẩn và lớp xuất.



Hình 5. Đồ thị biểu diễn hàm tanh [7]



Hình 6. Đồ thị biểu diễn hàm ReLU, Leaky ReLU [8]

- Lớp nhập (input layer) cung cấp cho mạng các số liệu cần thiết. Số lượng neuron trong lớp nhập tương ứng với số lượng thông số đầu vào được cung cấp cho mạng và các thông số đầu vào này được giả thiết ở dạng vector.

- Lớp ẩn (hidden layer) chứa các neuron ẩn giúp kết nối giá trị đầu vào đến giá trị đầu ra. Một mạng neuron có thể có một hoặc nhiều lớp ẩn chịu trách nhiệm chính cho việc xử lý các neuron của lớp nhập và đưa các thông tin đến neuron của lớp xuất. Các neuron này thích ứng với việc phân loại và nhận diện mối liên hệ giữa thông số đầu vào và thông số đầu ra.

- Lớp xuất (output layer) chứa các neuron đầu ra nhằm chuyển thông tin đầu ra của các tính toán từ ANN đến người dùng. Một ANN có thể được xây dựng để có nhiều thông số đầu ra.

Số neuron của lớp nhập và lớp xuất sẽ do bài toán quyết định, số neuron lớp ẩn và số lớp ẩn sẽ do người nhập quyết định. Tuy nhiên, việc chọn loại và số lượng của thông số đầu vào có ảnh hưởng lớn đến chất lượng của mạng.

Mô hình toán học của ANN lan truyền thẳng được trình bày như sau:

$$y(x) = f\left(\sum_{i=1}^n w_i x_i\right) \quad (17)$$

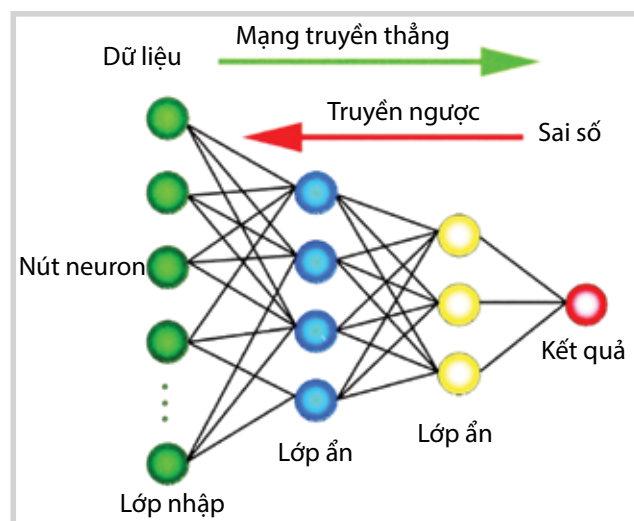
Trong đó:

$y(x)$: Giá trị đầu ra theo biến x ;

f : Hàm kích hoạt hay hàm truyền;

w_i : Trọng số liên kết của neuron x_i ;

x_i : Các giá trị đầu vào.



Hình 7. Mô hình cơ chế hoạt động của ANN [7]

Bản chất nguyên lý hoạt động của ANN truyền thẳng chính là quá trình huấn luyện mạng (training). Cụ thể, quá trình huấn luyện thường sử dụng giải thuật lan truyền ngược để tìm đạo hàm cho từng tham số trong mạng [1, 5, 9].

Giai đoạn lan truyền thẳng [9]:

Bước 1: Vector thông số đầu vào được nhập vào các neuron ở lớp nhập.

$$a^{(0)} = x \quad (18)$$

Bước 2: Tại neuron lớp ẩn thứ j, giá trị tín hiệu nhận từ lớp nhập sẽ được tính tổng trọng số hóa của tất cả các dữ liệu được nhập bằng cách cộng tất cả tích của mỗi dữ liệu đầu vào và trọng số liên kết giữa lớp ẩn và lớp nhập.

$$z_{in j} = b_{oj} + \sum_{i=1}^n x_i v_{ij} \quad (19)$$

Bước 3: Sau đó, hàm kích hoạt (hàm truyền) sẽ được sử dụng để chuyển giá trị được nhận thành giá trị đầu ra.

$$z_j = f(z_{in j}) \quad (20)$$

Tiếp theo, giá trị đầu ra tại neuron lớp ẩn j tiếp tục được truyền đến neuron lớp xuất k giống với phương thức từ lớp nhập đến lớp ẩn.

$$y_{ink} = w_{ok} + \sum_{j=1}^p z_j w_{jk} \quad (21)$$

Sau đó, hàm truyền lại được sử dụng để tính giá trị đầu ra của neuron tại lớp xuất.

$$y_k = f(y_{ink}) \quad (22)$$

Lúc này, giai đoạn lan truyền thẳng đến đây kết thúc, mạng sẽ chuyển đến giai đoạn lan truyền ngược.

Bước 4: Trong giai đoạn nhập, số liệu nhập gồm cả số liệu đầu vào và giá trị thực tế. Từ đó, với mỗi bộ số liệu tính được từng sai số đầu ra tương ứng, giá trị này được gọi là hàm mất mát (Cost Function - J).

$$J = t_k - y_k \quad (23)$$

Bước 5: Từ hàm cost function vừa tìm được, tính đạo hàm của hàm này theo trọng số giữa lớp ẩn - lớp ra và trọng số giữa lớp nhập - lớp ẩn.

$$\Delta w_{jk} = \frac{\partial J}{\partial w_{jk}} \quad (24)$$

$$\Delta v_{ij} = \frac{\partial J}{\partial v_{ij}} \quad (25)$$

Bước 6: Kế tiếp, giá trị trọng số liên kết giữa lớp ẩn và

lớp xuất cũng như giá trị trọng số liên kết giữa lớp nhập và lớp ẩn được hiệu chỉnh lại đồng thời.

$$w_{jk}(new) = w_{jk}(old) + \alpha \Delta w_{jk} \quad (26)$$

$$v_{ij}(new) = v_{ij}(old) + \alpha \Delta v_{ij} \quad (27)$$

3.4. Hiện tượng Overfitting

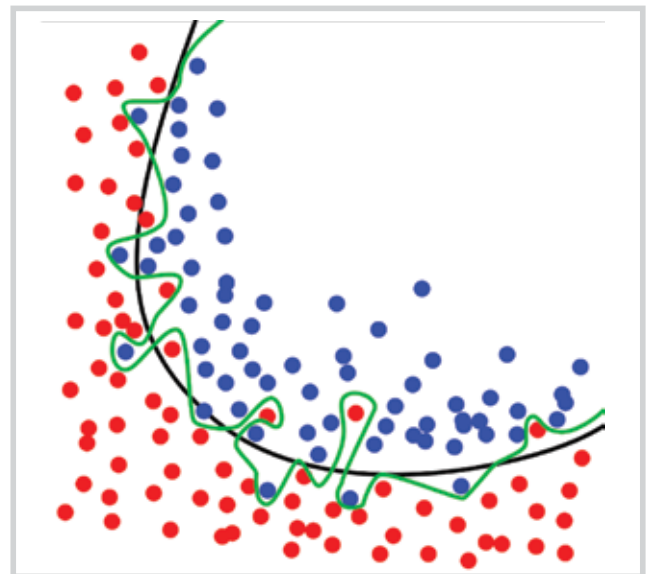
Overfitting là hiện tượng mô hình tìm được quá khớp với dữ liệu huấn luyện. Việc này sẽ gây ra hậu quả lớn nếu trong tập dữ liệu huấn luyện có nhiễu. Khi đó, mô hình không thực sự mô tả tốt dữ liệu ngoài tập huấn luyện. Overfitting đặc biệt xảy ra khi lượng dữ liệu huấn luyện quá nhỏ hoặc độ phức tạp của mô hình quá cao.

Một mô hình được coi là tốt (fit) nếu cả training error và test error đều thấp. Nếu training error thấp nhưng test error cao, mô hình bị overfitting. Nếu training error cao và test error cao, mô hình bị underfitting, còn đối với việc training error cao - test error thấp thì xác suất xảy ra rất nhỏ. Để có được mô hình tốt, cần tránh hiện tượng overfitting thông qua kỹ thuật sau:

- Validation là kỹ thuật lấy từ tập huấn luyện (training data set) ra một tập con nhỏ và thực hiện việc đánh giá mô hình trên tập con này. Tập con này được gọi là tập validation và tập huấn luyện mới của mô hình là phần còn lại của tập huấn luyện ban đầu.

- Regularisation là kỹ thuật làm thay đổi mô hình một ít, giảm độ phức tạp của mô hình, từ đó tránh được hiện tượng overfitting.

Ở bài báo này, nhóm tác giả sẽ kiểm tra hiện tượng overfitting qua kỹ thuật validation.



Hình 8. Tập dữ liệu thể hiện hiện tượng overfitting (đường màu xanh lá) [10]

4. Kết quả tính toán độ rỗng

4.1. Kết quả tính toán từ phần mềm Gs+

Các số liệu độ rỗng theo quỹ đạo thu thập từ 3 giếng X1, X5, X9. Trong nghiên cứu này số liệu của 3 giếng offset chọn cùng trong một đối tượng để đảm bảo bộ số liệu ổn định dùng bậc 2 phục vụ cho tính toán địa thống kê. Các dữ liệu khác như bản đồ tương và thuộc tính địa chấn không nằm trong phạm vi của nghiên cứu này. Các số liệu lựa chọn đã được kiểm tra từ các nghiên cứu tài liệu địa vật lý.

Từ các thông số trong Bảng 1, nhập vào Gs+ và thu được quỹ đạo 2D của 3 giếng theo từng phương riêng biệt Tây - Đông (Hình 9).

Biểu đồ Variogram theo độ rỗng trên được xây dựng theo mô hình hàm mũ (Exponential) và có hệ số tương quan là 0,772.

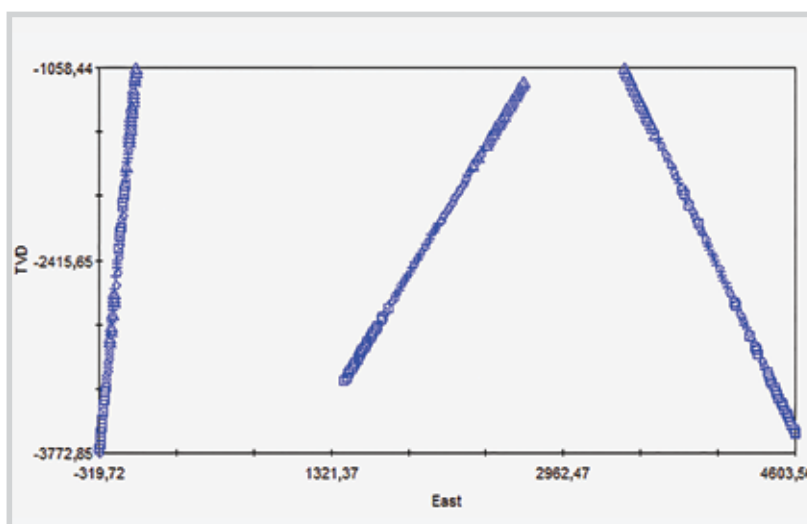
Sau khi tìm được mô hình Variogram cho thông số độ rỗng, nhóm tác giả tiến hành bước kiểm tra chéo (Cross-validate) để đánh giá độ chính xác trước khi đưa vào tính toán. Để có được mô hình Variogram tốt nhất, có thể loại bỏ hoặc chỉnh sửa các giá trị ngoại lai (do sai số trong quá trình đo đạc). Với mô hình Variogram trên, nhóm tác giả đã tìm được hệ số hồi quy cho mô hình (Hình 10). Kết quả cho ra tốt (0,968), do đó mô hình trên sẽ được dùng để nội suy độ rỗng.

Tiến hành nội suy độ rỗng theo quỹ đạo giếng X11 từ thông số độ rỗng của các giếng lân cận trên thông qua mô hình xây dựng được.

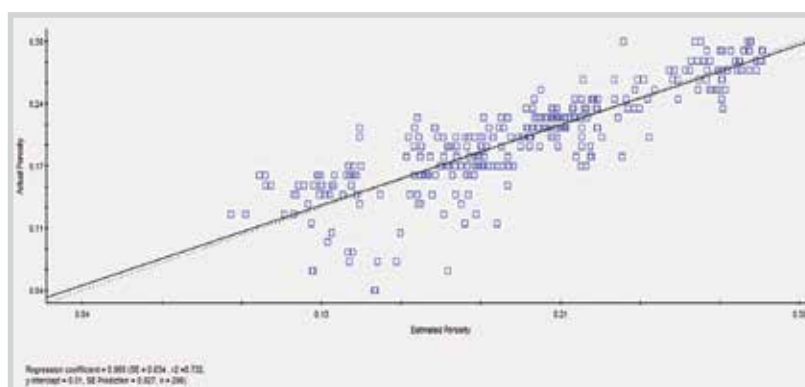
Hình 12 cho thấy độ chính xác của thuật toán Kriging tương đối chính xác, với hệ số hồi quy của dữ liệu dự báo là trên 60%. Nguyên nhân dẫn đến hệ số hồi quy này chỉ đạt 60% là do chỉ áp dụng thuật toán Kriging 1 thông số. Nếu muốn tăng độ chính xác của thuật toán lên có thể áp dụng Cokriging, từ đó có thông số phụ hỗ trợ cho việc dự đoán thông số chính.

Bảng 1. Thông số đầu vào của 3 giếng lân cận

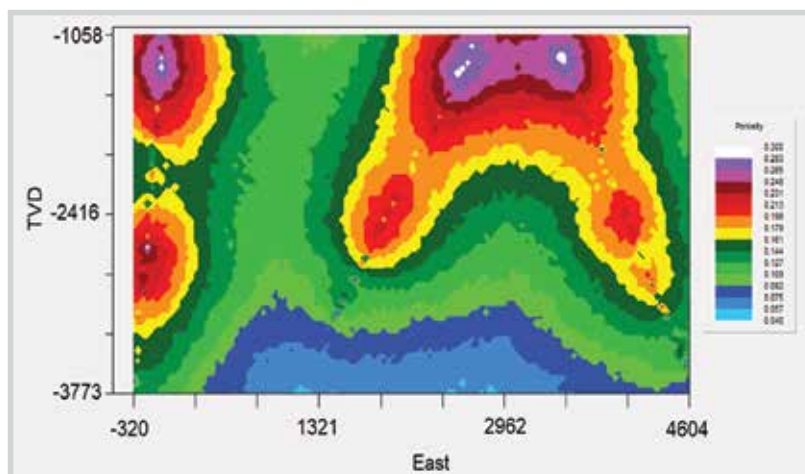
Thông số	Ký hiệu (đơn vị)
Độ sâu theo phương thẳng đứng	TVD (m)
Tọa độ theo phương Đông	East (m)
Độ rỗng	Porosity



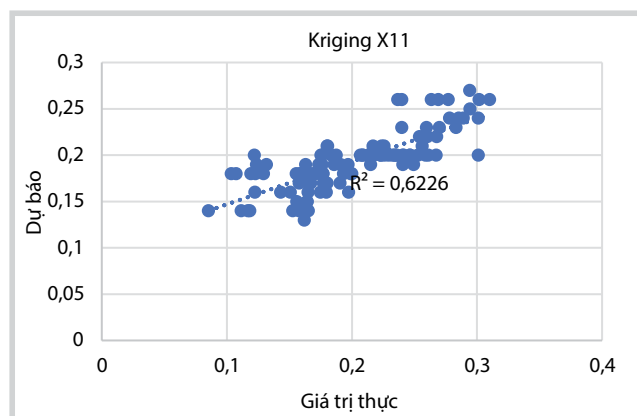
Hình 9. Mặt cắt giếng khoan X1, X5, X9 theo trục TVD và hướng Đông - Tây



Hình 10. Đồ thị cross validation của bộ số liệu



Hình 11. Kết quả nội suy độ rỗng khu vực từ 3 giếng X1, X5, X9 theo độ sâu thẳng đứng (từ 1.000 - 3.800m) và theo hướng Tây - Đông



Hình 12. Đồ thị biểu diễn độ chính xác giữa số liệu dự báo và số liệu thực từ phương pháp Kriging

4.2. Kết quả từ ANN

4.2.1. Bước 1: Thu thập và xử lý số liệu

Từ các thông số đầu vào như độ bền nén đơn trục (UCS), áp suất lỗ rỗng (Pore Pressure) và độ sâu theo phương thẳng đứng (TVD), mong muốn dự báo được số liệu đầu ra là độ rỗng tương ứng với các thành phần trên. Các thông số đầu vào này phải có tính ổn định, tính phổ biến và có liên quan mật thiết đến thông số đầu ra.

Ở bộ số liệu thu thập được từ 3 giếng trong khu vực, nhóm tác giả đã chia thành 2 bộ con chính:

- Bộ 1 (Dữ liệu huấn luyện - Training Data) bao gồm 266 giá trị bộ mẫu đầu vào (UCS, Pore Pressure, độ sâu) và 266 giá trị độ rỗng tương ứng. Từ đây, công cụ xây dựng ANN của Matlab sẽ tiếp tục chia thành 3 nhóm nhỏ:

Luyện mạng (training) chiếm 70% bộ số liệu ứng với 186 bộ mẫu đầu vào. Các giá trị này được sử dụng liên tục trong quá trình luyện mạng và mạng neuron sẽ được tinh chỉnh dựa trên sai số mạng.

Kiểm tra chéo (validation) chiếm 15% bộ số liệu ứng với 40 bộ mẫu đầu vào. Chúng dùng để kiểm tra mạng có xảy ra hiện tượng quá khớp hay là không.

Kiểm tra mạng (testing) chiếm 15% bộ số liệu ứng với 40 bộ mẫu đầu vào, kiểm tra mức độ hiệu quả của mạng trong và sau khi luyện mạng.

- Bộ 2 (Dữ liệu kiểm tra mạng - Testing data) gồm 30 giá trị bộ mẫu đầu vào và 30 giá trị độ rỗng tương ứng, xác định độ tin cậy của mạng vừa mới huấn luyện để từ đó có thể dự đoán cho giếng lân cận.

Ngoài ra, để dự báo độ rỗng cho giếng X11, nhóm tác giả đã chuẩn bị 1 bộ số liệu của giếng X11 gồm độ sâu theo phương thẳng đứng, độ bền nén đơn trục, áp suất

lỗ rỗng. Thông qua mạng neuron vừa được huấn luyện, nhóm tác giả sẽ suy được độ rỗng tương ứng.

4.2.2. Bước 2: Xây dựng mạng

Với yêu cầu bài toán là dự đoán độ rỗng từ tài liệu địa cơ học, vì thế lớp đầu vào chứa các giá trị địa cơ học thu thập được và lớp đầu ra chứa giá trị độ rỗng từ mạng. Sau đó, tiến hành quá trình xây dựng mạng hay chọn cấu trúc mạng thông qua việc chọn số lớp và số neuron ẩn trong từng lớp cho mạng.

Thông thường, việc thiết kế ANN sẽ bắt đầu với một lớp ẩn. Số neuron trong lớp ẩn đó sẽ được điều chỉnh tăng dần cho đến khi đạt được kết quả sai số đầu ra của mạng và giá trị đầu ra mong muốn là chấp nhận được. Nếu số neuron quá lớn (hơn 50) mà sai số vẫn chưa chấp nhận được thì tăng lớp ẩn thành 2. Quá trình này được lặp đi lặp lại cho đến khi đạt được sai số và đầu ra mong muốn.

Trong bài báo này, nhóm tác giả sẽ xây dựng mạng với số lớp ẩn là 1 và số neuron của lớp ẩn này lần lượt là 10, 20.

4.2.3. Bước 3: Luyện mạng

Với cấu trúc mạng được chọn ở bước 2, tiếp tục tiến hành bước huấn luyện mạng. Thực chất, quá trình huấn luyện mạng chính là quá trình điều chỉnh trọng số liên kết (weights). Các giá trị trọng số liên kết này sẽ được mặc định ngẫu nhiên khi bắt đầu xây dựng mạng, sau đó, trong suốt quá trình luyện mạng, các thuật toán của mạng sẽ điều chỉnh các giá trị trên.

Kết quả quá trình luyện mạng sẽ hiển thị sai số toàn phương trung bình (MSE) và hệ số tương quan (R) của 3 bộ số liệu nhỏ được chia từ bộ 1, đó là sai số bộ số liệu luyện mạng, sai số kiểm tra chéo và sai số kiểm tra mạng. Công thức của MSE được trình bày như sau:

$$MSE = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - y_i^*)^2}{n} \quad (28)$$

Trong đó:

y_i : Giá trị dự báo;

y_i^* : Giá trị thực đo từ mẫu;

n: Số mẫu.

4.2.4. Bước 4: Kiểm tra độ chính xác của mạng

Để tránh hiện tượng quá khớp và đánh giá mạng được luyện ở bước 3 phải kiểm tra độ chính xác của mạng.

Thực tế, mạng sau khi được huấn luyện sẽ sử dụng phần số liệu kiểm tra mạng để kiểm tra mức độ hiệu quả

của mạng. Tiếp đến, mạng sẽ sử dụng dữ liệu trung gian hay số liệu kiểm tra chéo để tính toán sai số nhằm đảm bảo hiện tượng quá khớp không xảy ra.

Việc quan sát đồ thị thể hiện (Performance) qua xây dựng mạng được dùng để đánh giá mạng và xem xét hiện tượng quá khớp. Các giá trị MSE và R ở bước 3 sẽ hiển thị tại vị trí vòng lặp (Epoch) cho hiệu quả tốt nhất của quá trình xây dựng mạng.

Nếu độ tin cậy của mạng sau khi kiểm tra không đạt kết quả mong muốn, sẽ thực hiện một trong 2 cách sau:

- Tiếp tục luyện lại mạng để có được kết quả tốt hơn.
- Quay lại bước 2, tiến hành điều chỉnh số neuron ở lớp ẩn hoặc cấu trúc mạng, sau đó luyện mạng lại.

Một ANN hoạt động tốt sẽ cho ra các kết quả sau:

- Sai số luyện mạng, kiểm tra chéo, kiểm tra mạng thấp;
- Sai số luyện mạng ở những vòng lặp cuối ổn định;
- Mức độ quá khớp không đáng kể;
- Kiểm tra mạng bằng bộ số liệu khác (bộ 2) cho kết quả tốt.

4.2.5. Bước 5: Sử dụng mạng để dự báo

Sử dụng mạng để dự báo các giá trị độ rỗng cần tìm với bộ số liệu là các thông số cơ học đã nhập để xây dựng mạng. Các giá trị được dự báo sẽ được so sánh với giá trị độ rỗng thực của giếng X11. Từ đó, tiến hành tính toán MSE để đưa ra những kết luận về phương pháp ANN.

Với bài toán trên, nhóm tác giả sẽ xây dựng các mạng sau để dự báo độ rỗng:

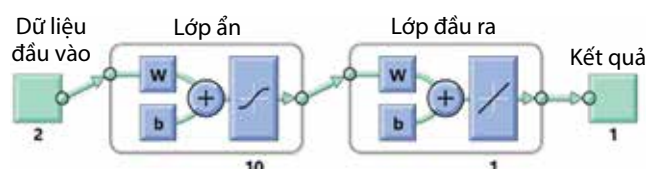
- Mạng 2-10-1 (mạng A) với các thông số đầu vào gồm áp suất lỗ rỗng và UCS, 10 neuron trong lớp ẩn.
- Mạng 2-20-1 (mạng B) với các thông số đầu vào gồm áp suất lỗ rỗng và UCS, 20 neuron trong lớp ẩn.
- Mạng 3-10-1 (mạng C) với các thông số đầu vào gồm áp suất lỗ rỗng, UCS và độ sâu theo phương thẳng đứng, 10 neuron trong lớp ẩn.
- Mạng 3-20-1 (mạng D) với các thông số đầu vào gồm áp suất lỗ rỗng, UCS và độ sâu theo phương thẳng đứng, 20 neuron trong lớp ẩn.

Đối với mạng A:

Với 2 thông số đầu vào là áp suất lỗ rỗng và độ bền nén đơn trục, nhóm tác giả đã xây dựng được mạng A như Hình 13.

Bảng 2 thể hiện kết quả huấn luyện mạng, kiểm tra chéo và kiểm tra mạng A ở vòng lặp thứ 7 và đồ thị thể hiện quá trình huấn luyện trong 13 vòng lặp.

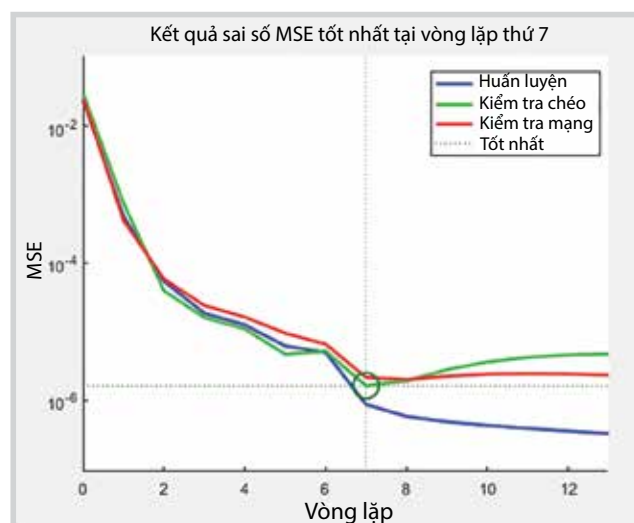
Ngoài ra, nhóm tác giả tiếp tục sử dụng số liệu gồm 30 mẫu ở bộ 2 để đánh giá sự chính xác của mạng vừa được huấn luyện. Kết quả Bảng 3 thể hiện làm tăng độ tin cậy của mạng A.



Hình 13. Mô hình huấn luyện của mạng A dùng để dự báo độ rỗng

Bảng 2. Kết quả huấn luyện ở epoch thứ 7 của mạng A dùng để dự báo độ rỗng

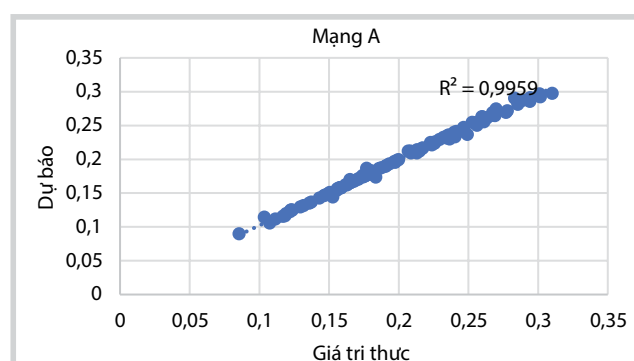
	Mẫu	MSE $\times 10^{-7}$	R
Tập huấn luyện	186	8,60788	0,999836
Tập kiểm tra chéo	40	16,1608	0,999751
Tập kiểm tra mạng	40	21,4578	0,999709



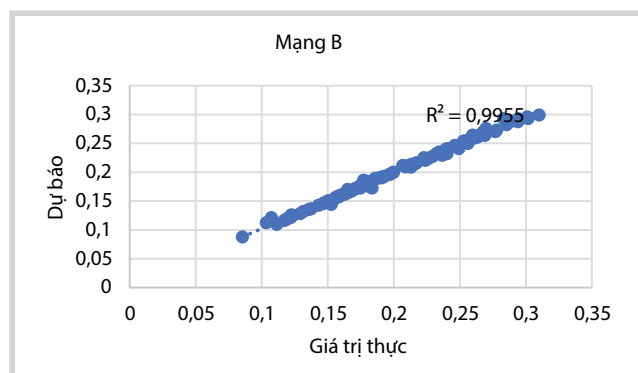
Hình 14. Đồ thị thể hiện MSE của 3 tập số liệu trong quá trình huấn luyện mạng A

Bảng 3. Kết quả đánh giá độ chính xác của mạng A khi dùng bộ số liệu 2

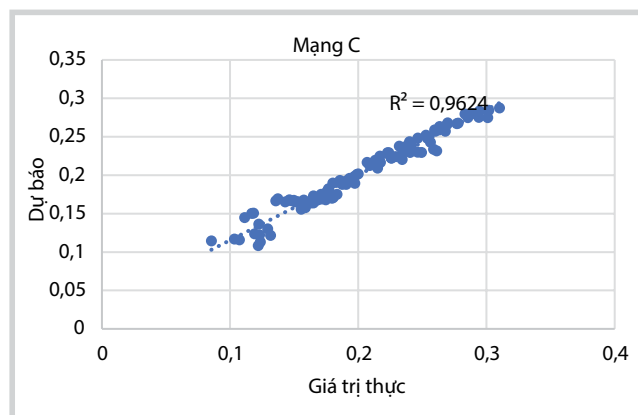
MSE $\times 10^{-7}$	171,899
R	0,998413



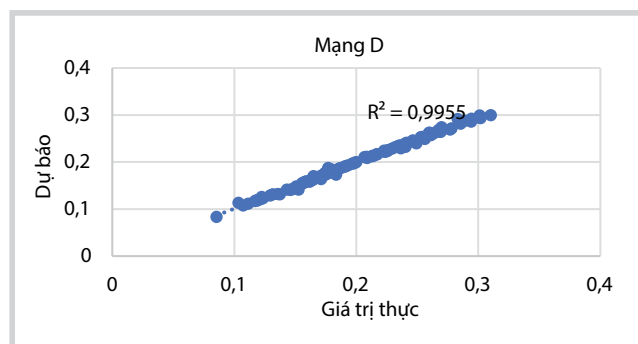
Hình 15. Kết quả dự báo độ rỗng từ mạng A



Hình 16. Kết quả dự báo độ rỗng từ mạng B



Hình 17. Kết quả dự báo độ rỗng từ mạng C



Hình 18. Kết quả dự báo độ rỗng từ mạng D

Sau khi dùng mạng A để dự báo độ rỗng từ bộ số liệu X11, nhóm tác giả đã được một bộ số liệu độ rỗng 113 giá trị. Từ đó, nhóm tác giả đã đem so sánh với bộ số liệu độ rỗng thực tế của X11 cũng gồm 113 giá trị.

Với 2 bộ số liệu độ rỗng thực tế và dự báo có được, nhóm tác giả tiến hành đưa 2 thông số này vào Excel và tính toán $MSE = 142,533 \times 10^{-7}$ và hệ số hồi quy $R = 0,9959$.

Tương tự đối với 3 mạng còn lại:

Ở mạng B, nhóm tác giả cũng tiến hành tương tự các bước ở mạng A và thu được kết quả cuối cùng sau khi nhập vào Excel, $MSE = 143,171 \times 10^{-7}$ và hệ số hồi quy $R = 0,9955$.

Kết quả ở mạng C, $MSE = 1428,875 \times 10^{-7}$ và hệ số hồi quy $R = 0,9624$ (Hình 17). Với kết quả vẫn ra hệ số hồi quy lớn (trên 90%) cho thấy mạng neuron đã huấn luyện thành công và cho ra một hàm xấp xỉ gần với quy luật trong thực tế.

Kết quả ở mạng D, $MSE = 138,968 \times 10^{-7}$ và hệ số hồi quy $R = 0,9955$.

5. Kết luận

Mạng A với 2 thông số đầu vào (áp suất lỗ rỗng và độ bền nền đơn trục) được khởi tạo cùng với 10 neuron ở lớp ẩn, sau đó thu được kết quả dự báo rất khả quan với độ chính xác lên đến 99,59% so với số liệu thực tế. Tuy nhiên, ở mạng B, mạng chỉ thay đổi số neuron của lớp ẩn từ 10 lên 20 neuron thì độ chính xác của mạng đạt 99,55. Như vậy, từ mạng A và B cho thấy với 10 neuron lớp ẩn thì chỉ cần 2 thông số đầu vào, mạng đã đạt giá trị dự báo ở mức tối đa.

Đối với mạng C, mạng được thêm thông số độ sâu TVD, kết quả cho thấy khi thêm thông số đầu vào (input) mạng sẽ giảm độ chính xác (đạt 96,24% so với thực tế). Muốn khắc phục hiện tượng trên chỉ cần tăng số lượng neuron ở lớp ẩn lên. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã tăng lên 20 để mạng C chuyển đổi thành mạng D.

Phương pháp mạng neuron cho kết quả tốt hơn khi so sánh với phương pháp dự báo độ rỗng dựa trên thuật toán Kriging (độ chính xác chỉ đạt 62,26% so với thực tế). Tuy nhiên, thuật toán Kriging cho biết bán kính ảnh hưởng và mối quan hệ không gian giữa các thông số dữ liệu, từ đó có cái nhìn tổng quan hơn về sự phân bố độ rỗng trong vỉa dầu khí.

Tài liệu tham khảo

1. Vũ Hữu Tiệp. *Machine learning cơ bản*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2018.
2. Trương Xuân Luận. *Lý thuyết địa thống kê*. Đại học Mở - Địa chất.
3. Ridha B.C.Gharbi. *An expert system for selecting and designing EOR processes*. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2000; 27(1 - 2): p. 33 - 47.
4. Elradi Abass, Cheng Lin Song. *Artificial Intelligence selection with capability of editing a new parameter for EOR screening criteria*. Journal of Engineering Science and Technology. 2011; 6(5): p. 628 - 638.
5. VietAI. *Bài giảng mô hình Neural Network*. 2018.

6. Geraldo A.R.Ramos, Lateef Akanji. *Application of artificial intelligence for technical screening of enhanced oil recovery methods*. Journal of Oil, Gas and Petrochemical Sciences. 2017.
7. Mohamed Sidahmed, Atish Roy, Anjum Sayed. *Steamline rock facies classification with deep learning cognitive process*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA. 9 - 11 October, 2017.
8. Nguyễn Hoàng Thiên. *Ứng dụng mô hình địa thống kê dự đoán phân bố đặc tính vỉa*. Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh. 2012.
9. Phan Đăng Võ. *Xác định độ rỗng và độ thấm thành hệ từ tài liệu địa vật lý giếng khoan sử dụng mạng nơ ron nhân tạo*. 2018.
10. Tạ Quốc Dũng, Nguyễn Văn Thuận. *Địa thống kê và ứng dụng trong dự báo các thông số địa cơ học*. 2016.
11. Kelkar Mohan, Godofredo Perez, Anil Chopra. *Applied geostatistics for reservoir characterization*. Society of Petroleum Engineers. 2002.
12. Edward H. Isaaks, R. Mohan Srivastava. *An introduction to applied geostatistics (1st edition)*. Oxford University Press. 1990.

USING ARTIFICIAL NEURAL NETWORK TO PREDICT POROSITY

Ta Quoc Dung¹, Le The Ha², Pham Duy Khang¹

¹Ho Chi Minh City University of Technology - VNU-HCMC

²Vietnam Oil and Gas Group

Email: tqdung@hcmut.edu.vn; halt01@pvn.vn

Summary

The study presents the traditional geostatistic method and the new method using artificial neural network (ANN) to predict porosity. In the traditional method, Kriging algorithm is applied to find the spatial relationship of porosity in the reservoir through 2D models. In the new method, the "nnstart" tool of the Matlab software is applied to build the artificial neural network which will then be used to predict the porosity of the well being studied.

The results are compared with each other and prove that ANN has optimised the porosity prediction for the studied well.

Key words: Geostatistic, Variogram, Kriging, artificial neural network.

ÁP DỤNG MÔ HÌNH ĐIỆN DUNG ĐÁNH GIÁ MỨC ĐỘ ẢNH HƯỞNG CỦA GIẾNG BƠM ÉP TỚI GIẾNG KHAI THÁC

Nguyễn Văn Đô, Trần Văn Tiến, Trần Nguyên Long, Lê Vũ Quân

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: donv@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Trong số các phương pháp kỹ thuật đánh giá vỉa chứa và hiệu quả bơm ép nước, các mô hình dự báo thường sử dụng các phương trình cân bằng năng lượng hoặc vật chất để đánh giá hiệu suất và đặc tính của vỉa chứa. Phương pháp này cũng như sử dụng tài liệu tracer chi phí cao, thời gian dài, từ đó khó đưa ra được quyết định sớm nhất.

Dựa trên nguyên lý xếp chồng toán học và các phương trình liên tục, nhóm tác giả phát triển mô hình điện dung (Capacitance Resistance Model - CRM) để khớp lịch sử khai thác và đánh giá chính xác hiệu quả của phương pháp bơm ép nước duy trì áp suất vỉa. Bài báo phân tích, lựa chọn phương pháp, sau đó xây dựng các mô hình CRM dựa trên số liệu khai thác thực tế tại bể Cửu Long.

Từ khóa: Bơm ép nước, mô hình điện dung, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Mô hình CRM dựa trên các kỹ thuật xử lý tín hiệu trong đó coi lưu lượng bơm ép là tín hiệu đầu vào và lưu lượng khai thác là tín hiệu đầu ra. Mô hình này được mô phỏng giống với một mạch điện trở song song, trong đó coi lưu lượng bơm ép là nguồn phát tương ứng với nguồn điện thế (I_1), môi trường vỉa chứa tương ứng với trở kháng (R), nguồn thu (I_2) tương ứng với giếng khai thác, chênh lệch điện trở (E) tương ứng với chênh lệch áp suất (Hình 1).

Trong 1 hệ thống gồm nhiều giếng, các thông số CRM thể hiện sự liên kết giữa từng cặp giếng bơm ép và giếng khai thác dựa trên số liệu lịch sử bơm ép và khai thác.

Các thông số CRM, tính liên kết và hằng số thời gian được đánh giá dựa trên lịch sử khai thác và bơm ép. Khi đánh giá được các thông số mô hình thì có thể dự báo được đặc tính khai thác bằng việc khớp các thông số mô hình. CRM cũng có thể được xem như công cụ phân tích hồi quy đa chiều phi tuyến tính, tính toán độ nén và dòng chảy chất lưu trong vỉa dựa trên hằng số thời gian [3]. Không giống như phương pháp mô hình số học dựa trên

các ô lưới, các mô hình CRM mô phỏng động thái dòng chảy phù hợp với sự tương tác giữa các cặp giếng.

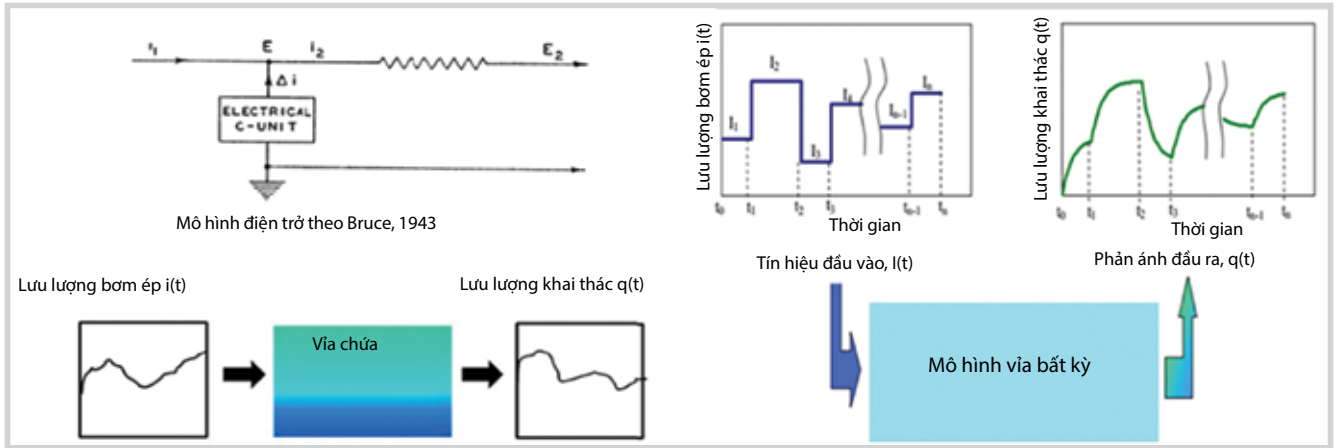
Mô hình CRM liên quan đến sự ảnh hưởng của độ nén, thể tích rỗng và hệ số sản phẩm của giếng (PI) trong hệ hồi quy đa chiều phi tuyến tính với việc đưa ra 1 hằng số thời gian để biểu thị khoảng thời gian trễ của ảnh hưởng giếng bơm ép tới giếng khai thác. Vì vậy, chỉ số liên kết và hằng số thời gian có thể thể hiện tính chất vỉa và chất lưu giữa giếng bơm ép và giếng khai thác.

Dựa trên 2 phép toán là sự thay đổi lưu lượng bơm ép từng bước (SVIR) và thay đổi lưu lượng bơm ép tuyến tính (LVIR), có 3 loại mô hình CRM được xây dựng:

- Mô hình đơn giản đại diện cho toàn mỏ (CRMT) là mô hình xét tương tác chỉ có 1 giếng khai thác và 1 giếng bơm ép.
- Mô hình đơn giản đại diện cho 1 giếng khai thác (CRMP) là mô hình xét tương tác của các giếng bơm ép tới 1 giếng khai thác.
- Mô hình đại diện cho từng cặp giếng bơm ép và khai thác (CRMIP) là mô hình xét tương tác giữa từng cặp giếng bơm ép - khai thác.

2. Mô hình đơn giản đại diện cho toàn mỏ (CRMT)

Một vỉa chứa có thể được hình dung như mô hình đơn giản nếu giả sử 1 giếng khai thác và 1 bơm ép tương ứng



Hình 1. Mô hình CRM

thể hiện cho các giếng khai thác và giếng bơm ép trong mỏ (Hình 2). Trong 1 mỏ chỉ có 1 giếng khai thác và 1 giếng bơm ép, theo cân bằng vật chất sẽ có được phương trình sau cho lưu lượng khai thác $q(t)$ và lưu lượng bơm ép $i(t)$.

$$c_t V_p \frac{d\bar{p}}{dt} = i(t) - q(t) \quad (1)$$

Trong đó:

c_t : Tổng độ nén;

V_p : Thể tích lỗ rỗng của vỉa;

$d\bar{p}$: Áp suất vỉa trung bình.

Dựa vào cách xác định hệ số sản phẩm PI (J).

$$q(t) = J (\bar{p} - p_{wf}) \quad (2)$$

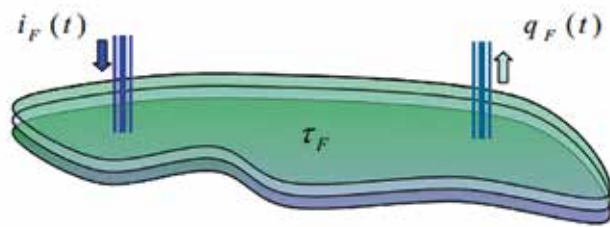
Bỏ qua áp suất vỉa trung bình từ phương trình (1) và (2), như công bố của Yousef [3] dẫn đến phương trình vi phân cơ bản bậc nhất cho CRM như sau:

$$\frac{dq(t)}{dt} + \frac{1}{\tau} q(t) = \frac{1}{\tau} i(t) - J \frac{dp_{wf}}{dt} \quad (3)$$

Trong đó, J được giả định là hằng số và hằng số thời gian τ được xác định như sau:

$$\tau = \frac{c_t V_p}{J} \quad (4)$$

Để thể hiện cho 1 mỏ hoặc 1 cụm giếng với CRMT, tổng lưu lượng bơm ép sẽ là $i_F(t)$ và tổng lưu lượng khai thác là $q_F(t)$. Do đó, hằng số thời gian τ sẽ là hằng số thời gian của mỏ (τ_F) mang tính chất trung bình của mỏ.



Hình 2. Sơ đồ mô hình đơn giản đại diện cho 1 mỏ với 1 giếng khai thác và 1 giếng bơm ép, CRMT

Giả sử J là hệ số sản phẩm của giếng và hằng số thời gian τ , có phương trình:

$$q(t) = q(t_0) e^{-\frac{(t-t_0)}{\tau}} + \frac{1}{\tau} e^{-\frac{t-t_0}{\tau}} \int_{t_0}^t e^{\frac{\xi-t_0}{\tau}} i(\xi) d\xi - J \left[p_{wf}(t) - e^{-\frac{(t-t_0)}{\tau}} p_{wf}(t_0) \right] + \frac{J}{\tau} e^{-\frac{t-t_0}{\tau}} \int_{t_0}^t e^{\frac{\xi-t_0}{\tau}} p_{wf}(\xi) d\xi \quad (5)$$

2.1. Nguyên lý xếp chồng thời gian cho CRMT

Bắt đầu với phương trình (4), giải từng phần của phương trình (3), dựa trên các lưu lượng bơm ép khác nhau giữa 2 điểm dữ liệu liên tiếp nhau thì 2 cách giải được đưa ra đó là: (i) SVIR thay đổi lưu lượng bơm ép từng bước từ $I(t_{k-1})$ tới $I(t_k)$ và (ii) LVIR thay đổi tuyến tính lưu lượng bơm ép giữa $I(t_{k-1})$ tới $I(t_k)$. Trong 2 trường hợp này, lưu lượng bơm ép cố định $I(t)$ và lưu lượng bơm ép thay đổi là $i(t)$. Cả 2 trường hợp bơm ép SVIR và LVIR được giải bằng nguyên lý xếp chồng thời gian cho CRMT trong phần này và cho CRMP và CRMIP trong các phần khác.

Bằng cách hợp nhất các số hạng, phương trình (5) được viết lại như sau:

$$q(t) = q(t_0) e^{-\frac{(t-t_0)}{\tau}} + \left[i(t) - e^{-\frac{(t-t_0)}{\tau}} i(t_0) \right] - e^{-\frac{t-t_0}{\tau}} \int_{t_0}^t e^{\frac{\xi-t_0}{\tau}} \frac{di(\xi)}{d\xi} d\xi - e^{-\frac{t-t_0}{\tau}} \int_{t_0}^t e^{\frac{\xi-t_0}{\tau}} J \frac{dp_{wf}}{d\xi} d\xi \quad (6)$$

Nếu lưu lượng bơm ép và áp suất đáy giếng khai thác được giữ

không đổi giữa 2 điểm dữ liệu liên tiếp, có thể rút gọn lại công thức, 2 số hạng cuối trong công thức (6) sẽ về 0 và kết quả như trong công thức sau:

$$q(t) = q(t_0)e^{-\left(\frac{t-t_0}{\tau}\right)} + I \left[1 - e^{-\left(\frac{t-t_0}{\tau}\right)} \right] \quad (7)$$

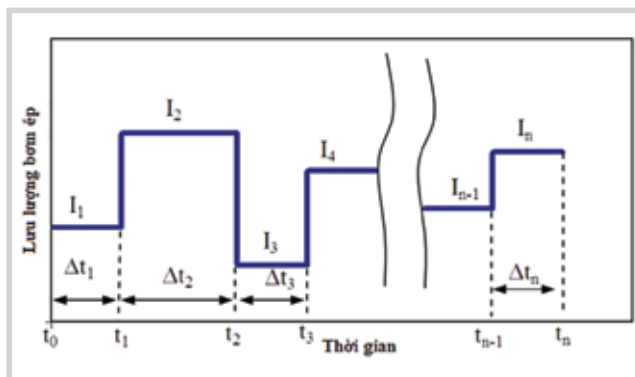
Hằng số thời gian τ được dựa trên tính chất vỉa. Giá trị τ nhỏ nghĩa là hoặc thể tích lỗ rỗng và hệ số nén nhỏ hoặc PI lớn. Giá trị τ lớn có thể là 1 vỉa lớn với hệ số nén nhỏ hoặc 1 vỉa nhỏ với hệ số nén lớn hoặc vỉa có độ thấm rất thấp.

2.2. CRMT đối với chuỗi SVIR

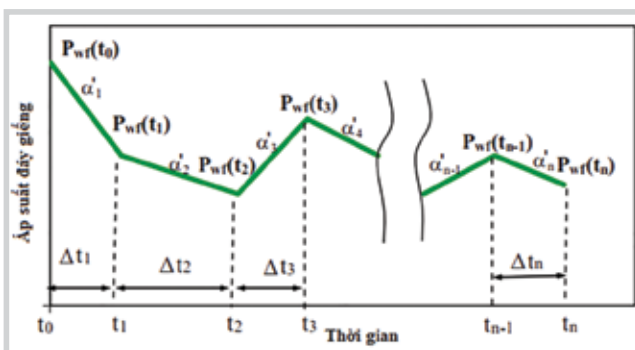
Đối với chuỗi SVIR, $i(\Delta t_k) = I^{(k)}$ và áp suất đáy giếng thay đổi tuyến tính (LVBHP) (Hình 3 và 4), nếu giả định PI là hằng số trong suốt khoảng thời gian Δt_k , phương trình (6) có thể được tổng hợp từ thời gian t_{k-1} tới t_k và được viết như sau:

$$q(t_n) = q(t_0)e^{-\left(\frac{t_n-t_0}{\tau}\right)} + \sum_{k=1}^n \left\{ \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_k}{\tau}} \right) \left[I^{(k)} - J\tau \frac{\Delta p_{wf}^{(k)}}{\Delta t_k} \right] e^{-\left(\frac{t_n-t_k}{\tau}\right)} \right\} \quad (8)$$

Phương trình (8) là cách giải chung cho mô hình 1 giếng bơm ép và 1 giếng khai thác trong đó lưu lượng bơm ép thay đổi từng bước và sự thay đổi tuyến tính của áp suất đáy giếng khai thác giữa từng điểm dữ liệu liên



Hình 3. Sự thay đổi lưu lượng bơm ép từng bước



Hình 4. Sự thay đổi tuyến tính từng đoạn áp suất đáy giếng từ thời gian t_0 tới t_n

tiếp nhau, được thể hiện lần lượt trong Hình 3 và 4. Δt_k trong phương trình (8) là độ chênh lệch giữa t_k và t_{k-1} và $q(t_0)$ là tổng lưu lượng khai thác tại thời điểm cuối thu sơ cấp.

2.3. Giải CRMT cho chuỗi LVIR

Giả sử lưu lượng bơm ép và áp suất đáy thay đổi tuyến tính (LVIR và LVBHP), thì giữa 2 điểm dữ liệu liên tiếp (Hình 4 và 5), PI là hằng số suốt khoảng thời gian $\Delta t_k = t_k - t_{k-1}$. Phương trình (7) có thể được tổng hợp lại từ thời gian t_{k-1} đến t_k như sau:

$$q(t_n) = q(t_0)e^{-\left(\frac{t_n-t_0}{\tau}\right)} + \left[i(t_n) - e^{-\left(\frac{t_n-t_0}{\tau}\right)} i(t_0) \right] - \tau \sum_{k=1}^n \left\{ e^{-\left(\frac{t_n-t_k}{\tau}\right)} \left(1 - e^{-\Delta t_k} \right) \left[\frac{\Delta i^{(k)}}{\Delta t_k} + J \frac{\Delta p_{wf}^{(k)}}{\Delta t_k} \right] \right\} \quad (9)$$

Trong đó: $\Delta i^{(k)}$ và $\Delta p_{wf}^{(k)}$ thể hiện sự thay đổi lưu lượng bơm ép và áp suất đáy giếng với bất kỳ khoảng thời gian t_{k-1} tới t_k .

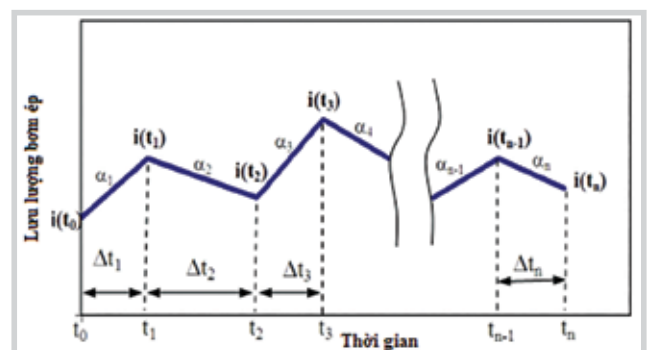
Phương trình (9) là phép giải chung cho trường hợp 1 giếng bơm ép và 1 giếng khai thác trong đó cả lưu lượng bơm ép và áp suất đáy giếng khai thác coi như tuyến tính giữa các điểm liên tiếp (Hình 4 và 5).

3. Mô hình đơn giản đại diện cho 1 giếng khai thác (CRMP)

Đối với kích thước vỉa xung quanh 1 giếng khai thác (Hình 6), Liang (2007) đã mô tả phương trình vi phân cho mô hình điện dung bằng phương trình:

$$\frac{dq_j(t)}{dt} + \frac{1}{\tau_j} q_j(t) = \frac{1}{\tau_j} \sum_{i=1}^{N_{nj}} f_{ij} i_i(t) - J_j \frac{dq_{wf,j}}{dt} \quad (10)$$

Trong đó, τ_j và f_{ij} lần lượt là hằng số thời gian của giếng khai thác j và độ tương tác bơm ép từ giếng bơm ép i tới giếng khai thác j và được tính theo công thức sau:



Hình 5. Lưu lượng bơm ép tuyến tính giữa các điểm từ thời gian t_0 đến t_n

$$\tau_j = \left(\frac{c_t V_p}{J} \right)_j \quad (11)$$

$$f_{ij} = \frac{q_{ij}(t)}{i_i(t)} \quad (12)$$

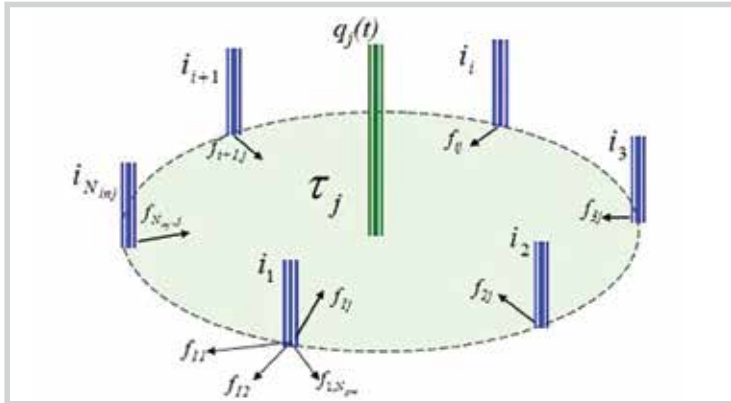
Tương tự mô hình CRMT, mô hình cho từng giếng khai thác CRMP cũng áp dụng nguyên lý xếp chồng thời gian để giải với các trường hợp CRMP với sự thay đổi lưu lượng bơm ép từng bước (SVIR) và trường hợp CRMP với lưu lượng bơm ép thay đổi tuyến tính (LVIR).

Đối với mô hình CRMP với lưu lượng bơm ép thay đổi từng bước (SVIR) thì phương trình được giải như sau:

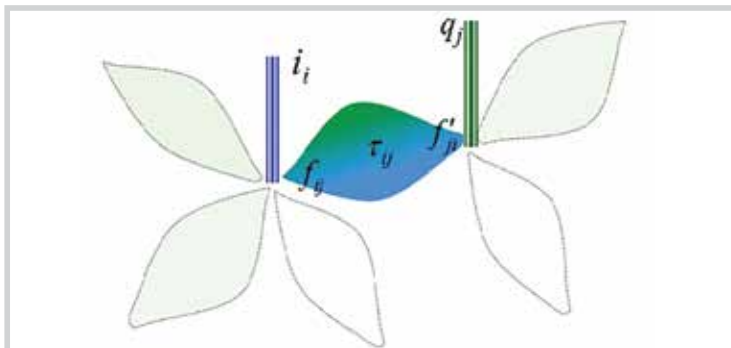
$$q_j(t_n) = q_j(t_0) e^{-\frac{(t_n - t_0)}{\tau_j}} + \sum_{k=1}^n \left\{ e^{-\frac{(t_n - t_k)}{\tau_j}} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_k}{\tau_j}} \right) \left[\sum_{i=1}^{N_{inj}} [f_{ij} I_i^{(k)}] - J_j \tau_j \frac{\Delta p_{wf,j}^{(k)}}{\Delta t_k} \right] \right\} \quad (13)$$

Đối với trường hợp CRMP với lưu lượng bơm ép thay đổi tuyến tính (LVIR) thì phương trình được giải như sau:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0) e^{-\frac{(t_n - t_0)}{\tau_j}} + \sum_{i=1}^{N_{inj}} \left[f_{ij} \left(i_i(t_n) - e^{-\frac{(t_n - t_0)}{\tau_j}} i_i(t_0) \right) \right] - \sum_{k=1}^n \left\{ \tau_j e^{-\frac{(t_n - t_k)}{\tau_j}} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_k}{\tau_j}} \right) \left[\sum_{i=1}^{N_{inj}} f_{ij} \frac{\Delta i_i^{(k)}}{\Delta t_k} - J_j \frac{\Delta p_{wf,j}^{(k)}}{\Delta t_k} \right] \right\} \quad (14)$$



Hình 6. Sơ đồ thể hiện mô hình via của giếng bơm ép j, CRMP



Hình 7. Sơ đồ thể hiện mô hình đơn giản giữa cặp giếng khai thác/bơm ép

4. Mô hình điện dung cho các cặp giếng bơm ép - khai thác (CRMIP)

Trong CRMIP, xem xét ảnh hưởng của bất kỳ cặp giếng bơm ép/khai thác nào (ij) thể hiện trong Hình 7. Phương trình vi phân CRMIP được đưa ra bởi Yousef và các cộng sự [3] như sau:

$$\frac{dq_{ij}(t)}{dt} + \frac{1}{\tau_{ij}} q_{ij}(t) = \frac{1}{\tau_{ij}} f_{ij} i_i(t) - J_{ij} \frac{dq_{wf,j}}{dt} \quad (15)$$

Trong đó, hằng số thời gian τ_{ij} được xác định như sau:

$$\tau_{ij} = \left(\frac{c_t V_p}{J} \right)_{ij} \quad (16)$$

V_p là thể tích lỗ rỗng, c_t là tổng hệ số nén, J là hệ số sản phẩm của giếng, được kết hợp với thể tích giữa 1 cặp giếng khai thác j và giếng bơm ép i. Như với CRMP, f_{ij} là phần lưu lượng bơm ép ổn định của giếng bơm ép i trực tiếp tới giếng khai thác j. So sánh với CRMT và CRMP, chỉ 1 hằng số thời gian, 1 lưu lượng khai thác ban đầu và PI; trong CRMIP ta có $N_{inj} \times N_{pro}$ hằng số thời gian, các hằng số thời gian τ_{ij} , các lưu lượng khai thác $q_{ij}(0)$ và các hệ số sản phẩm J_{ij} .

Phép giải từng phần của phương trình (15) giống như hệ thống 1 giếng khai thác và 1 giếng bơm ép, như phương trình (6), trong đó $q(t)$, τ , và $i(t)$ được thay tương ứng bằng $q_{ij}(t)$, τ_{ij} và $f_{ij} i_i(t)$. Vì vậy, mô hình thể tích đơn giản giữa giếng bơm ép i và giếng khai thác j được viết thành:

$$q_{ij}(t) = q_{ij}(t_0) e^{-\frac{(t - t_0)}{\tau_{ij}}} + f_{ij} \left(i_i(t) - e^{-\frac{(t - t_0)}{\tau_{ij}}} i_i(t_0) \right) - e^{-\frac{t - t_0}{\tau_{ij}}} \int_{t_0}^t e^{\frac{\xi - t_0}{\tau_{ij}}} \left(\frac{di_{ij}(\xi)}{d\xi} - J_{ij} \frac{dp_{wf,j}}{d\xi} \right) d\xi \quad (17)$$

Để tính lưu lượng giếng khai thác j, trước tiên giải cho lưu lượng dòng gắn liền với từng cặp giếng khai thác/bơm ép (q_{ij}) thông qua xếp chồng các khoảng thời gian của các lưu lượng bơm ép khác nhau và thay đổi của BHP; sau đó áp dụng phương pháp xếp chồng khoảng cách để tính ra lưu lượng dòng liên quan tới từng giếng khai thác q_j bằng cách tổng hợp các thành phần từ từng giếng bơm ép. Như với các phương pháp CRMT và CRMP, SVIR, LVIR đã được trình bày để đưa ra phép giải cho CRMIP.

4.1. Phép giải CRMIP cho SVIR

$$q_j(t_n) = \sum_{i=1}^{N_{inj}} q_{ij}(t_n) = \sum_{i=1}^{N_{inj}} q_{ij}(t_0) e^{-\left(\frac{t_n - t_0}{\tau_{ij}}\right)} + \sum_{i=1}^{N_{inj}} \left\{ \sum_{k=1}^n \left[\left(1 - e^{-\left(\frac{\Delta t_k}{\tau_{ij}}\right)} \right) \left(f_{ij} I^{(k)} - J_{ij} \tau_{ij} \frac{\Delta p_{wf}^{(k)}}{\Delta t_k} \right) e^{-\left(\frac{t_n - t_k}{\tau_{ij}}\right)} \right] \right\} \quad (18)$$

Phép giải CRIMP với sự thay đổi lưu lượng tuyến tính nối tiếp (LVIR)

$$q_j(t_n) = \sum_{i=1}^{N_{inj}} q_{ij}(t_n) = \sum_{i=1}^{N_{inj}} q_{ij}(t_0) e^{-\left(\frac{t_n - t_0}{\tau_{ij}}\right)} + \sum_{i=1}^{N_{inj}} f_{ij} \left[i_i(t_n) - e^{-\left(\frac{t_n - t_0}{\tau_{ij}}\right)} i_i(t_0) \right] - \sum_{i=1}^{N_{inj}} \left\{ \tau_{ij} \sum_{k=1}^n \left[e^{-\left(\frac{t_n - t_k}{\tau_{ij}}\right)} \left(1 - e^{-\left(\frac{\Delta t_k}{\tau_{ij}}\right)} \right) \left(\frac{f_{ij} \Delta t_i^{(k)}}{\Delta t_k} + J \frac{\Delta p_{wf,j}^{(k)}}{\Delta t_k} \right) \right] \right\} \quad (19)$$

5. Xây dựng mô hình CRM để đánh giá mức độ tương tác bơm ép nước của giếng bơm ép tới giếng khai thác

5.1. Ưu nhược điểm của các mô hình CRM

- CRMT

Ưu điểm: Tính toán nhanh mức độ tương tác của tổng toàn bộ giếng bơm ép đối với tổng toàn bộ các giếng khai thác. Đặc biệt được sử dụng khi 1 tập vỉa chỉ có 1 giếng khai thác và 1 giếng bơm ép.

Nhược điểm: Mô hình đơn giản, không thể đánh giá mức độ tương tác của từng giếng bơm ép đến 1 giếng khai thác nào đó trong hệ thống.

- CRMP

Ưu điểm: Mô hình CRMP có thể được sử dụng để đánh giá mức độ tương tác của từng giếng bơm ép tới 1 giếng khai thác.

Nhược điểm: Không đánh giá được mức độ tương tác của nhiều giếng bơm ép tới nhiều giếng khai thác.

- CRMIP

Ưu điểm: Đánh giá đầy đủ mức độ tương tác cho từng cặp giếng bơm ép - khai thác.

Nhược điểm: Mô hình CRMIP không thể đánh giá chính xác mức độ tương tác khi lưu lượng khai thác thay đổi do: kích thước choke thay đổi đột ngột, đóng giếng, xử lý vùng cận đáy giếng... Điều này ảnh hưởng rất lớn đến quá trình khớp lưu lượng khai thác trong mô hình CRM.

5.2. Xây dựng mô hình CRM

Dựa trên lý thuyết về các phép giải mô hình CRM, nhóm tác giả đã lựa chọn mô hình CRMIP để xác định mức

độ tương tác của 1 hay nhiều giếng bơm ép đến 1 hay nhiều giếng khai thác. CRMIP là mô hình đầy đủ có thể đánh giá mức độ tương tác của từng cặp giếng bơm ép - khai thác trong bộ thể tích vỉa.

Mô hình CRMIP được xây dựng dựa trên công thức sau:

$$q_j(t_n) = \sum_{i=1}^{N_{inj}} q_{ij}(t_n) = \sum_{i=1}^{N_{inj}} q_{ij}(t_0) e^{-\left(\frac{t_n - t_0}{\tau_{ij}}\right)} + \sum_{i=1}^{N_{inj}} f_{ij} \left[i_i(t_n) - e^{-\left(\frac{t_n - t_0}{\tau_{ij}}\right)} i_i(t_0) \right] - \sum_{i=1}^{N_{inj}} \left\{ \tau_{ij} \sum_{k=1}^n \left[e^{-\left(\frac{t_n - t_k}{\tau_{ij}}\right)} \left(1 - e^{-\left(\frac{\Delta t_k}{\tau_{ij}}\right)} \right) \left(\frac{f_{ij} \Delta t_i^{(k)}}{\Delta t_k} + J \frac{\Delta p_{wf,j}^{(k)}}{\Delta t_k} \right) \right] \right\}$$

Trong đó:

i : Số lượng giếng bơm ép;

i_i : Lưu lượng bơm ép;

J : Hệ số sản phẩm;

$\Delta p_{wf,j}$: Hiệu số áp suất đáy;

t_0 : Thời gian ban đầu;

f_{ij} : Sự tương tác của giếng bơm ép tới giếng khai thác ($0 \leq f \leq 1$);

t_n : Thời gian;

τ_{ij} : Thời gian tương tác;

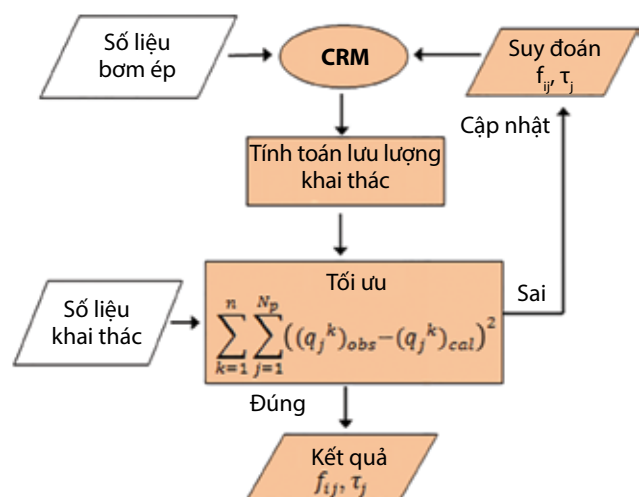
$q_{ij}(t_n)$: Lưu lượng khai thác theo thời gian;

Δt_i : Bước nhảy thời gian bơm ép;

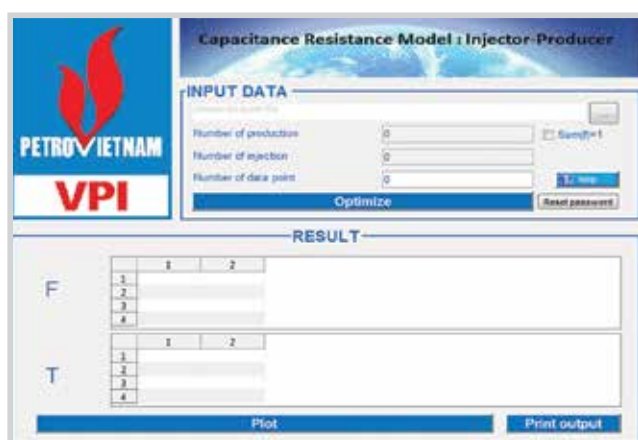
$q_{ij}(t_0)$: Lưu lượng khai thác ban đầu

n : Tổng số điểm đưa vào.

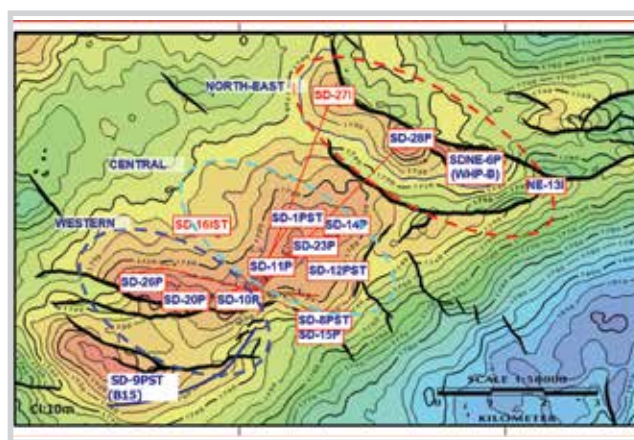
k : Số điểm từ 1 - n ;



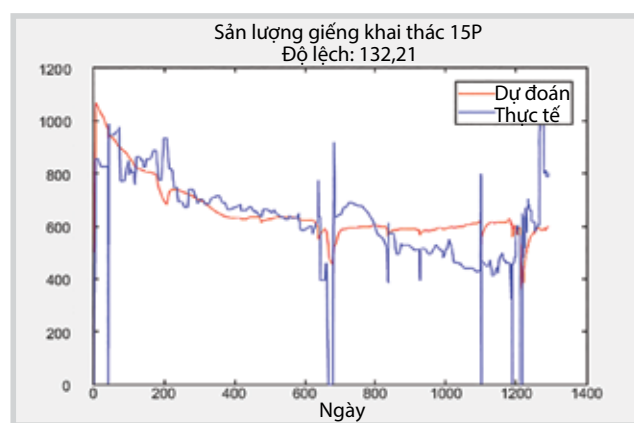
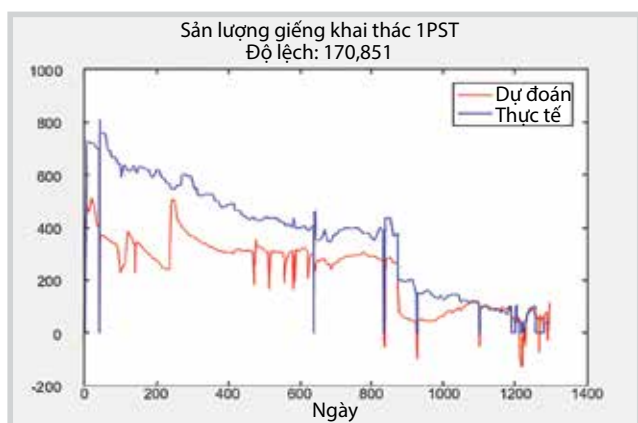
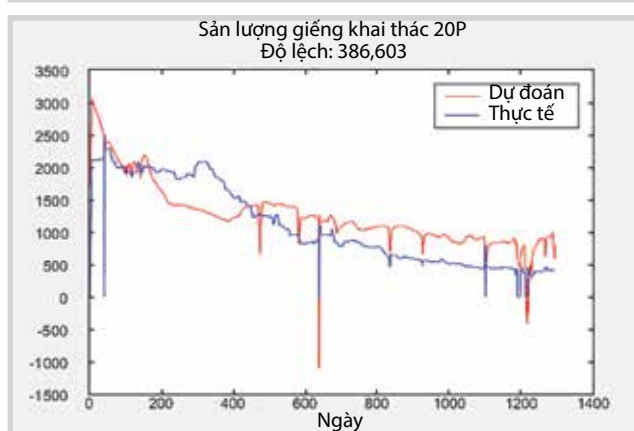
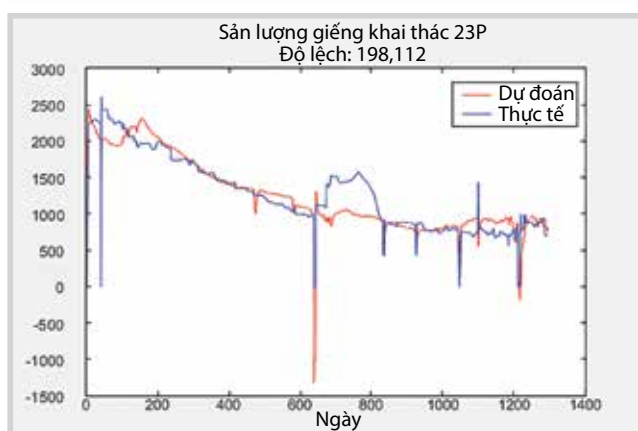
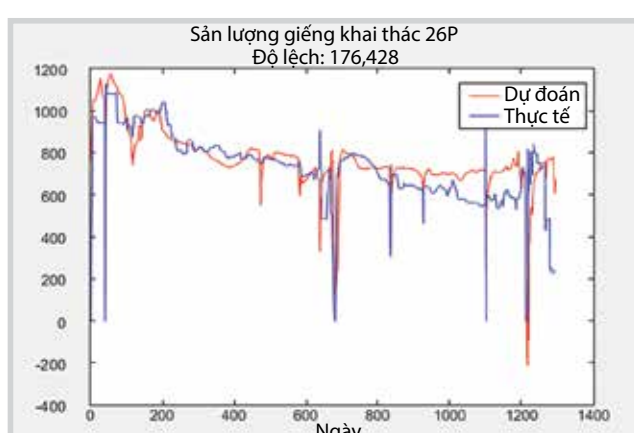
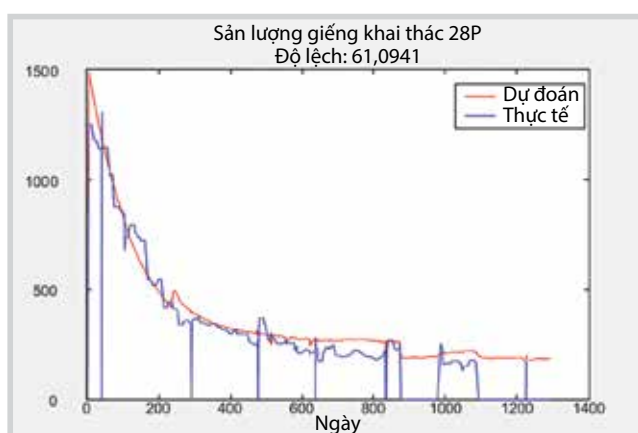
Hình 8. Quy trình tính toán trong mô hình



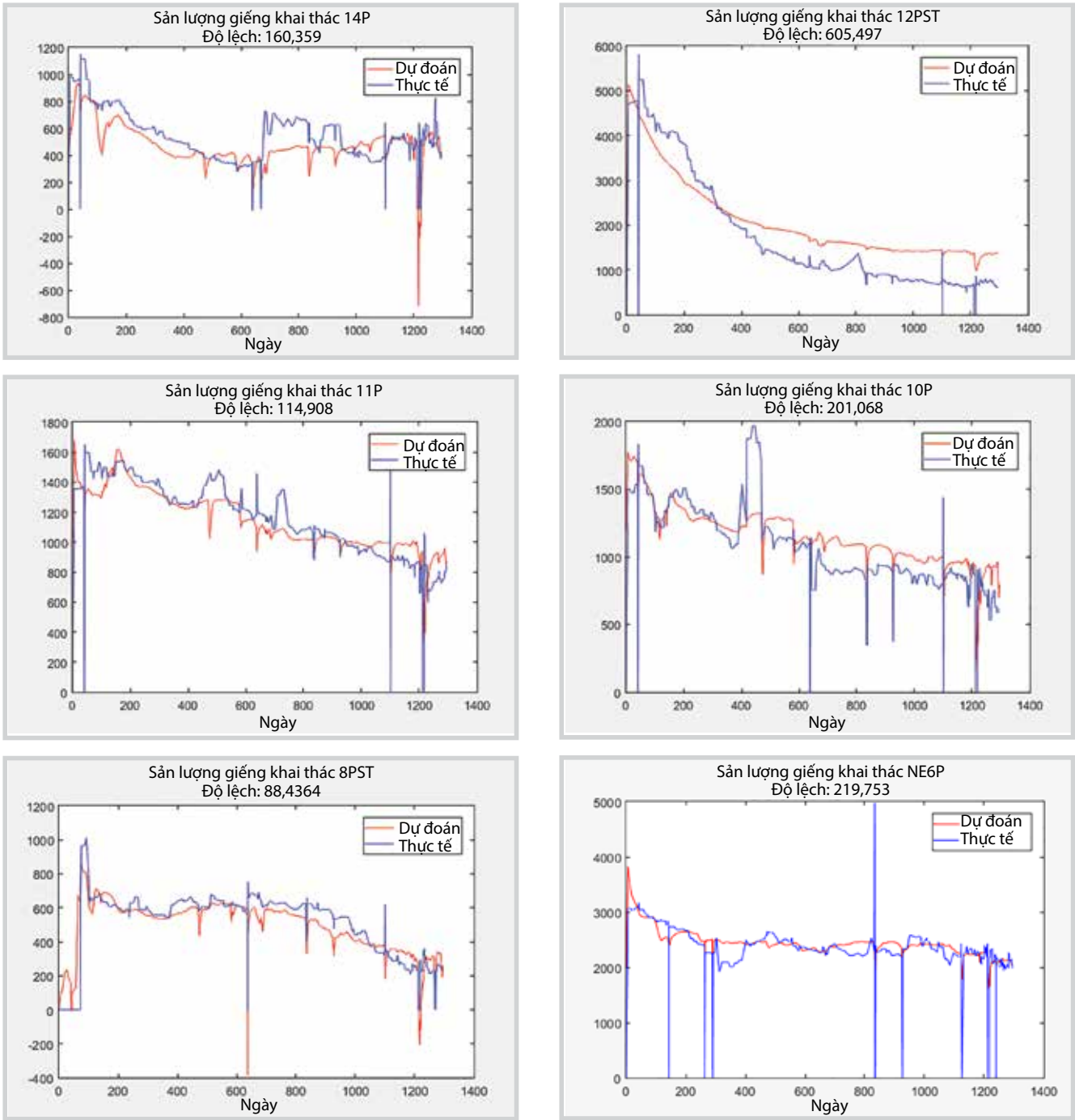
Hình 9. Giao diện mô hình CRM



Hình 10. Vị trí các giếng mô Su Từ Đen



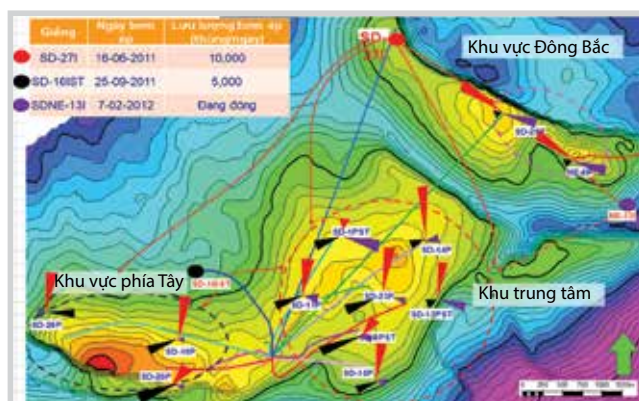
Hình 11. Kết quả khớp lịch sử khai thác bằng mô hình điện dung



Hình 12. Kết quả khớp lịch sử khai thác bằng mô hình điện dung

Bảng 1. Mức độ và thời gian tương tác của các giếng bơm ép tới các giếng khai thác

Mức độ ảnh hưởng	28P	26P	23P	20P	1PST	15P	14P	12PST	11P	10P	8PST	NE6P
27I	0,020	0,059	0,087	0,035	0,013	0,056	0,055	0,103	0,078	0,073	0,017	0,232
16I	0,001	0,021	0,043	0,082	0,016	0,014	0,001	0,085	0,041	0,041	0,036	0,009
13I	0,015	0,002	0,024	0,048	0,041	0,001	0,001	0,001	0,047	0,027	0,037	0,024
Thời gian ảnh hưởng (ngày)	28P	26P	23P	20P	1PST	15P	14P	12PST	11P	10P	8PST	NE6P
27I	2,30	33,59	652,66	330,85	0	518,10	14,50	842,98	1000	38,80	1,57	86,08
16I	172,04	0,94	2,49	1,39	647,72	150,27	212,18	225,16	4,51	1,31	171,89	228,10
13I	67,25	220,61	647,05	138,76	0,61	1000	1,35	236,54	629,63	182,73	308,33	23,84



Hình 13. Mức độ ảnh hưởng của các giếng bơm ép tới các giếng khai thác

Đây là phương trình đầy đủ đánh giá mức độ tương tác của từng cặp giếng bơm ép - khai thác khi cả lưu lượng bơm ép và áp suất đáy giếng có thể thay đổi.

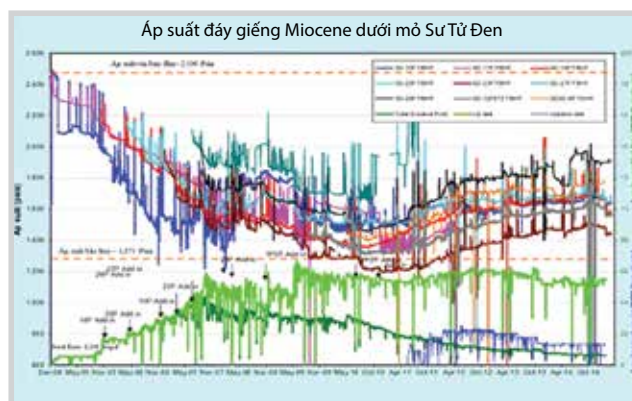
Mô hình được xây dựng dựa trên việc tối ưu các thông số mức độ tương tác của giếng bơm ép đến giếng khai thác f_{ij} và thời gian tương tác τ_{ij} sao cho đường cong lưu lượng mô hình tính toán khớp chính xác nhất đường lưu lượng khai thác thực tế.

Quy trình tính toán và giao diện của mô hình (Hình 8):

Mô hình CRM được xây dựng trên cơ sở lý thuyết điện trở điện dung theo công thức trên và xây dựng trên nền tảng ngôn ngữ Matlab cùng với hàm tối ưu có sẵn trong ngôn ngữ này, mô hình đã có thể xác định được lưu lượng khai thác theo mô hình sao cho độ chênh lệch giữa lưu lượng của mô hình và lưu lượng thực tế là thấp nhất. Sau khi khớp lưu lượng khai thác thì mô hình sẽ đưa ra kết quả về hệ số liên kết và hằng số thời gian của từng cặp giếng bơm ép/khai thác f_{ij}, τ_{ij} .

Dựa trên số liệu đã có nhóm tác giả tiến hành đánh giá sự tương tác của giếng bơm ép tới giếng khai thác của đối tượng Miocene dưới mỏ Sư Tử Đen (đây là đối tượng đã tiến hành nghiên cứu tracer được dùng để kiểm tra phương pháp nghiên cứu). Số liệu khai thác đến năm 2015 cho thấy mỏ Sư Tử Đen có 12 giếng khai thác và 3 giếng bơm ép tại tầng B10 (Hình 10).

Kết quả khớp giữa lưu lượng thực tế với lưu lượng dự báo và mức độ tương tác, thời gian ảnh hưởng của 12 giếng khai thác cho thấy số lượng giếng có kết quả khớp tốt chiếm tương đối cao và các giếng chủ yếu chịu sự ảnh hưởng của giếng bơm ép (Bảng 1). Khi phần mềm không tìm được giá trị phù hợp theo điều kiện trên sẽ cho ra kết quả giá trị lớn nhất và nhỏ nhất theo mức độ ảnh hưởng, thời gian ảnh hưởng lần lượt là 0,001 và 1.000 ở các giếng: 1PST, 15P, 11P, 14P, 12PST. Với kết quả này, sản lượng dầu



Hình 14. Hiện trạng khai thác các giếng mỏ Sư Tử Đen

dự báo sẽ không thể khớp được với sản lượng dầu thực tế. Đây cũng là hạn chế của mô hình khi không thể xử lý được khi có sự thay đổi đột ngột về sản lượng do điều chỉnh còn khai thác hay xử lý giếng.

Hình 10, 13 và Bảng 1 thể hiện sự ảnh hưởng lớn của giếng 271 tới các giếng ở khu vực trung tâm. Đứt gãy ngăn giữa khu vực trung tâm và khu vực Đông Bắc là đứt gãy hờ, khả năng liên thông cao ở gần khu vực giếng 271 nên giếng 271 có thể ảnh hưởng đến các giếng khai thác ở khu vực trung tâm. Ngược lại, giếng 131 ảnh hưởng rất kém cho thấy khu vực đứt gãy ở gần giếng này có khả năng liên thông thấp nên giếng 131 chỉ có thể ảnh hưởng đến giếng NE6P và SD-28P. Còn ở khu vực trung tâm, mức độ ảnh hưởng của giếng 16I cho thấy khu vực này độ thấm, độ rỗng tương đối tốt nên khi giếng 16I bơm ép đã ảnh hưởng tới các giếng lân cận với thời gian ảnh hưởng sớm.

Kết quả đánh giá hiệu quả tương tác bơm ép nước bằng mô hình CRMIP cho thấy sự phù hợp với thực tế hiện trạng khai thác mỏ theo nghiên cứu của Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC) (Hình 14) cũng như trên mô hình mô phỏng.

6. Kết luận

Bơm ép nước là phương pháp duy trì áp suất vỉa được sử dụng chủ yếu ở các mỏ dầu. Vì vậy, việc đánh giá mức độ ảnh hưởng của giếng bơm ép tới các giếng khai thác là rất quan trọng, từ đó xác định hiệu quả của giếng bơm ép.

Khi đánh giá mức độ tương tác và thời gian tương tác của giếng bơm ép tới các giếng khai thác từ đó có thể đưa ra đánh giá về hướng tương tác của nước bơm ép cũng như là các yếu tố địa chất: độ thấm, độ rỗng, liên thông thủy lực giữa giếng khai thác và giếng bơm ép.

Mô hình điện dung nhóm tác giả xây dựng đã phản ánh mức độ tương tác của các giếng bơm ép tới các giếng

khai thác. Từ đó, cho phép đánh giá nhanh mức độ tương tác của giếng bơm ép nước đến giếng khai thác với kết quả chính xác, chi phí thấp.

Tài liệu tham khảo

1. Morteza Sayarpour. *Development and application of capacitance resistive models to water/CO₂ floods*. The University of Texas at Austin. 2008.
2. Fei Cao, Haishan Luo, Larry W.Lake. *Development of a two phase flow coupled capacitance resistance model*. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA. 12 - 16 April, 2014.
3. Ali A.Yousef, Larry Wayne Lake, Jerry L.Jensen. *Analysis and interpretation of interwell connectivity from production and injection rate fluctuations using a capacitance model*. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA. 22 - 26 April, 2006.
4. Alejandro Albertoni, Larry W.Lake. *Inferring interwell connectivity only from well-rate fluctuations in waterfloods*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2003; 6(1): p. 6 - 16.
5. Lê Quốc Trung. *Đánh giá các biện pháp tăng cường khai thác và lựa chọn các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi cho tầng Miocene dưới của các mỏ dầu ở bể Cửu Long*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2017.
6. Nguyễn Văn Đô và nnk. *Đánh giá mức độ ảnh hưởng của giếng bơm ép tới giếng khai thác bằng phương pháp điện trở điện dung*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2018.

APPLICATION OF CAPACITANCE-RESISTIVE MODELS FOR EVALUATION OF INJECTION WELL'S IMPACT ON PRODUCTION WELL

Nguyen Van Do, Tran Van Tien, Tran Nguyen Long, Le Vu Quan

Vietnam Petroleum Institute

Email: donv@vpi.pvn.vn

Summary

Among the technical methods of reservoir characterisation and injection efficiency assessment, the predictive models often use energy or material balance equations to evaluate the reservoir's performance and properties. However, these and the tracer method often require a lot of money and time, so it is difficult to make early decision.

Based on the principle of superposition in time solution, the authors developed Capacitance Resistance Models (CRM) to match production history and to accurately evaluate the efficiency of water injection. The paper analyses and selects the optimal method, then build the CRM models based on the actual data of some fields in the Cuu Long basin.

Key words: Water injection, capacitance resistance model, Cuu Long basin.

NGHIÊN CỨU SỬ DỤNG KHÍ GASLIFT CAO ÁP TẠO HỆ BỌT - ACID XỬ LÝ VÙNG CẬN ĐÁY GIẾNG TẠI MỎ BẠCH HỔ

Lê Đức Vinh¹, Nguyễn Tuấn Minh², Nguyễn Văn Trung²

¹Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội

²Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Email: leducvinh@humg.edu.vn

Tóm tắt

Việc tính toán, lựa chọn phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng hợp lý sẽ tiết kiệm chi phí, nâng cao khả năng thu hồi dầu cho các giếng khai thác. Đối với giếng có nhiệt độ cao, mức độ ngập nước lớn khi xử lý bằng acid, có thể dẫn đến hiện tượng tăng, thậm chí ngập nước toàn phần, do đó phải áp dụng công nghệ xử lý acid có chọn lọc. Đối với tầng móng mỏ Bạch Hổ, nhiệt độ vừa cao (110 - 150°C), áp suất vừa thấp, phương pháp được sử dụng có hiệu quả nhất là xử lý bằng bọt - acid bằng cách hòa trộn khí gaslift.

Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu sử dụng khí gaslift cao áp có sẵn trên giàn, hòa trộn và bơm đồng thời với hỗn hợp acid vào trong giếng để xử lý vùng cận đáy giếng. Kết quả cho thấy giải pháp này dễ áp dụng, giúp tiết giảm chi phí, nâng cao hiệu quả của công tác xử lý vùng cận đáy giếng trong các giếng có áp suất vừa thấp, nhiệt độ vừa cao, có độ ngập nước từ 10 - 30%.

Từ khóa: Xử lý vùng cận đáy giếng, xử lý acid, bọt - acid, gaslift, mỏ Bạch Hổ.

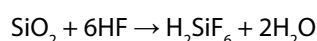
1. Giới thiệu

Vùng cận đáy của các giếng dầu khí bị nhiễm bẩn bởi các nguyên nhân xảy ra trong quá trình khoan, khai thác, sửa giếng và lắng đọng muối... Có rất nhiều phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng đã và đang được áp dụng như: vỡ vữa thủy lực, trái nổ, acid... [1, 2]. Việc tính toán, lựa chọn phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng hợp lý sẽ tiết kiệm chi phí, nâng cao khả năng thu hồi dầu cho các giếng khai thác.

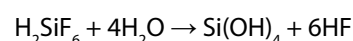
Công tác xử lý vùng cận đáy giếng (đặc biệt là xử lý bằng hệ acid sét) thời gian gần đây đạt kết quả không như mong đợi do điều kiện giếng đã thay đổi so với giai đoạn đầu khai thác [3].

Áp suất vừa thấp nên sau khi xử lý, thời gian đưa sản phẩm phản ứng lên bề mặt sẽ kéo dài, đối với hệ acid sét nếu sản phẩm phản ứng không được đưa lên bề mặt thì các kết tủa thứ cấp (Si(OH)_4 , Fe(OH)_3) sẽ được hình thành gây bít nhét, làm giảm độ thấm trong vùng cận đáy giếng.

Trong quá trình xử lý vữa cát kết bằng HF, phản ứng hòa tan vật liệu silicate xảy ra khi nồng độ HF còn đủ cao:



Khi nồng độ HF còn lại thấp, cân bằng phản ứng chuyển dịch theo chiều ngược lại tạo acid HF:



Si(OH)_4 kết tủa dưới dạng thể keo liên khối $\text{Si(OH)}_4 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ gây bít nhét, làm giảm độ thấm của vỉa sản phẩm.

Sắt là thành phần quan trọng trong một số khoáng vật vỉa như: khoáng dolomite giàu sắt - ankerite ((CaFeMg). $(\text{CO}_3)_2$), siderite (FeCO_3), pyrite (FeS_2), sét clorit ((Mg, Al, Fe)₁₂ [(Si₃Al)₈O₂₀].(OH)₁₆). Hợp chất sắt chứa trong lắng cận hoặc sản phẩm ăn mòn có mặt trong ống khai thác, ống chống gồm: FeO , Fe_2O_3 , Fe_3O_4 , FeO(OH) . Hợp chất sắt cũng có thể có sẵn trong thành phần hóa phẩm pha chế dung dịch acid. Khi ở trong dung dịch acid mạnh các hợp chất sắt bị chuyển về dạng muối II hoặc muối III của sắt.

Trong quá trình tương tác của hỗn hợp acid với vỉa chứa, độ pH của dung dịch tăng lên. Khi pH tăng cao hơn 2, muối sắt (III) kết tủa dưới dạng gel hydroxide sắt (III) - Fe(OH)_3 gây bít nhét không gian rỗng. Muối sắt (II) cũng sẽ kết tủa dưới dạng trên khi pH vượt quá trung tính (> 7). Trong trường hợp dung dịch acid đưa thêm chất oxy hóa (như oxy) vào vỉa thì các muối sắt (II) sẽ chuyển về sắt (III) làm tăng khả năng bít nhét.

Nhiệt độ cao là yếu tố chính, dẫn tới giảm chiều sâu xâm nhập của dung dịch acid vào vỉa vùng cận đáy giếng.

Nhiệt độ thúc đẩy tốc độ phản ứng hóa học, tăng tốc độ khuếch tán dẫn tới thúc đẩy phản ứng giữa acid với đá vôi. Khi nhiệt độ vôi cao, đặc biệt ở nhiệt độ > 93°C, tốc độ phản ứng của dung dịch acid với đá vôi sẽ tăng cao. Vì phản ứng với tốc độ cao, nên trong quá trình được bơm ép vào vỉa, acid đã tiêu hao đi rất nhanh do tác dụng mạnh với đá vôi mà nó đi qua. Hậu quả của hiện tượng này là phần dung dịch đi tiếp vào sâu bên trong vỉa có nồng độ acid thấp, vừa chứa nhiều sản phẩm phản ứng.

Theo kết quả tổng hợp [4], các giếng sau khi xử lý vùng cận đáy giếng ở Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetpetro" thường có độ ngập nước tăng cao như: 410/BK3, 40/MSP4, 10002/BK10...

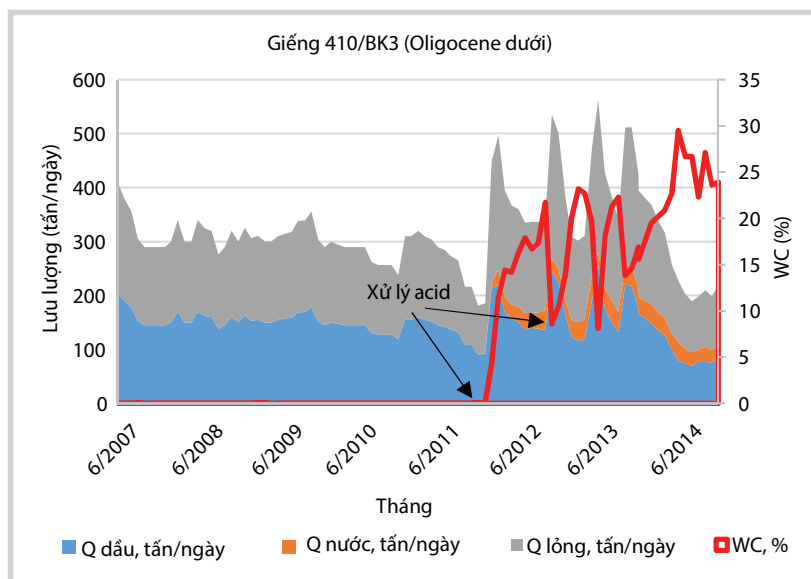
Nguyên nhân của hiện tượng này là do dưới tác dụng của nhiệt độ cao, acid đi vào vùng có độ thấm lớn và phản ứng hòa tan vật liệu bít nhét. Khu vực có độ thấm lớn thường có độ bão hòa dầu thấp, chủ yếu là chứa nước nên dưới tác dụng của acid, sẽ cho dòng sản phẩm toàn nước, dẫn đến độ ngập nước tăng cao sau khi xử lý acid, đặc biệt ở các giếng thuộc đối tượng cát kết (Miocene, Oligocene). Do vậy công nghệ xử lý acid bình thường chỉ có thể áp dụng cho các giếng có độ ngập nước dưới 10%, trong khi đó rất nhiều giếng có độ ngập nước từ 10 - 30%.

Những giếng có độ ngập nước cao muốn xử lý bằng acid thì phải áp dụng công nghệ xử lý acid có chọn lọc.

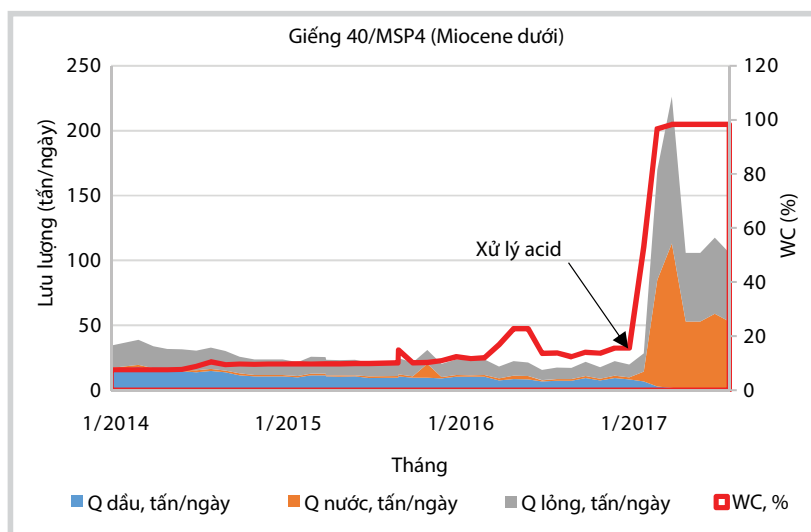
2. Kết quả nghiên cứu

Thông thường, bột - acid được tạo thành bằng cách nạp khí nitơ vào dung dịch acid muối (hoặc acid sét) và cho thêm các chất hoạt tính bề mặt. Chất hoạt tính bề mặt có tác dụng tạo nên những bột - acid ngậm khí rất nhỏ, tăng độ bền vững bề mặt của các bột - acid, dẫn tới làm giảm vận tốc hòa tan của acid với đất đá.

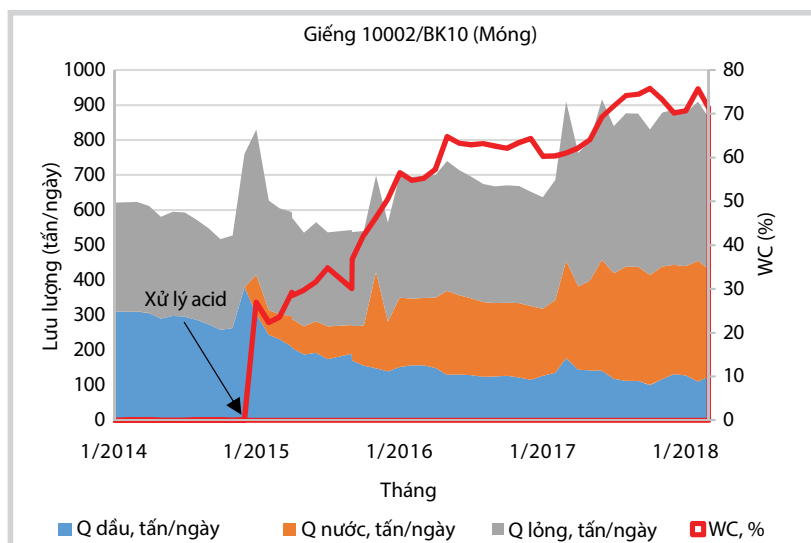
Dung dịch bột - acid thường được khuấy trộn nhằm đảm bảo chất lượng bột



Hình 1. Động thái khai thác của giếng 410 sau khi xử lý vùng cận đáy giếng



Hình 2. Động thái khai thác của giếng 40/MSP4 sau khi xử lý vùng cận đáy giếng



Hình 3. Động thái khai thác của giếng 10002 sau khi xử lý vùng cận đáy giếng

được duy trì ít nhất là 65% trong suốt quá trình xử lý, được xác định bằng công thức [6]:

Trong đó:

$$FQ = \frac{V_g}{V_g + V_l} \quad (1)$$

FQ: Chất lượng bọt;

V_g : Thể tích khí (m^3);

V_l : Thể tích chất lỏng (m^3).

Ưu điểm của dung dịch bọt - acid là rất nhẹ (tỷ trọng của bọt - acid khoảng 0,3 - 0,8), có khả năng bơm ép sâu vào trong vỉa và sau khi xử lý, gọi dòng sản phẩm giếng dễ dàng.

Các ưu điểm vượt trội của dung dịch bọt - acid:

- Dung dịch bọt - acid làm chậm tốc độ hòa tan giữa dung dịch với đất đá do giảm bề mặt tiếp xúc giữa acid và đất đá nhờ các bọt khí, dẫn đến tăng chiều sâu tác động của dung dịch acid trong vỉa.

- Khi cho thêm chất hoạt tính bề mặt vào acid ngâm khí, dung dịch bọt - acid tạo thành ổn định và đảm bảo ngăn ngừa được sự tích tụ các bọt khí (hoặc không khí) khi chúng chuyển động với acid dọc theo cột ống khai thác và ở trong vỉa, giảm sức căng bề mặt trên ranh giới ngăn cách dầu - dung dịch acid trung hòa.

- Tỷ trọng của dung dịch bọt - acid nhỏ (0,3 - 0,8), các tính chất cấu trúc cơ học và độ nhớt của nó lớn cho phép làm tăng đáng kể khả năng tác động của acid lên toàn bộ bề dày của vỉa sản phẩm được mở.

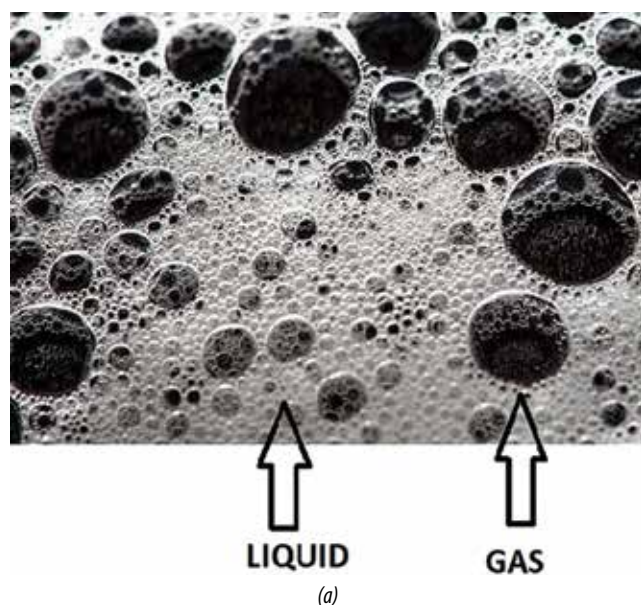
- Trong quá trình gọi dòng, áp suất ở trong vùng cận đáy giếng giảm và các bọt khí nở ra tạo nên dòng chảy dầu khí mạnh có tác dụng rửa sạch các sản phẩm phản ứng trong các lỗ rỗng, khe nứt của đất đá sau khi xử lý.

- Trong điều kiện nhiệt độ vỉa cao, các bọt - acid kéo dài thời gian hòa tan của dung dịch acid với đất đá.

Tuy nhiên, để thực hiện được công nghệ bơm bọt - acid cần rất nhiều phụ gia đặc biệt và thiết bị chuyên dụng: chất tạo bọt, chất hoạt tính bề mặt, khí nitơ, máy bơm khí nitơ áp suất cao, thiết bị tạo bọt..., dẫn đến giá thành xử lý bằng bọt - acid sẽ tăng lên, quy trình vận hành công nghệ xử lý khá phức tạp, đòi hỏi tính chính xác cao, nên công nghệ bọt - acid này không được áp dụng rộng rãi trong công tác xử lý acid, đặc biệt là cho các giếng khai thác ngoài khơi.

Do phương pháp xử lý bằng bọt - acid còn hạn chế về thiết bị vận hành và chi phí khi áp dụng ngoài khơi nên phương pháp chưa được sử dụng phổ biến ở Việt Nam. Dựa vào kinh nghiệm thực tế xử lý acid vùng cận đáy giếng cũng như trao đổi về vấn đề kỹ thuật với các chuyên gia trên công trình biển, nhóm tác giả đã chọn được giải pháp cải tiến dựa trên cơ sở công nghệ bọt - acid, giữ nguyên được các ưu điểm của hệ bọt - acid.

- Sử dụng khí gaslift cao áp hòa trộn và bơm đồng thời với hỗn hợp acid vào trong giếng để làm giảm tỷ trọng cũng như làm hạn chế sự tiếp xúc của acid với thành hệ dưới nhiệt độ cao (cho các giếng có áp suất bơm ở miệng nhỏ hơn áp suất khí gaslift) thông qua chạc 3 kết nối.



Hình 4. Mô phỏng bọt - acid (a); bọt - acid thực tế (b)

- Ngoài ra, tỷ trọng dung dịch bơm thấp sẽ giúp quá trình gọi dòng đưa sản phẩm phản ứng lên bề mặt được nhanh chóng góp phần làm giảm nguy cơ kết tủa thứ cấp.

Tuy nhiên, để thực hiện giải pháp thành công, cần xác định thể tích acid và thể tích khí gaslift cần sử dụng. Bên cạnh đó, việc kết nối đường ống thiết bị bơm khí gaslift vào trong ống khai thác cũng quyết định thành công của công tác xử lý.

2.1. Tính thể tích khí gaslift

Hiệu quả chất lượng của dung bột - acid xử lý phải được duy trì suốt trong quá trình bơm phải bằng 65%. Từ công thức (1) có:

$$FQ = \frac{V_g}{V_g + V_l} = \frac{V_{gaslift}}{V_{gaslift} + V_{acid}} = 0,65$$

$$V_{gaslift} = 0,65 (V_{gaslift} + V_{acid})$$

$$V_{gaslift} - 0,65 V_{gaslift} = 0,65 V_{acid}$$

$$V_{gaslift} = \frac{0,65}{1 - 0,65} V_{acid} = 1,857 V_{acid}$$

Với đặc trưng tấm lỗ dùng điều chỉnh lưu lượng khí gaslift nhỏ nhất có tại các công trình biển của Vietsovpetro có dải đo từ 1.500 - 5.000m³/ngày (loại Flow orifice Range

A). Theo công thức trên, có thể tính toán được lưu lượng khí gaslift để bơm được và đảm bảo hiệu quả về mặt lý thuyết.

2.2. Kết nối thiết bị

Quy trình kết nối thiết bị gồm 2 phần chính:

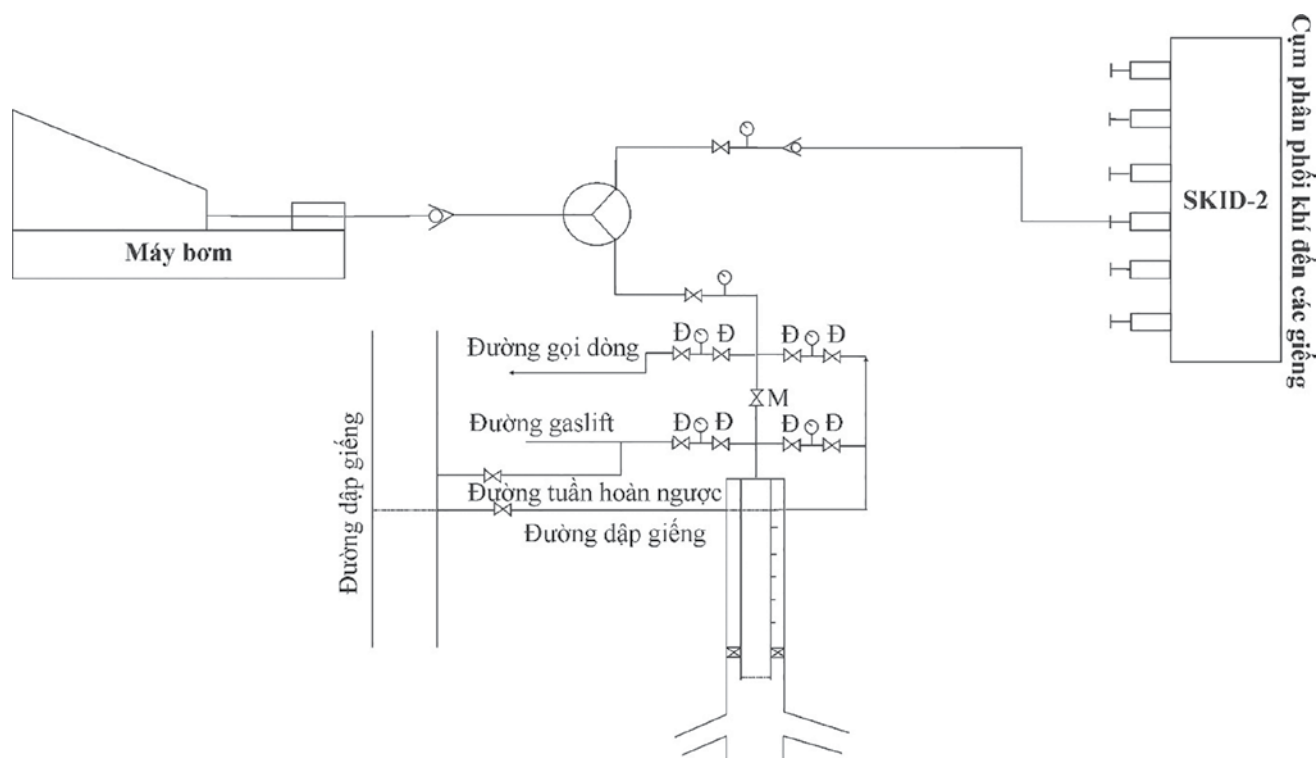
- Kết nối máy bơm đến đầu giếng: đơn giản như xử lý acid thông thường

- Kết nối đường ống khí gaslift có 3 cách:

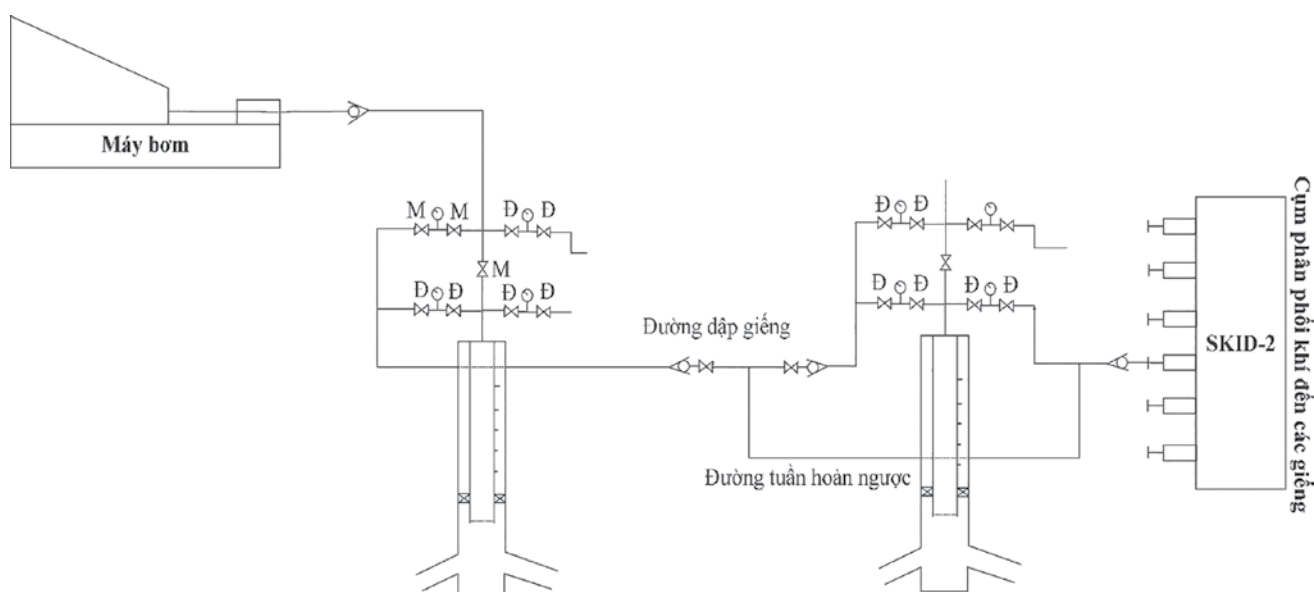
+ Cách 1 (sử dụng trên BK): Kết nối đường ống từ đầu chờ trên cụm SKID-2 của giếng không làm việc hoặc làm việc yếu (ít dầu) đến van chạc 3 để hòa trộn cùng với acid được bơm trực tiếp vào ống khai thác của giếng đang được xử lý (Hình 5).

+ Cách 2 (sử dụng trên các giàn MSP): Sử dụng bộ SKID-2 đi kèm của giếng không làm việc hoặc làm việc yếu (ít dầu) để đưa khí gaslift vào ống khai thác của giếng được xử lý acid thông qua đường đập giếng (Hình 6). Hoặc kết nối ống mềm lấy khí trực tiếp từ giếng không làm việc hoặc làm việc yếu (Hình 7).

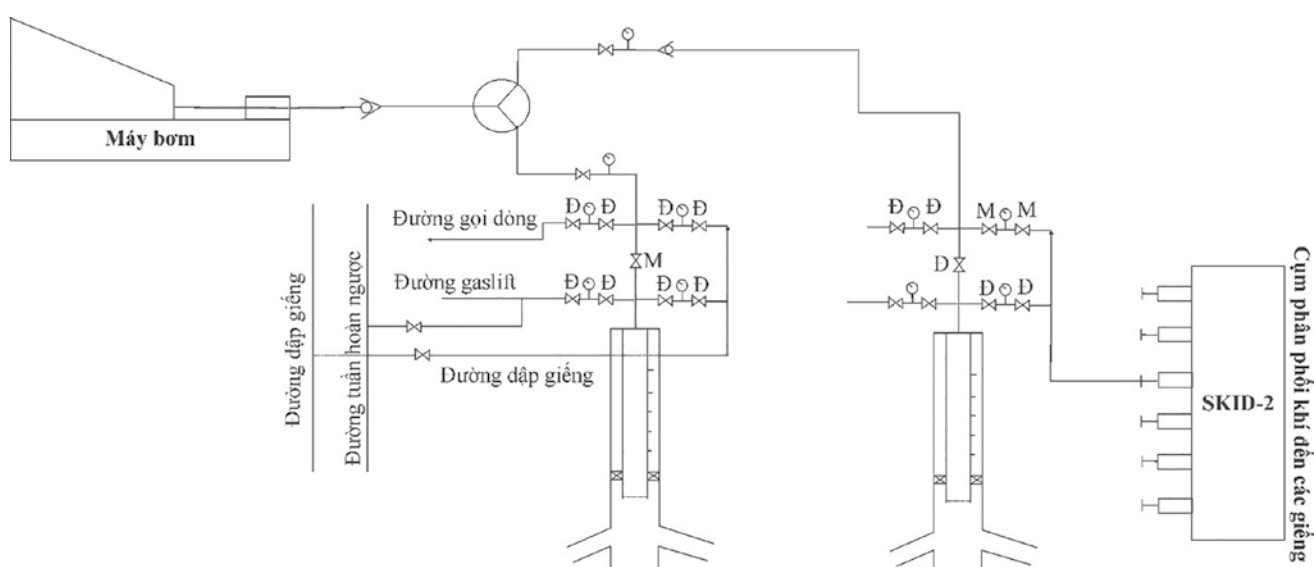
+ Cách 3 (đối với các giếng sử dụng hệ thống điều khiển khí gaslift độc lập): Lấy khí trực tiếp từ giếng xử lý qua đường đập giếng để đi trực tiếp vào ống khai thác không cần nối thêm ống mềm lấy khí (Hình 8).



Hình 5. Sơ đồ kết nối cách 1



Hình 6. Sơ đồ kết nối cách 2



Hình 7. Sơ đồ kết nối cách 2

Sơ đồ kết nối (Hình 5 - 8): Đ - trạng thái van đóng, M - trạng thái van mở.

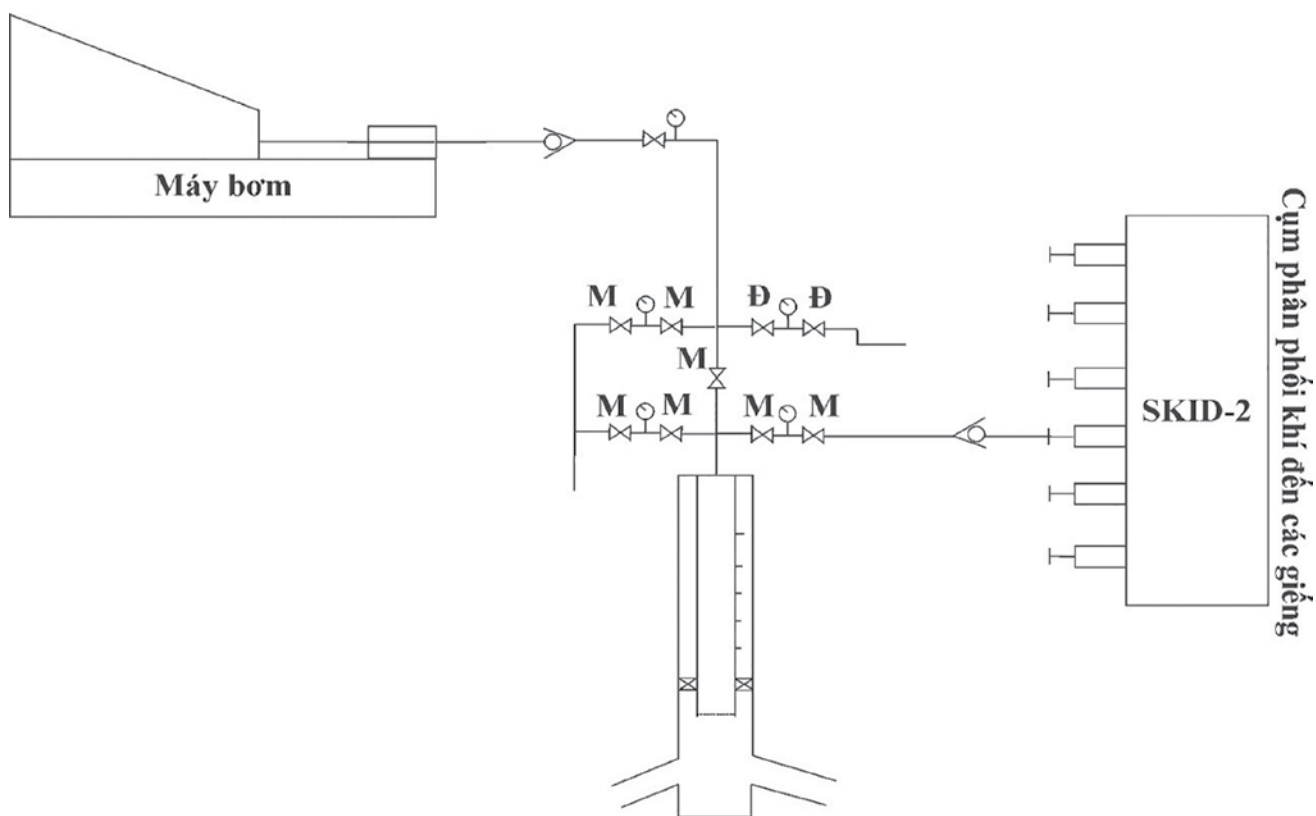
Giải pháp sử dụng acid bơm kết hợp với gaslift nếu được đưa vào áp dụng, sẽ giúp nâng cao hiệu quả của công tác xử lý vùng cận đáy giếng trong các giếng có áp suất vỉa thấp, nhiệt độ vỉa cao, có độ ngập nước từ 10 - 30%. Đặc biệt, giải pháp không cần bổ sung thiết bị, vật liệu nào khác, mà có thể tận dụng các thiết bị có sẵn, nên rất dễ áp dụng như công tác xử lý acid bằng công nghệ truyền thống.

Việc áp dụng giải pháp sẽ giúp tiết giảm chi phí cho công tác xử lý vùng cận đáy giếng. Trong đó, đáng kể nhất là chi phí tiết kiệm được do việc không dùng các vật liệu

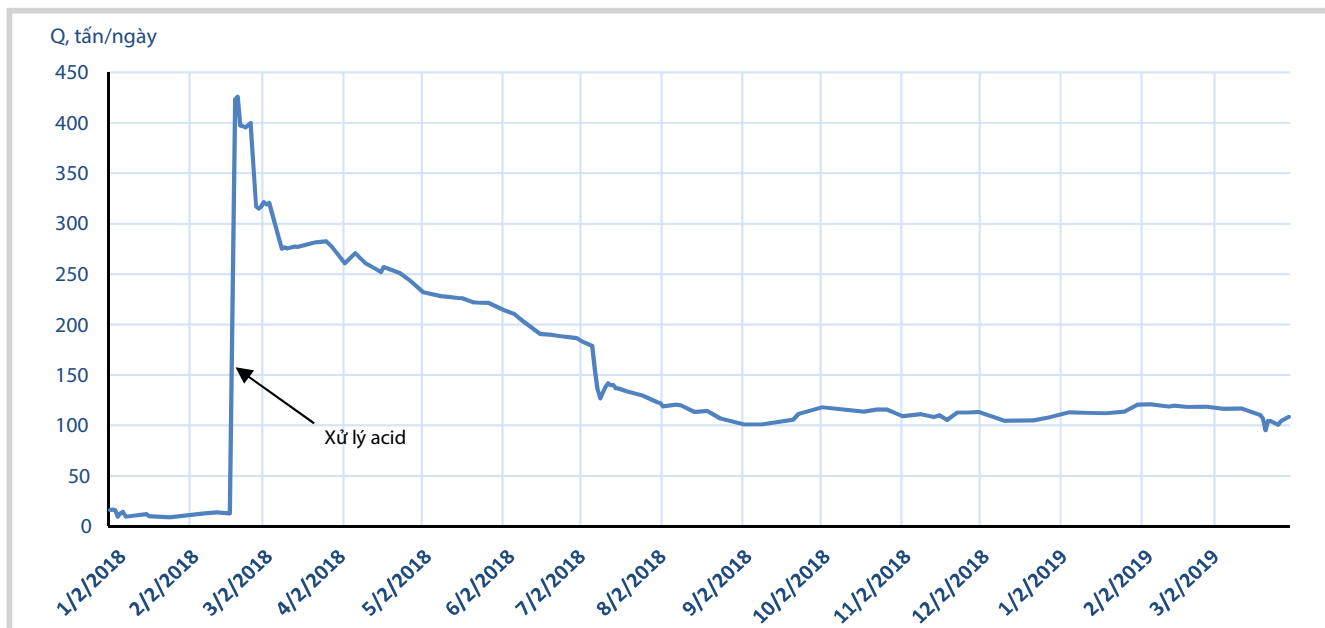
như: chất tạo bọt, khí nitơ dùng để tạo bọt, thuê thiết bị và dịch vụ chuyên dụng để tạo bọt nitơ....

2.3. Áp dụng thử nghiệm

Từ giai đoạn đầu, lưu lượng khai thác của giếng 488/BK3 lớn. Với đặc điểm tầng sản phẩm là tầng móng, bị nhiễm bẩn bởi các tạp chất lắng đọng, gây cản trở rất lớn đến dòng dầu vào giếng. Quá trình tính toán, xử lý nhũ tương acid - dầu kết hợp trộn khí gaslift diễn ra thuận lợi và đạt được hiệu quả tốt, áp suất vỉa cao. Số liệu sau khi xử lý được đo và thu thập lại hàng ngày, sau 1 năm tính từ thời điểm bắt đầu xử lý (từ 18/2/2018 đến 18/2/2019).



Hình 8. Sơ đồ kết nối cách 3



Hình 9. Biểu đồ sản lượng khai thác giếng 488 trước và sau khi xử lý

3. Kết luận

Phương pháp xử lý cho vùng cận đáy giếng chủ yếu dựa trên 2 nguyên tắc: Lấy đi phần nhiễm bẩn của thành hệ, làm tăng độ thấm trong vùng lân cận của giếng; phục hồi và mở rộng khe nứt truyền dẫn dòng dầu - khí từ vỉa vào giếng, gia tăng bán kính hiệu dụng.

Tùy theo nguyên nhân nhiễm bẩn và điều kiện địa chất để lựa chọn phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng khác nhau. Đối với tầng móng mỏ Bạch Hổ, nhiệt độ vỉa cao (110 - 150°C), áp suất vỉa thấp thì phương pháp được sử dụng có hiệu quả nhất là xử lý bằng bột - acid bằng cách hòa trộn khí gaslift. Với công nghệ xử lý hỗn hợp hóa

chất, các thiết bị phụ trợ, công tác bảo vệ con người, môi trường không quá phức tạp và phân tích về kinh tế đã chứng minh tính khả thi và hiệu quả của phương pháp này.

Tài liệu tham khảo

1. Lê Phước Hào. *Cơ sở khoan và khai thác dầu khí*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2002.
2. Từ Thành Nghĩa, Nguyễn Thúc Kháng, Lê Việt Hải, Dương Danh Lam, Nguyễn Quốc Dũng, Nguyễn Văn Trung, Phan Đức Tuấn. *Công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng các mỏ dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2016.
3. Vietsovpetro. *Những vấn đề cơ bản của quá trình khai thác dầu bằng gaslift đối với các mỏ dầu khí của Vietsovpetro*. 2007.
4. Nguyễn Tuấn Minh, Nguyễn Văn Trung, Nguyễn Duy Hoạt, Nguyễn Văn Thắng, Nguyễn Như Ý. *Sử dụng hỗn hợp acide hòa trộn với khí gaslift (khí gaslift-acide) nhằm nâng cao hiệu quả trong công tác xử lý vùng cận đáy giếng cho các giếng có nhiệt độ vừa cao, áp suất vừa thấp và độ ngập nước cao ở Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"*. Giải pháp sáng kiến cải tiến kỹ thuật hợp lý hóa sản xuất tại Vietsovpetro. 5/12/2018; số đăng ký 1527.
5. И.П.Чоловского. *Спутник нефтегазо-промыслового геолога*. Справочник. Нефтя, Москва. 1989.
6. Alexander Letichevskiy, Alexey Nikitin, Alexey Parfenov, Vitaliy Makarenko, Ilya Lavrov, Gleb Rukan, Dmitry Ovsyannikov, Ruslan Nuriakhmetov, Alexander Gromovenko. *Foam acid treatment - The key to stimulation of carbonate reservoirs in depleted oil fields of the Samara region*. SPE Russian Petroleum Technology Conference. 2017.

STUDY TO USE GAS LIFT TO CREATE FOAM-ACID SYSTEM TO HANDLE NEAR-BOTTOM ZONE IN BACH HO FIELD

Le Duc Vinh¹, Nguyen Tuan Minh², Nguyen Van Trung²

¹Hanoi University of Mining and Geology

²Vietsovpetro

Email: leducvinh@humg.edu.vn

Summary

The calculation and selection of appropriate treatment methods for the near-bottom zone will save costs and improve oil recovery capacity for the production wells. Wells with high temperatures and high levels of flooding when treated with acid may face increased flooding or even submerged conditions, therefore selective acid treatment technology must be applied. For Bach Ho basement with high reservoir temperature (110 - 150°C) and low reservoir pressure, the most effective method is foam-acid treatment by mixing gas lift.

The article presents the results of research on using high-pressure gas lift available on rigs, mixing and pumping simultaneously with the acid mixture into the well to treat the near-bottom zone. The results show that this solution is easy to apply, helps to reduce costs, and improves the efficiency of the treatment of the near-bottom zone of wells with low reservoir pressure, high reservoir temperature, and flooding level from 10 - 30%.

Key words: Treatment of the near-bottom zone, acid treatment, foam-acid, gas lift, Bach Ho field.

DỰ BÁO GIÁ DẦU THÔ TRONG GIAI ĐOẠN THỊ TRƯỜNG BIẾN ĐỘNG BẰNG PHƯƠNG PHÁP DELPHI

Đoàn Tiến Quyết¹, Vũ Tuyết Vy²

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Auckland University of Technology

Email: quyetdt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Trong thị trường dầu khí cạnh tranh và rủi ro, chính phủ hay doanh nghiệp dầu khí sẽ gặp khó khăn nếu không thể dự báo chính xác diễn biến thị trường (cung/cầu/giá). Dự báo chính xác thông tin thị trường giúp chính phủ, doanh nghiệp chủ động hơn trong việc xử lý các tình huống, tận dụng các cơ hội kinh doanh và tránh được tổn thất; đồng thời là cơ sở quan trọng để hoạch định chính sách cũng như đưa ra các quyết định mang tính chiến lược.

Trong bối cảnh giá dầu biến động, sai số của các mô hình dự báo tương đối lớn, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã triển khai thử nghiệm mô hình dự báo giá dầu thô Dated Brent bằng phương pháp Delphi. Kết quả dự báo cho thấy phương pháp này dự báo chính xác về xu thế, sai số so với giá thực tế nhỏ và chất lượng lượng dự báo tốt.

Từ khóa: Mô hình dự báo, giá dầu, Dated Brent, dự báo chuyên gia, Delphi.

1. Giới thiệu

Cuộc khủng hoảng giá dầu trong giai đoạn 2014 - 2016 đã khiến giá dầu thô trên thị trường thế giới lao dốc từ trên 100 USD/thùng xuống dưới 30 USD/thùng khiến các nước xuất khẩu dầu gặp khó khăn, gián tiếp kìm hãm tốc độ phát triển các nền kinh tế thế giới mà ngân sách phụ thuộc chủ yếu vào dầu khí.

Diễn biến giá dầu thô thế giới bị tác động bởi 3 yếu tố chính: cung - cầu, địa chính trị và tình hình tài chính thế giới, trong đó, vấn đề địa chính trị chính là khó khăn trong việc dự báo giá dầu, bởi yếu tố này liên quan đến chủ quan của con người, khó đo lường và dự báo trước được. Nghiên cứu thực tế trong giai đoạn giá dầu biến động mạnh (từ giữa năm 2014 đến nay) cho thấy ngoài vấn đề dư thừa nguồn cung toàn cầu, nhu cầu tăng trưởng chậm lại, quyết định của Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) cùng với căng thẳng địa chính trị tại Libya, Nigeria cũng tác động mạnh tới diễn biến giá dầu.

Trong thị trường dầu khí cạnh tranh và rủi ro, việc dự báo chính xác thông tin thị trường giúp chính phủ, doanh nghiệp chủ động hơn trong việc xử lý các tình huống, tận

dụng các cơ hội kinh doanh và tránh được tổn thất; đồng thời là cơ sở quan trọng để hoạch định chính sách cũng như đưa ra các quyết định mang tính chiến lược.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) đặc biệt quan tâm xu hướng thị trường thế giới cũng như công tác dự báo giá dầu. Kết quả dự báo (Ban Thương mại Dịch vụ thuộc PVN chỉ đạo triển khai, có sự đóng góp của các đơn vị thành viên) được thể hiện thông qua 2 kênh chính đó là website thông tin thị trường sản phẩm dầu khí và Báo cáo thị trường các sản phẩm hàng tháng (diễn biến thị trường 11 sản phẩm trong và ngoài nước: dầu thô, xăng dầu, ethanol, polypropylene, khí thiên nhiên, LNG, LPG, điện, than, phân đạm, xơ sợi; dự báo dài hạn/ngắn hạn về giá, cung - cầu). Các đơn vị thành viên có cán bộ theo dõi, tiến hành phân tích dự báo thị trường sản phẩm liên quan đến hoạt động sản xuất kinh doanh của đơn vị.

Kết quả dự báo giá dầu của các tổ chức quốc tế có sai lệch tương đối lớn, đặc biệt trong giai đoạn thị trường biến động. Trên cơ sở đó, PVN đã đánh giá lại công tác dự báo và giao cho Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) triển khai nghiên cứu công tác dự báo thị trường định tính và định lượng. Từ năm 2015, VPI đã triển khai thử nghiệm dự báo giá dầu thô Dated Brent bằng phương pháp Delphi và đã đạt được kết quả nhất định, có thể áp dụng cho các loại sản phẩm khác.

Ngày nhận bài: 11/10/2018. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 11/10/2018 - 7/5/2019.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 4/7/2019.

2. Sự khác biệt giữa phương pháp dự báo Delphi và các phương pháp dự báo giá dầu thông dụng khác

2.1. Các phương pháp dự báo thị trường phổ biến

Việc lựa chọn phương pháp và xây dựng mô hình dự báo phù hợp sẽ quyết định hiệu quả của hệ thống dự báo. Dựa trên đặc trưng của đối tượng dự báo và cơ sở dữ liệu, sẽ lựa chọn phương pháp dự báo theo hướng định lượng, định tính hay sử dụng kết hợp các phương pháp. Theo Báo cáo nghiên cứu đề xuất định hướng phát triển và giải pháp nâng cao năng lực công tác dự báo thị trường tại Tập đoàn Dầu khí Việt Nam [1], phương pháp phổ biến được sử dụng trong việc dự báo thị trường dầu khí gồm: mô hình kinh tế lượng (econometric model), mô hình kinh tế công nghệ (engineer economy model) và mô hình lai (hybrid model)... Trong bài báo này, nhóm tác giả chia thành 2 nhóm phương pháp định lượng và định tính.

2.1.1. Phương pháp định lượng

Phương pháp dự báo định lượng là dựa vào việc phân tích số liệu thống kê trong quá khứ, kết hợp với sử dụng toán học để đưa ra dự báo tương lai. Do dữ liệu đầu vào là các số liệu cụ thể và khách quan, kết quả dự báo được đưa ra dưới dạng con số tuyệt đối. Hai dạng mô hình phổ biến của phương pháp định lượng là mô hình đơn biến và mô hình đa biến.

Đối với mô hình đơn biến, các nhà dự báo thường sử dụng phương pháp phân rã, phương pháp san bằng hàm mũ và mô hình ARIMA - là các mô hình chuỗi thời gian (time series). Mô hình chuỗi thời gian chỉ yêu cầu dữ liệu quá khứ của chuỗi dữ liệu cần dự báo, do đó phù hợp với dự báo trong ngắn và trung hạn.

Mô hình đa biến thường được sử dụng để dự báo là phương pháp hồi quy (regression) và phương pháp hồi quy tuyến tính (linear regression), trong đó mô hình thông dụng nhất là mô hình hồi quy tuyến tính đa biến. Trong mô hình này, biến phụ thuộc được giải thích bằng nhiều biến độc lập khác nhau nhằm nâng mức độ chính xác của dự báo, đảm bảo tính tổng quan của mô hình [2]. Do dạng mô hình này đòi hỏi xác định mối quan hệ trên lý thuyết giữa các biến độc lập và biến phụ thuộc, số lượng mẫu cần đủ lớn nên mô hình này thường được sử dụng để dự báo trong dài hạn. Đây là phương pháp tương đối phổ biến trong việc dự báo thị trường năng lượng và được nhiều tổ chức uy tín sử dụng.

Nhìn chung, các mô hình định lượng cần cơ sở dữ liệu chính xác, đầy đủ, được thu thập trong khoảng thời gian

"đủ dài" (tùy thuộc vào từng mô hình) và được cập nhật thường xuyên. Các dữ liệu sử dụng trong phương pháp này phải định lượng được, nghĩa là phải thể hiện được bằng con số cụ thể, do đó phương pháp này thường bỏ qua các yếu tố không thể đo lường được như: yếu tố địa chính trị, thiên tai, bất khả kháng... Đây là nhược điểm lớn khiến cho các mô hình kinh tế lượng không phù hợp trong bối cảnh thị trường dầu khí thế giới biến động mạnh.

2.1.2. Phương pháp định tính

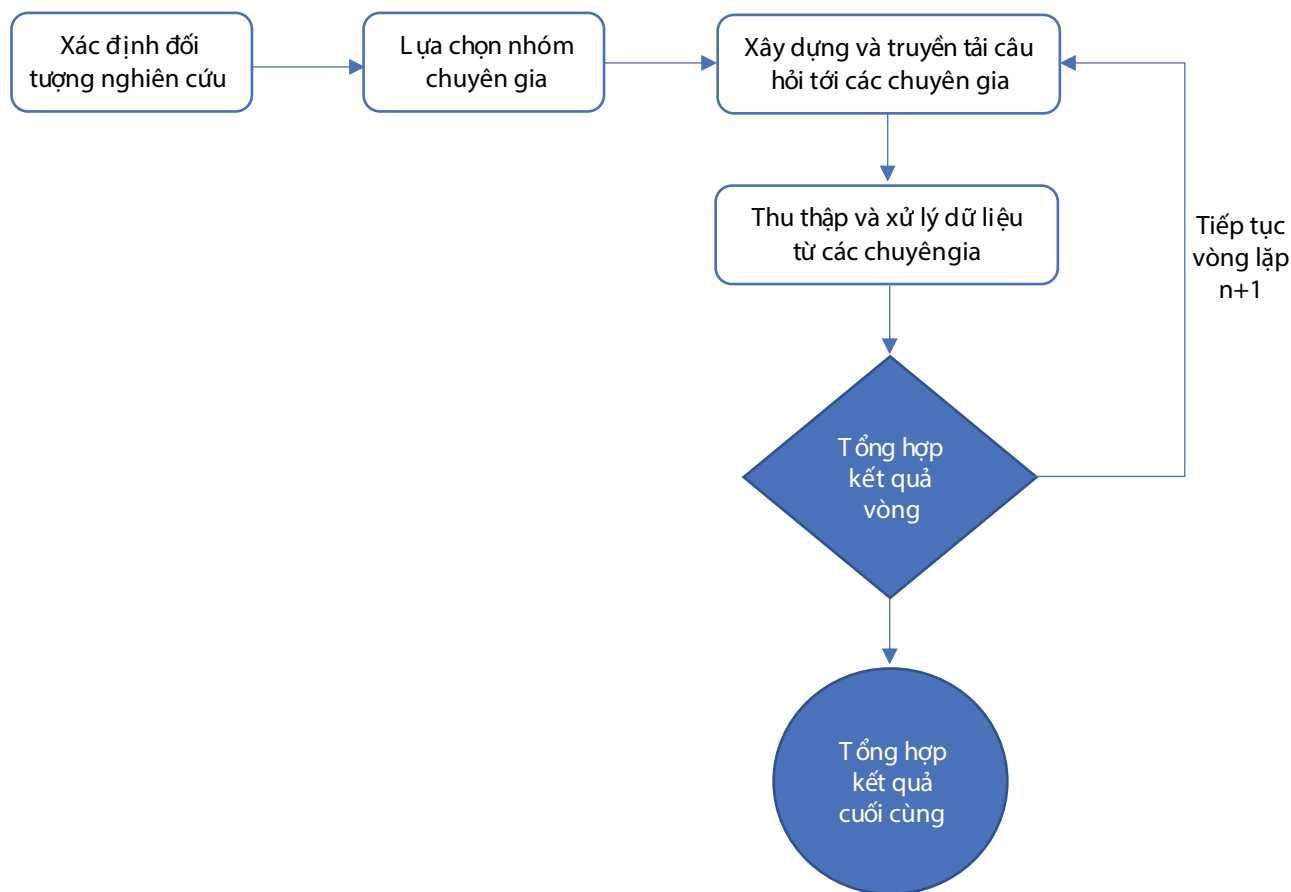
Phương pháp định tính là hướng tiếp cận nhằm thăm dò, mô tả và giải thích dựa vào các phương tiện khảo sát kinh nghiệm, nhận thức, động cơ thúc đẩy, dự định, hành vi, thái độ. Trong quá trình nghiên cứu định tính, sẽ xây dựng giả thuyết và các giải thích. Nhược điểm lớn nhất của phương pháp này là không mang tính tổng quát và bị ảnh hưởng bởi suy nghĩ chủ quan của người tiến hành. Trong công tác dự báo, các phương pháp định tính thông dụng nhất là phương pháp kịch bản (scenario forecasting) và phương pháp Delphi. Ngoài ra, còn một số phương pháp định tính khác như phương pháp dự định (intention) và phương pháp suy luận tương tự (analogy).

Phương pháp kịch bản (scenario) được các doanh nghiệp, tổ chức uy tín trong ngành dầu khí thế giới sử dụng để dự báo thị trường năng lượng [3]. Phương pháp này có thể áp dụng để dự báo bất kỳ sản phẩm nào, đặc biệt là đối với dầu thô, khí thiên nhiên (sản phẩm dầu khí cốt lõi) - các sản phẩm được sử dụng và giao dịch nhiều trên thị trường quốc tế, có liên quan đến nhiều ngành, lĩnh vực khác nhau. Về cơ bản, phương pháp này dự báo dựa trên các kịch bản có khả năng xảy ra trong tương lai. Số lượng kịch bản càng nhiều thì số lượng kết quả dự báo tăng lên, đồng thời tỷ lệ xảy ra của các kịch bản càng giảm. Các kịch bản thường được xây dựng: cao, trung bình, thấp và đưa ra quyết định lựa chọn cuối cùng [1].

2.2. Phương pháp Delphi và sự khác biệt so với các phương pháp dự báo khác

2.2.1. Phương pháp Delphi

Phương pháp Delphi gồm các bước: (1) chọn lựa nhóm chuyên gia tham gia dự báo, (2) lập các câu hỏi và gửi cho các chuyên gia, (3) tổng hợp kết quả và tiếp tục gửi câu hỏi dựa trên kết quả của các vòng trước cho các chuyên gia (số vòng gửi tùy thuộc vào người thiết kế câu hỏi, thường là 3 vòng), (4) thống nhất kết quả cuối cùng. Mục đích của việc lặp đi lặp lại các vòng là để thống nhất được ý kiến của các chuyên gia. Như vậy, phương pháp Delphi là quá trình đánh giá dựa trên sự không chắc



Hình 1. Quy trình tiến hành dự báo bằng phương pháp Delphi

chấn. Tất cả ý kiến đưa ra đều là tiên đoán và ước lượng. Các chuyên gia đưa ra ý kiến dựa trên nhận thức và kinh nghiệm cá nhân. Sau các vòng, các chuyên gia tiếp cận các nguồn thông tin mới và có thể thay đổi dự báo của mình.

Phương pháp Delphi có ưu điểm: (i) kết quả dự báo dễ hiểu, dễ áp dụng vào thực tế; (ii) trong quá trình hỏi - trả lời, có thể trao đổi trực tiếp với các chuyên gia, do đó có thể nghiên cứu và hiểu cận kề, đồng thời gợi mở vấn đề mới liên quan đến đối tượng dự báo; (iii) có thể khắc phục được nhược điểm của các phương pháp dự báo định lượng, đó là có khả năng cân nhắc đến các yếu tố không thể lượng hóa được.

Nhược điểm của phương pháp Delphi là dự báo đưa ra mang tính chủ quan. Kết quả cuối cùng được đưa ra có thể không chính xác do trong quá trình dự báo, các chuyên gia chịu ảnh hưởng hoặc áp lực khi đưa ra ý kiến trái chiều so với số đông. Kết quả dự báo chỉ mang tính thời điểm ngay sau khi thống nhất được ý kiến giữa các chuyên gia.

2.2.2. Ứng dụng phương pháp Delphi trong lĩnh vực dầu khí và sự khác biệt so với các phương pháp khác

Các tổ chức trên thế giới thường sử dụng các mô hình kinh tế lượng, mô hình kinh tế công nghệ, phương pháp

kịch bản, phương pháp phân rã, mô hình mạng nhân tạo... để dự báo trong lĩnh vực dầu khí [1]. Cơ quan Quản lý Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) sử dụng mô hình WEPS+ (World Energy Projection System Plus) - một dạng mô hình kinh tế lượng để dự báo cung - cầu và giá năng lượng theo quốc gia và vùng lãnh thổ trong trung hạn. Mô hình này được xây dựng bằng một mô hình phụ GAM (Global Activity Module - Mô hình hoạt động toàn cầu) gồm 2 mô hình con là mô hình kinh tế lượng GEM (Global Economic Model - Mô hình kinh tế toàn cầu) và mô hình top-down GIM (Global Industrial Model - Mô hình công nghiệp toàn cầu). Trong khi đó, phương pháp kịch bản lại được Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), Cơ quan Bảo vệ Môi trường Mỹ (EPA), Royal Dutch Shell sử dụng để đánh giá, phân tích và dự báo thị trường năng lượng quốc tế. Đây cũng là một trong những phương pháp phổ biến nhất để dự báo trong lĩnh vực dầu khí.

Bên cạnh đó, phương pháp Delphi được áp dụng nghiên cứu điều tra các tiêu chí ảnh hưởng tới quyết định lựa chọn địa điểm cho tàu chở dầu của Iran [4] và dự án dự báo giá dầu của Ủy ban Năng lượng California (1983).

Nghiên cứu của Mansoureh Hasanzadeh [4] được thực hiện với mục đích xác định, lựa chọn và ưu tiên các tiêu

chuẩn môi trường và kỹ thuật cho việc đánh giá địa điểm cho tàu chở dầu. Nghiên cứu được tiến hành thông qua việc kết hợp phương pháp chuyên gia Delphi và mô hình kinh tế lượng, trong đó mô hình kinh tế lượng được sử dụng với mục đích lượng hóa sự lựa chọn của các chuyên gia. Tổng cộng 20 chuyên gia tham gia vào nhóm đã được đưa bảng câu hỏi gồm 18 tiêu chí và được yêu cầu đánh giá mức độ quan trọng của các tiêu chí này theo một thang điểm đánh giá (phục vụ cho việc lượng hóa quyết định lựa chọn). Bên cạnh kết quả liên quan đến lĩnh vực nghiên cứu, báo cáo của nhóm tác giả cũng chỉ ra rằng Delphi có khả năng đưa ý kiến chuyên gia vào các vấn đề phức tạp như khoa học môi trường thông qua việc phân tích dữ liệu và kết quả, do đó đây là phương pháp được cho là phù hợp nhất với các nghiên cứu lựa chọn địa điểm [4].

Đối với nghiên cứu của Ủy ban Năng lượng California [5], phương pháp Delphi được sử dụng như là một trong những phương pháp để dự báo giá dầu thô trong dài hạn (20 năm). Phương pháp này được tiến hành từ năm 1983 thông qua rất nhiều vòng và kết quả các vòng rất khác nhau. Các chuyên gia được chọn từ nhiều nước khác nhau và làm việc trong nhiều lĩnh vực: tài chính, hàn lâm, công nghiệp, tư vấn và các cơ quan Chính phủ. Các chuyên gia trong nhóm sẽ đưa ra sự thay đổi trong giá dầu cùng các biến số kinh tế trong tương lai. Kết quả của các vòng là trung bình ý kiến chuyên gia. Sau mỗi vòng, các chuyên gia có quyền thay đổi quyết định của mình. Kết quả cuối cùng của nhóm sẽ là cơ sở cho việc dự báo giá dầu. Các chuyên gia được hỏi để đưa ra dự báo theo 3 mức: thấp, tiềm năng (có khả năng xảy ra nhất) và cao trong giai đoạn 1997 - 2018. Ngoài ra, các chuyên gia cũng phải xếp hạng các yếu tố có thể ảnh hưởng đến giá dầu trong mức thấp và mức cao. Trong vòng cuối cùng (vòng IX vào năm 1997), bên cạnh các mức giá dầu được tổng hợp, báo cáo kết luận rằng tỷ lệ biến động trong mức giá cao là lớn nhất, trong khi đối với mức giá thấp là tương đối ổn định. Yếu tố có ảnh hưởng nhiều nhất dẫn đến giá dầu ở mức cao là mâu thuẫn an ninh hoặc/và bất ổn chính trị của khu vực Trung Đông, sự tuân thủ hạn ngạch sản xuất của các nước OPEC, tăng trưởng nhu cầu nhanh hơn so với nguồn cung. Ngoài ra, còn một số yếu tố khác cũng tác động đến giá dầu là bất ổn chính trị đối với sản xuất và xuất khẩu dầu của Liên Xô cũ, hạn chế về mặt môi trường đối với việc phát triển các mỏ dầu, nhu cầu về dầu của các nước công nghiệp hóa và vấn đề thắt chặt an ninh ở Iraq của Liên hợp quốc. Đối với phương pháp nghiên cứu, báo cáo cũng chỉ ra rằng phương pháp Delphi thích hợp để

dự báo giá dầu trong dài hạn. Tính linh hoạt của phương pháp này cho phép hình dung được vấn đề quan trọng đối với giá dầu. Ngoài ra, phương pháp Delphi tương đối đơn giản và có thể liên kết các chuyên gia ở các khu vực địa lý khác nhau. Nguyên tắc giấu tên cũng đảm bảo các chuyên gia tự do phản ánh ý kiến cá nhân.

Đối với công tác dự báo giá dầu, so với các phương pháp dự báo dựa trên mô hình kinh tế lượng, đặc biệt trong thời điểm thị trường biến động, mô hình Delphi tối ưu hơn do có khả năng cân nhắc đến các biến cố không thể lượng hóa được (thiên tai, căng thẳng địa chính trị...). Trong khi đó, nếu so với phương pháp kịch bản, kết quả dự báo của phương pháp Delphi khách quan hơn do đây là kết quả thống nhất và duy nhất của cả nhóm từ các dự báo cá nhân. Trong khi đó, theo phương pháp kịch bản, kết quả dự báo cuối cùng là phương án được lựa chọn dựa trên ý kiến chủ quan của người dự báo, do đó thường mang tính cá nhân và khó đảm bảo độ chính xác.

3. Thực tiễn áp dụng phương pháp Delphi tại Việt Nam

3.1. Căn cứ lựa chọn phương pháp Delphi

Để lựa chọn phương pháp dự báo giá dầu phù hợp, VPI xác định các tiêu chí: (1) Phát huy tối đa nguồn nhân lực nội bộ; (2) Giảm thiểu sự phụ thuộc vào dự báo của các tổ chức bên ngoài; (3) Dễ áp dụng, có khả năng duy trì thường xuyên, lâu dài và đưa ra kết quả kịp thời; (4) Có khả năng cân nhắc đến các yếu tố không lượng hóa được (địa chính trị, thiên tai...).

Về nguồn nhân lực, ở Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên có bộ phận thị trường, có thể xây dựng mạng lưới chuyên gia, đảm bảo tiếp cận nguồn thông tin đa dạng, hướng xử lý thông tin đa chiều.

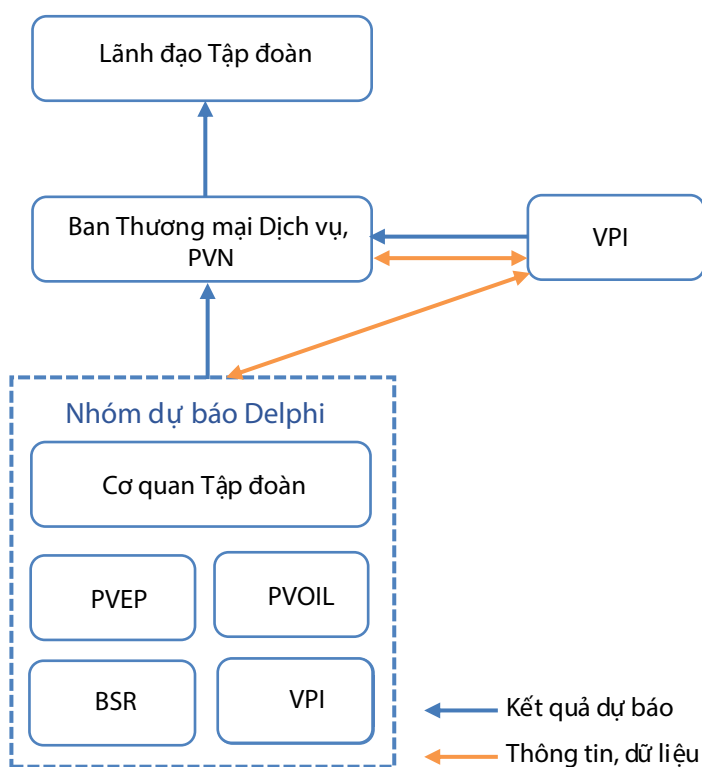
Việc dự báo chủ yếu dựa trên sự tổng hợp các kết quả được cung cấp bởi các đơn vị tư vấn như: Wood Mackenzie, Thomson Reuters... thay vì tự thực hiện. Mặc dù khoản kinh phí hàng năm chỉ cho việc mua các số liệu phân tích và dự báo của các tổ chức trên rất lớn nhưng việc tiếp cận còn hạn chế do quy định về bản quyền của nhà cung cấp. Việc triển khai công tác dự báo của các đơn vị thành viên và Công ty mẹ chưa thực sự gắn kết và đồng bộ. Mỗi đơn vị có thể sử dụng các nguồn tài liệu tham khảo của các đơn vị tư vấn khác nhau, dẫn đến kết quả dự báo giữa các đơn vị không đồng nhất. Các đơn vị tự thực hiện dự báo lại có hạn chế nhất định: đơn vị có năng lực về các mô hình và phần mềm dự báo (như VPI) thiếu thông tin về thực tiễn thị trường; các đơn vị am hiểu thị trường thì thiếu công cụ và lý thuyết hỗ trợ. Một số đơn vị chưa

xây dựng bộ phận dự báo thị trường chuyên trách, chủ yếu do bộ phận kinh doanh kiêm nhiệm [1].

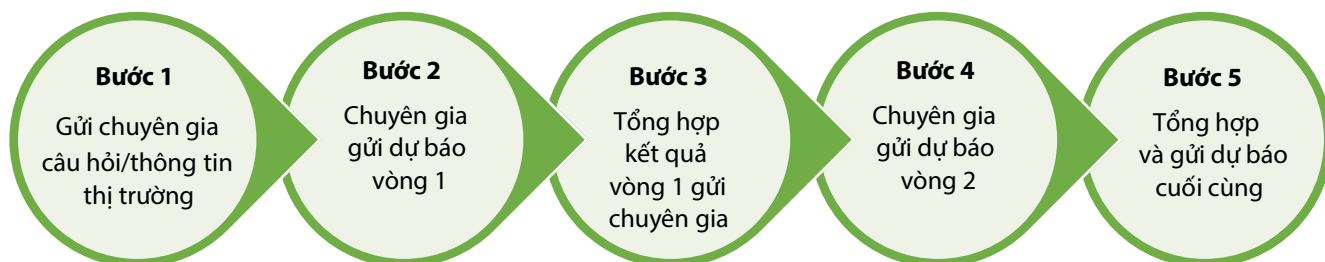
Phương pháp dự báo Delphi được VPI lựa chọn để dự báo giá dầu thô Dated Brent do có khả năng triển khai nhanh, dễ dàng và phạm vi rộng mà không cần sử dụng các phần mềm kinh tế lượng hoặc các mô hình phức tạp. Mặc dù kết quả của phương pháp này chỉ mang tính thời điểm nhưng lại phù hợp với việc dự báo giá sản phẩm theo tháng, đồng thời có khả năng kiểm chứng kết quả trong tháng kế tiếp.

3.2. Quy trình áp dụng thí điểm mô hình Delphi trong dự báo giá dầu thô Dated Brent

Công tác dự báo giá dầu thô Dated Brent thế giới bằng phương pháp Delphi được triển khai từ tháng 1/2015 với 16 chuyên gia từ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Tổng công ty Dầu Việt Nam (PVOIL), Công ty Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR), Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Viện Dầu khí Việt Nam. Sau 4



Hình 2. Mô hình thí điểm sử dụng phương pháp Delphi để dự báo giá dầu thô



Hình 3. Quy trình dự báo giá dầu thô bằng phương pháp Delphi

năm 3 tháng hoạt động (51 bản tin tháng), tính đến thời điểm hiện tại, nhóm chuyên gia được duy trì với 12 thành viên. Tần suất dự báo là hàng tháng, hàng quý và hàng năm. Các chuyên gia trong nhóm được lựa chọn theo 2 tiêu chí: am hiểu, có kinh nghiệm và nhạy bén với thị trường dầu thô và các sản phẩm liên quan; đại diện cho các đơn vị và lĩnh vực khác nhau.

Để tiết kiệm thời gian đưa ra kết quả dự báo cuối cùng và đơn giản hóa quá trình thực hiện, tiến hành phương pháp Delphi trong 2 vòng phỏng vấn thông qua 5 bước sau:

• Bước 1: Gửi câu hỏi/thông tin thị trường

Theo quy trình, vào ngày 1 hàng tháng, cán bộ điều phối của VPI sẽ gửi bản tin tổng hợp thị trường cho từng chuyên gia để giúp các chuyên gia đưa ra dự báo. Các thông tin trong bản tin tổng hợp gồm:

- Dữ liệu quá khứ được biểu diễn dưới dạng đồ thị: Giá dầu thô (Dated Brent), diễn biến thị trường kỳ hạn, thị trường chứng khoán và tiền tệ thế giới. Việc biểu diễn bằng hình thức đồ thị đảm bảo ngắn gọn, rõ ràng, thuận tiện cho việc theo dõi và nắm bắt các diễn biến chính của các yếu tố.
- Giá dầu thô trung bình tháng trước: Là căn cứ để các chuyên gia cân nhắc và đưa ra giá dự báo dựa trên phán đoán, kinh nghiệm cá nhân.
- Tóm tắt yếu tố chính tác động lên thị trường dầu thô trong tháng.

Các dữ liệu được tổng hợp, xử lý các số liệu công bố từ Wood Mackenzie, Thomson Reuters... Thống kê kết quả dự báo của nhóm chuyên gia trong tháng trước đó (các chỉ số đo lường mức độ chính xác của dự báo mà nhóm chuyên gia thực hiện trong quá khứ). Những thông tin này giúp các chuyên gia theo dõi và đánh giá được hiệu quả hoạt động.

• Bước 2: Chuyên gia gửi dự báo vòng 1

Sau khi xử lý các thông tin do thư ký của nhóm cung cấp, các chuyên gia sẽ gửi lại kết quả dự báo sau 1 ngày. Thông tin được gửi lại gồm giá dầu dự báo cho tháng tiếp theo, các yếu tố mà chuyên gia cho rằng ảnh hưởng tới giá dầu trong tháng tới (chia làm 3 nhóm: cung - cầu, địa - chính trị, tài chính kinh tế). Để đảm bảo tính khách quan, kết quả dự báo cá nhân sẽ được bảo mật với các chuyên gia còn lại trong nhóm.

• Bước 3: Tổng hợp kết quả vòng 1 và gửi lại cho các chuyên gia

Sau khi nhận được dự báo của các chuyên gia, cán bộ điều phối sẽ tiến hành tổng hợp thông tin theo nguyên tắc trung lập, khách quan và gửi lại cho các chuyên gia với các nội dung sau:

- Giá dầu dự báo trung bình là trung bình các kết quả dự báo được đưa ra bởi các chuyên gia.
- Giá dự báo cao nhất và thấp nhất.
- Số lượng dự báo tăng và giảm.
- Các yếu tố mà các chuyên gia cho rằng ảnh hưởng tới giá dầu trong

tháng tới. Trong trường hợp có ý kiến khác nhau về cùng một vấn đề, cán bộ điều phối phải tổng hợp và phản ánh các ý kiến đó.

• Bước 4: Chuyên gia gửi dự báo vòng 2

Các chuyên gia sẽ tiến hành gửi dự báo vòng 2 vào ngày 3 hàng tháng. Bên cạnh giá dầu dự báo, các chuyên gia có thể bổ sung thêm các yếu tố ảnh hưởng đến giá dầu trong tháng tới mà trong vòng trước chưa được đề cập tới.

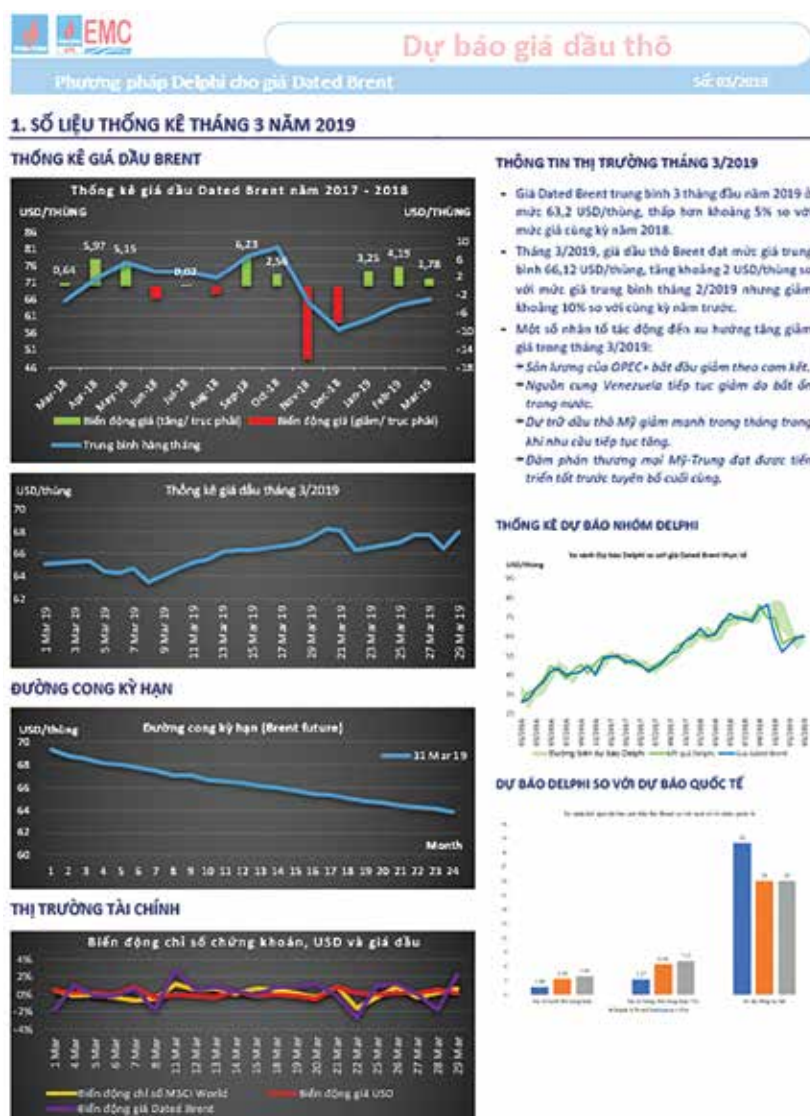
• Bước 5: Tổng hợp và gửi dự báo cuối cùng

Kết quả dự báo cuối cùng được tổng hợp tương tự vòng 1. Sau khi tổng hợp, cán bộ điều phối sẽ gửi lại cho các chuyên gia bản tin tổng hợp, gồm các nội dung về thị trường tháng trước, thống kê hoạt động của nhóm chuyên gia trong quá khứ và kết quả dự báo các vòng.

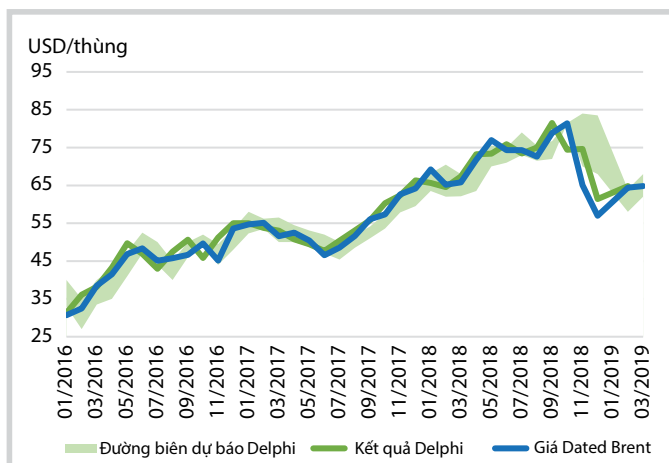
3.3. Kết quả dự báo giá dầu thô bằng phương pháp Delphi

Bản tin Dự báo giá dầu thô theo phương pháp Delphi (Hình 4) được công bố hàng tháng, cung cấp đầy đủ các thông tin: Biểu đồ giá dầu và diễn biến thị trường dầu thô thế giới, dữ liệu về thị trường kỳ hạn và thị trường tài chính tiền tệ trong tháng trước đó, thống kê kết quả hoạt động của nhóm chuyên gia trong quá khứ, công bố kết quả dự báo giá dầu sau các vòng cũng như các yếu tố có thể ảnh hưởng đến thị trường trong tháng kế tiếp. Các thông tin này giúp các đơn vị nắm bắt bối cảnh thị trường, đưa ra các quyết định sản xuất kinh doanh. Nhóm dự báo đã mở rộng thêm dự báo giá dầu theo quý để phục vụ nhu cầu thống kê và tiến độ lập kế hoạch/báo cáo của các đơn vị.

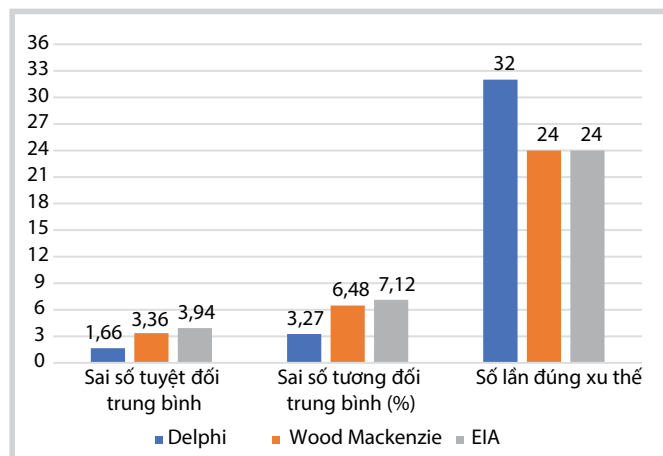
Về chất lượng dự báo, thực tế triển khai cho thấy kết quả dự báo giá dầu cuối cùng bám sát diễn biến thực tế giá dầu Dated Brent. Chênh lệch dự báo thấp nhất với giá dự báo cao nhất trong



Hình 4. Bản tin dự báo giá dầu thô bằng phương pháp Delphi



Hình 5. So sánh dự báo nhóm Delphi và giá dầu Dated Brent thực tế



Hình 6. So sánh kết quả dự báo bằng phương pháp Delphi của VPI và dự báo của Wood Mackenzie, EIA

khoảng 1%, cho thấy mức độ chính xác rất cao (Hình 5).

Bên cạnh đó, so sánh với dự báo của các tổ chức dự báo quốc tế (Wood Mackenzie¹ và EIA²) trên 3 tiêu chí: dự báo đúng xu thế (tăng/giảm), sai số tuyệt đối³ và sai số tương đối⁴ so với giá dầu thực tế, kết quả dự báo bằng phương pháp Delphi được đánh giá có xu hướng tương đồng với dự báo của các tổ chức quốc tế như đã đề cập. Theo thống kê từ tháng 1/2016 - 3/2019, kết quả dự báo bằng phương pháp Delphi đưa ra đúng xu thế biến động giá 32 lần trong tổng số 38 lần. Sai số tuyệt đối trung bình là 1,66 USD/thùng, mức sai số nhỏ nhất là 0,12 USD/thùng. Sai số tương đối trung bình của nhóm ở mức 3,27%. Trong khi đó các mức sai số từ Wood Mackenzie hay Cơ quan Quản lý Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) đều dao động trong khoảng 6 - 7%. Theo nhận định của nhóm tác giả, các thông tin của

Wood Mackenzie hay EIA đều có sai số lớn hơn kết quả dự báo từ Delphi trong cùng khoảng thời gian công bố từ ngày 1 - 5 hàng tháng theo số liệu thống kê từ các báo cáo tháng phát hành định kỳ. Tuy nhiên, việc tham khảo các thông tin từ Wood Mackenzie, EIA là khó kiểm chứng bởi tính độc lập trong việc thu thập thông tin từ các chuyên gia. Do vậy, phân tích từ các số liệu thống kê là cơ sở để đưa ra kết luận kết quả dự báo giá dầu thô theo phương pháp Delphi phản ánh khá sát xu hướng thị trường cũng như tương đồng với dự báo của các tổ chức uy tín khác như Wood Mackenzie hay EIA.

VPI đã xây dựng quy trình thu thập thông tin, quy trình phối hợp với các chuyên gia. Cơ sở dữ liệu dự báo được lưu trữ một cách có hệ thống để thuận lợi cho việc chuyển giao trong điều kiện cần thiết.

4. Kết luận

Dự báo giá dầu thô bằng phương pháp Delphi có ưu điểm đơn giản, dễ thực hiện, dễ theo dõi và phù hợp với hệ thống dự báo của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

- Phương pháp Delphi tận dụng triệt để đội ngũ chuyên gia đến từ các đơn vị, có kinh nghiệm, am hiểu và nhạy bén với thị trường dầu thô trong nước và quốc tế. Vì vậy, kết quả dự báo cuối cùng phản ánh quá trình xử lý thông tin đa dạng và đa chiều, không chỉ dự báo giá dầu trong tháng tiếp theo mà còn cung cấp dự báo về các yếu tố có khả năng ảnh hưởng tới thị trường trong tương lai. Các chuyên gia làm việc độc lập, có thể rút ngắn thời gian đưa ra dự báo so với các phương pháp khác.

- Kết quả dự báo giá dầu thô bằng phương pháp Delphi của nhóm chuyên gia Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có tỷ lệ chính xác cao về xu thế, sai số so với giá thực tế nhỏ và chất lượng lượng dự báo tốt.

- Phương pháp Delphi khắc phục được sự thiếu thống nhất trong hệ thống dự báo của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Kết quả dự báo được đưa ra dựa trên cơ sở thống nhất ý kiến chuyên gia, do đó chỉ có 1 dự báo duy nhất được sử dụng trong các báo cáo và tính toán, tránh gây ra mâu thuẫn trong quá trình đưa ra quyết định của các cấp lãnh đạo.

Việc áp dụng phương pháp Delphi trong công tác dự báo giá dầu thô có tính ứng dụng cao, đặc biệt trong bối cảnh giá dầu biến động. Nhóm tác giả đánh giá phương pháp này có tiềm năng phát triển và duy trì lâu dài, với mục tiêu đưa ra dự báo giá dầu thô hàng tháng

¹Tổng hợp dự báo từ báo cáo Macro oils short-term outlook hàng tháng của Wood Mackenzie

²Tổng hợp dự báo từ báo cáo Short-term Energy Outlook hàng tháng của EIA

³Sai số tuyệt đối = Giá dầu dự báo cho tháng t - giá dầu thực tế tháng t

⁴Sai số tương đối = $\left(\frac{\text{Giá dầu dự báo cho tháng t} - \text{giá dầu thực tế tháng t}}{\text{Giá dầu thực tế tháng t}} \right) \times 100 (\%)$

từ chính nguồn nội lực (là các chuyên gia về công tác thị trường) của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị; hỗ trợ các cấp lãnh đạo trong việc xây dựng chiến lược và đưa ra các quyết định về sản xuất kinh doanh; nâng cao năng lực phân tích và dự báo thị trường.

Trên cơ sở đó, VPI đã đề xuất Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đưa mô hình này đi vào hoạt động chính thức, xây dựng hệ thống dự báo hoàn chỉnh và thống nhất, ban hành cơ chế phối hợp, công nhận kết quả dự báo là cơ sở để tính toán, xây dựng chiến lược và đưa ra các quyết định sản xuất kinh doanh, giảm sự phụ thuộc vào dự báo của các tổ chức bên ngoài. Ngoài ra, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần bổ sung chuyên gia để nâng cao chất lượng dự báo và áp dụng mô hình dự báo này cho các sản phẩm khác (xăng, dầu...) cũng như hỗ trợ VPI hoàn thiện hơn nữa quy trình dự báo, từ giai đoạn thu thập thông tin ban đầu, trao đổi giữa cán bộ điều phối và chuyên gia cho đến giai đoạn chốt và công bố kết quả dự báo, rút ngắn quá trình dự báo và khai thác triệt để các thông tin.

Tài liệu tham khảo

1. Viện Dầu khí Việt Nam. *Báo cáo nghiên cứu đề xuất định hướng phát triển và giải pháp nâng cao năng lực công tác dự báo thị trường tại Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*. 2015.

2. Nguyễn Quang Dong, Nguyễn Thị Minh. *Giáo trình Kinh tế lượng*. Nhà xuất bản Đại học Kinh tế Quốc dân. 2013.

3. Kesten C.Green, J.Scott Armstrong, Andreas Graefe. *Methods to elicit forecasts from groups: Delphi and prediction markets compared*. 2007.

4. Mansoureh Hasanzadeh, Afshin Danekar, Ali Pak. *Application of Delphi method for criteria selection in site survey of oil jetties in Iran*. Environment and Natural Resources. 2012; 2(1): p. 119 - 128.

5. Y.Nelson, G.Gemis, H.D.Nix. *Results of the Delphi IX survey of oil price forecasts*. California Energy Commission. 1997.

6. Kerstin Cuhls. *Fraunhofer institute for systems and innovation research ISI*.

7. J.Scott Armstrong. *Principles of forecasting: A handbook for researchers and practitioners*. Springer. 2001.

8. Damodar N.Gujarati, Dawn C.Porter. *Basic econometrics*. McGraw Hill. 2003.

FORECASTING CRUDE OIL PRICE AMID VOLATILITY OF GLOBAL MARKET USING THE DELPHI METHOD

¹Doan Tien Quyet, Vu Tuyet Vy²

¹Vietnam Petroleum Institute

²Auckland University of Technology

Email: quyetdt@vpi.pvn.vn

Summary

In a competitive and risky oil and gas market, governments or oil and gas companies will face difficulties if they cannot identify the oil and gas market movements (supply/demand/price). Accurate market forecast helps the governments and companies to be more proactive in handling situations, taking advantage of business opportunities and avoiding losses. Accurate forecast is also an important basis for making policies and strategic decisions.

In the context of volatile oil prices, the errors of forecasting models are relatively large. The Vietnam Petroleum Institute (VPI) has piloted a price forecasting model for Dated Brent crude oil using the Delphi method. The forecasting results show that this method accurately predicts trends, errors are small compared with the actual price and the forecasting quality is good.

Key words: Forecast model, crude oil price, Dated Brent, expert's forecast, Delphi.

NGHIÊN CỨU, CẬP NHẬT, RÀ SOÁT HƯỚNG DẪN LỰA CHỌN, LƯU GIỮ, SỬ DỤNG VÀ THẢI BỎ HÓA CHẤT TRONG CÁC HOẠT ĐỘNG DẦU KHÍ

Lê Văn Công, Đỗ Thành Trung, Bùi Lê Phương, Ngô Thanh Mai, Ngô Thị Nguyên

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

Email: conglv@pvdmc.com.vn

Tóm tắt

Lĩnh vực dầu khí sử dụng nhiều loại hóa chất khác nhau, do đó cần áp dụng các giải pháp để nâng cao hiệu quả sử dụng hóa chất, đảm bảo an toàn môi trường, đồng thời giảm thiểu rủi ro liên quan đến sự cố do hóa chất gây ra.

Trên cơ sở rà soát Hướng dẫn thực hiện các quy định về bảo vệ môi trường liên quan đến sử dụng và thải hóa chất, dung dịch khoan trong các hoạt động dầu khí ngoài khơi Việt Nam; cập nhật các quy định của pháp luật Việt Nam và kinh nghiệm của thế giới, nhóm tác giả đề xuất các giải pháp lựa chọn, lưu giữ, sử dụng và thải bỏ hóa chất trong các hoạt động dầu khí.

Từ khóa: Hóa chất, dung dịch khoan, an toàn hóa chất, dầu khí, bảo vệ môi trường.

1. Giới thiệu

Từ năm 2005, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chủ động nghiên cứu, ban hành Quyết định số 3044/QĐ-ATSKMT ngày 13/6/2005 về việc Hướng dẫn thực hiện các quy định về bảo vệ môi trường liên quan đến sử dụng và thải hóa chất, dung dịch khoan trong các hoạt động dầu khí ngoài khơi Việt Nam (Hướng dẫn 2005) [1].

Hướng dẫn này quy định việc sử dụng, thay thế, sử dụng thử nghiệm hóa chất, dung dịch khoan trong hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí; quy trình thải bỏ hóa chất, dung dịch khoan; phương pháp thử độ độc sinh thái đối với hóa chất, dung dịch khoan; danh mục các hóa chất (theo phân loại của Công ước Oslo - Paris nhằm bảo vệ môi trường biển Đông Bắc Đại Tây Dương - OSPAR) [2].

Sau 14 năm triển khai thực hiện, một số quy định trong Hướng dẫn 2005 không còn phù hợp với hệ thống văn bản quy phạm pháp luật hiện nay. Hướng dẫn 2005 chỉ được xây dựng căn cứ trên Quy chế bảo vệ môi trường trong tìm kiếm, thăm dò, phát triển mỏ, khai thác, tàng trữ, vận chuyển, chế biến dầu khí và các dịch vụ liên quan (Ban hành theo Quyết định 395/1998/QĐ-BKHCNMT) [3] và tham khảo quy định của OSPAR, chưa căn cứ vào các văn bản pháp quy khác.

Bên cạnh đó, còn thiếu các hướng dẫn về kỹ thuật thực

hiện để đảm bảo an toàn trong quá trình sử dụng hóa chất; trong khi đó số lượng hóa chất mới được đưa vào sử dụng tăng lên rất nhiều. Việc áp dụng các tiêu chí đối với từng loại hóa chất gây khó khăn nhất định cho các đơn vị trong quá trình sử dụng, vì chưa bao gồm được tất cả các loại hóa chất (nhóm hóa chất cùng chức năng, nhiệm vụ...). Kết quả khảo sát, đánh giá hiện trạng công tác quản lý an toàn hóa chất tại các đơn vị thành viên của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (bao gồm 5 lĩnh vực: tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí, công nghiệp khí, công nghiệp điện, lọc hóa dầu, dịch vụ dầu khí) cho thấy vẫn thiếu hướng dẫn cụ thể, đầy đủ các quy trình liên quan đến các khâu lựa chọn, lưu giữ, sử dụng, vận chuyển và thải bỏ hóa chất.

Để giải quyết vấn đề trên, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao cho Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP (DMC) nghiên cứu rà soát Hướng dẫn 2005; nghiên cứu sự thay đổi khung pháp lý hiện hành, tiêu chuẩn, quy chuẩn môi trường liên quan đến lựa chọn, lưu giữ, sử dụng và thải bỏ hóa chất nói chung và trong các hoạt động dầu khí nói riêng; đánh giá hiện trạng lựa chọn, lưu giữ, sử dụng, thải bỏ hóa chất trong các hoạt động dầu khí; xây dựng dự thảo Hướng dẫn lựa chọn, lưu giữ, sử dụng và thải bỏ hóa chất, dung dịch khoan cho các hoạt động dầu khí.

2. Khung pháp lý hiện hành và kinh nghiệm lựa chọn lưu giữ, sử dụng và thải bỏ hóa chất của một số tập đoàn/tổ chức dầu khí trên thế giới

Trên cơ sở tổng hợp, phân tích, đánh giá sự thay đổi

Ngày nhận bài: 6/3/2019. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 6/3 - 16/5/2019.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 4/7/2019.

của hệ thống khung pháp lý (Luật Hóa chất và các văn bản dưới luật, Luật Bảo vệ Môi trường và các văn bản dưới luật, Luật Dầu khí và các văn bản dưới luật, Luật Tài nguyên, môi trường biển và hải đảo, Luật Hàng hải Việt Nam, Luật

Biển Việt Nam và các tiêu chuẩn, quy chuẩn liên quan) ở thời điểm trước và sau năm 2005 cho thấy hệ thống khung pháp lý liên quan đến việc lựa chọn, lưu giữ, vận chuyển, sử dụng và thải bỏ hóa chất, dung dịch khoan đã

Bảng 1. So sánh một số quy định về sử dụng và thải bỏ hóa chất trong các hoạt động dầu khí của Việt Nam và một số tổ chức/quốc gia trên thế giới

Nội dung	Quy định của Việt Nam	Quy định của nước ngoài	Ghi chú
Hóa chất được phép sử dụng	Quy định chung Các hóa chất không thuộc danh mục hóa chất cấm sử dụng (Luật Hóa chất [5]) (áp dụng cho hoạt động dầu khí ngoài khơi và trên bờ).	Liên bang Nga [4]: Các hóa chất được cấp chứng nhận sử dụng an toàn trong ngành dầu khí (tiêu chuẩn GOST P 54567 - 2011). Canada [6]: Các hóa chất thuộc danh mục hóa chất (~ 23.000 chất) được phép sử dụng trong phạm vi lãnh thổ Canada.	Quy định tương tự các quy định của Việt Nam
	Hóa chất cho hoạt động dầu khí ngoài khơi: Tham khảo quy định của OSPAR (Hướng dẫn 2005)	OSPAR: Được sử dụng: - LC50 hoặc EC50 > 100mg/l; - log P _{ow} < 3 hoặc BCF < 100 hoặc MW > 700; chất phân hủy sinh học; - Danh mục các hóa chất được sử dụng (175 chất) và các chất trong Phụ lục IV, V của REACH (List PLONOR). Cấm sử dụng: Độ phân hủy sinh học < 20%. Canada [6] Nếu các hóa chất được đánh giá và xếp vào nhóm bạc - vàng, C - E thì được sử dụng. Các nhóm còn lại cần thêm thông tin để đánh giá. Nếu sau đánh giá vẫn thuộc nhóm A - B hoặc từ trắng - tím thì việc quyết định sử dụng hay không do cơ quan có thẩm quyền quyết định. Nếu được sử dụng thì cần có biện pháp đặc biệt để kiểm soát. OCNS [7]: Không quy định nhưng khuyến cáo sử dụng các hóa chất có mức độ độc hại, rủi ro thấp hơn theo đánh giá của OCNS. - Theo phân loại của OCNS thì các chất thuộc 6 nhóm với độ độc hại tăng dần: vàng - bạc - tím - cam - xanh - trắng; - Hoặc theo chữ cái với mức độ độc hại giảm dần từ A - B - C - D - E.	Cách phân loại của OSPAR, OCNS được các nước, các công ty hoạt động dầu khí trên thế giới tham khảo, áp dụng. Đây là các phương pháp đánh giá rủi ro, xếp loại hóa chất tiên tiến do vậy Việt Nam có thể áp dụng danh sách phân loại các hóa chất của các tổ chức này cho việc đánh giá sử dụng hóa chất cho các hoạt động dầu khí ngoài khơi
	Quy định về dung dịch khoan (QCVN:36/2010) [8]: - Dung dịch khoan nền nước, hàm lượng Hg ≤ 1mg/kg và Cd ≤ 3mg/g trong barite; - Dung dịch khoan nền không nước được sử dụng khi có giấy phép nhưng phải đảm bảo hàm lượng Hg ≤ 1mg/kg và Cd ≤ 3mg/g trong barite và PAHs trong dung dịch nền ≤ 10mg/kg; - Cấm sử dụng dung dịch khoan nền diesel. Quy trình đăng ký sử dụng: Điều 3 của Thông tư 22/2015/TT-BTNMT [9].	Cơ quan Bảo vệ Môi trường Mỹ: - Nghiêm cấm việc sử dụng SBM/OBM; - MK & WBM phải xin phép sử dụng (Hg < 1ppm trọng lượng khô và Cd < 3ppm), được thải thẳng xuống biển cách bờ > 3 hải lý.	Các quy định có tính chất tương tự, có khác nhau nhưng không lớn tùy thuộc vào mỗi quốc gia

Bảng 1. So sánh một số quy định về sử dụng và thải bỏ hóa chất trong các hoạt động dầu khí của Việt Nam và một số tổ chức/quốc gia trên thế giới (tiếp theo)

Nội dung	Quy định của Việt Nam	Quy định của nước ngoài	Ghi chú
Hóa chất mới/lần đầu đưa vào sử dụng	Chỉ được đưa vào sử dụng, lưu thông trên thị trường sau khi được đăng ký tại cơ quan nhà nước có thẩm quyền (Luật Hóa chất).	Canada: Phải thực hiện quy trình đánh giá để phân loại, xếp loại hóa chất theo mức độ ảnh hưởng đến môi trường. Liên bang Nga: Cần được đánh giá và cấp chứng nhận.	Quy định tương tự các quy định của Việt Nam.
Thải bỏ hóa chất, dung dịch khoan	Quy định chung: Luật Hóa chất (áp dụng chung): - Điều 25. Xử lý, thải bỏ hóa chất tồn dư, chất thải và dụng cụ chứa hóa chất; - Điều 35. Xử lý hóa chất bị thải bỏ trong sử dụng. (Đảm bảo theo quy định của pháp luật bảo vệ môi trường) Hóa chất sau khi thải bỏ phải được xử lý theo quy trình như áp dụng đối với chất thải nguy hại. Các chất thải phát sinh trong quá trình sản xuất phải được xử lý bằng công nghệ phù hợp để đảm bảo các yêu cầu về môi trường nước, không khí đáp ứng yêu cầu của các QCVN, TCVN hiện hành	IFC [10-13]: Có các quy định về tiêu chuẩn đối với nước thải, khí thải, bụi từ các hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác, chế biến dầu khí, sản xuất điện, sản xuất đạm. Các chất thải phát sinh trong quá trình sản xuất phải được xử lý bằng công nghệ phù hợp để đảm bảo các yêu cầu về môi trường nước, không khí đáp ứng yêu cầu khuyến cáo của IFC.	Các quy định có sự khác biệt giữa các quốc gia/tổ chức. Tuy nhiên, về nguyên tắc chung thì giống nhau.
	Đối với các hoạt động dầu khí ngoài khơi - Các hóa chất theo Hướng dẫn 2005 (tham khảo quy định của OSPAR). - Dung dịch khoan (QCVN 36/2010): + Mùn khoan và dung dịch khoan nền nước sau khi sử dụng trong hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí được phép thải xuống vùng biển cách bờ (đất liền), ranh giới khu vực nuôi trồng thủy sản, khu bảo vệ thủy sinh và khu vui chơi giải trí dưới nước lớn hơn 3 hải lý. - Cấm thải dung dịch khoan nền không nước xuống vùng biển thuộc chủ quyền Việt Nam: + Mùn khoan phát sinh trong hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí sử dụng dung dịch khoan nền không nước chỉ được phép thải xuống biển khi thỏa mãn các yêu cầu sau: + Hàm lượng dung dịch nền của dung dịch khoan nền không nước có trong mùn khoan thải không vượt quá 9,5% tính theo trọng lượng ướt; + Vị trí thải cách bờ, ranh giới khu vực nuôi trồng thủy sản, khu bảo vệ thủy sinh và khu vui chơi giải trí dưới nước lớn hơn 12 hải lý; - Các chất thải nguy hại trên công trình dầu khí ngoài khơi: Phải được phân loại, thu gom, lưu giữ và vận chuyển về đất liền [9].	Canada: MK & WBM được thải bỏ trực tiếp xuống biển mà không cần xử lý; - Các chất thải khoan, chất thải công nghiệp... phải thu gom, xử lý theo Quy định về chất thải nguy hại; - SBM & OBM sau sử dụng phải thu gom và xử lý. MARPOL [14]: - Chất thải thực phẩm phải được nghiền nhỏ hơn 25mm trước khi thải bỏ xuống biển; - Chất thải còn lại phải được thu gom, vận chuyển vào bờ xử lý, không thải bỏ xuống biển. IFC: - Dung dịch khoan sau khi sử dụng có thể bơm vào giếng bỏ, xử lý bằng phương pháp sinh học/vật lý, tái sử dụng...; - Giảm thiểu bằng cách sử dụng thiết bị kiểm soát chất rắn hiệu suất cao/chất phụ gia có độc tính thấp và có khả năng phân hủy sinh học cao. OSPAR: Các hóa chất thuộc danh mục PLONOR thì được phép thải ra biển.	

được xây dựng tương đối đầy đủ. Các quy định liên quan này nằm rải rác trong nhiều văn bản khác nhau và chưa có một hướng dẫn đầy đủ để thuận tiện trong quá trình sử dụng, quản lý hóa chất.

Bảng 1 so sánh quy định hiện hành của pháp luật Việt Nam liên quan đến các khâu lựa chọn, lưu giữ, vận chuyển, sử dụng và thải bỏ hóa chất với một số quy định tương tự của các tập đoàn/tổ chức/quốc gia trên thế giới. Đây là cơ sở để tiến hành xây dựng nội dung của Dự thảo khung hướng dẫn.

Bên cạnh việc phân tích, đánh giá các tài liệu, nhóm tác giả đã rà soát các lĩnh vực hoạt động liên quan đến sử dụng hóa chất, thực hiện khảo sát, đánh giá hiện trạng công tác quản lý an toàn hóa chất trong 5 lĩnh vực: tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí, công nghiệp khí, công nghiệp điện, lọc hóa dầu, dịch vụ dầu khí. Kết quả khảo sát cho thấy còn thiếu hướng dẫn cụ thể, đầy đủ các quy trình liên quan đến các khâu lựa chọn, lưu giữ, sử dụng, vận chuyển và thải bỏ hóa chất.

3. Lựa chọn, lưu giữ, sử dụng và thải bỏ hóa chất, dung dịch khoan cho các hoạt động dầu khí

3.1. Mục tiêu xây dựng

Hướng dẫn được xây dựng trên cơ sở tập hợp các quy định của các văn bản pháp luật hiện hành để hướng dẫn kỹ thuật trong quá trình hoạt động hóa chất của các đơn vị dầu khí (gồm các giai đoạn: lựa chọn, lưu giữ, sử dụng và thải bỏ hóa chất) nhằm đảm bảo an toàn lao động, bảo vệ môi trường, nâng cao hiệu quả sử dụng hóa chất kết hợp với giảm thiểu các rủi ro cũng như chi phí liên quan đến quản lý rủi ro sự cố do hóa chất.

3.2. Quan điểm xây dựng

Hướng dẫn được xây dựng trên cơ sở tập hợp các văn bản quy phạm pháp luật hiện hành của Việt Nam liên quan đến hoạt động hóa chất (Luật, Nghị định, Thông tư, QCVN, TCVN) và tham khảo các hướng dẫn, quy định của một số tổ chức, quốc gia khác trên thế giới.

Bao quát được các hoạt động trong lĩnh vực dầu khí, các giai đoạn trong chu trình hoạt động hóa chất (lựa chọn, lưu giữ, sử dụng và thải bỏ), trong đó cần nêu rõ sự khác biệt, đặc thù (nếu có) trong các hoạt động dầu khí trên bờ và ngoài khơi. Các nội dung (quy định) trong hướng dẫn được tham chiếu đến các văn bản quy phạm pháp luật cụ thể.

3.3. Phạm vi áp dụng và nội dung cơ bản của hướng dẫn

Hướng dẫn được ban hành để hướng dẫn công tác quản lý an toàn hóa chất trong các hoạt động của ngành dầu khí có sử dụng, liên quan đến hóa chất.

Trên cơ sở tiếp thu ý kiến của các chuyên gia, nhà khoa học, Dự thảo Hướng dẫn gồm một số nội dung sau:

- Chương 1. Các quy định chung. Trong phạm vi chương này đưa ra các định nghĩa, các khái niệm được sử dụng trong bản Hướng dẫn, tổng hợp các văn bản pháp luật liên quan để làm cơ sở cho việc xây dựng Hướng dẫn.
- Chương 2. Quy định về hóa chất được sử dụng và thải bỏ từ hoạt động dầu khí. Trong chương này đã nêu chi tiết các quy định hiện hành của pháp luật liên quan đến các hóa chất được phép sử dụng, các quy định về thải bỏ hóa chất cũng như các quy định về đào tạo an toàn hóa chất và quy định báo cáo hoạt động hóa chất.
- Chương 3. Hướng dẫn kỹ thuật về các quá trình lựa chọn, lưu giữ, sử dụng và thải bỏ hóa chất, trong đó nêu chi tiết về các giải pháp cần thực hiện để đảm bảo an toàn lao động, bảo vệ môi trường, nâng cao hiệu quả sử dụng hóa chất kết hợp với giảm thiểu các rủi ro cũng như chi phí liên quan đến quản lý rủi ro sự cố do hóa chất. Nội dung hướng dẫn kỹ thuật được chia theo từng giai đoạn: phân loại, lựa chọn hóa chất; lưu giữ, sử dụng hóa chất; vận chuyển hóa chất; thải bỏ hóa chất.
- Chương 4. Hướng dẫn kỹ thuật nhận diện nguy hiểm, đánh giá rủi ro và biện pháp ứng phó với sự cố hóa chất trong quá trình sử dụng và thải bỏ hóa chất.

4. Kết luận

Hướng dẫn lựa chọn, lưu giữ, sử dụng và thải bỏ hóa chất trong các hoạt động dầu khí là hướng dẫn kỹ thuật đầu tiên liên quan đến các quy trình của hoạt động hóa chất, bao quát các lĩnh vực hoạt động dầu khí liên quan đến hóa chất (trong đó có tính đến sự khác biệt, đặc thù của các hoạt động trên bờ và ngoài khơi). Dự kiến khi được ban hành và áp dụng trong ngành dầu khí, Hướng dẫn sẽ là tư liệu tham khảo trong quá trình hoạt động tại các đơn vị để góp phần đảm bảo an toàn lao động, bảo vệ môi trường, nâng cao hiệu quả sử dụng hóa chất kết hợp với giảm thiểu các rủi ro cũng như chi phí liên quan đến quản lý rủi ro sự cố do hóa chất.

Tài liệu tham khảo

1. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Hướng dẫn thực hiện các quy định về bảo vệ môi trường liên quan đến sử dụng*

và thải hóa chất, dung dịch khoan trong các hoạt động dầu khí ngoài khơi Việt Nam. Quyết định số 3044/QĐ-ATSKMT. 13/6/2005.

2. <https://www.ospar.org/>.

3. Bộ Tài nguyên và Môi trường. Quy chế bảo vệ môi trường trong việc tìm kiếm, thăm dò, phát triển mỏ, khai thác, tàng trữ, vận chuyển, chế biến dầu khí và các dịch vụ liên quan. Quyết định 395/1998/QĐ-BKHCHNMT. 10/4/1998.

4. ГОСТ Р 54567-2011. Нефть. Требования к химическим продуктам, обеспечивающие безопасное применение их в нефтяной отрасли. 2014

5. Quốc hội. Luật Hóa chất. Số 06/2007/QH12. 21/11/2007.

6. Canada National Energy Board. Offshore chemical selection guidelines for drilling and production additives on frontier lands. 2009.

7. <https://www.cefas.co.uk/cefas-data-hub/offshore-chemical-notification-scheme/hazard-assessment-process/>.

8. Bộ Tài nguyên và Môi trường. Quy chuẩn Kỹ thuật về dung dịch khoan và mùn khoan thải từ các công trình dầu khí trên biển. QCVN 36:2010/BTNMT.

9. Bộ Tài nguyên và Môi trường. Quy định về bảo vệ môi trường trong sử dụng dung dịch khoan; quản lý chất thải và quan trắc môi trường đối với các hoạt động dầu khí trên biển. Thông tư 22/2015/TT-BTNMT. 28/5/2015.

10. International Finance Corporation (IFC). Environment, health, and safety guidelines for offshore oil and gas development. 2007.

11. International Finance Corporation (IFC). Environment, health, and safety guidelines for onshore oil and gas development. 2007.

12. International Finance Corporation (IFC). Environment, health, and safety guidelines for petroleum and refining, nitrogenous fertilizer production, textile manufacturing and thermal power plant. 2007.

13. International Finance Corporation (IFC). Environmental, health, and safety guidelines for thermal power plant. 2008.

14. International Marine Organization. International convention for the prevention of pollution from ships (Marpol). www.imo.org.

RESEARCH AND UPDATE OF GUIDELINES FOR SELECTION, STORAGE, USE AND DISPOSAL OF CHEMICALS IN OIL AND GAS ACTIVITIES

Le Van Cong, Do Thanh Trung, Bui Le Phuong, Ngo Thanh Mai, Ngo Thi Nguyen

Drilling Mud Corporation (DMC)

Email: conglv@pvdmc.com.vn

Summary

The oil and gas sector uses a wide variety of chemicals, it is therefore necessary to apply measures to improve the efficiency of chemical use and ensure environmental safety, while minimising the risks related to incidents caused by chemicals.

On the basis of reviewing the guidelines on implementing environmental protection regulations relating to the use and disposal of chemicals and drilling fluids in offshore oil and gas activities in Vietnam; and updating the provisions of the laws of Vietnam and the world experiences, the authors propose measures for selection, storage, use and disposal of chemicals in oil and gas activities.

Key words: Chemical, drilling fluid, chemical safety, oil and gas, environmental protection.

PIN NHIÊN LIỆU - NGUỒN NĂNG LƯỢNG TƯƠNG LAI

Nguyễn Thị Lê Hiền

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: hienntl@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Pin nhiên liệu là tế bào điện hóa chuyển đổi năng lượng tiềm tàng từ nhiên liệu thành điện thông qua phản ứng điện hóa của nhiên liệu hydro với chất oxy hóa thường là oxy. Pin nhiên liệu cho phép cung cấp điện liên tục khi nhiên liệu được nạp vào, với hiệu suất chuyển hóa cao và không gây ô nhiễm môi trường. Mặc dù đang được sử dụng thử nghiệm, song pin nhiên liệu có tiềm năng phát triển rất lớn trong tương lai.

Từ khóa: Pin nhiên liệu, phản ứng điện hóa giữa hydro và oxy, hiệu suất cao, thân thiện môi trường.

1. Giới thiệu

Bên cạnh các nguồn năng lượng tái tạo đang được phát triển mạnh (như năng lượng gió, năng lượng mặt trời), pin nhiên liệu đang là hướng nghiên cứu đầy triển vọng [1 - 4]. Khác với các nguồn năng lượng tái tạo, không có khả năng tích trữ và phụ thuộc vào điều kiện tự nhiên, pin nhiên liệu cho phép cung cấp năng lượng ổn định, liên tục theo yêu cầu và có khả năng tàng trữ dưới dạng nhiên liệu.

Pin nhiên liệu là thiết bị điện hóa có khả năng biến đổi trực tiếp năng lượng hóa học thành năng lượng điện nhờ quá trình oxy hóa khử, nhiên liệu thường là khí hydro và khí oxy hoặc không khí bằng phản ứng điện hóa [4].

Đây là loại máy phát điện tĩnh, chạy rất êm, không gây tiếng động, không tạo các loại chất thải độc hại gây ô nhiễm môi trường và có hiệu suất rất cao (có thể đạt được hiệu suất 90% nếu sử dụng cả điện và nhiệt). Với ưu thế vượt trội đó, pin nhiên liệu được dự báo sẽ trở thành nguồn nhiên liệu sạch đầy triển vọng và được áp dụng rộng rãi trong tương lai.

2. Nguyên lý hoạt động và cấu tạo của pin nhiên liệu

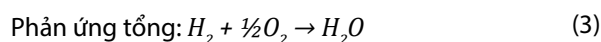
2.1. Nguyên lý hoạt động

Nguyên lý hoạt động của pin nhiên liệu rất đơn giản [1 - 4], là quá trình ngược của phản ứng điện phân nước. Pin nhiên liệu hoạt động trên nguyên tắc tổ hợp oxy và hydro để tạo thành nước, cung cấp điện và nhiệt mà không thải ra các chất gây ô nhiễm.

Khí hydro được cấp vào khoang cực âm (anode), tại đó xảy ra quá trình oxy hóa theo phản ứng:



Các ion H^+ tạo thành khuếch tán qua dung dịch điện ly tới bề mặt cực dương (cathode), nơi xảy ra phản ứng khử oxy theo phương trình (2) và giải phóng ra nước tinh khiết:



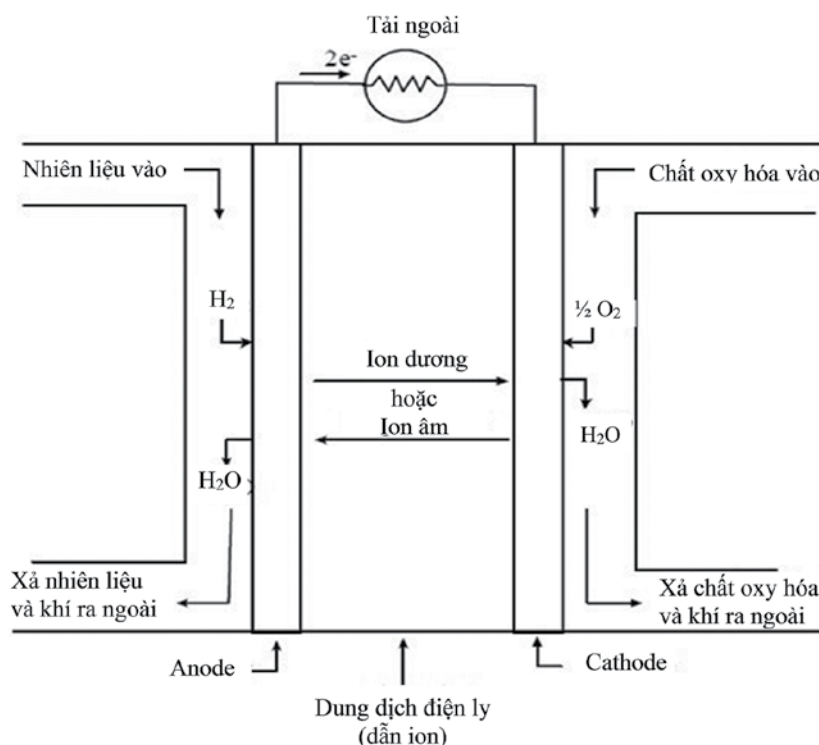
Tại 2 đầu của điện cực anode và cathode, xuất hiện một sức điện động. Tại điều kiện tiêu chuẩn ($25^\circ C$, $[H^+] = 1 \text{ mol}$, $P_{H_2} = P_{O_2} = 1 \text{ atm}$), sức điện động chuẩn của một tế bào nhiên liệu là [5]:

$$E^0 = \phi^0 H_2O/O_2 - \phi^0 H^+/H_2 = 1,23 - 0 = 1,23 \text{ (V)}$$

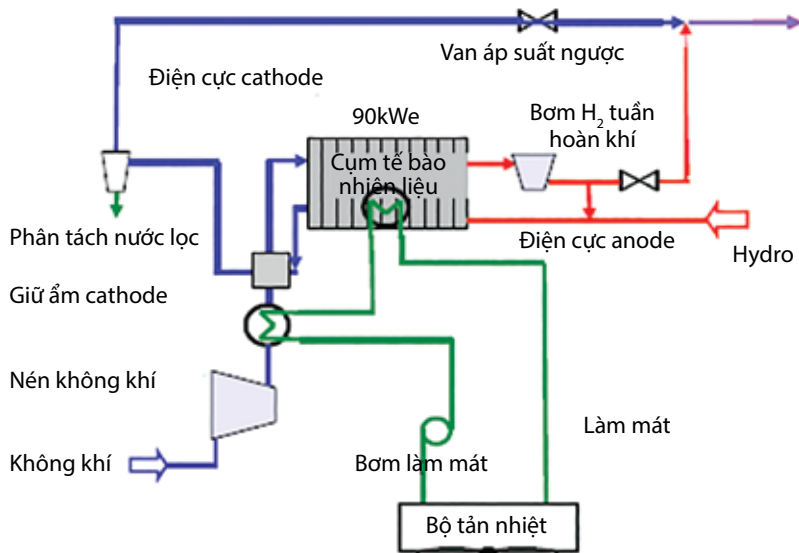
Khi nối tế bào pin nhiên liệu với mạch ngoài, các điện tử sẽ chuyển từ anode qua mạch ngoài sang cathode, dòng điện sẽ chuyển dịch theo chiều ngược lại cung cấp cho mạch ngoài tạo mạch điện khép kín như Hình 1.

Về nguyên tắc, pin nhiên liệu hoạt động tương tự như một pin điện/ắc quy, tuy nhiên pin điện/ắc quy thông thường chỉ có thể cung cấp lượng điện năng giới hạn, sẽ ngừng hoạt động khi các chất phản ứng phản ứng hết, trong khi đó pin nhiên liệu là một thiết bị sản xuất điện năng khi nhiên liệu được cung cấp một cách liên tục.

Về lý thuyết, mọi chất có thể bị oxy hóa được cung cấp liên tục dưới dạng dòng chảy để xảy ra phản ứng đều có thể sử dụng như nhiên liệu cung cấp cho anode của pin nhiên liệu. Tương tự, chất oxy hóa thường là dòng lưu chất mà có thể bị khử với tốc độ đủ lớn. Việc sử dụng các nhiên



Hình 1. Sơ đồ nguyên tắc của một tế bào pin nhiên liệu [1]



Hình 2. Cấu tạo chung của pin nhiên liệu [6]

liệu thông dụng, giàu tiềm năng, có thể tái tạo dễ dàng và không độc hại là mục tiêu hướng tới của pin nhiên liệu. Tuy nhiên ngày nay, các loại pin nhiên liệu đang phát triển chủ yếu sử dụng nhiên liệu là khí hydro hoặc khí tổng hợp giàu hydro.

2.2. Cấu tạo pin nhiên liệu

Một tế bào pin nhiên liệu gồm 2 điện cực anode và cathode tiếp xúc với dung dịch điện ly. Nhiên liệu hydro được cung cấp liên tục vào khoang anode và chất oxy hóa (oxy hoặc không khí) được cung cấp liên tục vào khoang cathode [1 - 4, 6, 7].

Khi tế bào nhiên liệu hoạt động có tải, hiệu điện thế tạo ra thực tế giữa 2 điện cực anode và cathode đạt khoảng 0,7V. Do đó để có thể cung cấp điện thế hoặc dòng điện cao hơn, cần đặt nhiều phần tử như vậy nối tiếp hoặc song song tạo thành cụm tế bào nhiên liệu (fuel cell stack) để đạt được một điện áp/dòng điện đầu ra mong muốn. Ngoài cụm tế bào pin nhiên liệu, hệ pin nhiên liệu còn đòi hỏi một hệ thống phụ trợ và các bộ phận cấu thành khác, được gọi là BoP (balance of plant) như Hình 2 [6].

Việc bố trí chính xác BoP phụ thuộc vào loại tế bào nhiên liệu, nhiên liệu lựa chọn và ứng dụng. Ngoài ra, điều kiện vận hành cụ thể và yêu cầu của tế bào nhiên liệu quyết định các đặc tính của BoP. Tuy nhiên, các loại pin nhiên liệu cơ bản gồm các bộ phận chính sau:

Cung cấp khí đầu vào:

- Chuẩn bị nhiên liệu: Đây là khâu quan trọng và cần thiết nhất, quyết định công nghệ, hiệu suất cũng như hiệu quả kinh tế của pin nhiên liệu. Khí hydro có thể được điều chế từ các nguồn khác nhau: từ các loại hydro carbon (C_xH_y), các sản phẩm phụ của công nghiệp hóa và hóa dầu hoặc điều chế hydro từ nước...

Trừ nhiên liệu sạch (như hydro tinh khiết) được sử dụng, thông thường khí nhiên liệu đòi hỏi sự chuẩn bị nhiên liệu, thường gồm khâu loại bỏ tạp chất và điều hòa nhiệt. Ngoài ra, pin nhiên liệu sử dụng nhiên liệu khác hydro tinh khiết cần quá trình chế biến nhiên liệu như tinh lọc mà ở đó nhiên liệu được phản ứng với chất oxy hóa (thường là hơi nước hoặc không khí) để tạo ra hỗn hợp giàu hydro cung cấp cho anode.

- Cung cấp khí cháy: Khí cháy thông thường sử dụng oxy trong không khí ở điều kiện bình thường. Tuy nhiên trong một số trường hợp để tăng hiệu suất của pin nhiên liệu, không khí thường được lọc và nén trước khi đưa vào pin nhiên liệu.

Sản phẩm đầu ra:

- Quản lý nhiệt năng: Phản ứng oxy hóa khử trong pin là phản ứng tỏa nhiệt, nên cần có hệ thống tản nhiệt nhằm đảm bảo nhiệt độ làm việc của pin cũng như tận dụng nhiệt năng tạo ra (gần tương đương với năng lượng điện thu được) cho các mục đích khác nhằm tăng hiệu quả làm việc của pin nhiên liệu.

- Thiết bị điều hòa công suất điện: Điện phát ra trên 2 cực của pin phải đảm bảo được điện áp một chiều tối thiểu làm việc của pin. Điện áp làm việc (điện áp ra) sẽ được cố định nhờ các bộ biến đổi điện. Nếu yêu cầu dòng điện xoay chiều, cần bổ sung thêm bộ biến đổi điện áp một chiều thành xoay chiều.

- Quản lý nước: Nước là cần thiết trong một số bộ phận của tế bào nhiên liệu đồng thời là sản phẩm của phản ứng trong pin. Để tránh phải cung cấp thêm nước và để đảm bảo hoạt động liên tục, hệ thống quản lý nước cần được trang bị trong hầu hết các hệ thống tế bào pin nhiên liệu.

- Bộ phận thải khí: Để thải các khí trơ bám ở anode làm giảm quá trình phản ứng, khí bão hòa sẽ thành nước bám vào cathode.

Hệ thống phụ trợ:

Để khởi động pin nhiên liệu cần dùng đến hệ thống pin điện hóa để nâng nhiệt độ của pin đến ngưỡng cần thiết, đảm bảo hoạt động của các bộ phận của pin lúc khởi động, đồng thời cũng đảm bảo an toàn cho pin trong các trường hợp sự cố.

Hệ thống điều khiển gồm tất cả các bộ đo, đồng hồ... cho phép theo dõi và kiểm soát trạng thái vận hành của hệ thống, tình trạng, thông số của các phần tử cấu thành nên pin nhiên liệu..., được lập trình chính xác cho các quá trình khởi động, quá độ, dừng và chế độ làm việc xác lập để điều khiển hệ thống làm việc tối ưu.

Như vậy, với sự ra đời của pin nhiên liệu, điện năng có thể tích trữ được dưới dạng nhiên liệu. Tuy nhiên vấn đề đặt ra là nguồn nhiên liệu và khả năng tàng trữ quyết định công nghệ, giá thành và quy mô áp dụng của pin nhiên liệu.

2.3. Các loại pin nhiên liệu

Dung dịch điện ly quyết định phản ứng diễn ra trên bề mặt điện cực cũng như loại ion dẫn điện trong pin nhiên liệu. Dựa vào dung dịch điện ly, có thể phân loại pin nhiên liệu như sau [1, 2, 4]:

- Pin kiềm (AFC);
- Pin màng điện ly polymer (PEMFC);
- Pin methanol (DMFC);
- Pin acid phosphoric (PAFC);
- Pin carbonate nóng chảy (MCFC);
- Pin oxide rắn (SOFC).

Nhiệt độ và thời gian vận hành quyết định yêu cầu đối với các tính chất hóa lý và cơ nhiệt của vật liệu sử dụng trong các bộ phận cấu thành pin (điện cực, dung dịch điện ly, bộ phận kết nối, bộ phận tập hợp dòng điện...).

Bảng 1. Các loại pin nhiên liệu khác nhau đã và đang được phát triển [2]

	Pin kiềm (AFC)	Pin màng điện ly (PEMFC)	Pin methanol (DMFC)	Pin acid phosphoric (PAFC)	Pin carbonate nóng chảy (MCFC)	Pin oxide rắn (SOFC)
Nhiệt độ vận hành (°C)	<100	60 - 120	60 - 120	160 - 220	600 - 800	800 - 1000 hoặc có thể thấp hơn (500 - 600)
Phản ứng anode	$H_2 + 2OH^- \rightarrow 2H_2O + 2e^-$	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$CH_3OH + H_2O \rightarrow CO_2 + 6H^+ + 6e^-$	$H_2 \rightarrow 2H^+ + e^-$	$H_2 + CO_3^{2-} \rightarrow H_2O + CO_2 + 2e^-$	$H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2e^-$
Phản ứng cathode	$\frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^- \rightarrow 2OH^-$	$\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$	$\frac{3}{2}O_2 + 6H^+ + 6e^- \rightarrow 3H_2O$	$\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$	$\frac{1}{2}O_2 + CO_2 + 2e^- \rightarrow CO_3^{2-}$	$\frac{1}{2}O_2 + 2e^- \rightarrow O^{2-}$
Áp dụng	Giao thông, vũ trụ, quân đội, hệ tích trữ năng lượng			Kết hợp nhiệt và điện cho các trạm điện phân cấp	Kết hợp nhiệt và điện cho các trạm điện phân cấp và cho các phương tiện giao thông (tàu hỏa, tàu thủy...)	
Công suất hoạt động	Nhà máy nhỏ Modular: 5 - 150kW	Nhà máy nhỏ Modular: 5 - 250kW	Nhà máy nhỏ 5kW	Nhà máy vừa và nhỏ 50kW - 11MW	Nhà máy nhỏ 100kW - 2MW	Nhà máy nhỏ 100 - 250kW
Điện tích mang trong dung dịch điện ly	OH^-	H^+	H^+	H^+	CO_3^{2-}	O^{2-}

Nhiệt độ vận hành cũng đóng vai trò quyết định công nghệ của pin nhiên liệu. Tại nhiệt độ cao, khí CO và CH₄ có thể chuyển thành hydro bên trong pin hoặc có thể bị oxy hóa điện hóa trực tiếp, tuy nhiên khi dùng chất điện ly lỏng, áp suất hơi bão hòa tăng và dung dịch dễ bị phân hủy. Ngoài ra, nhiệt độ cao gây nên ăn mòn và làm suy giảm các đặc tính cơ lý của thiết bị... Khi pin vận hành ở nhiệt độ thấp, mọi nhiên liệu cần phải được chuyển thành hydro trước khi đưa vào pin nhiên liệu. Hơn nữa xúc tác anode trong pin nhiên liệu (chủ yếu là platin) làm việc tại nhiệt độ thấp dễ bị ngộ độc bởi CO.

Dựa vào việc áp dụng pin nhiên liệu, các loại pin được phân chia thành pin nhiên liệu có khả năng mang đi được/cầm tay (portable), trạm pin nhiên liệu (stationary) và pin nhiên liệu vận chuyển (transport) với các đặc tính như Bảng 2.

3. Các kết quả nghiên cứu và ứng dụng của pin nhiên liệu trên thế giới

Nguyên lý hoạt động của pin nhiên liệu đã được tìm ra từ năm 1802, nhưng tới năm 1839 pin nhiên liệu đầu tiên được chế tạo sử dụng điện cực platine trong dung dịch acid sulfuric [8]. Đến những năm 60 của thế kỷ XX, pin nhiên liệu lại thu hút được sự quan tâm khi được sử dụng làm nguồn điện trong các thiết bị không gian trong cuộc chinh phục vũ trụ nằm trong dự án Gemini, Apollo và tàu con thoi của NASA. Bắt đầu từ những năm 80, pin nhiên liệu được sử dụng trong các nhà máy điện có công suất nhỏ (20 - 50kW). Đến nay, có rất nhiều nhà máy điện sử dụng năng lượng này ở các nước phát triển như: Mỹ, Canada, Nhật Bản và một số nước châu Âu với công suất hàng trăm MW và tuổi thọ lên đến hàng chục nghìn giờ làm việc.

Ngày 15/11/2011, Công viên pin nhiên liệu lớn nhất thế giới với công suất 11,2MW của FuelCell Energy đã

chính thức được đưa vào hoạt động tại Daegu, Hàn Quốc. Công viên này là một tổ hợp 4 nhà máy pin nhiên liệu có công suất 2,8MW, cung cấp đủ điện năng cho hơn 20.000 gia đình. Nhiệt lượng sinh ra từ pin nhiên liệu có thể dùng để xử lý nước thải tại các khu vực lân cận.

Từ năm 2007, Nedstack đã cho ra mắt tế bào pin nhiên liệu màng trao đổi proton (PEM) dưới dạng thương mại hóa. Nhà máy pin nhiên liệu với công suất 70kW đã được lắp đặt tại nhà máy sản xuất clo AkzoNobel Delfzijl. Tế bào nhiên liệu của Nedstack có tuổi thọ ấn tượng. Sau 5 năm hoạt động liên tục, Nhà máy điện Akzo PEM chỉ yêu cầu bảo trì, bảo dưỡng tối thiểu. Thế hệ gần đây nhất của các tế bào nhiên liệu Nedstack đã đạt trên 13.000 giờ hoạt động liên tục và dự kiến sẽ kéo dài hơn 20.000 giờ. Đầu năm 2012, Nhà máy Hóa chất Solvay giới thiệu hệ thống tế bào pin nhiên liệu của Nedstack được lắp đặt tại Nhà máy sản xuất clo của Solvay ở Lillo, Bỉ. Hệ thống này được lắp đặt từ tháng 9/2011, sau thử nghiệm, đã được vận hành liên tục với hiệu suất điện đạt 50%, hiệu suất tổng gồm tận dụng nhiệt năng có thể đạt trên 80%. Thực tế, ngay trong giai đoạn đầu hoạt động, Nhà máy đã đạt được hiệu suất 99%. Hệ thống pin nhiên liệu PEM 1MW bao gồm



Hình 3. Công viên pin nhiên liệu tại Daegu, Hàn Quốc. Ảnh: Smart Planet

Bảng 2. Phân loại pin nhiên liệu theo ứng dụng thực tế [6]

Loại ứng dụng	Cầm tay	Trạm cố định	Vận chuyển
Định nghĩa	Các bộ phận được tích hợp hoặc sạc, được thiết kế để có thể di chuyển được, gồm cả các thiết bị phát điện hỗ trợ nhỏ (APU)	Pin nhiên liệu cung cấp điện (và có thể cung cấp nhiệt) được đặt cố định, không thiết kế để có thể di chuyển được	Pin nhiên liệu cung cấp điện cho chuyển động
Công suất	1W - 20kW	0,5kW - 2MW	1 - 300kW
Loại công nghệ	PEMFC, DMFC, SOFC	PEMFC, MCFC, AFC, SOFC, PAFC	PEMFC, DMFC
Ví dụ áp dụng	Nhà di động (campervan), thuyền, chiếu sáng...	Trạm điện và kết hợp giữa điện và nhiệt; Trạm điện nhỏ; Nguồn cung cấp điện liên tục; Thiết bị phát điện hỗ trợ vĩnh cửu loại lớn hơn (xe tải, tàu)	Xe xử lý vật liệu; Xe chạy bằng pin nhiên liệu; Xe tải và xe bus; Phương tiện đường sắt; Xe tự hành (trong không khí, đất, nước)

12.600 tế bào nhiên liệu, sử dụng hydro sản phẩm phụ của quá trình điện phân xút - clo, để sản xuất điện và nhiệt. Ngành công nghiệp sản xuất xút - clo tiêu tốn rất nhiều năng lượng, Nhà máy điện PEM của Nedstack cho phép tự cung cấp 20 - 40% lượng điện tiêu thụ, tương đương lượng điện tiêu thụ của 1.370 gia đình. Nhà máy điện PEM của Solvay tạo ra 1MW điện và 500kW nhiệt, được tái sử dụng trong quá trình sản xuất để tiết kiệm đáng kể chi phí bổ sung, giảm tiêu thụ năng lượng và khí thải CO₂.

Ngoài ra, pin nhiên liệu dạng màng trao đổi proton cũng phát triển mạnh trong công nghiệp ô tô vận tải, là nguồn nguyên liệu trong xe hơi, đang được phát triển trong các công ty ô tô hàng đầu thế giới như: General Motor, Ford (Mỹ), Daimler Benz (Đức), Renaul (Pháp), Toyota, Nissan, Honda... (Nhật Bản), Hyundai (Hàn Quốc)... và tiềm năng của nó trong các ngành công nghiệp phục vụ đời sống là rất lớn.

Trong năm 2003, lần đầu tiên ở châu Âu xuất hiện xe buýt chạy bằng pin nhiên liệu. Tháng 1/2007, hệ thống sản xuất hydro (HGM 2000 Hydrogen) - Chevron Hydrogen Co. ở Florida đã đưa vào hoạt động nhằm cung cấp nhiên liệu hydro với công suất 115kg hydro nguyên chất (99,999% tinh khiết) đủ cung cấp cho 8 chiếc xe bus lớn chạy suốt ngày trong phi trường Orlando. Hệ thống này dựa trên nguyên tắc chuyển đổi khí thiên nhiên và nước thành hydro, do đó bảo đảm an toàn tuyệt đối trong khi di chuyển.

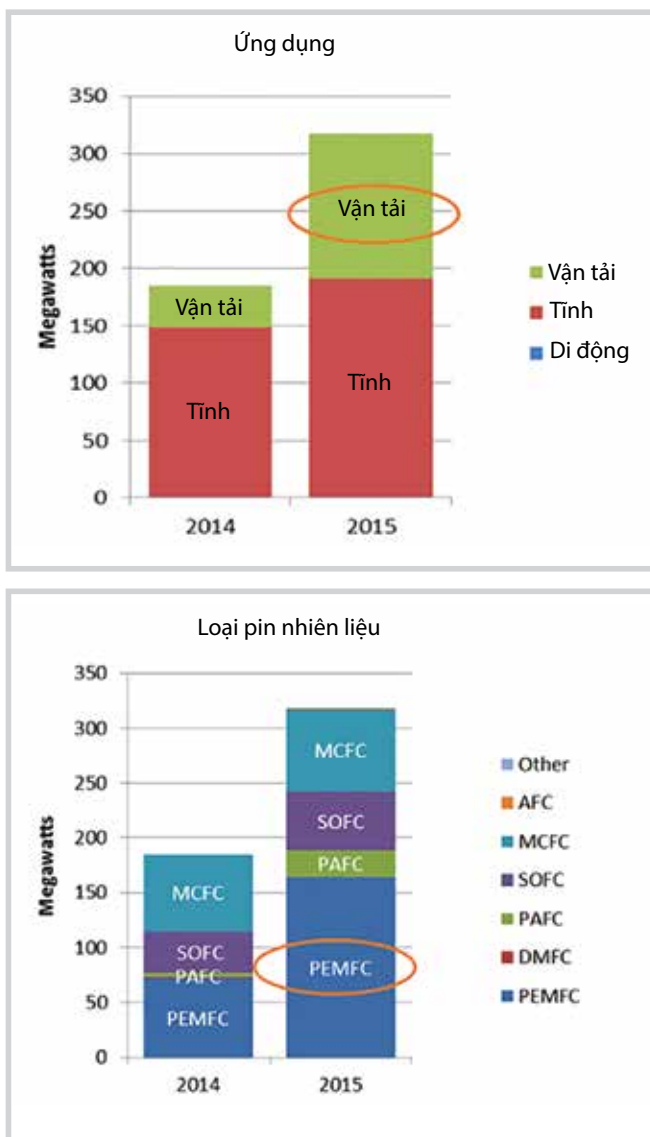
Theo các thống kê gần đây của Văn phòng công nghệ pin nhiên liệu (Fuel Cell Technologies Office) thuộc Phòng Năng lượng Mỹ (US Department Energy) cho thấy Mỹ, châu Âu và các quốc gia phát triển trên thế giới đã sử dụng hydro như là nhiên liệu thay thế dầu mỏ với mức độ phát triển nhanh và mạnh, đặc biệt nhất là khu vực Bắc Mỹ và châu Á, tập trung chủ yếu vào dạng pin dạng màng trao đổi proton ứng dụng trong giao thông vận tải (Hình 5) [9]. Đây là bước ngoặt trong việc hạn chế khí thải CO₂ và là hướng đi có nhiều triển vọng [10].

Ngoài các ứng dụng trong lĩnh vực giao thông, sản xuất điện và nhiệt năng, pin nhiên liệu còn được nghiên cứu trong các ứng dụng di động (máy điện thoại, máy tính xách tay)... [11].

Trên cơ sở nguyên lý hoạt động cũng như các nghiên cứu và ứng dụng pin nhiên liệu trên thế giới đã cho thấy rõ nhiên liệu để cung cấp điện và nhiệt trong pin là hydro [1 - 4, 12]. Do đó, việc sản xuất và tích trữ



Hình 4. Pin nhiên liệu "khủng" phát điện cho gần 1.400 hộ dân. Ảnh: Discovery



Hình 5. Thống kê năng lượng điện sử dụng pin nhiên liệu trên toàn thế giới [9]

hydro là một trong vấn đề quyết định hiệu quả kỹ thuật, hiệu quả kinh tế cũng như ứng dụng cụ thể của pin nhiên liệu.

4. Nhiên liệu khí hydro - sản xuất và tích trữ

4.1. Nhiên liệu khí hydro

Trong lĩnh vực năng lượng, hydro thể hiện chất mang năng lượng gần như hoàn hảo. Hydro khi cháy trong không khí với khoảng nồng độ 4 - 75% thể tích. Nhiệt độ cháy của hydro cao nhất so với tất cả các loại khí, có thể đạt được 2.318°C ở nồng độ 29% thể tích, nếu cháy trong oxy - nhiệt độ có thể lên đến 3.000°C. Ngoài ra, do trong phân tử không chứa carbon nên sản phẩm cháy hoàn toàn là nước, không thải các chất độc hại. Vì vậy, hydro được coi là nhiên liệu có hiệu suất cao và thân thiện với môi trường [13].

Mặc dù, hydro không có sẵn trong thiên nhiên nhưng được xem là một dạng năng lượng tái tạo. Do hydro có thể được tách ra từ nước nhờ vào các nguồn năng lượng tái tạo như: năng lượng mặt trời, năng lượng gió, năng lượng sinh khối, năng lượng địa nhiệt, năng lượng nước, vì vậy có thể tái tạo vô hạn cho con người sử dụng. Hydro còn có thể thu được từ năng lượng sinh khối trực tiếp bằng cách chuyển hóa khí tự nhiên (CH_4) hoặc khí hóa trong điều

kiện có mặt hơi nước, các vật liệu phế thải chứa carbon dạng cellulose như củi, gỗ, rơm, bã mía... Quá trình sản xuất hydro từ năng lượng sinh khối hoàn toàn giống như quá trình sản xuất hydro trong công nghiệp hóa học hiện nay.

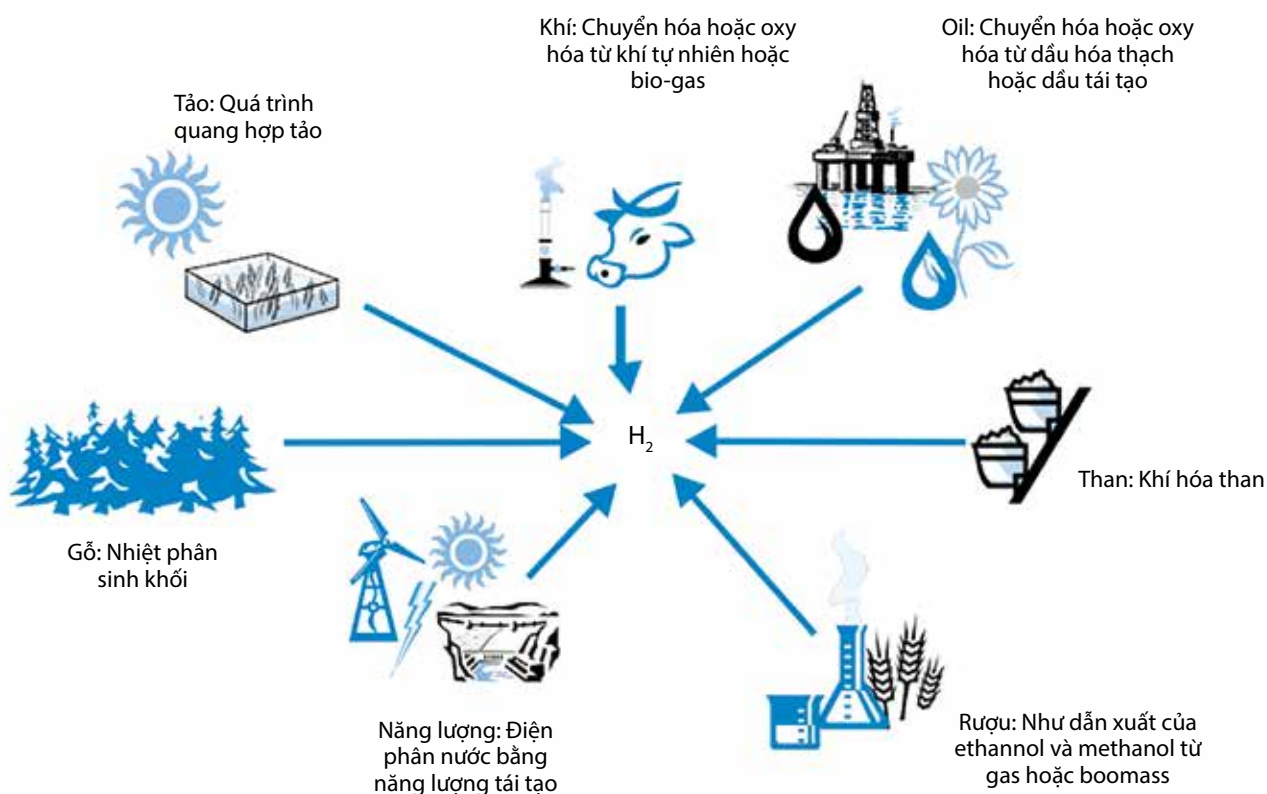
Tuy nhiên, các dạng năng lượng tái tạo khác không thể chứa và trữ lại để sử dụng mọi lúc mọi nơi, còn chất mang năng lượng hydro thì có thể lưu giữ, tồn chứa, vận chuyển, phân phối như tính chất của các dạng năng lượng hóa thạch, cho phép con người sử dụng khi cần; nói cách khác, hydro là chất chuyển tải năng lượng. Do đó, các nhà khoa học không ngừng nghiên cứu nhằm hoàn thiện công nghệ sản xuất khí hydro kinh tế, hiệu quả và thân thiện môi trường.

4.2. Các phương pháp cơ bản sản xuất hydro

Hydro có thể được sản xuất từ các nguồn nguyên liệu khác nhau và bằng các phương pháp khác nhau (Hình 6).

4.2.1. Phương pháp chuyển hóa hydrocarbon bằng nhiệt (reforming) [15 - 18].

- Chuyển hóa khí thiên nhiên với hơi nước (natural gas steam reforming):

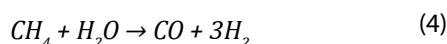


Hình 6. Một số nguyên liệu và quá trình sản xuất hydro [14]

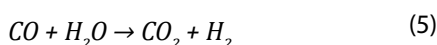
Điều chế hydro từ các nguồn nguyên liệu thiên nhiên như khí đốt được thực hiện dễ dàng nhất, trực tiếp không cần qua nguyên liệu trung gian khác. Mặt khác, phương pháp này không yêu cầu công nghệ phức tạp và thu được tỷ lệ hydro/carbon cao, do đó hạn chế được tối đa lượng khí carbonic phát thải vào không khí. Phương pháp này thích hợp với những quốc gia có nguồn dự trữ khí đốt lớn.

Quá trình chuyển hóa khí thiên nhiên bao gồm 2 giai đoạn chính:

+ Khí thiên nhiên được tách carbon và chuyển hóa thành hydro nhờ hơi nước dạng siêu nhiệt dưới áp suất cao có mặt xúc tác thích hợp ở nhiệt độ khoảng 900°C theo phản ứng:



+ Carbon mono-oxide sinh ra lại tiếp tục được phản ứng với hơi nước, dưới tác dụng của xúc tác chuyển hóa thành khí carbonic và hydro.



Đây là phương pháp công nghiệp phổ biến hiện nay để sản xuất hydro với quy mô lớn và hiệu quả kinh tế cao.

- Khí hóa hydrocarbon nặng (gasification heavy hydrocarbon):

Than đá trước khi khí hóa phải được nghiền thành dạng bột rồi hòa trộn với nước. Thông thường, nhiên liệu được hóa nhiệt ở khoảng 1.400°C có mặt oxy hoặc không khí, tạo ra hỗn hợp gồm hydro, carbon mono-oxide (CO) và một vài sản phẩm phụ. CO sinh ra lại tiếp tục được phản ứng với hơi nước với sự có mặt của chất xúc tác chuyển hóa thành khí carbonic (CO₂) và khí hydro, tương tự như phương trình (5).

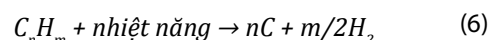
Cách thức sản xuất hydro như trên chưa phải là phương án tối ưu do sử dụng nhiên liệu hóa thạch làm nguyên liệu và đồng thời cũng làm nhiên liệu cung cấp nhiệt lượng cho quá trình sản xuất. Nhiên liệu hóa thạch là nguồn tài nguyên hữu hạn, hơn nữa quá trình đốt sẽ tạo ra khí carbonic gây hiệu ứng nhà kính, do đó phương pháp này xét về lâu dài không bền vững.

Tuy vậy, phương pháp sản xuất khí hydro từ nhiên liệu hóa thạch đã và đang chiếm ưu thế do trữ lượng nhiên liệu hóa thạch, nhất là khí thiên nhiên trên thế giới còn tương đối dồi dào, với giá thành không cao. Ngoài ra, phương pháp sản xuất hydro công nghiệp từ khí thiên nhiên nói riêng và nhiên liệu hóa thạch nói chung đã khá quen thuộc trong công nghiệp hóa chất, trong khi cơ sở

hạ tầng cho việc phát triển sản xuất hydro từ các nguồn khác vẫn còn thiếu.

- Chuyển hóa hydrocarbon tạo hydro không phát thải:

Năm 1980, Kvaerner (Na Uy) đã phát triển công nghệ «Kvaerner Carbon Black and Hydrogen Process» [11] nhằm tách hydro và than hoạt tính từ các hợp chất hydrocarbon trong thiết bị đốt plasma ở nhiệt độ khoảng 1.600°C theo phản ứng sau:



Ưu điểm nổi trội của phương pháp này là hiệu suất chuyển hóa khí tự nhiên tạo than hoạt tính và hydro tinh khiết có thể đạt 100%. Than hoạt tính tạo ra có thể được ứng dụng làm phụ gia, chất gia cường vật liệu, đặc biệt trong công nghiệp sản xuất lốp xe ô tô... và các lĩnh vực khác nhau trong công nghiệp.

- Sản xuất hydro từ than đá:

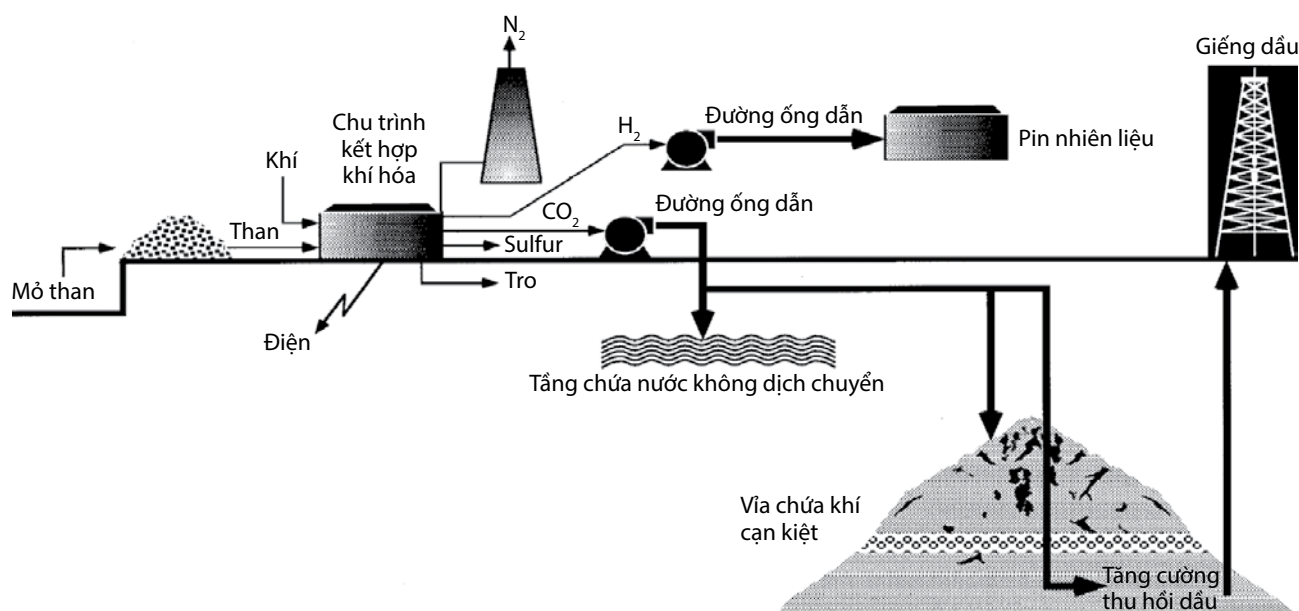
Phương pháp này được áp dụng ở các nhà máy nhiệt điện dùng than và chu trình hỗn hợp kết hợp khí hóa than (IGCC) như Hình 7.

Đây là phương pháp sạch biến than thành năng lượng đang được phát triển mạnh ở Mỹ. Việc phối hợp vừa sản xuất điện và khí hydro trong các nhà máy phát điện dùng than sẽ giảm giá thành của hydro và có hiệu quả kinh tế rất cao. Phương pháp khí hóa than (gasification) dựa theo nguyên lý oxy hóa than đá với hơi nước ở nhiệt độ và áp suất cao, cho phép thu được sản lượng hydro lớn có khả năng đáp ứng cho nhiều hệ thống phân phối nhiên liệu khí trong một vùng rộng lớn.

Nhược điểm của phương pháp này là lượng khí thải CO₂ rất lớn, lớn hơn tất cả phương pháp đang áp dụng để sản xuất hydro. Do đó, cần phải có hệ thống thu hồi khí carbonic và chôn lấp.

- Khí hóa sinh khối và nhiệt phân (biomass gasification and pyrolysis):

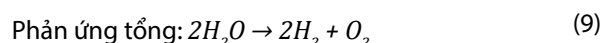
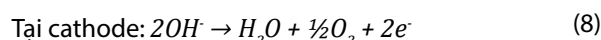
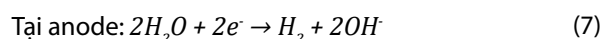
Sinh khối có thể được sử dụng để sản xuất hydro. Đầu tiên, sinh khối được chuyển thành dạng khí qua quá trình khí hóa ở nhiệt độ cao có tạo ra hơi nước. Hơi nước chứa hydro được ngưng tụ trong các đầu nhiệt phân và sau đó có thể được hóa nhiệt để sinh ra hydro. Quá trình này thường tạo ra sản lượng hydro khoảng từ 12 - 17% trọng lượng hydro của sinh khối. Nguyên liệu cho phương pháp này có thể là mùn cưa, sinh khối thực vật, rác thải nông nghiệp và đô thị... Do các chất thải sinh học được sử dụng làm nguyên liệu nên phương pháp sản xuất hydro này hoàn toàn tái tạo được và bền vững.



Hình 7. Quy trình tổng hợp khí hóa than

4.2.2. Điện phân nước sản xuất hydro sử dụng nguồn năng lượng tái tạo

Điện phân sử dụng dòng điện để phân hủy nước thành hydro và oxy. Quá trình gồm 2 phản ứng xảy ra ở 2 điện cực:



Dòng điện yêu cầu có thể được sử dụng các nguồn năng lượng khác nhau. Để giảm thiểu tối đa hiệu ứng nhà kính và tận dụng nguồn năng lượng tái tạo không có khả năng tích trữ, sản xuất điện sử dụng năng lượng gió, mặt trời, địa nhiệt và thủy điện... được ưu tiên.

Ngoài quá trình điện phân ở điều kiện thường với chất điện ly là nước hoặc dung dịch kiềm được tiến hành trong bình điện phân có màng ngăn để tránh hòa lẫn 2 khí hydro và oxy sinh ra tại điện cực anode và cathode, quá trình điện phân nước ở điều kiện áp suất cao và nhiệt độ cao cũng được đặc biệt quan tâm. Với điều kiện áp suất cao, điện phân nước có thể sinh ra hydro ở áp suất đến 5MPa, tuy nhiên quá trình này vẫn đang trong giai đoạn nghiên cứu và hoàn thiện, chưa được áp dụng thực tế. Trong khi đó, điện phân nước ở nhiệt độ cao có ưu điểm là đưa một phần năng lượng cần thiết cho quá trình điện phân ở dạng nhiệt năng, nhiệt độ 800 - 1.000°C vào quá trình, do đó có thể hạn chế bớt lượng điện năng tiêu thụ. Nhiều nghiên cứu đã hướng đến việc thu nhiệt từ các chảo parabol tập trung năng lượng mặt trời hay tận dụng nhiệt thừa từ các trạm năng lượng.

4.2.3. Phương pháp sinh học sản xuất hydro

Một số tảo [19] và vi khuẩn chuyên biệt có thể sản sinh ra hydro dưới tác động của ánh sáng mặt trời như là sản phẩm phụ trong quá trình trao đổi chất tự nhiên. Các sinh vật này thường sống trong nước, phân tách nước thành khí hydro và oxy.

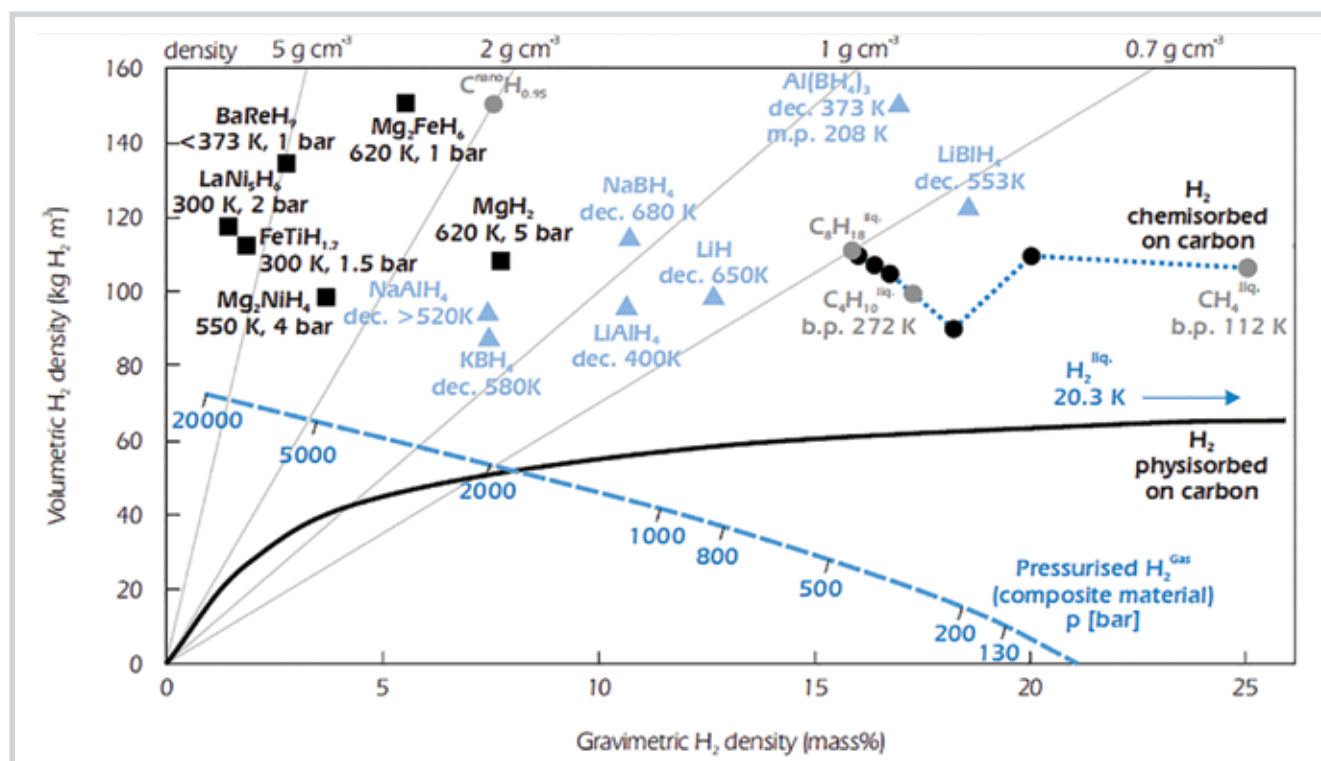
Các nghiên cứu của A.Melis và cộng sự đã chỉ ra rằng có thể ứng dụng một loại tảo đơn bào có tên Chlamydomonas reinhardtii chứa enzyme hydrogenase có khả năng phân tách nước thành hydro và oxy [20]. Các nhà khoa học đã bước đầu xác định được cơ chế quá trình [21], cho phép hứa hẹn một phương pháp gần như vô hạn để sản xuất hydro sạch và tái sinh. Cơ chế này đã phát triển qua hàng triệu năm tiến hóa giúp tảo tồn tại trong môi trường không có oxy. Trong chu trình này, tảo "thở" bằng oxy lấy từ nước và giải phóng ra khí hydro.

Một số các loại vi tảo khác có thể tiết xuất hydro trực tiếp từ sinh khối.

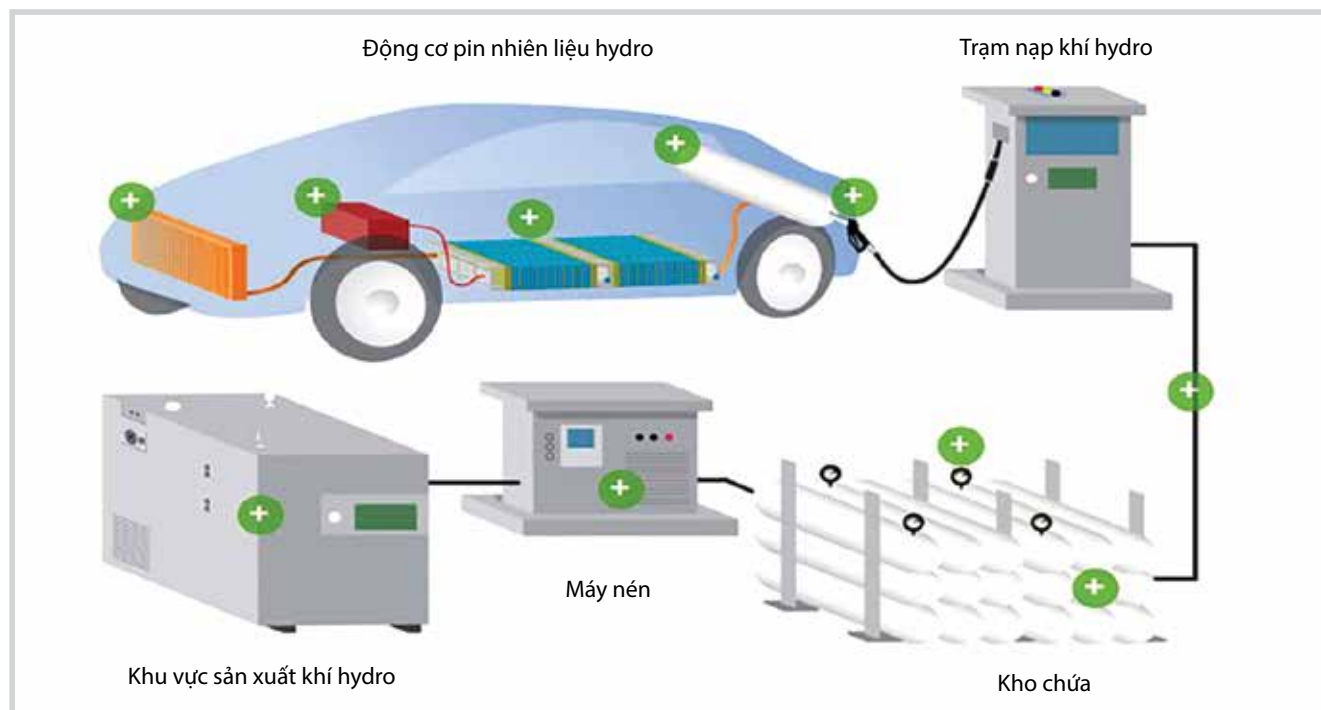
4.3. Lưu chứa khí hydro

Với vai trò nhiên liệu, hydro đóng vai trò "chuyển tải" năng lượng (energy carrier) hơn là một nguồn năng lượng cơ bản, giống như điện năng, hydro giúp cho việc phân phối, sử dụng năng lượng được thuận tiện. Thêm vào đó, khác với điện năng, hydro còn có thể lưu trữ được lâu dài. Về cơ bản có 3 phương thức lưu trữ hydro như sau:

- Lưu chứa khí hydro được nén áp suất cao trong các bình composít;
- Lưu chứa hydro dưới dạng khí hóa lỏng;



Hình 8. Tỷ trọng khí đối với các phương pháp tích trữ khí hydro khác nhau [22]



Hình 9. Mô tả các công đoạn chính phân phối và nạp khí hydro trong pin nhiên liệu [9]

- Lưu chứa hydro trong hợp chất khác (hấp thụ hóa học, hấp phụ trong hợp chất khác như với các hydride kim loại hay ống carbon nano rỗng);
- Lưu chứa hydro trong các vi cầu thủy tinh (glass microsphere).

4.4. Phân phối và nạp khí hydro trong pin nhiên liệu

Hiện tại pin năng lượng đang được sử dụng nhiều nhất dưới dạng các trạm phát điện cố định nhằm phát điện hòa lưới điện hoặc cung cấp điện năng/nhiệt cho một khu vực hoặc với mục đích cụ thể và sử dụng cho giao thông vận tải.

- Đối với các trạm pin nhiên liệu cố định (Station): Thông thường bộ phận sản xuất khí hydro được tích hợp cùng hệ thống pin nhiên liệu với công suất được thiết kế trước, bao gồm hệ thống phụ trợ và các bộ phận cấu thành (BoP) cho phép trạm pin nhiên liệu vận hành trơn tru và khí hydro sản xuất ra được nạp liên tục vào pin theo công suất thiết kế.

- Đối với pin nhiên liệu sử dụng trong mục đích vận tải: Như các phương tiện vận tải sử dụng khí tự nhiên, cần xây dựng hệ thống cơ sở hạ tầng cho việc tích trữ, phân phối và các trạm nạp khí hydro cho các phương tiện giao thông vận tải sử dụng pin nhiên liệu như Hình 9. Khó khăn lớn nhất là vấn đề tích trữ do hydro rất khó nén và nhiệt độ hóa lỏng hydro lại rất thấp (-250°C) nên để tích trữ với áp suất cao hoặc hóa lỏng cần tiêu tốn một năng lượng lớn. Trên thực tế, áp suất nén hydro để tích trữ hiệu quả và khả thi nhất là 700bar. Ngoài ra, vị trí khu vực sản xuất khí hydro cũng được cân nhắc lắp đặt tại chỗ, gần các trạm phân phối khí để giảm chi phí tích trữ và vận chuyển.

Nhật Bản là một trong các quốc gia đi đầu về xe ô tô sử dụng pin nhiên liệu cùng với sự ủng hộ kinh phí của 2 nhà sản xuất ô tô lớn trong nước là Honda và Toyota. Nhật Bản đang đặt kế hoạch có 160 trạm tiếp nhiên liệu hydro vào tháng 3/2021 nhằm hỗ trợ cho 40.000 xe chạy pin nhiên liệu hydro.

5. Kết luận

Với nhu cầu không ngừng tăng, việc phát triển năng lượng sạch, có khả năng tái tạo ngày càng trở nên cấp bách đối với mọi quốc gia. Với ưu điểm như hiệu suất chuyển hóa cao, độ ổn định lớn, độ phát xạ thấp, không gây ồn, không gây ô nhiễm môi trường và được cung cấp theo yêu cầu... điện năng sinh ra trong tế bào nhiên liệu với công nghệ hydro từ nguồn năng lượng tái tạo có thể được sử dụng khi cần thiết là viễn cảnh của các nhà máy sản xuất điện trong tương lai ở Việt Nam.

Việt Nam có tiềm năng phát triển công nghệ chế tạo hydro và ứng dụng pin nhiên liệu trong đời sống và sản xuất. Việc tận dụng nguồn khí thải giàu hydro trong quá trình hấp thụ CO_2 của quá trình sản xuất ammonia của các nhà máy đạm cho phép tăng giá trị của chuỗi sản phẩm. Tuy nhiên để có thể tận dụng nguồn khí thải này cần có đánh giá chi tiết về phương án sử dụng cũng như đánh giá hiệu quả kinh tế và mức độ khả thi.

Việc tận dụng nguồn khí hydro từ các quá trình điện phân sản xuất xút - clo tại các nhà máy sản xuất hóa chất cơ bản như Nhà máy Hóa chất Việt Trì, Nhà máy Hóa chất

Biên Hòa... hoặc từ các quá trình phân hủy nước nhờ các vi sinh vật, từ các quá trình sinh khối... là các nguồn nhiên liệu cần được quan tâm khai thác và tận dụng triệt để cho phép bổ sung nguồn năng lượng trong nước.

Tài liệu tham khảo

1. EG&G Technical Services Inc. *Fuel cell handbook* (7th edition). 2016.
2. L.Carrette, K.A.Friedrich, U.Stimming. *Fuel cells - fundamentals and applications*. Fuel Cells. 2001; 1(1): p. 5 - 39.
3. Omar Z.Sharaf, Mehmet F.Orhan. *An overview of fuel cell technology: Fundamentals and applications*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2014; 32: p. 810 - 853.
4. Omkar Yarguddi, Anjali A.Dharme. *Fuel cell technology: A review*. International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology. 2014; 3(7): p. 14668 - 14673.
5. David R.Lide. *CRC handbook of chemistry and physics* (89th edition). CRC Press. 2008.
6. E4tech. *The fuel cell industry review*. 2017.
7. Wolf Vielstich, Arnold Lamm, Hubert A.Gasteiger. *Handbook of fuel cells: Fundamentals, technology, applications*. Wiley. 2003.
8. W.R.Grove. *On voltaic series and the combination of gases by platinum*. The London, Edinburgh, and Dublin Philosophical Magazine and Journal of Science. 1839; 14: p. 127 - 130.
9. Sunita Satyapal. *BOP workshop introduction*. Fuel Cell Technologies Office, U.S. Department of Energy. 31/3/2017.
10. Yorick Ligen, Heron Vrabel, Hubert H.Girault. *Mobility from renewable electricity: Infrastructure comparison for battery and hydrogen fuel cell vehicles*. World Electric Vehicle Journal. 2018; 9(1).
11. Jürgen Garche, Ludwig Jürissen. *Applications of fuel cell technology: Status and perspectives*. The Electrochemical Society Interface. 2015.
12. Neha Singh Chauhan, Vineet Kumar Singh. *Fundamentals and use of hydrogen as a fuel*. ISST Journal of Mechanical Engineering. 2015; 6(1): p. 63 - 68.
13. James Larminie, Andrew Dicks. *Fuel cell systems explained* (2nd edition). Wiley. 2003.

14. Nguyễn Quốc Khánh. *Năng lượng Việt Nam*. 2012.
15. Paul Breeze. *Fuel cells*. Academic Press. 2017.
16. Agostino Olivieri, Francesco Vegliò. *Process simulation of natural gas steam reforming: Fuel distribution optimisation in the furnace*. Fuel Processing Technology. 2008; 89(6): p. 622 - 632.
17. Bryce Anzelmo, Jennifer Wilcox, Simona Liguori. *Hydrogen production via natural gas steam reforming in a Pd-Au membrane reactor. Investigation of reaction temperature and GHSV effects and longterm stability*. Journal of Membrane Science. 2018; 565: p. 25 - 32.
18. A.S.A.Kvaerner. *For production of micro domain particles by use of a plasma process*. Patent No PCT/NO98/0009.
19. Jae-Il Park, Jinwon Lee, Sang Jun Sim, Jae-Hwa Lee. *Production of hydrogen from marine macro-algae biomass using anaerobic sewage sludge microflora*. Biotechnology and Bioprocess Engineering. 2009.
20. Anastasios Melis, Thomas Happe. *Hydrogen production. Green algae as a source of energy*. Plant Physiology. 2001.
21. Vincent Chochois, David Dauvillée, Audrey Beyly, Dimitri Tolleter, Stéphan Cuiné, Hélène Timpano, Steven Ball, Laurent Cournac, Gilles Peltier. *Hydrogen production in chlamydomonas: Photosystem II - Dependent and - Independent pathways differ in their requirement for starch metabolism*. Plant Physiology. 2009; 151: p. 631 - 640.
22. Loius Schlapbach, Andreas Züttel. *Hydrogen-storage materials for mobile applications*. Nature. 2001; 414: p. 353 - 357.

FUEL CELL - ENERGY SOURCE FOR THE FUTURE

Nguyen Thi Le Hien

Vietnam Petroleum Institute

Email: hienntl@vpi.pvn.vn

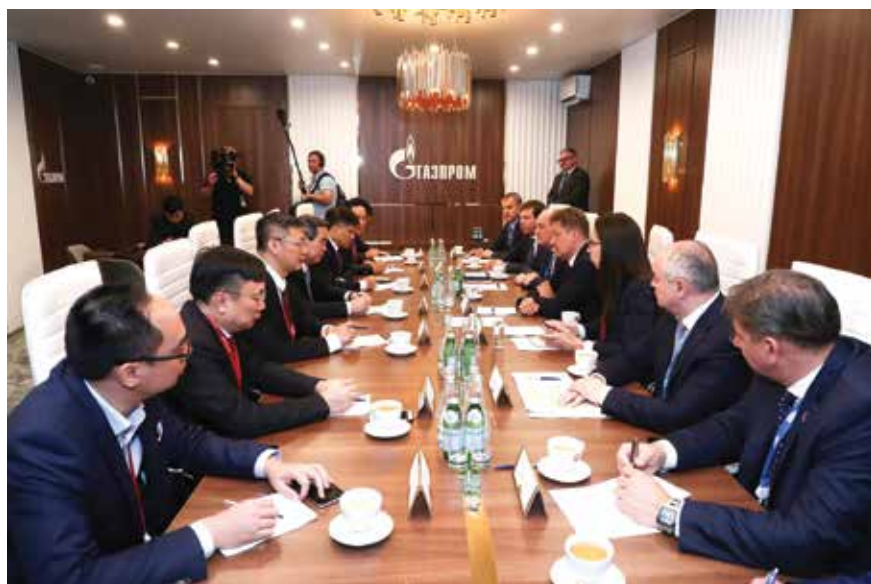
Summary

A fuel cell is an electrochemical cell that converts potential energy from a fuel into electricity through an electrochemical reaction of hydrogen fuel with an oxidising agent such as oxygen. Fuel cells can produce electricity continuously for as long as fuel and oxygen are supplied, with a high conversion efficiency and in an environmentally friendly way. Although fuel cell is being used on an experimental level at present, it has a great potential for the future.

Key words: Fuel cell, electrochemical reaction of hydrogen with oxygen, high efficiency, environmentally friendly.

TIN TRONG NƯỚC

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tham dự SPIEF 23



Trưởng Ban Kinh tế Trung ương Nguyễn Văn Bình và đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với Gazprom.
Ảnh: PVN

Từ ngày 6 - 8/6/2019, TS. Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tham gia đoàn công tác tháp tùng đồng chí Nguyễn Văn Bình - Ủy viên Bộ Chính trị, Bí thư Trung ương Đảng, Trưởng Ban Kinh tế Trung ương tham dự Diễn đàn Kinh tế quốc tế Saint Petersburg lần thứ 23 (SPIEF 23).

SPIEF là sự kiện đặc biệt được tổ chức từ năm 1997 và được Tổng thống Liên bang Nga bảo trợ từ năm

2006 đến nay. Với chủ đề "Thiết lập chương trình nghị sự phát triển bền vững", SPIEF 23 có trên 170 hoạt động, thu hút sự tham gia của hơn 17.000 đại biểu đến từ các nước trên thế giới. Diễn đàn tập trung thảo luận các xu hướng, thách thức và triển vọng phát triển kinh tế không chỉ của riêng Liên bang Nga mà còn của toàn thế giới; là điểm đến để cộng đồng doanh nghiệp quốc tế gặp gỡ, tìm kiếm cơ hội đầu tư, kinh doanh.

Trưởng Ban Kinh tế Trung ương Nguyễn Văn Bình và đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã làm việc với Chủ tịch Gazprom Alexey Miller. Hai bên đã thảo luận về các giải pháp đẩy mạnh hợp tác giữa Gazprom và Petrovietnam; các dự án trong lĩnh vực sản xuất điện và LNG; đồng thời trao đổi về việc ký tiếp thỏa thuận hợp tác chiến lược giữa Gazprom và Petrovietnam với thời hạn 10 năm.

Bên lề SPIEF 23, Thứ trưởng Bộ Công Thương Hoàng Quốc Vượng và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã làm việc với ông Sergey Kudryashov - Tổng giám đốc Zarubezhneft để trao đổi về tình hình triển khai các dự án hợp tác tại Việt Nam và Liên bang Nga, cũng như cam kết của các bên trong việc tiếp tục nỗ lực thúc đẩy hợp tác trong thời gian tới.

Bên cạnh đó, TS. Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tham dự chương trình gặp gỡ các đối tác dầu khí năng lượng của Rosneft tham gia Diễn đàn do Chủ tịch Rosneft Igor Sechin chủ trì; gặp và trao đổi với đại diện Mubadala chi nhánh Liên bang Nga.

Lan Thu

Hội nghị chuyên đề dự báo và đánh giá tác động của giá dầu

Ngày 5/7/2019, tại TP. Vũng Tàu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị chuyên đề "Dự báo và đánh giá tác động của giá dầu đến Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2019 - 2025".

Tại Hội nghị, Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí, Viện Dầu khí Việt Nam đã trình bày chuyên đề: Biến động giá dầu thô 2018, nửa đầu 2019 và dự báo cho giai đoạn 2019 - 2025; Đánh giá tác

động của giá dầu thô đến hoạt động của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2019 - 2025.

Theo dự báo của Viện Dầu khí Việt Nam, giá dầu thô giữ ổn định ở mức 60 - 70 USD/thùng trong giai đoạn 2019 - 2020. Mục tiêu quan trọng nhất là tiếp tục duy trì sản lượng và sản lượng khai thác: giảm chi phí vốn; giảm chi phí tìm kiếm, thăm dò trên mỗi thùng dầu; cắt giảm chi phí O&M; giảm chi phí quản trị và chi phí

chung; giảm quy mô, hạn chế đầu tư ra ngoài lĩnh vực cốt lõi...

Trên cơ sở kết quả đánh giá tác động của biến động giá dầu thô đến các lĩnh vực sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Viện Dầu khí Việt Nam kiến nghị cần thống nhất sử dụng dự báo giá dầu thô cho các hợp đồng dầu khí; duy trì cập nhật các dự báo giá dầu phục vụ cho công tác nhận diện, đánh giá và quản trị rủi ro thương mại.

Linh Chi

Ký Hợp đồng EPC Dự án Kho chứa LNG Thị Vải

Ngày 24/6/2019, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã ký Hợp đồng thiết kế, mua sắm vật tư thiết bị, thi công xây dựng và chạy thử Dự án kho chứa LNG Thị Vải với Liên danh tổng thầu Samsung C&T/PTSC; ký Hợp đồng khung cung cấp và tiêu thụ LNG cho dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4 với Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (PV Power). Kho chứa LNG Thị Vải được đánh giá là mắt xích quan trọng trong việc cung cấp khí cho các hộ tiêu thụ khí, trong đó có chuỗi Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4.

Dự án kho cảng LNG Thị Vải do PV GAS làm chủ đầu tư với công suất qua kho giai đoạn 1 là 1 triệu tấn LNG/năm, dự kiến hoàn thành vào năm 2022; giai đoạn 2 với công suất 3 triệu tấn LNG/ năm, dự kiến hoàn thành vào năm 2023. Kho cảng LNG Thị Vải có khả năng tiếp nhận tàu vận chuyển LNG trọng tải lên đến 85.000DWT. Tổng mức đầu tư giai đoạn 1 khoảng 286



Lễ ký Hợp đồng thiết kế, mua sắm vật tư thiết bị, thi công xây dựng và chạy thử dự án kho chứa LNG Thị Vải. Ảnh: Hiền Anh

triệu USD, sau khi hoàn thành vào năm 2022 sẽ bổ sung nguồn cung khoảng 1,4 tỷ m³ khí cấp cho các khách hàng tiêu thụ gồm: Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4, các khách hàng công nghiệp và bù đắp một phần cho lượng khí thiếu hụt trong nước sau năm 2022.

Dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4 do PV Power làm chủ đầu tư với tổng công suất 1.500MW (750MW/ nhà máy) sử dụng nhiên liệu chính

là LNG từ kho LNG Thị Vải - khối lượng 0,57 triệu tấn/năm/nhà máy (dự phòng dầu diesel), diện tích xây dựng khoảng 34,5ha, tổng mức đầu tư khoảng 1,408 tỷ USD. Dự kiến, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 sẽ được đưa vào vận hành trong Quý IV/2022, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 4 sẽ được đưa vào vận hành trong Quý IV/2023, bổ sung nguồn điện cho khu vực Đông Nam Bộ.

Thúy Hằng

Petrovietnam và KEXIM ký Thỏa thuận khung thu xếp tài chính cho các dự án

Ngày 21/6/2019, tại Seoul, Phó Thủ tướng Chính phủ Vương Đình Huệ và Phó Thủ tướng Hàn Quốc Hong Nam Ki đồng chủ trì Đối thoại lần thứ nhất về hợp tác kinh tế cấp Phó Thủ tướng. Đây là cuộc đối thoại đầu tiên nhằm hiện thực hóa sáng kiến lập cơ chế đối thoại kinh tế cấp cao Việt Nam - Hàn Quốc của Tổng thống Hàn Quốc Moon Che In.

Sau gần 30 năm thiết lập quan hệ ngoại giao, Hàn Quốc đã trở thành đối tác hàng đầu của Việt Nam về đầu tư trực tiếp nước ngoài với tổng kim ngạch thương mại đạt 66 tỷ USD/ năm.

Trong lĩnh vực dầu khí, các dự án giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

và các đối tác Hàn Quốc từ thượng nguồn đến hạ nguồn, tài chính đầu tư, triển khai và mang lại hiệu quả cho các bên. Trong quá trình hợp tác đầu tư tại Việt Nam, các đối tác Hàn Quốc luôn thể hiện là các đối tác tin cậy, uy tín và tuân thủ luật pháp nước chủ nhà.

Tại cuộc đối thoại, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Hòa đánh giá cao các đối tác Hàn Quốc (KNOC, SK, HEC, LG...) và sự hỗ trợ tích cực của các ngân hàng, tổ chức tín dụng, bảo hiểm của Hàn Quốc đối với các dự án của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề xuất các đối tác Hàn Quốc tiếp tục tham gia hợp tác các khâu: tìm kiếm thăm dò, lọc hóa dầu, điện (đặc biệt là các nhà máy điện sử dụng LNG), khoa học công nghệ. Về lĩnh vực tài chính, đề nghị Ngân hàng Xuất nhập khẩu Hàn Quốc (KEXIM) và Tổ chức bảo hiểm tín dụng Hàn Quốc (K-SURE) tiếp tục bảo lãnh bảo hiểm vay vốn cho các dự án.

Trước sự chứng kiến của Phó Thủ tướng Vương Đình Huệ và Phó Thủ tướng Hàn Quốc Hong Nam Ki, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Ngân hàng Xuất nhập khẩu Hàn Quốc (KEXIM) đã ký Thỏa thuận khung về thu xếp tài chính cho các dự án.

Diệu Quỳnh

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ký Thỏa thuận hợp tác toàn diện với Viettel



Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Đỗ Chí Thanh ký Thỏa thuận hợp tác với Viettel. Ảnh: Hiền Anh

Ngày 2/8/2019, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tập đoàn Công nghiệp - Viễn thông Quân đội (Viettel) đã ký Thỏa thuận hợp tác toàn diện, nhằm xây dựng chiến lược, giải pháp triển khai ứng dụng công nghệ thông tin vào hoạt động sản xuất kinh doanh của

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035.

Với khả năng và nguồn lực về AI, Viettel sẽ triển khai các giải pháp tự động hóa, truyền thông công nghiệp trong các lĩnh vực của ngành Dầu khí, đồng thời tư vấn cho Tập đoàn Dầu

khí Việt Nam trong việc quy hoạch và tổ chức hình thành Trung tâm dữ liệu chuyên ngành dầu khí, xây dựng các cơ sở dữ liệu sử dụng chung nhằm tối ưu và khai thác hiệu quả nguồn tài nguyên dầu khí tại Việt Nam.

Thiếu tướng Lê Đăng Dũng - Quyền Chủ tịch, Tổng giám đốc Viettel cho biết Viettel sẽ thực hiện, cung cấp các ứng dụng, hệ thống công nghệ thông tin, hỗ trợ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên triển khai ứng dụng các công nghệ mới.

Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh khẳng định Tập đoàn và các đơn vị thành viên sẽ phối hợp cùng Viettel triển khai Thỏa thuận hợp tác đạt hiệu quả cao nhất, giúp cải thiện và nâng cao ứng dụng công nghệ thông tin trong các hoạt động của ngành Dầu khí. **Xuân Sơn**

PVTEX ký hợp đồng nguyên tắc tiêu thụ sản phẩm với các đối tác



Chủ tịch HĐQT, Tổng giám đốc PVTEX Đào Văn Ngọc ký Hợp đồng nguyên tắc tiêu thụ sản phẩm với các đối tác trong nước. Ảnh: PVN

Ngày 18/7/2019, tại trụ sở Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Công ty CP Hóa dầu và Xơ sợi Dầu khí (PVTEX) đã ký Hợp đồng nguyên tắc tiêu thụ sản phẩm của Nhà máy xơ sợi polyester Đình Vũ với các đối tác trong nước: Tổng công ty CP Dệt

may Hà Nội, Tổng công ty CP Dệt may Nam Định, Công ty CP Phong Phú, Công ty CP Dệt may Huế...

Trong thời gian qua, PVTEX đã xử lý các tồn tại, hợp tác với các đối tác vận hành 12 dây chuyền kéo sợi DTY, xây dựng Kế hoạch sản xuất 5 năm 2020 -

2024 và đang thực hiện các giải pháp đồng bộ để vận hành lại toàn bộ Nhà máy xơ sợi polyester Đình Vũ vào đầu năm 2020. Đặc biệt, PVTEX đã làm việc với các đơn vị của Vinatex, các doanh nghiệp tư nhân và doanh nghiệp FDI có nhu cầu sử dụng xơ sợi tổng hợp và thống nhất ký kết hợp đồng nguyên tắc tiêu thụ sản phẩm đảm bảo chất lượng và cạnh tranh về giá.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dệt may Việt Nam (Vinatex) Lê Tiến Trường cho biết với nguồn xơ sợi ổn định và chất lượng trong nước, các doanh nghiệp dệt may của Vinatex sẽ tiết giảm chi phí hơn so với việc sử dụng xơ sợi nhập khẩu. Tổng giám đốc Vinatex khẳng định các doanh nghiệp dệt may sẵn sàng hợp tác tiêu thụ sản phẩm xơ sợi của PVTEX trên nguyên tắc đảm bảo chất lượng và cạnh tranh theo giá thị trường.

Hồng Minh

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vận hành an toàn, ổn định ở 106% công suất

Trong Báo cáo tài chính Quý II/2019, Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) cho biết đã tập trung triển khai các giải pháp đồng bộ về quản trị, điều hành để vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, ổn định ở 106% công suất. Tổng sản lượng sản xuất trong 6 tháng đầu năm 2019 đạt 3,4 triệu tấn, vượt kế hoạch 5% và đạt 53% kế hoạch cả năm 2019. Sản phẩm xăng dầu được tiêu thụ kịp thời, đưa tổng doanh thu của BSR đạt 51.111 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 4.755 tỷ đồng.

Đặc biệt, BSR đã triển khai đồng bộ các giải pháp tối ưu công nghệ, năng lượng và tiết giảm chi phí, đạt 906 tỷ đồng lợi nhuận trong 6 tháng đầu năm 2019. Đây là kết quả đáng khích lệ khi BSR đối diện với thách thức lớn: lợi nhuận lọc dầu trên thế giới giảm sâu nhất trong vòng 20 năm qua, giá dầu thô diễn biến phức tạp (giảm từ cuối tháng 5/2019), chính sách thuế nhập khẩu dầu thô chưa được tháo gỡ...



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, ổn định ở 106% công suất. Ảnh: BSR

Trong 6 tháng đầu năm, BSR đã tiếp tục thử nghiệm thành công việc nâng công suất các phân xưởng NHT/ISOMER/PP lên tương ứng 130%/150%/112%, góp phần nâng cao hiệu quả kinh doanh. Đặc biệt, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã chế biến thử nghiệm thành công lô dầu thô WTI 1 triệu thùng (của Mỹ) lần đầu tiên được nhập khẩu về Việt Nam.

Việc chế biến thành công dầu thô WTI mở ra cơ hội cho BSR đa dạng hóa nguồn dầu thô nhập khẩu, trong bối cảnh nguồn dầu thô Bạch

Hổ trong nước suy giảm, qua đó nâng cao hiệu quả chế biến nhờ giá dầu thô WTI khá cạnh tranh. Dự kiến trong 6 tháng cuối năm BSR sẽ nhập thêm 2 - 3 triệu thùng dầu thô WTI từ Mỹ.

BSR cho biết đang tiếp tục triển khai các giải pháp đồng bộ để hoàn thành các chỉ tiêu, nhiệm vụ 6 tháng cuối năm 2019, trong đó chú trọng công tác vận hành sản xuất, tối ưu chi phí, nâng cao hiệu quả công tác nhập khẩu dầu thô và tiêu thụ sản phẩm.

Hồng Minh

Nhà máy Đạm Cà Mau cán mốc 6 triệu tấn urea

Ngày 29/7/2019, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) cho biết tổng sản lượng sản xuất của Nhà máy Đạm Cà Mau cán mốc 6 triệu tấn urea sau 8 năm vận hành, tiết kiệm cho đất nước nguồn ngoại tệ hơn 1 tỷ USD do không phải nhập khẩu phân bón từ nước ngoài.

Nhà máy Đạm Cà Mau là dự án trọng điểm quốc gia, có tổng mức đầu tư khoảng 780 triệu USD, được Chính phủ ghi nhận, đánh giá cao về tiến độ xây dựng và hiệu quả dự án. Với công suất khoảng 800.000 tấn/năm, Nhà máy Đạm Cà Mau đang đáp ứng hơn 40% nhu cầu urea trong nước và chiếm hơn 60% thị phần khu vực Đồng bằng Sông Cửu Long. Nhà



Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: PVCFC

máy Đạm Cà Mau đã không ngừng cải tiến công nghệ để nâng cao công suất và đang vận hành ở 105% công suất thiết kế.

Ngoài Nhà máy Đạm Cà Mau, PVCFC đang đầu tư xây dựng Nhà máy NPK Cà Mau có công suất

300.000 tấn/năm với công nghệ tiên tiến nhất thế giới (ESPINDESA - Tây Ban Nha). Dự kiến, Dự án này sẽ hoàn thành đúng thời điểm vụ Đông Xuân 2019 - 2020 của khu vực Tây Nam Bộ và cung cấp sản phẩm NPK chất lượng cao cho thị trường.

Minh Anh

DMC hoàn thành vượt mức kế hoạch lợi nhuận cả năm 2019

Ngày 8/7/2019, Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP (DMC) cho biết đã triển khai các giải pháp đồng bộ trên các lĩnh vực cung cấp dịch vụ hóa kỹ thuật, kinh doanh và sản xuất.

Trong 6 tháng đầu năm 2019, DMC ước đạt doanh thu hợp nhất 956,2 tỷ đồng (vượt kế hoạch 8%), lợi nhuận hợp nhất ước đạt 15,3 tỷ đồng, vượt chỉ tiêu kế hoạch cả năm 2019. Trong đó, doanh thu của Công ty mẹ - DMC ước đạt 775,6 tỷ đồng (vượt kế hoạch 4,8%), lợi nhuận ước đạt 31,23 tỷ đồng (vượt 76% so với cùng kỳ 2018).

Lĩnh vực cung cấp dịch vụ hóa kỹ thuật do DMC-WS và M-I Vietnam đảm nhận có đóng góp quan trọng trong cơ cấu doanh thu và lợi nhuận của DMC. Trong 6 tháng đầu năm 2019, DMC-WS và M-I Vietnam đã triển khai cung cấp dịch vụ cho 13 giếng khoan của các nhà thầu dầu khí, đạt doanh thu trên 314 tỷ đồng và lợi nhuận trên 22,2 tỷ đồng.

Sau khi OPEC+ nhất trí gia hạn thỏa thuận cắt giảm sản lượng khai thác tới tháng 3/2020, giá dầu thế giới tiếp tục duy trì ổn định, các hoạt động khoan thăm dò, khai thác dầu khí sẽ được triển khai theo đúng kế hoạch. Hoạt động cung cấp dịch vụ



Trong 6 tháng đầu năm 2019, DMC ước đạt doanh thu hợp nhất 956,2 tỷ đồng, vượt kế hoạch 8%. Ảnh: DMC

dung dịch khoan và hóa phẩm dầu khí của DMC được dự báo sẽ tăng mạnh trong 6 tháng cuối năm 2019 tới Quý I/2020.

Lĩnh vực dịch vụ nghiên cứu ứng dụng và hỗ trợ khai thác ghi nhận doanh thu vượt 55% so với kế hoạch, đạt 24,8 tỷ đồng, chủ yếu đến từ việc cung cấp dịch vụ kỹ thuật của DMC-RT với 10 hợp đồng dịch vụ khâu đầu, 5 hợp đồng dịch vụ khâu sau và 2 hợp đồng nghiên cứu khoa học.

Với việc cung cấp đa dạng hóa các loại hình dịch vụ công nghiệp, DMC-ITS đã ký mới được 7 hợp đồng từ đầu năm 2019 đến nay, triển khai 19 hợp đồng, trong đó 8 hợp đồng thuộc lĩnh vực cung cấp dịch vụ công nghiệp và 11 hợp đồng thuộc lĩnh vực xử lý môi trường.

Lợi nhuận từ lĩnh vực kinh doanh đóng góp cho DMC hơn 13,3 tỷ đồng, tăng 37% so với cùng kỳ 2018. Trong đó, DMC đã cung cấp hóa chất cho các công ty liên doanh đang khai thác dầu khí tại Việt Nam, Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và kinh doanh lưu huỳnh nhập khẩu.

Tổng sản lượng sản xuất của DMC - Miền Nam đạt 7.469 tấn, vượt 13% so với kế hoạch 6 tháng đầu năm và tăng 33% so với cùng kỳ năm 2018; sản lượng tiêu thụ tăng 14,5% so với kế hoạch và tăng 36,5% so với cùng kỳ 2018. Các sản phẩm sản xuất chính tại Nhà máy Cái Mép như Xi măng G, Silica Flour và Bentonite API có thị trường tiêu thụ ổn định.

Hồng Trang

HIMA cung cấp giải pháp kiểm soát tối ưu lò hơi và lò đốt

Ngày 13/6/2019, HIMA Group (Đức) lần đầu tiên giới thiệu với thị trường Việt Nam giải pháp Hệ thống kiểm soát lò hơi và lò đốt FlexSILon HIMA (BCS) với mô hình kích thước thật mô phỏng quá trình trong lò đốt giúp tối ưu hóa tỷ lệ khí/nhiên liệu.

Theo ông Friedhelm Best - Phó Chủ tịch HIMA khu vực châu Á - Thái Bình Dương: Các hệ thống kiểm soát lò hơi và lò đốt đóng vai trò then chốt trong các nhà máy điện, chế biến và hóa chất. Tuy nhiên, các lò đốt truyền thống còn nhiều hạn chế và đã lỗi

thời, trong khi đó các tiêu chuẩn về an toàn và quy định về môi trường ngày càng chặt chẽ...

Sản phẩm nổi bật của HIMA là FlexSILon BSC, giúp kiểm soát tối ưu quá trình đốt, bảo vệ lò hơi an toàn. Cấu hình của FlexSILon BSC đáp ứng các hệ thống đa lò đốt và đa nhiên liệu. Hệ thống cho phép tập trung hóa quá trình vận hành và quan sát quá trình đốt cháy trong lò. Với giải pháp này, các nhà máy có thể tự động điều chỉnh nhiệt độ, áp suất, lưu lượng khối và tốc độ dòng thể tích cũng như

hiệu suất lò theo các điều kiện vận hành lý tưởng và ổn định.

Với hơn 35.000 hệ thống an toàn đạt chứng nhận của TÜV, HIMA Group là tập đoàn công nghệ hàng đầu thế giới về các giải pháp an toàn thông minh ứng dụng trong lĩnh vực sản xuất công nghiệp. HIMA cung cấp các giải pháp toàn diện để kiểm soát hiệu quả quá trình vận hành turbine, lò đốt, lò hơi và đường ống, giúp đảm bảo an toàn và gia tăng tỷ suất lợi nhuận cho các nhà máy trong kỷ nguyên số. **Thu Huyền**

TIN THẾ GIỚI

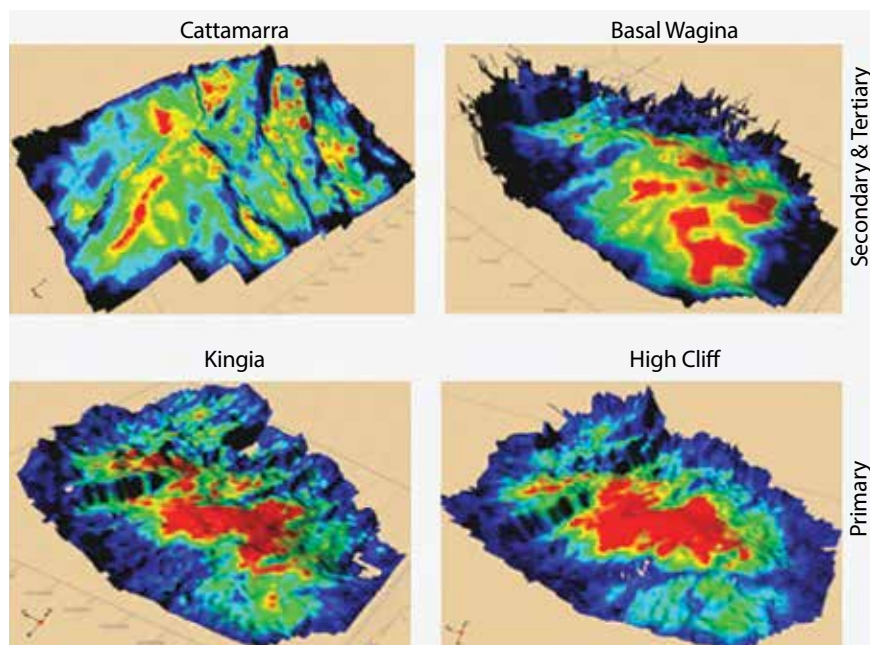
Strike Energy phát hiện khí tự nhiên tại giếng West Erregulla-2

Ngày 1/8/2019, Liên doanh giữa Strike Energy và Warrego Energy công bố phát hiện khí tự nhiên tại giếng West Erregulla-2, bể Perth. Khí được phát hiện tại tầng cát kết ở độ sâu 4.106 - 4.180m với chiều dày tầng sản phẩm là 74m.

West Erregulla-2 đang được khoan theo Giấy phép EP 469 và mục tiêu là thân cát tuổi Permian chứa khí có kích thước và cấu trúc tương tự phát hiện khí Waitsia cách đó 16km về phía Tây Bắc.

Cấu tạo West Erregulla nằm cách mỏ khí Beharra Springs 9km, nơi thân cát chứa khí Wagina tuổi Permian là tầng chứa chính.

Giếng đầu tiên, West Erregulla-1, được Barrack Energy khoan vào năm 1990 và phát hiện tầng chứa khí dày 26m. Giếng này cách các giếng Erregulla-1 và Erregulla-2 ban đầu



Mô phỏng biên độ địa chấn dạng 3D các đối tượng cát xen kẹp tại khu vực giếng West Erregulla-2. Nguồn: Strike Energy

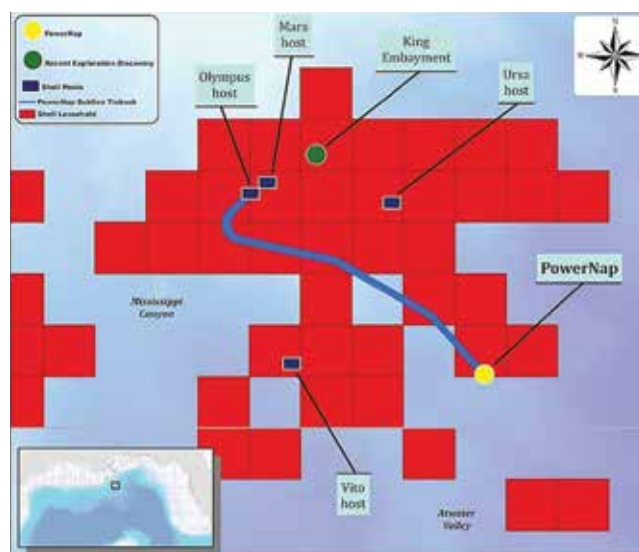
11km về phía Tây do West Australian Petroleum khoan trong giai đoạn 1960 - 1970.

Tiềm năng thương mại của phát hiện khí ở Tây Erregulla được

tăng cường nhờ khả năng kết nối vào đường ống dẫn khí Dampier-Bunbury cách đó 10km về phía Tây.

Hiền Trang (theo Strike Energy)

Shell phát triển dự án nước sâu PowerNap, vịnh Mexico



Mô PowerNap, vịnh Mexico. Nguồn: Shell

Shell Offshore Inc. (Shell) vừa đưa ra quyết định đầu tư cuối cùng (FID) để phát triển dự án nước sâu PowerNap, tại vịnh Mexico. Dự kiến có

Shell đang là nhà điều hành hàng đầu tại vịnh Mexico, vận hành 9 dự án khai thác và mạng lưới cơ sở hạ tầng ngầm.

Ngọc Lê (theo Shell)

AI CẬP PHÁT HIỆN MỎ KHÍ ĐỐT MỚI

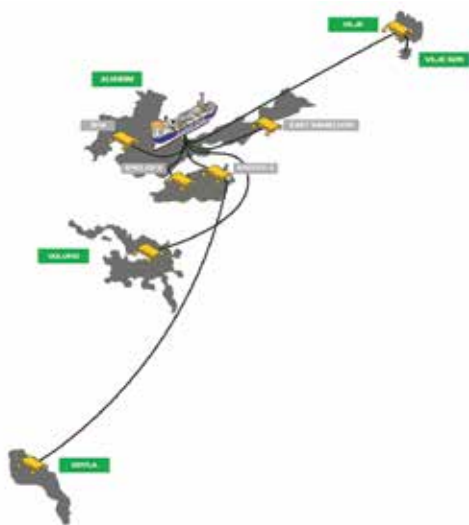
Ngày 23/7/2019, Bộ Dầu khí Ai Cập cho biết Công ty Dầu khí Belayim (Petrobel) đã phát hiện mỏ khí mới ở khu vực El Qaraa, Đồng bằng sông Nile, với sản lượng ước tính 20 triệu ft³/ngày.

Chiến dịch khoan thăm dò ở El Qaraa được Petrobel tiến hành từ tháng 5/2019. Doanh nghiệp này đang đẩy nhanh tiến độ kết nối giếng tới các cơ sở sản xuất tại El Qaraa và Nhà máy xử lý khí ở Abu Madi, đồng thời kết nối vào mạng lưới khí đốt của quốc gia nhằm tối ưu hiệu quả kinh tế và tận dụng cơ sở hạ tầng hiện có.

Bộ Dầu khí Ai Cập cho biết sản lượng khí tự nhiên của nước này dự kiến sẽ đạt 7,95 tỷ ft³/ngày trong năm tài khóa 2019/2020.

Hoàng Phương (theo TTXVN)

Aker BP phát hiện dầu tại giếng Liatarnet, ngoài khơi Na Uy



Mô phỏng kết nối khu vực Alvheim. Nguồn: Aker BP

Aker BP cho biết đã phát hiện dầu tại giếng thăm dò Liatarnet, ở phía Bắc Alvheim và Krafla-Askja (Noaka), ngoài khơi Na

Uy. Phát hiện này có trữ lượng ước tính 80 - 200 triệu thùng dầu quy đổi.

Evy Glorstad-Clark, Phó Chủ tịch cấp cao của Aker BP cho biết, Liatarnet

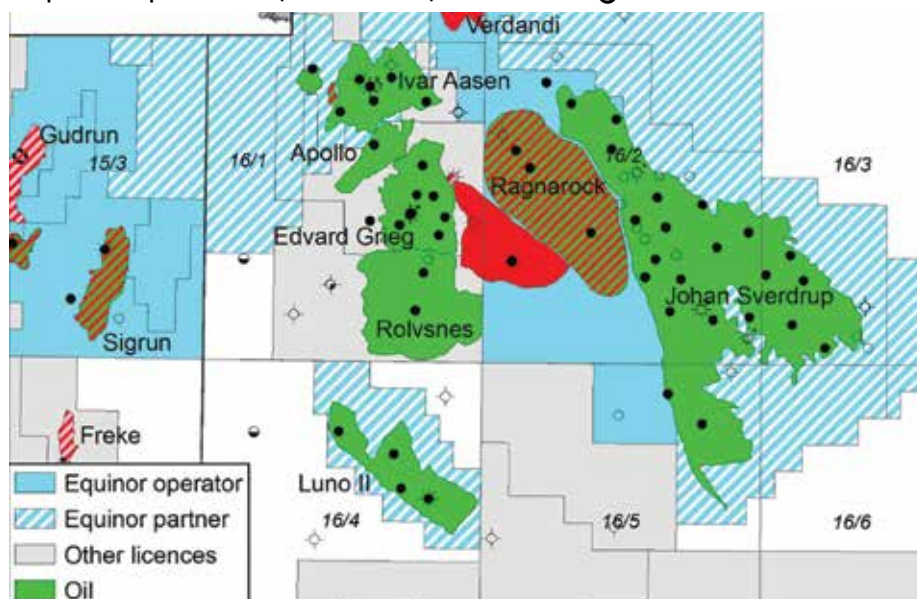
nằm trong chiến lược dài hạn của Aker BP nhằm khai thác tiềm năng của khu vực Noaka. Các hoạt động thu thập và phân tích dữ liệu sẽ được thực hiện để xác định chiến lược khai thác và hệ số thu hồi cho phát hiện này. Bản mô tả kỹ thuật chi tiết về kết quả của giếng sẽ được Tổng cục Dầu khí Na Uy công bố khi kết thúc các hoạt động thăm dò.

Theo Giấy phép 442, Aker BP là nhà điều hành với 90,26%, Lotos nắm giữ 9,74%.

Cũng tại khu vực này, Aker BP có kế hoạch thăm dò cấu tạo triển vọng Nipa trong Giấy phép PL 986, với trữ lượng tiềm năng ước tính 35 - 115 triệu thùng dầu quy đổi.

Hiền Trang (theo Aker BP)

Equinor phát hiện dầu tại Utsira High, Biển Bắc



Sơ đồ khu vực Utsira High. Nguồn: Equinor

Equinor và các đối tác Lundin, Spirit Energy đã công bố phát hiện dầu nhỏ tại giếng Lille Prinsen Outer Wedge, Giấy phép 167, ở Utsira High, Biển Bắc.

Phát hiện dầu mới cách phát hiện Lille Prinsen Main khoảng 1km về phía Tây, cách mỏ Ivar Aasen 5km về phía Đông Bắc. Vĩa chứa chính có trữ lượng

ước tính 5 - 25 triệu thùng dầu, chưa xác định được khả năng khai thác thương mại.

Tại giếng Klaff ở PL 502, 1 phát hiện dầu nhỏ nằm trong tầng đá móng nứt nẻ cũng được phát triển, cách mỏ dầu Johan Sverdrup (trung tâm Biển Bắc) khoảng 1km về phía Tây.

Linh Chi (theo Equinor)

ENI KHOAN THÀNH CÔNG GIẾNG THẨM LƯỢNG AGOGO-2



Eni cho biết vừa khoan thành công giếng thẩm lượng đầu tiên Agogo-2 của phát hiện Agogo, tại Lô 15/06, ngoài khơi Angola đã bắt gặp cột dầu nhẹ 58m (31°API) trong tầng cát kết Miocene và Oligocene. Agogo-2 được khoan bằng tàu khoan Poseidon, cách giếng phát hiện Agogo-1 3km về phía Tây Bắc, cách bờ biển khoảng 180km và cách FPSO N'Goma West Hub 2,3km. Giếng được khoan ở độ sâu 1.700m nước và tổng chiều sâu khoan đạt 3.949m.

Dự báo trữ lượng mô là 650 triệu thùng dầu tại chỗ và có tiềm năng tăng cao về phía Bắc; công suất sản xuất vượt 15.000 thùng dầu/ngày. Khối 15/06 JV được điều hành bởi Eni (36,8421%); Sonangol P&P (36,8421%), SSI F15 Ltd. (26,3158%).

Trần Anh (theo Eni)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Cung - cầu dầu thô

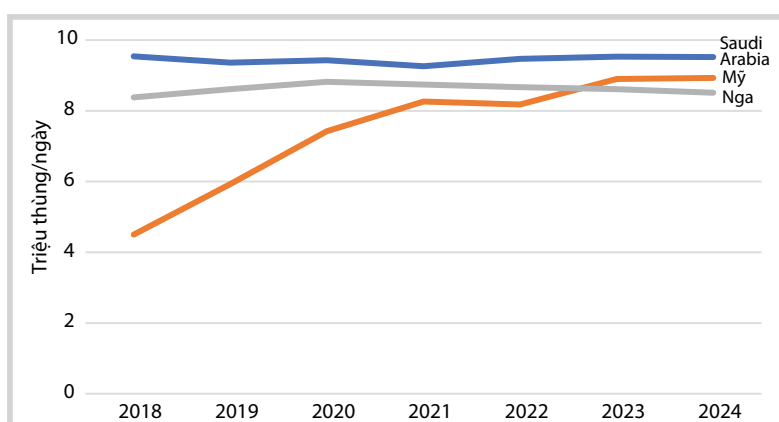
Theo “Dự báo thị trường dầu năm 2019” của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) công bố ngày 12/7/2019, nhu cầu dầu của các nước thuộc Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế (OECD) chiếm 47,9 triệu thùng/ngày và các nước còn lại chiếm 52,39 triệu thùng/ngày. Tăng trưởng nhu cầu dầu thô toàn cầu ở mức 1,2 triệu thùng/ngày trong năm 2019 và 1,4 triệu thùng/ngày trong năm 2020.

Về nguồn cung, OECD đóng góp 28,5 triệu thùng/ngày, trong đó riêng các nước Bắc Mỹ có 24,6 triệu thùng/ngày. Khối các nước ngoài OECD đóng góp 31,3 triệu thùng/ngày, Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) đóng góp khoảng 42 triệu thùng/ngày và các nguồn khác là khoảng 2 triệu thùng/ngày.

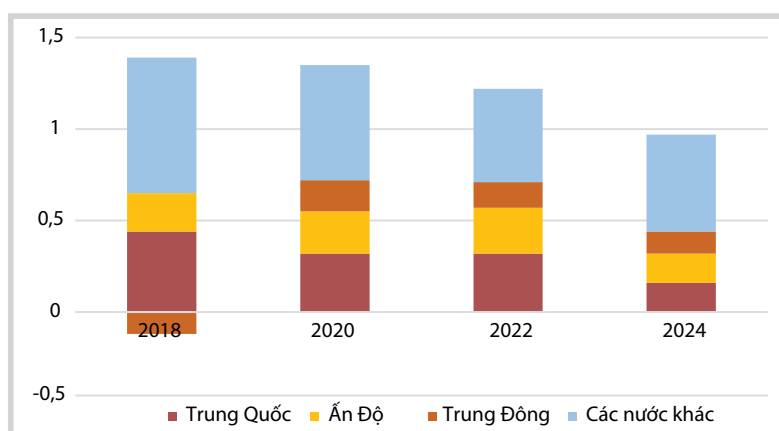
Tình hình chính trị - an ninh thế giới có thể gây mất ổn định thị trường dầu khí trong nửa cuối năm 2019 và có khả năng kéo dài sang đầu năm 2020. Các tiến bộ công nghệ tiếp tục định hình thị trường, trong đó sản lượng khai thác dầu khí phi truyền thống Mỹ tiếp tục tăng với giá thành ngày càng thấp.

Các nghiên cứu của IEA cho thấy tăng trưởng nguồn cung dầu khí toàn cầu chủ yếu tập trung ở Mỹ (chiếm 70%); tiếp theo là các nước Brazil, Iraq, Na Uy, UAE và Guyana. Lượng dầu thô, khí đốt xuất khẩu của Mỹ sẽ vượt Liên bang Nga và đuổi kịp Saudi Arabia sau năm 2023 (Hình 1).

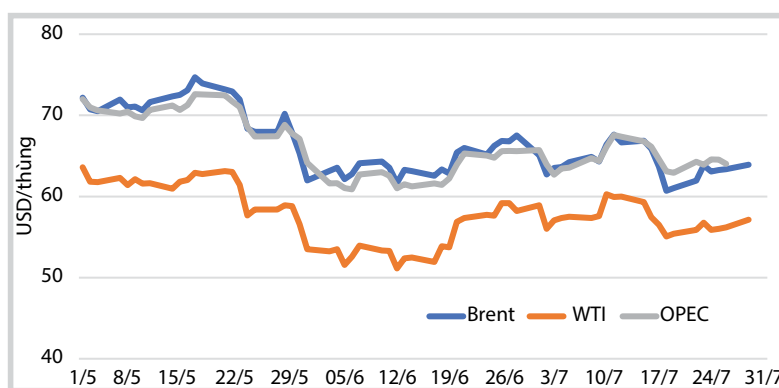
Nhu cầu dầu thô thế giới tiếp tục tăng trung bình 1,2 triệu thùng/năm nhưng hệ



Hình 1. Dự báo xuất khẩu dầu khí của Mỹ, Nga và Saudi Arabia từ 2018 - 2024



Hình 2. Giá tăng nhu cầu dầu thô toàn cầu sau năm 2018



Hình 3. Diễn biến giá dầu WTI và Brent trong tháng 5 - 7/2019

số gia tăng giảm dần từ nay đến năm 2024 (Hình 2).

Khuynh hướng giá dầu lên xuống thất thường theo chu kỳ ngắn tiếp diễn. Tuy nhiên, giá dầu năm 2019 không thể tăng vượt mức 80 USD/thùng như kỳ vọng của OPEC và các nước xuất khẩu dầu lớn trên thế giới. Theo dự báo ngắn hạn đến năm 2024 của IEA, giá dầu tiếp tục tăng nhẹ trong năm 2020 dù sản lượng dầu phiến sét Mỹ, dầu trong đá chặt sét của Canada và dầu của các nước ngoài OPEC vẫn tăng làm cho thị trường tiếp tục thừa dầu. Đáng chú ý theo dự báo này, sau 75 năm nền kinh tế Mỹ phụ thuộc vào dầu thô nhập khẩu, Mỹ sẽ trở thành nước xuất khẩu dầu ròng vào năm 2021. Lúc đó, thị trường dầu mỏ thế giới sẽ linh hoạt hơn và chiến lược chi phối giá dầu của Mỹ có thể sẽ khác trước.

Hoạt động dầu khí

Devon Energy Corp. vừa kết thúc thỏa thuận bán các tài sản tại Canada, chủ yếu là mỏ dầu nặng ở Alberta cho Canadian Natural Resources Ltd. với giá 2,8 tỷ USD. Đến cuối năm 2018, trữ lượng xác minh và tài sản trên của Devon Energy Corp. lên đến gần 409 triệu thùng dầu thô. Thỏa thuận này giúp đưa sản lượng dầu trong đá chặt sét của Canadian Natural Resources Ltd. lên mức trên 700.000 thùng/ngày.

Murphy Exploration & Production đã mua các tài sản vùng nước sâu vịnh Mexico gồm 26 lô GOM. Trong đó, 7 mỏ đang khai thác của LLOG Exploration Offshore và LLOG Bluewater Holdings có giá 1,375 tỷ USD. Với tài sản này, Murphy Exploration & Production có thể nâng sản lượng khai thác tại vịnh Mexico lên khoảng 85.000 thùng dầu quy đổi/ngày trong năm 2019.

Ithaca Energy Ltd., đã mua lại các tài sản dầu khí của Chevron ở Biển Bắc với giá 2 tỷ USD; gồm mỏ Alba, Alder và Erkin cùng các mỏ không do Chevron điều hành như Britannia, Elgin/Franklin và Jade. Ithaca hy vọng thương vụ này sẽ giúp tăng 300% sản lượng trong năm 2019 nhờ tăng 150% trữ lượng xác minh và trữ lượng có khả năng (probable reserves).

Chrysaor Holding Ltd., mua tài sản dầu khí của ConocoPhillips ở Anh với giá 2,675 tỷ USD, bao gồm các mỏ có trữ lượng trên 280 triệu thùng dầu quy đổi với sản lượng khai thác 72.000 thùng/ngày trong năm 2018. Dự báo sản lượng của Chrysaor Holding Ltd., năm 2019 sẽ vượt 185.000 thùng dầu quy đổi/ngày.

Liên doanh giữa Spur Energy Partners và KKR, đã mua các tài sản dầu khí nằm dưới vĩ tuyến 48 (Mỹ). Giao dịch này gồm các quyền lợi trong gần 380 giếng khai thác và 22.000 mẫu Anh trong thành tạo Yeso của bang New Mexico. Trong Quý I/2019, các mỏ này cho sản lượng gần 9.200 thùng dầu quy đổi/ngày.

Liên hiệp các nhà khai thác khí đốt Ukraina cho biết, có 35 lô dầu khí trên đất liền và 1 lô dầu khí trên thềm lục địa đã được đấu thầu cạnh tranh công khai. Diện tích các lô tô nhượng được bán đấu giá trực tuyến rộng hơn 4.000km², các lô theo hợp đồng chia sản phẩm gồm 11.600km² trên đất liền và 9.500km² trên biển. Các lô trên đất liền đều nằm trong khu vực đã được xác minh, có cơ sở hạ tầng tốt. Các lô còn lại chưa có phát hiện dầu khí. Ukraina đã chào thầu thêm 9 lô dầu khí trên đất liền và 1 lô trên biển với thời hạn 50 năm.

NIS Gazprom Neft lên kế hoạch tăng cường thăm dò các tầng chứa

dầu khí ở sâu trong đá biến chất và dầu khí phiến sét phi truyền thống trong bể Pannonian ở Romania, theo các giấy phép thăm dò kéo dài 25 năm. Các đề án thăm dò trước đây chỉ đặt mục tiêu đối tượng là các tầng chứa nông. NIS Gazprom Neft sẽ dùng các tài liệu địa chấn mới và các thông tin về khoan cũng như kết quả thử vỉa ở Serbia, Romania để quyết định đầu tư. Ở khu vực Serbia, tốc độ suy giảm sản lượng dầu khí đang ở mức 5 - 6%/năm. Hoạt động tăng cường thu hồi dầu đang được NIS Gazprom Neft thực hiện nhằm phục hồi sản lượng ở các mỏ trưởng thành. Doanh nghiệp này đang tập trung đưa các phát hiện mới ở Romania vào khai thác để giảm đà suy giảm sản lượng hiện nay. Chiến lược phát triển sẽ phụ thuộc vào kết quả thăm dò ở Serbia, Romania, Angola và Bosnia. Pannonian là bể dầu khí không đồng nhất, tính chất thạch học thay đổi tùy từng khu vực cụ thể, trong đó có khoảng 61% tầng chứa có tuổi Neogene, 33% trong Paleozoic và Mesozoic, 7% còn lại trong đá Paleogene. Vì vậy, đối tượng thăm dò chủ yếu trước đây là các tầng chứa Neogene. Đầu năm 2019, NIS Gazprom Neft đã đầu tư 100 triệu Euro ở Romania, chủ yếu để thăm dò địa chấn và khoan và đã có 2 giếng khoan thăm dò. Dù đã có 1.000 giếng khoan cũ tại khu vực Teremia, giếng khoan mới trên Lô EX-7 đã cho thấy nhiều khả năng khoan thêm giếng phụ để xác định diện tích các cấu tạo triển vọng. Hai giếng được thử vỉa là Teremia 1001 và Beba Veche South 1000 sẽ mở đường cho hoạt động thăm dò bổ sung trong thời gian tới.

NIS Gazprom Neft dự báo sẽ khai thác thương mại Lô EX-7 vào năm 2021 và đang được lên kế hoạch xây dựng các cơ sở chế biến và đường ống dẫn dầu khí. NIS Gazprom

Neft đã liên doanh với East West Petroleum Corp. của Canada nghiên cứu 900km² địa chấn 2D và 600km² địa chấn 3D trong 4 lô EX-2, EX-3, EX-7, EX-8 nằm ở phía Tây Romania, gần biên giới với Hungary và Serbia. Sau 500 mỏ phát hiện dầu khí trong đá Badenian, Sarmatian và trong trầm tích Miocene trên, liên doanh dự kiến sẽ thăm dò khai thác ở khu vực sâu hơn, nơi chứa các trầm tích Pontian (Hình 4). Các hệ thống dầu khí trong bể Pannonian còn chứa các đối tượng sét chứa dầu khí thuộc các tầng chứa gồm trầm tích biển và cát Miocene trên thuộc loại phi truyền thống, tức là độ rỗng và độ thấm rất nhỏ mà trước đây theo lý thuyết truyền thống là không thuộc đối tượng chứa dầu khí. Đối tượng được quan tâm nhất ở đây là các loại bể thạch học - địa tầng. Các phát hiện mới ở khu vực sâu đều thuộc loại bể cấu tạo (structural) cũng như bể đứt gãy nghiêng (tilted faults), dạng phi truyền thống. Điều này cho

thấy tính hạn hẹp trong lý thuyết địa chất dầu khí cổ điển khi các nhà địa chất chỉ quan tâm đến các dạng bể cấu - kiến tạo truyền thống. Kết quả khoan thăm lượng, thử vỉa khẳng định sự tồn tại dầu khí trong đá biến chất tuổi Miocene cũng như trong các kẽ nứt tự nhiên của đá biến chất Paleozoic tới độ sâu 3.500m.

ExxonMobil mới mua 7 triệu mẫu Anh trên thềm lục địa Namibia và đang có kế hoạch thăm dò bể Namibe. ExxonMobil đang nắm giữ 40% quyền lợi tại Giấy phép PEL 82 với diện tích 2,8 triệu mẫu Anh. Namibia chưa có trữ lượng dầu khí xác minh nào mặc dù trong năm 2018 Công ty Dầu khí Quốc gia Namibia (Namcor) đã cấp 48 giấy phép thăm dò - khai thác các lô ngoài khơi lẫn trên đất liền cho các công ty dầu khí nội địa và quốc tế. Diện tích thăm dò mới của ExxonMobil ở Namibia gồm 4 lô dầu khí (1710, 1810, 1711 và 1811A), trải dài 135 dặm, ở mực nước sâu 13.000ft. Tại Lô 1710 và 1810,

ExxonMobil nắm giữ 90% quyền lợi, Namcor nắm giữ 10% quyền lợi; còn ở Lô 1711 và 1811A ExxonMobil nắm giữ 85% quyền lợi và Namcor nắm giữ 15% quyền lợi.

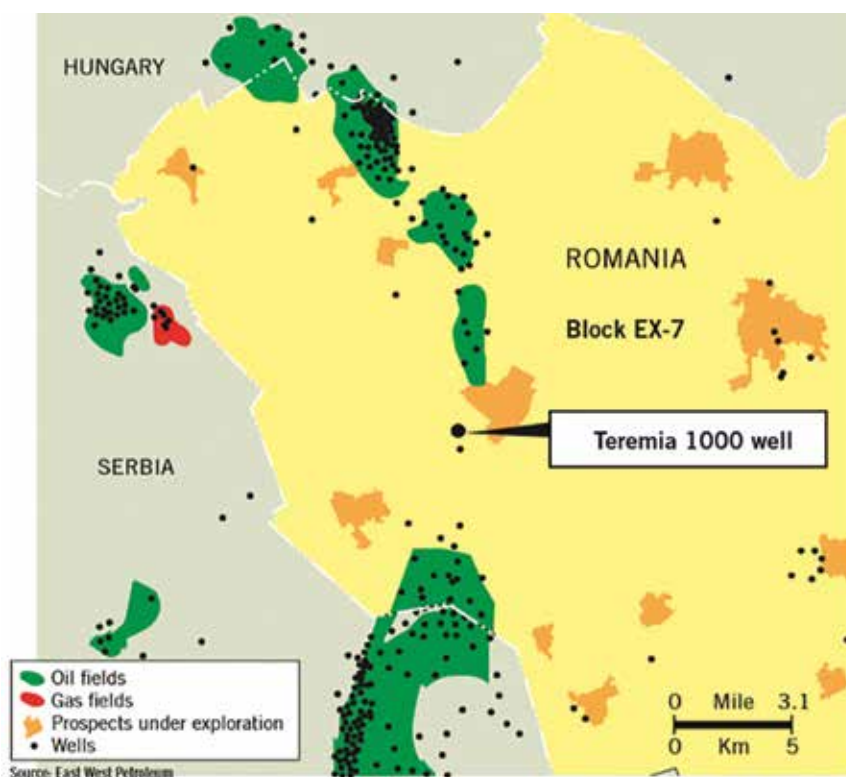
Tổng cục Dầu khí Sierra Leone cùng các đối tác GeoPartners Ltd. và Getech Group PLC đã mở lại vòng đấu thầu thứ 4, gồm các lô dầu khí từ vùng gần bờ đến vùng nước cực sâu và thời gian đóng thầu sẽ vào tháng 9/2019. Một nửa diện tích được Sierra Leone mời thầu trước đây nằm trong vùng nước sâu hơn 2.202ft.

Brooge Petroleum & Gas Investment Co. FZC (BPGIC) đang xây dựng nhà máy lọc dầu có công suất 250.000 thùng/ngày chuyên sản xuất nhiên liệu chứa ít lưu huỳnh dùng cho tàu vận tải biển ở Fujairah, UAE. Đây là nhà máy lọc dầu đầu tiên được xây dựng ở Trung Đông và Bắc Phi phù hợp với quy định mới của Tổ chức Hàng hải Quốc tế (IMO). Theo quy định này từ năm 2020 chỉ được sử dụng nhiên liệu chứa hàm lượng lưu huỳnh thấp hơn 0,5%, thay cho mức đang áp dụng là 3,5%.

NextDecade đã trao hợp đồng cho Bechtel cung cấp công nghệ, mua thiết bị và xây dựng Nhà máy LNG Rio Grande công suất 27 triệu tấn/năm tại cảng Brownsville, Nam Texas. Dự án gồm 3 xưởng hóa lỏng khí đốt, 2 bồn chứa 180.000m³/bồn và 2 cầu tàu cùng thiết bị bốc rót LNG.

Chính phủ Mozambique đã chấp thuận triển khai để án xây dựng Nhà máy LNG Rovuma để sản xuất khí hóa lỏng LPG và xuất khẩu khí hóa lỏng với công suất 17.000 tấn/năm. Đây là để án thứ 3 được chấp thuận trong vòng 5 năm qua để gia tăng giá trị nguồn khí khổng lồ được phát hiện tại bể Rovuma.

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Peru (Perupetro) công bố kế hoạch nâng



Hình 4. Lô EX-7



Nguồn: <http://hydrexenvironmental.com>

sản lượng dầu thô lên mức 100.000 thùng/ngày và sản lượng khí đốt lên 1,5 tỷ ft³/ngày cho giai đoạn 2019 - 2023.

Peru đã chấp nhận điều chỉnh giấy phép Lô 39 bể Marañon. Reliance (Ấn Độ) đã nhượng lại 10% quyền lợi tại lô này cho Perenco (tăng từ 55% lên 65%). Karoon (Australia) đã ký hợp đồng thuê giàn khoan để khoan giếng Marina-1 trong năm 2020 tại Lô Z-38 trên thềm lục địa Peru.

Ý định thuê khoan giếng thăm dò Well Yapucaiti-X1 đã được ký giữa YPF và Shell Bolivia. Hai bên sẽ đầu tư 2,6 tỷ USD tại khu vực được đánh giá có tiềm năng dầu khí thu hồi 3 tỷ ft³. Khu vực Chuquisaca nằm ở Tây Nam Bolivia được xác định có trữ lượng 20 tỷ ft³ khí đốt, bằng 20% tổng trữ lượng thu hồi hiện nay của Bolivia.

Ecopetrol Group (GEE) cho biết sẽ đầu tư 3,5 tỷ USD trong năm 2019, trong đó dành hơn 80% cho công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí. Sản lượng

khai thác trong năm 2019 dự kiến dao động trong khoảng 720 - 730 nghìn thùng dầu quy đổi/ngày.

Ecuador cho biết vòng gọi thầu X12 Intracampes có 7 trong số 8 lô được chào thành công, thu hút được vốn đầu tư 1,17 tỷ USD trong đó chi phí cho 27 giếng khoan thăm dò là 370 triệu USD và chi phí cho hoạt động khai thác 800 triệu USD. Theo tính toán của Petroamazonas, sản lượng của Lô 43 ITT đang đạt 58.100 thùng/ngày, có thể tăng lên mức 114.000 thùng/ngày vào năm 2020. Mục tiêu của Chính phủ Ecuador trong năm 2019 là đạt sản lượng khai thác 565.000 thùng/ngày, trong đó 464.000 thùng/ngày từ Petroamazonas và 101.000 thùng/ngày từ các doanh nghiệp tư nhân. Theo kế hoạch 4 năm tới, Lô ITT sẽ đạt sản lượng đỉnh 589.000 thùng/ngày vào năm 2020.

Guyana sẽ trở thành quốc gia sản xuất dầu mới ở Mỹ Latinh sau khi có 13 phát hiện dầu khí ở thềm lục địa

nước này, trong đó riêng trữ lượng thu hồi của Lô Stabroek đạt trên 5 tỷ thùng. Với sản lượng dự kiến 750.000 thùng dầu/ngày, Guyana cần có ít nhất 5 FPSO. Năm 2018, ExxonMobil cùng với 2 đối tác là Hess và CNOOC đã bắt đầu triển khai giai đoạn 1 của Đề án phát triển mỏ Liza, sản lượng dầu nhẹ chất lượng cao dự kiến trong năm 2020 sẽ đạt 120.000 thùng/ngày. Giai đoạn 2 của Đề án với tổng mức đầu tư khoảng 6 tỷ USD, dự kiến sẽ được triển khai vào giữa năm 2022 với sản lượng dự kiến đạt 220.000 thùng/ngày.

Petroleo Brasileiro SA (Petrobras) trao hợp đồng cho McDermott International Inc. mua thiết bị risers và đường ống dẫn ngầm phục vụ hoạt động khai thác mỏ Sepia, cách Rio de Janeiro 174 dặm. Trong giai đoạn 1 sẽ khoan 15 giếng ở bể Santos, Lô BM-S-24 và dự kiến sẽ bắt đầu khai thác từ năm 2021.

Trần Ngọc Toàn
Đại học Duy Tân Đà Nẵng

GIẢI PHÁP HỖ TRỢ TĂNG CÔNG SUẤT NÉN KHÍ CỦA GIÀN NÉN KHÍ TRUNG TÂM MỎ BẠCH HỔ VỀ BỜ BẰNG CẢI HOÁN BUNDLE MÁY NÉN CAO ÁP GTC A/B GIÀN NÉN KHÍ MỎ RỒNG



Hình 1. Paraffin bám trên bề mặt strainer

Khoảng giữa cuối năm 2016, Công suất nén của 2 máy nén cao áp giàn nén khí mỏ Rồng (DGCP) suy giảm nhanh trong khi nguồn khí về DGCP dư. Lưu lượng nén giảm và máy nén không thể tăng tải để hút thêm khí được là do nhiệt độ đầu ra máy nén cấp 1 (LP) chạm ngưỡng alarm (175°C); nhiệt độ T5 của turbine chạm ngưỡng alarm (760°C); van surge cấp 1 mở khoảng 15 - 20%, một lượng lớn khí hồi về đầu vào nên lưu lượng qua máy nén giảm.

Để đánh giá chính xác tình trạng suy giảm công suất của 2 máy nén và các nguyên nhân gốc có thể gây ra tình trạng nhiệt độ đầu ra cấp 1, nhiệt độ T5 cao, van surge mở lớn, nhóm tác giả thuộc Công ty Vận chuyển khí Đông Nam Bộ đã rà soát lại toàn bộ nguồn khí, hệ thống công nghệ, thiết bị liên quan và quá trình vận hành nhận thấy có 2 nguyên nhân chính gây ra hiện trạng trên. Một là nguồn khí đầu vào bồn chứa nhiều paraffin cuốn vào trong máy nén làm bẩn các tầng cánh của LP và

HP của máy nén cao áp; tỷ trọng khí ngày càng nhẹ so với lúc thiết kế và yêu cầu năng lượng nhiều làm động cơ turbine hoạt động hết công suất không thể tăng được nữa. Hai là sự phân bố tỷ số nén giữa 2 cấp LP comp và HP comp chưa phù hợp (nhiệt độ đầu ra của HP comp thấp hơn nhiệt độ đầu ra cấp LP comp khoảng hơn 10°C).

Nhằm khắc phục hiện trạng trên, nhóm tác giả đã đề xuất giải pháp cải hoán bundle máy nén cao áp GTC-A/B, cụ thể là thay đổi cấu trúc, cấu tạo tầng cánh, số lượng tầng cánh của bundle LP và HP để tương thích với tình trạng và thành phần khí hiện hữu, đồng thời phân bố lại tỷ số nén giữa LP và HP cho phù hợp nhằm giảm nhiệt độ đầu ra cấp 1 (LP) và tăng sản lượng nén.

Theo đó nhóm tác giả đã tiến hành:

- Khảo sát toàn bộ hệ thống thu gom khí mỏ Rồng, thu thập thông tin, dữ liệu các thiết bị hiện hữu để nghiên cứu giải pháp cải tiến.

- Phân tích thành phần khí, các trường hợp vận hành để phục vụ tính toán, mô phỏng để phục vụ công việc cải hoán (restage) bundle.

- Phối hợp với đơn vị cung cấp thiết bị máy nén Solar thực hiện tính toán, mô phỏng, đánh giá và cho ra kết quả công việc.

- Tiến hành thí nghiệm, thực hiện nhóm tác giả nhận thấy: nhiệt độ đầu ra cấp 1 (LP) giảm khoảng 10°C sẽ đảm bảo máy nén vận hành an toàn, liên tục hơn; lưu lượng tăng khoảng 3%. Ngoài ra có thể có khoảng công suất dự phòng để tăng tải thêm cho phần turbine, đảm bảo máy vận hành an toàn ổn định hơn.

- Sau thí nghiệm đánh giá ảnh hưởng thay đổi.

- Lập quy trình thực hiện cải hoán bundle cho các máy nén GTC A/B.

- Thực hiện cải hoán bundle GTC-A/B tại workshop và vận chuyển ra giàn để chuẩn bị lắp đặt tại site.

- Lắp đặt, chạy thử, nghiệm thu và đánh giá hiệu quả.

Giải pháp cải hoán bundle máy nén cao áp GTC-A/B đã làm nhiệt độ đầu ra cấp 1 (LP) giảm khoảng 10°C, giúp máy nén hoạt động 100% công suất; sản lượng qua máy tăng 3 - 7%, tổng sản lượng ổn định trong khoảng 1.030 - 1.080 ksm³/ngày đêm; máy hoạt động an toàn và ổn định hơn. Giải pháp trên đã làm lợi gần 31 tỷ đồng, là một trong những công trình xuất sắc, tiêu biểu nhất được vinh danh giải thưởng "Tuổi trẻ sáng tạo toàn quốc 2018".

Đỗ Ngọc Tân (giới thiệu)

DANH MỤC CÁC ĐỀ TÀI/NHIỆM VỤ NGHIÊN CỨU KHOA HỌC ĐÃ HOÀN THÀNH (TỪ 1/1/2019 ĐẾN 30/6/2019)

Trong 6 tháng đầu năm 2019, Viện Dầu khí Việt Nam và các đơn vị nghiên cứu đã hoàn thành 8 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ phục vụ cho nhu cầu sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Các đề tài này đã được các Hội đồng xét duyệt nghiệm thu cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nghiệm thu hoàn thành và kết quả nghiên cứu đang được lưu trữ tại Trung tâm Lưu trữ Dầu khí (PAC) - Viện Dầu khí Việt Nam. Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu với bạn đọc danh mục các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học đã hoàn thành và được nghiệm thu từ ngày 1/1 - 30/6/2019. Bạn đọc có thể tham khảo thông tin thêm về danh mục các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học đã hoàn thành trước đó trên Tạp chí Dầu khí hoặc trên website www.nckh.pvn.vn.

TT	Tên đề tài, nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu	Biên bản họp nghiệm thu
I LĨNH VỰC TÌM KIẾM THẨM DÒ, KHAI THÁC DẦU KHÍ					
1	Nghiên cứu, đánh giá tổng quan các vấn đề kỹ thuật, kinh tế - đầu tư của Dự án Khai thác và nâng cấp dầu nặng Lô Junnin 2 - Venezuela	Vũ Văn Kính Nguyễn Văn Đắc	Chi Hội Dầu khí Hà Nội/Hội Dầu khí Việt Nam	PAC/VPA	2259/BB-DKVN 25/4/2019
2	Định hướng công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí khu vực phía Bắc bể Sông Hồng trên cơ sở nghiên cứu tổng hợp các tài liệu cập nhật	Trịnh Xuân Cường	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	2809/BB-DKVN 28/5/2019
3	Thẩm định các yếu tố kỹ thuật và kinh tế chính tại báo cáo của PVEP số 13/TDKT-PVEP ngày 16/3/2018 về phương án tiếp theo đối với Dự án Phát triển khai thác và nâng cấp dầu nặng Lô Junin 2, Venezuela	Trịnh Xuân Cường	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	3410/BB-DKVN 26/6/2019
II LĨNH VỰC AN TOÀN - SỨC KHOẺ - MÔI TRƯỜNG					
1	Xây dựng hệ thống WEBGIS truy xuất các thông tin về độ nhạy cảm môi trường nhằm phục vụ công tác quản lý môi trường và ứng phó sự cố tràn dầu	Lương Kim Ngân	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	2277/BB-DKVN 26/4/2019
2	Xây dựng Hướng dẫn quản lý tính toàn vẹn của tài sản cho các đường ống dẫn khí	Trần Nguyên Quý	PVMR	PAC/PVMR	2277/BB-DKVN 26/4/2019
3	Nghiên cứu, cập nhật, rà soát Hướng dẫn lựa chọn, lưu giữ, sử dụng và thải bỏ hóa chất, dung dịch khoan trong các hoạt động dầu khí	Lê Văn Công	DMC	PAC/DMC	2276/BB-DKVN 26/4/2019
III LĨNH VỰC KINH TẾ - QUẢN LÝ					
1	Xây dựng Chiến lược Khoa học Công nghệ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2016 - 2025, tầm nhìn đến năm 2035	Nguyễn Hữu Trung	VPI	PAC/VPI	1707/BB-DKVN 1/4/2019
2	Đánh giá ảnh hưởng của các Hiệp định thương mại tự do đến hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2030 và các đề xuất giải pháp	Trần Thị Liên Phương	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	1918/BB-DKVN 9/4/2019

Ghi chú:

VPI: Viện Dầu khí Việt Nam

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

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

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

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

VPA: Hội Dầu khí Việt Nam

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

PVMR: Tổng công ty Bảo dưỡng sửa chữa công trình dầu khí