

Dầu Khí



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

■ SỐ 11 - 2022

ISSN 2615-9902





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Xuân Huyền

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

ThS. Lê Ngọc Sơn

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Vũ Đào Minh

ThS. Trần Thái Ninh

ThS. Dương Mạnh Sơn

PGS.TS. Lê Văn Sỹ

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

ThS. Phạm Xuân Trường

TS. Trần Quốc Việt

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

THIẾT KẾ

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

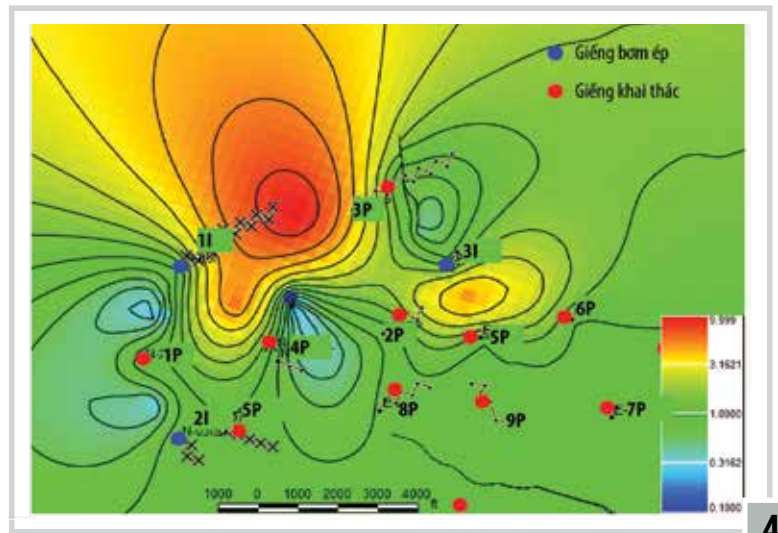
Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

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

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

Ảnh bìa: Giàn khoan tự nâng Cửu Long đang khoan thăm dò tại BK-15, mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Lê Anh Đức/Vietsovetro



4

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

4. Nâng cao chất lượng mô hình mô phỏng khai thác trên cơ sở ứng dụng kết quả phương pháp xử lý tín hiệu phi tuyến

19. Phân bố của trùng lỗ bám đáy lớn trong trầm tích đá vôi Miocene khu vực Trung tâm và Đông Nam bể Nam Côn Sơn



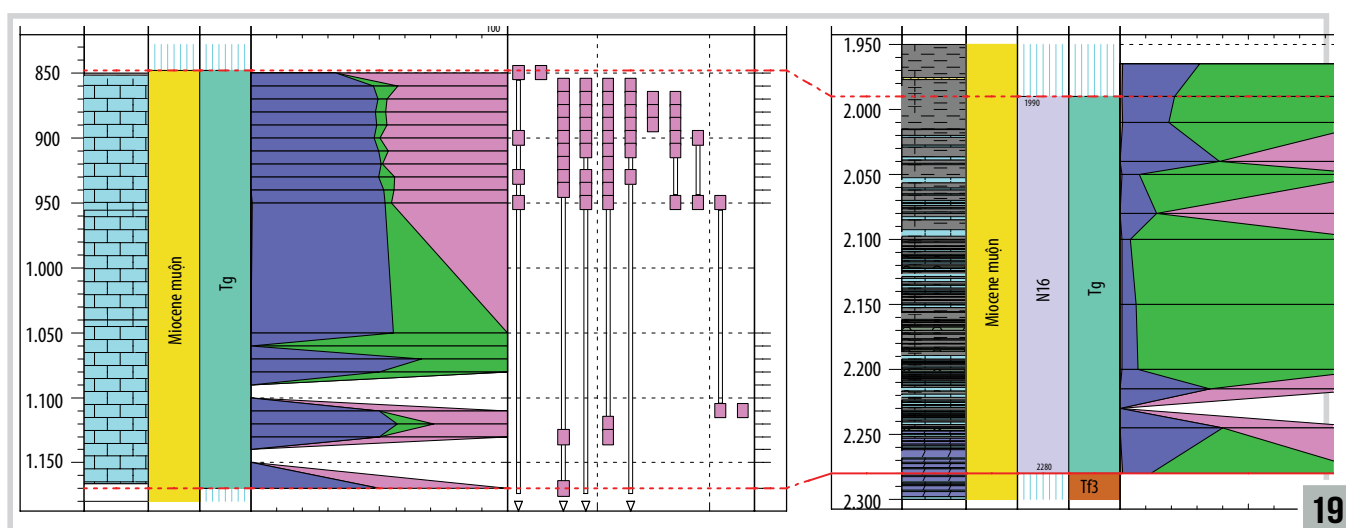
HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

33. Xu hướng phát triển hóa dầu và khả năng tích hợp vào nhà máy lọc dầu có phần vốn góp của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



CÔNG NGHỆ DẦU KHÍ

43. Đánh giá hiệu quả của lưới lọc trong thiết kế kiểm soát cát thông qua thí nghiệm lưu giữ cát



19



DẦU KHÍ THẾ GIỚI

50. Vai trò của dầu khí trong chuyển dịch năng lượng

RESEARCH AND DEVELOPMENT

Improving the quality of production simulation model by applying the results of nonlinear signal processing methods4

Distribution of larger benthic foraminifera from Miocene carbonates in the center and southeast of the Nam Con Son basin19

Refinery-petrochemicals integration: Downstream trends and recommendations for refineries having Petrovietnam’s contributed capital33

Evaluating the screen performance in sand control design by laboratory sand retention test43

NÂNG CAO CHẤT LƯỢNG MÔ HÌNH MÔ PHÒNG KHAI THÁC TRÊN CƠ SỞ ỨNG DỤNG KẾT QUẢ PHƯƠNG PHÁP XỬ LÝ TÍN HIỆU PHI TUYẾN

Trần Xuân Quý¹, Trần Đăng Tú¹, Phạm Trường Giang¹, Lê Thế Hùng¹, Đinh Đức Huy¹, Nguyễn Khắc Long², Kiều Đức Thịnh³

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Trường Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội

³Trường Đại học Thủy lợi

Email: quytx.epc@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.11-01>

Tóm tắt

Mô hình mô phỏng khai thác là công cụ đáng tin cậy và thường được các kỹ sư dầu khí ưu tiên sử dụng trong công tác vận hành khai thác và quản lý mỏ dầu khí. Phục hồi lịch sử khai thác là mắt xích quan trọng trong quy trình xây dựng và hoàn thiện mô hình mô phỏng, đảm bảo phản ánh đúng động thái khai thác của vỉa.

Ngoài các phương pháp phục hồi lịch sử khai thác như hiệu chỉnh trực tiếp và phục hồi lịch sử tự động, nhóm tác giả đề xuất giải pháp nâng cao hiệu quả phục hồi lịch sử trên cơ sở áp dụng phương pháp xử lý tín hiệu phi tuyến và phương pháp bản đồ hóa các điểm dữ liệu thông qua thuật toán nội suy. Phương pháp này được áp dụng đối với mỏ đang thực hiện bơm ép nước (3 giếng bơm ép, 10 giếng khai thác) tại đối tượng Miocene bể Cửu Long.

Kết quả nghiên cứu đã chứng minh được tính khả thi khi 7/10 giếng khoan đã cải thiện thông số độ ngập nước so với mô hình ban đầu, sai số tổng sản lượng dầu, chất lưu khai thác trong mô hình so với thực tế lần lượt giảm từ -2,8% xuống -0,3% và từ 11,7% xuống dưới 5%.

Từ khóa: Mô hình mô phỏng, phục hồi lịch sử, xử lý tín hiệu phi tuyến, thuật toán nội suy, bơm ép nước, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Công tác phục hồi lịch sử hiện nay vẫn chủ yếu dựa vào việc hiệu chỉnh các thông số địa chất - công nghệ mỏ như: độ thấm, độ rỗng, độ dẫn động và các tham số khác. Quá trình này được thực hiện thủ công liên tục cho đến khi nhận được sự phù hợp cần thiết giữa kết quả tính và số liệu khai thác thực tế, do đó cần nhiều thời gian tính toán, độ tin cậy chưa cao, gây khó khăn trong việc đề xuất phương án hiệu chỉnh vì các tham số hiệu chỉnh không có quan hệ tuyến tính với nhau, đặc biệt đối với các vỉa dầu khí có cấu trúc địa chất phức tạp. Nhiều phương pháp xác định thông số mô hình vỉa bằng các phương trình tự động phục hồi lịch sử đã được phát triển, tuy nhiên đòi hỏi kỹ thuật phức tạp và thường yêu cầu phát triển riêng chương trình tính toán mô phỏng, khối lượng tính toán lớn, trong một số trường hợp không đạt hiệu quả cao [1].

Công tác phục hồi lịch sử sẽ gặp thách thức lớn hơn khi đối tượng vỉa có thực hiện giải pháp gia tăng thu hồi thứ cấp bằng bơm ép nước. Trên thực tế, kỹ sư công nghệ mỏ đã cố gắng phân tích mức độ tương tác dựa vào các chỉ số công nghệ khai thác hoặc sử dụng kết quả từ chất chỉ thị (tracer), tuy nhiên, cả 2 phương pháp đều chưa có cái nhìn trực quan về mức độ và thời gian ảnh hưởng tới giếng và đặc biệt là tính khả thi về mặt kinh tế khi sử dụng chất chỉ thị. Do đó, cần thiết nghiên cứu phương pháp có khả năng tích hợp với mô hình thủy động lực để mô phỏng tương tác giữa giếng khai thác và giếng bơm ép một cách hiệu quả.

Phương pháp xử lý tín hiệu phi tuyến được ứng dụng rộng rãi trong các lĩnh vực kỹ thuật. Một số các công trình nghiên cứu trên thế giới sử dụng phương pháp xử lý tín hiệu phi tuyến để đánh giá ảnh hưởng giữa giếng bơm ép và giếng khai thác, bước đầu thu được kết quả khả quan như mô hình INSIM (inter-well-numerical simulation model) [2], mô hình điện trở điện dung [3, 4], phương pháp chỉ số khai thác đa giếng (MPI) [5]. Trong đó, mô



Ngày nhận bài: 10/10/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 10 - 16/10/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/10/2022.

hình điện trở điện dung sơ khai (CRM) [3] và sau này là mô hình điện trở điện dung cải tiến ICRMIP [4] với khả năng tính toán độc lập và đồng thời mức độ ảnh hưởng của tầng nước đáy và giếng bơm ép đến các giếng khai thác, khả năng dự báo đường cơ sở, khả năng dự báo đới thấm, đứt gãy giữa giếng bơm ép và giếng khai thác. Từ năm 2019, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã xây dựng phần mềm đánh giá ảnh hưởng của giếng bơm ép tới giếng khai thác dựa trên mô hình điện trở điện dung sơ khai. Năm 2022, Trần Đăng Tú và nnk [6] đã “tích hợp phương trình tích hợp phương trình điện trở điện dung cải tiến (ICRMIP) và tỷ phần dòng chảy gentil trong dự báo khai thác” để dự báo tổng sản lượng dầu cộng dồn trong 21 tháng cho đối tượng Miocene dưới bể Cửu Long, với sai số tương đối thấp (< 8%), hệ số tương quan $R^2 > 0,8$. Tuy nhiên, phần mềm điện trở điện dung hay các phương pháp khác chỉ dừng tại việc đánh giá tương tác, chưa được ứng dụng sâu trong công tác quản lý và tối ưu khai thác mỏ.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả kết hợp kết quả của mô hình ICRMIP, phương pháp bản đồ hóa điểm dữ liệu [7] để nâng cao hiệu quả xây dựng mô hình mô phỏng khai thác. Kết quả mô hình đánh giá tương tác giữa giếng bơm ép và giếng khai thác ICRMIP có đầu ra là hệ số tương tác và thời gian tương tác, trong đó hệ số tương tác được chuyển đổi thành độ dẫn động, trọng số độ dẫn động. Độ dẫn động, trọng số độ dẫn động biểu diễn dưới dạng điểm được chuyển đổi thành dạng bản đồ 2D thông qua các thuật toán nội, ngoại suy và được đưa trực tiếp vào mô hình mô phỏng khai thác. Bài báo đã phát triển 1 quy trình hoàn chỉnh để nâng cao hiệu quả phục hồi lịch sử khai thác so với phương pháp phục hồi lịch sử truyền thống. Phương pháp này sẽ giúp các kỹ sư công nghệ mỏ rút ngắn thời gian và thao tác trong mô hình, tăng độ tin cậy và tính phản biện với các hiệu chỉnh đã thực hiện.

2. Phương pháp

2.1. Xác định độ dẫn động giữa giếng bơm ép và giếng khai thác

Sử dụng phương trình ICRMIP để đánh giá ảnh hưởng của giếng bơm ép đến giếng khai thác và ảnh hưởng của tầng nước đáy/biên đến giếng khai thác.

$$q_{ij}(t_k) = q_{ij}(t_0) e^{-\frac{t_k - t_0}{\tau_{ij}}} + \sum_{s=1}^k \left[\left(1 - e^{-\frac{-\Delta t_s}{\tau_{ij}}} \right) \left(e_{w_{ij}} + f_{ij} I_i^{(s)} - J_{ij} \cdot \tau_{ij} \frac{\Delta p_{w_{f,j}}^s}{\Delta t_s} \right) e^{-\frac{t_k - t_s}{\tau_{ij}}} \right] \quad (1)$$

Trong đó:

$q_{ij}(t)$: Lưu lượng khai thác chất lưu của cặp giếng bơm ép i và giếng khai thác j tại thời điểm t (thùng/ngày);

τ_{ij} : Hằng số thời gian tương tác giữa giếng bơm ép i đến giếng khai thác j (ngày);

$e_{w_{ij}}$: Lưu lượng nước vỉa xâm nhập (thùng/ngày);

$I_i(t)$: Lưu lượng bơm ép (thùng/ngày);

J_{ij} : Chỉ số khai thác chất lưu của cặp giếng bơm ép - khai thác, (thùng/psi.ngày);

$P_{w_{f,j}}$: Áp suất đáy giếng của giếng khai thác j ở thời điểm t (psi);

f_{ij} : Hệ số tương tác từ giếng bơm ép i đến giếng khai thác j.

Kết quả từ mô hình điện trở điện dung cải tiến giúp xác định hệ số tương tác f và thời gian chất lưu bơm ép tới giếng khai thác τ . Tuy nhiên, hệ số tương tác f không hoàn toàn đại diện cho khả năng liên thông giữa giếng khai thác và giếng bơm ép do f phụ thuộc vào lưu lượng khai thác của giếng. Giếng khai thác với lưu lượng thấp sẽ ít ảnh hưởng tới hệ số f so với giếng có lưu lượng khai thác cao. Trong bài báo này, nhóm tác giả sẽ sử dụng độ dẫn động thay cho độ tương tác để đưa vào mô hình mô phỏng khai thác.

Theo Định luật Darcy, lưu lượng khai thác được biểu diễn theo chênh áp và tính chất của vỉa chứa:

$$q = \frac{kA\Delta p}{\mu dx} \quad (2)$$

Trong đó:

q: Lưu lượng khai thác;

A: Thiết diện mặt cắt đứng;

dP: Chênh áp giữa đầu vào và đầu ra;

μ : Độ nhớt chất lưu;

dx: Độ dài;

k: Độ thấm.

Giả định dòng chảy đơn pha từ giếng bơm ép i tới giếng khai thác j, biến thiên áp suất là tuyến tính, lưu lượng dòng bơm ép chảy về phía giếng bơm ép được biểu diễn dưới dạng:

$$f_{ij} I_i = \frac{\bar{k} A P_{w_{fi}} - P_{w_{fj}}}{\bar{\mu} L} \quad (3)$$

Trong đó:

Tỷ số $\frac{\bar{k}}{\bar{\mu}}$: Tỷ số độ linh động của pha chất lưu giữa giếng i và j;

P_{wf_i} và P_{wf_j} : Áp suất đáy giếng bơm ép i và khai thác j;

I_i : Lưu lượng bơm ép;

f_{ij} : Mức độ tương tác giữa giếng bơm ép i và khai thác j;

A: Diện tích mặt cắt ngang trung bình của dòng chảy.

Độ dẫn động giữa giếng bơm ép i và giếng khai thác j được biểu diễn theo công thức dưới đây [8]:

$$T_{ij} = \frac{\overline{k_{ij}} \cdot \overline{A_{ij}}}{\overline{\mu} L_{ij}} \quad (4)$$

Kết hợp công thức (3) (4) ta có:

$$T_{ij} (P_{wf_i} - P_{wf_j}) = f_{ij} I_i \quad (5)$$

Biểu diễn $(P_{wf_i} - P_{wf_j})$ và $f_{ij} I_i$ trên đồ thị xy, T_{ij} được xác định là hệ số góc a của hàm bậc nhất $y = ax + b$

2.2 . Bản đồ hóa kết quả phương pháp xử lý tín hiệu phi tuyến

2.2.1. Phương pháp nội suy

Xây dựng tập giá trị các điểm chưa biết từ tập điểm đã biết trên miền bao đóng của tập giá trị đã biết bằng một phương pháp hay một hàm toán học nào đó được xem như là quá trình nội/ngoại suy. Các dữ liệu nội/ngoại suy có mối quan hệ không gian với nhau, tức là các điểm gần nhau thì “giống” nhau nhiều hơn so với những điểm ở xa. Phương pháp nội suy sử dụng để dự đoán giá trị của biến phụ thuộc vào một biến độc lập ở giữa tập dữ liệu cho trước, trong khi phương pháp ngoại suy dự đoán giá trị của biến phụ thuộc vào một biến độc lập lại nằm ngoài phạm vi dữ liệu. Tùy thuộc vào tập dữ liệu hiện có và mục đích nghiên cứu mà các kỹ sư mô phỏng mỏ dầu khí có thể sử dụng các thuật toán nội/ngoại suy phù hợp.

Tập dữ liệu nghiên cứu trong đề tài bao gồm các hệ số nhân độ dẫn động tại các điểm rời rạc trong không gian 2 chiều, được gán tại mỗi ô lưới trong mô hình. Giá trị ô lưới dự báo chỉ nằm trong khoảng các tập dữ liệu, do đó bài báo sử dụng phương pháp nội suy để xây dựng bản đồ.

Phương pháp nội suy chia thành 2 loại: Phương pháp xác định (deterministic method) và phương pháp địa thống kê (geostatistical method). Phương pháp xác định sử dụng trực tiếp các điểm mẫu và dựa trên công thức toán học để xác định điểm dự báo trên bề mặt 2D. Phương pháp địa thống kê nghiên cứu các hiện tượng thay đổi theo không gian hoặc thời gian, giải quyết và mô tả tính liên tục các đặc điểm của thuộc tính không gian, cung cấp sự thích ứng của kỹ thuật hồi quy cổ điển để tận dụng lợi thế của tính liên tục này.

Đối với phương pháp nội suy xác định, thuật toán tiêu biểu thường được dùng là phương pháp nội suy nghịch đảo khoảng cách IDW (inverse distance weight), trong khi đó phương pháp địa thống kê thường sử dụng phương pháp nội suy thống kê không gian Kriging.

- Phương pháp Inverse Distance Weight - IDW

Phương pháp IDW xác định các giá trị ô lưới bằng cách tính trung bình các giá trị của các điểm mẫu trong vùng lân cận của mỗi ô lưới. Các điểm càng gần với điểm mà ta đang xác định sẽ có trọng số cao hơn các điểm ở xa (thể hiện mối quan hệ tương đồng hơn), hay nói cách khác điểm càng gần điểm trung tâm (mà ta đang xác định) thì càng có ảnh hưởng nhiều hơn [9]. Phương pháp này rất phù hợp cho việc nội suy tại một khu vực nghiên cứu mà ở đó các điểm mẫu phân bố đồng đều trên toàn khu vực [10].

Công thức nội suy:

$$\hat{Z}(S_0) = \sum_{i=1}^n \lambda_i Z(S_i), \quad (6)$$

$$\lambda_i = \frac{d_{i0}^{-p}}{\sum_{i=1}^n d_{i0}^{-p}}$$

Trong đó, d_{i0} là khoảng cách không gian giữa 2 điểm thứ i và cần nội suy 0, số mũ p càng cao thì mức độ ảnh hưởng của các điểm ở xa càng thấp và một số xem như không đáng kể, thông thường $p = 2$. Mặc dù không có sự xác minh nào cho thấy giá trị này tốt hơn các giá trị khác [11, 12].

Để lựa chọn giá trị p phù hợp, đòi hỏi khảo sát các kết quả đầu ra khác nhau cũng như đánh giá kết quả thống kê thông qua kiểm định chéo (cross-validation). Cross-validation được thực hiện bằng cách bỏ đi 1 điểm giá trị trong bộ dữ liệu, sử dụng các giá trị còn lại để nội suy ra giá trị tại vị trí vừa được bỏ đi. Sau đó so sánh sự chênh lệch giữa giá trị được nội suy đó với giá trị thực của điểm đã bỏ đi. Cứ thế tiếp tục thao tác với điểm thứ 2 và tất cả các điểm còn lại. Bằng cách dự báo sai số toàn phương trung bình (MSE) sẽ tìm ra giá trị p hợp lý nhất bằng cách chọn ra giá trị MSE nhỏ nhất từ các giá trị p khác nhau.

- Nội suy Kriging

Kriging là kỹ thuật nội suy địa thống kê khi xét cả khoảng cách và mức độ biến đổi giữa các điểm dữ liệu đã biết để ước tính giá trị các điểm ở các khu vực không xác định [10]. Giá trị nội suy được chính là 1 hàm tuyến tính có trọng số của các giá trị điểm đã biết được sử dụng để nội

suy (thường là các điểm xung quanh điểm cần nội suy). Bản chất của phương pháp nội suy Kriging là dự đoán giá trị của hàm tại 1 điểm nhất định bằng cách tính trung bình trọng số của các điểm đã biết nằm trong vùng lân cận của điểm nội suy.

Phương pháp nội suy Kriging gần giống với phương pháp nghịch đảo khoảng cách. Nhưng trong phương pháp nghịch đảo khoảng cách, trọng số chỉ phụ thuộc vào khoảng cách tới vị trí của điểm nội suy theo 1 hàm đơn giản, còn trong phương pháp nội suy Kriging, các trọng số được tính toán không chỉ dựa vào khoảng cách giữa các điểm đo và vị trí của điểm nội suy mà còn dựa vào mối quan hệ không gian giữa các điểm đo xung quanh điểm nội suy (các tương quan không gian phải được định lượng).

Phép nội suy Kriging thường gồm 2 bước chính:

Bước 1: Tìm ra sự tương quan không gian của các điểm dữ liệu và tính toán định lượng sự tương quan này thông qua các giá trị phương sai (variance) và hiệp phương sai (covariance), hoặc bán phương sai (semi-variance).

Bước 2: Tính toán nội suy dữ liệu. Phương pháp Kriging sử dụng hàm trọng số khác nhau tùy thuộc vào cả khoảng cách và hướng địa lý của điểm mẫu đến nút được tính toán. Vấn đề là người dùng không thể, ngay từ cái nhìn đầu tiên, có thể biết chính xác cách thức 1 bộ dữ liệu thay đổi từ bất kỳ một vị trí nào liên quan đến khoảng cách và hướng. Tuy nhiên, có nhiều kỹ thuật có sẵn để giúp xác định điều này, phổ biến nhất là phân tích phương sai.

Phương pháp Kriging sử dụng 1 thông số để thể hiện mức độ tương quan giữa các điểm trên 1 bề mặt được gọi là semi-variogram. Semi-variogram chỉ đơn giản là một nửa phương sai của sự khác biệt giữa tất cả các điểm có thể cách nhau khoảng cách không đổi. Khác với giá trị hiệp phương sai covariance, giá trị của semi-variogram càng lớn thì độ tương quan không gian của các điểm càng thấp.

Về mặt lý thuyết, semi-variogram ở khoảng cách $d = 0$ sẽ bằng 0, vì không có sự khác biệt giữa các điểm được so sánh. Tuy nhiên, khi các điểm được so sánh với các điểm ngày càng xa, thì giá trị semi-variogram sẽ tăng lên. Ở khoảng cách nào đó, được gọi là khoảng bão hòa (range), giá trị semi-variance sẽ không thay đổi và các điểm sẽ coi như không có sự tương quan với nhau. Khoảng bão hòa này sẽ xác định vùng lân cận tối đa mà các điểm dữ liệu nằm trong vùng này mới được chọn để nội suy cho điểm nút lưới, dựa trên mối tương quan thống kê giữa các điểm [13].

Phương pháp này liên quan chặt chẽ về mặt toán học

với phương pháp phân tích hồi quy. Phương pháp Kriging nhằm mục đích rút ra được cách nội suy tuyến tính tốt nhất không sai số hệ thống, dựa trên các giả định về hiệp phương sai, sử dụng lý thuyết của Gauss-Markov để chứng minh tính độc lập của giá trị nội suy và sai số, sử dụng các công thức rất giống nhau.

Kriging dựa trên giá trị semi-variogram như sau:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_1^{N(h)} [Z(x_i) - Z(x_j)]^2 \quad (7)$$

Trong đó: (h): Giá trị variogram;

N: Số điểm dữ liệu mẫu;

h: Khoảng cách giữa hai điểm dữ liệu, $Z(x_i)$ và $Z(x_j)$ lần lượt là giá trị dữ liệu của điểm x_i và x_j .

Giá trị semi-variogram đầu tiên được ước tính từ các điểm dữ liệu mẫu và sau đó sử dụng để ước tính giá trị dữ liệu của điểm dự đoán dựa trên công thức:

$$Z(x_0) = \sum_1^n w_i(x_0) Z(x_i) \quad (8)$$

Trong đó:

$w_i(x_0)$: Giá trị trọng số được tính toán dựa trên hàm semi-variogram.

Hiệu quả của phương pháp nội suy Kriging phụ thuộc vào độ chính xác của các tham số semi-variogram và mô hình của sự thay đổi của địa hình (có nghĩa là giá trị trung bình thay đổi theo khoảng cách).

2.2.2. Gán điểm và xây dựng bản đồ

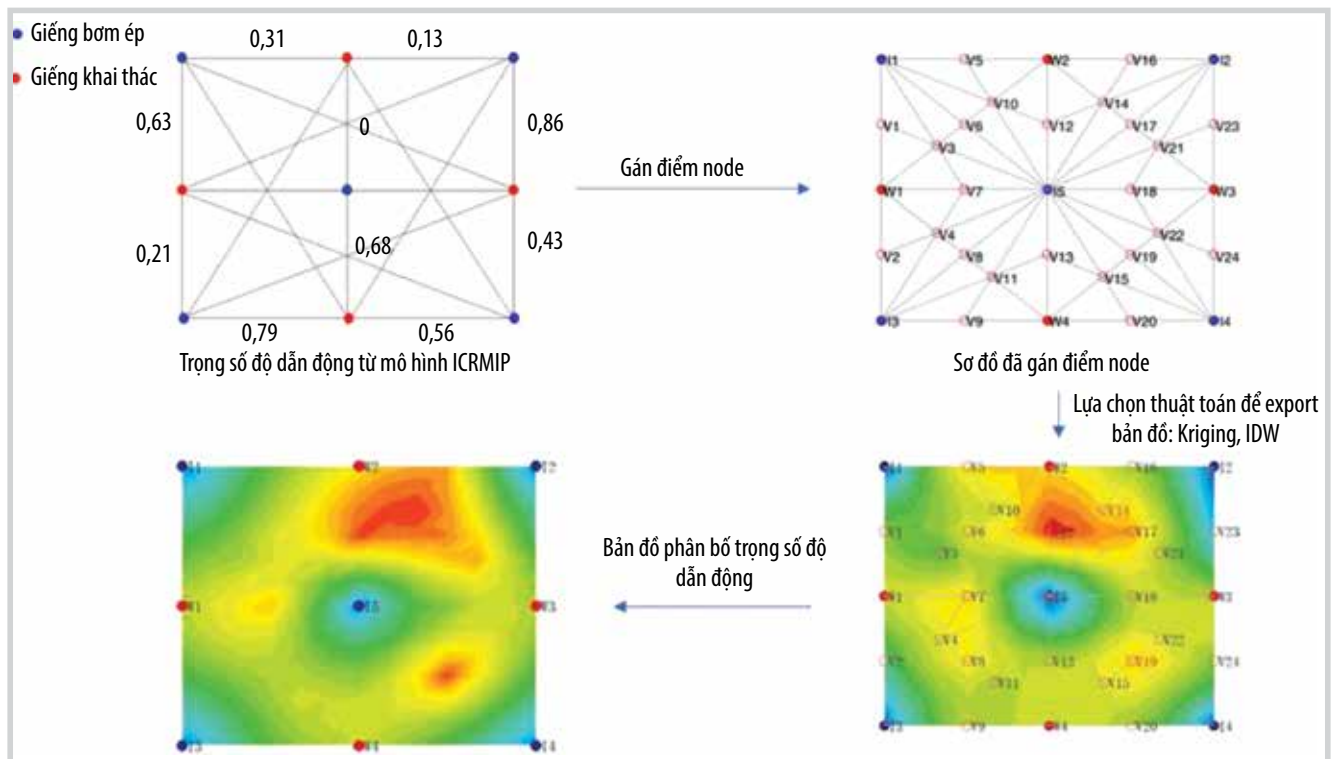
Mô phỏng khai thác thông qua mô hình số nhằm biểu diễn vỉa chứa dưới dạng ô lưới 3 chiều. Mỗi vị trí giếng khoan được gán tương ứng với mỗi ô lưới đã xác định tọa độ X - Y - Z. Kết quả tương tác giữa giếng bơm ép và giếng khai thác được chuyển sang dạng bản đồ số theo quy trình sau:

Bước 1: Gán vị trí giếng bơm ép và giếng khai thác theo tọa độ mô hình mô phỏng;

Bước 2: Giá trị trọng số độ dẫn động được gán tại trung điểm giữa giếng bơm ép và giếng khai thác (điểm giả lập);

Bước 3: Sử dụng thuật toán Kriging và IDW để nội suy bản đồ.

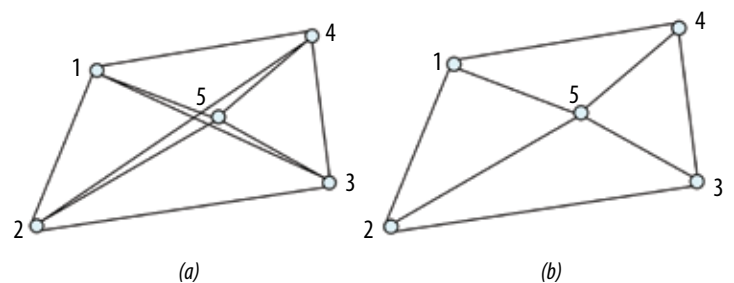
Theo lý thuyết, với n giếng bơm ép và m giếng khai thác, số điểm quan sát là n x m. Tuy nhiên, số điểm giả



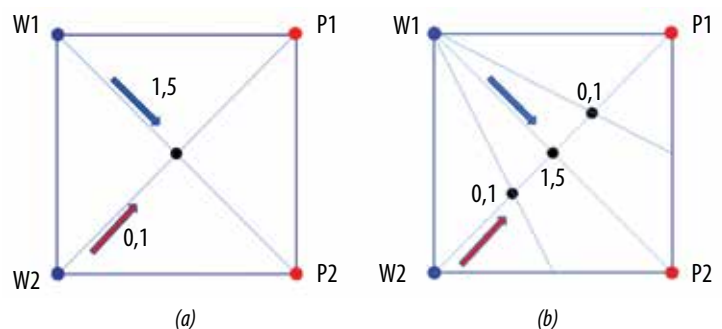
Hình 1. Quy trình thành lập bản đồ trọng số độ dẫn động.

lập lớn sẽ gây khó khăn và làm tăng thời gian tính toán. Bên cạnh đó, vị trí các điểm giả lập trùng nhau hoặc gần nhau với các giá trị khác biệt dẫn đến hiện tượng không hội tụ (convergence), đòi hỏi bài toán cần nhiều vòng lặp và thời gian để xử lý. Do đó, Kaviani [14], HuiZao [15] đã đưa ra lý thuyết để loại bỏ và hiệu chỉnh các điểm giả lập không cần thiết.

Điểm giả lập trùng với giếng khai thác: Một trong các trường hợp thường gặp trong thực tế là giếng bơm ép nằm trên cùng một đường thẳng với 2 hay nhiều giếng khai thác, dẫn tới điểm giả lập có thể trùng hoặc gần với vị trí giếng khai thác. Kaviani [14] đề xuất cách tiếp cận gọi là cửa sổ giếng để thiết lập các kết nối giếng theo khoảng cách giếng. Ví dụ trường hợp 5 giếng được thể hiện trong Hình 2 $L_{i,j} = L_{j,i}$ là khoảng cách giữa các giếng i và j . Tất cả các cặp giếng đều được kết nối và các kết nối này được biểu diễn bằng các đường thẳng. Tuy nhiên, không phải tất cả kết nối này đều cần thiết. Cụ thể, giếng 2, 5 và 4 gần như thẳng hàng; do đó, Kaviani cho rằng chỉ có 1 sự tương tác trực tiếp tương đối nhỏ giữa giếng 2 và 4. Kết nối giữa giếng 2 và 4 có thể xem xét loại bỏ. Bằng lập luận tương tự, kết nối trực tiếp giữa giếng 1 và giếng 3 cũng được loại bỏ.



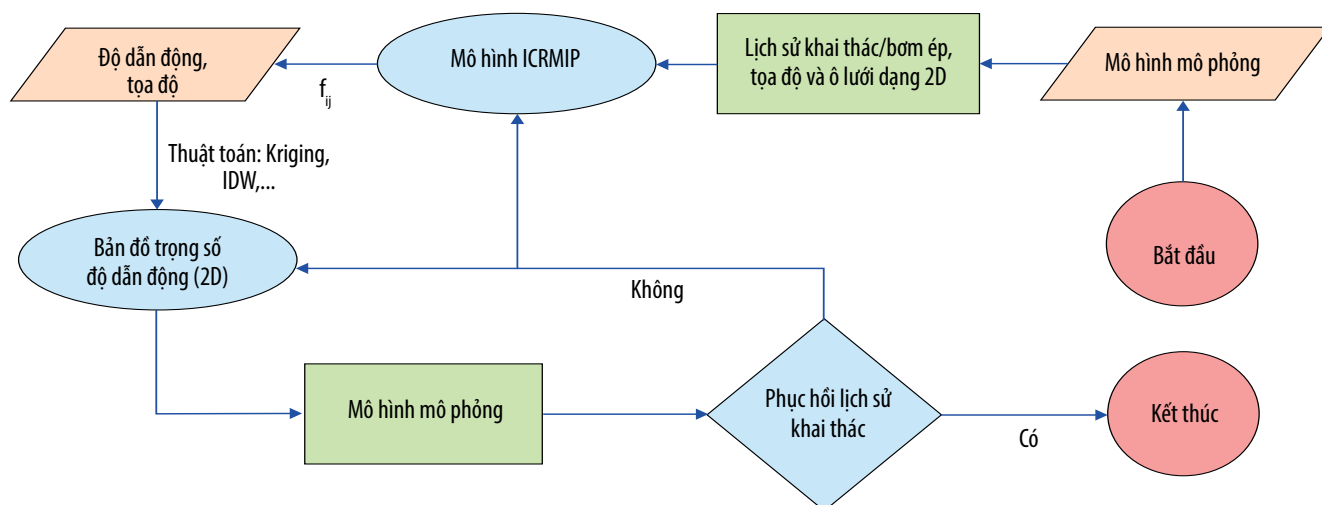
Hình 2. Mạng lưới kết nối giếng.



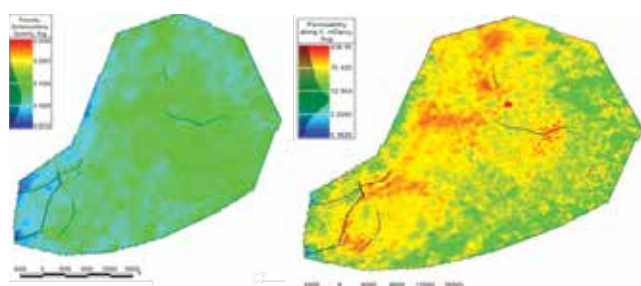
Hình 3. Mạng lưới kết nối giếng trong trường hợp điểm giả lập trùng nhau.

Trong quá trình xem xét các kết nối, nếu 2 góc trong một tam giác nhỏ hơn 1 giá trị xác định (15°) thì kết nối sẽ được loại bỏ. Với cách tiếp cận này, các kết nối của Hình 2a được thay thế bằng các kết nối được hiển thị trong Hình 2b.

Điểm giả lập trùng nhau: Trường hợp xảy ra khi điểm giả lập giữa cặp giếng bơm ép này trùng với điểm giả lập của cặp giếng bơm ép kia. Hình 3 biểu diễn vị trí giếng bơm ép W1, W2 và giếng



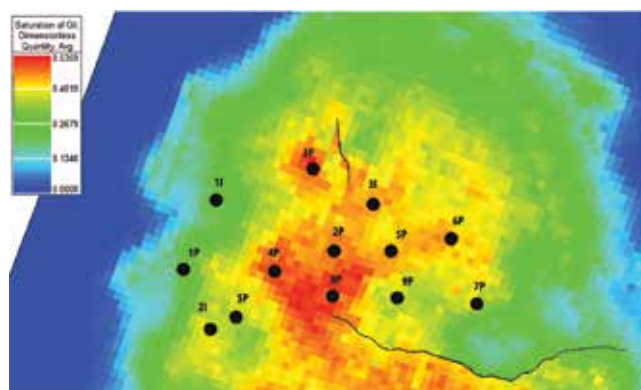
Hình 4. Quy trình nâng cao hiệu quả xây dựng mô hình mô phỏng khai thác.



(a) Phân bố độ rỗng

(b) Phân bố độ thấm

Hình 5. Bản đồ phân bố độ rỗng (a) và độ thấm (b) của đối tượng Miocene bể Cửu Long.



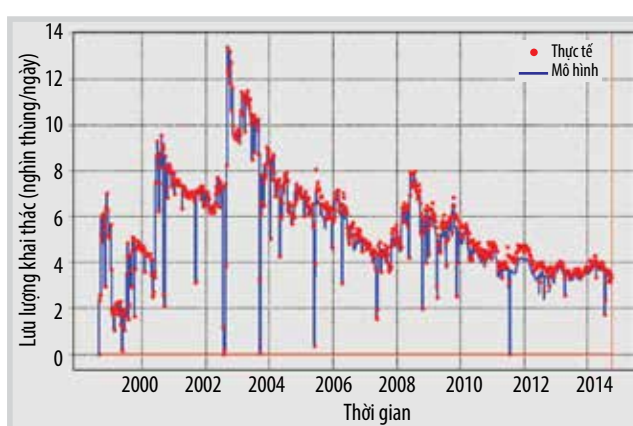
Hình 6. Vị trí khu vực nghiên cứu trên mô hình mô phỏng.

Bảng 1. So sánh sản lượng khai thác dầu, chất lưu giữa mô hình mô phỏng và thực tế

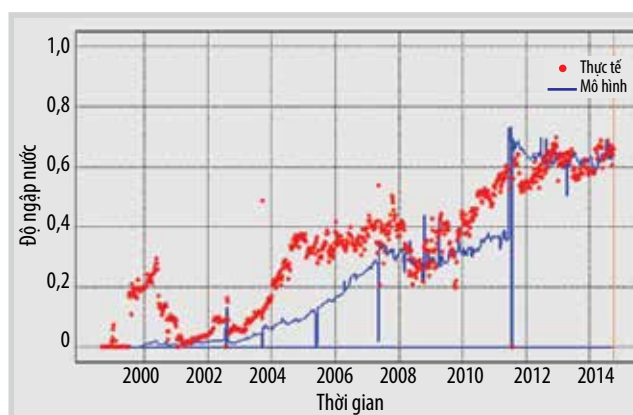
Chỉ tiêu	Thực tế	Mô hình mô phỏng	Sai số
Tổng sản lượng dầu (triệu thùng)	32,5	31,6	-2,8%
Tổng sản lượng chất lưu (triệu thùng)	49,6	43,8	-11,7

khai thác P1, P2. Trọng số độ dẫn động giữa giếng W1-P2 và W2-P1 lần lượt là 1,5 và 0,1. Thông thường điểm giả lập giữa 2 cặp giếng trên sẽ được gán tại trung điểm mỗi cặp và 2 vị trí này trùng nhau (Hình 3a).

Để giải quyết bài toán trên, HuiZao [15] đã bổ sung thêm 2 điểm giả lập và gán 2 điểm này với trọng số dẫn



Hình 7. So sánh lịch sử khai thác dầu giữa mô hình và thực tế.

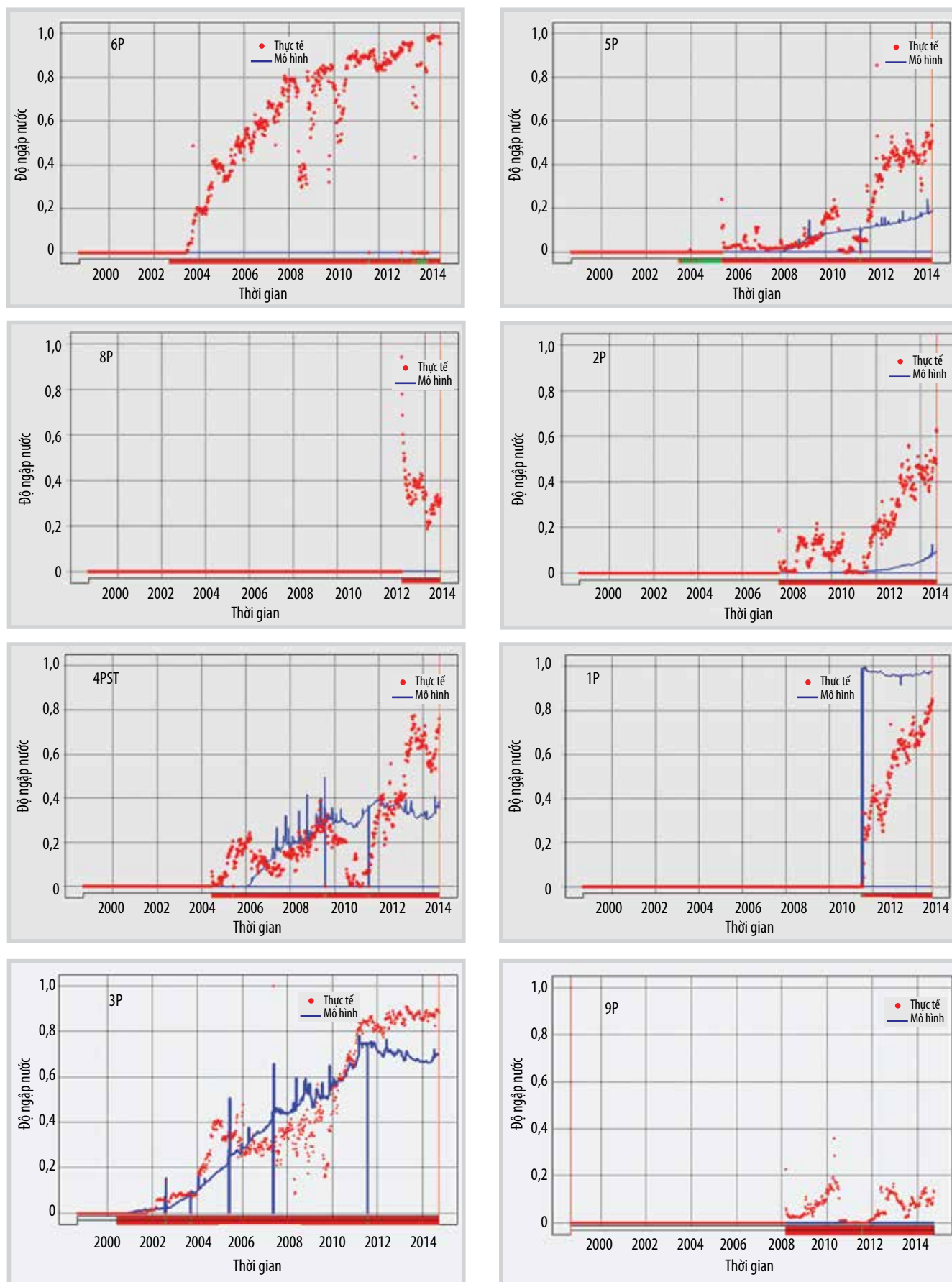


Hình 8. So sánh độ ngập nước giữa mô hình và thực tế.

động có giá trị thấp hơn (Hình 3b). Việc bổ sung 2 điểm giả lập vẫn đảm bảo yêu cầu của bài toán khi mức độ liên thông giữa cặp giếng W1-P2 tốt hơn so với cặp giếng W2-P1.

2.3. Quy trình phục hồi lịch sử khai thác

Trên cơ sở mô hình ICRMIP áp dụng cho đối tượng thực hiện bơm ép nước, nhóm tác giả tiến hành tính toán



Hình 9. So sánh độ ngập nước các giếng trong mô hình và khai thác.

độ dẫn động, trọng số độ dẫn động và bản đồ hóa điểm dữ liệu trọng số độ dẫn động trên nền ô lưới 2D của mô hình mở sẵn có. Kết quả bản đồ trọng số độ dẫn động được đưa trực tiếp vào mô hình mô phỏng khai thác để thực hiện phục hồi lịch sử khai thác. Quy trình phục hồi lịch sử khai thác từ kết quả mô hình ICRMP được biểu diễn trong Hình 4.

3. Nâng cao chất lượng mô hình mô phỏng khai thác đối tượng Miocene bể Cửu Long

3.1. Tổng quan mô hình mô phỏng khai thác

Mô hình mô phỏng khai thác đối tượng Miocene bể Cửu Long được xây dựng trên cơ sở đầu ra của mô hình địa chất 3D, kết hợp tài liệu chất lưu, tài liệu mẫu lõi đặc biệt, điều kiện vỉa ban đầu và tài liệu khai thác. Phương pháp tiếp cận đa kịch bản (multi-scenario) và đa thực tế (multi-realization) được sử dụng trong mô hình địa chất nhằm phân tích độ rủi ro của các thông số đầu vào. Thay vì kiểm tra tổ hợp các thông số rủi ro và chọn mô hình đại diện, thông số rủi ro chính của mỗi khu vực được sử dụng như nhân tố chính để lựa chọn mô hình. Độ rỗng trong mô hình được xác định từ tài liệu giếng khoan và mẫu lõi, dự báo phân bố kết hợp khái niệm về thành tạo môi trường trầm tích. Độ thấm được xác định trên cơ sở quan hệ rỗng thấm đạt được từ tài liệu phân tích mẫu tiêu chuẩn. Phân bố độ rỗng, thấm được biểu diễn trên Hình 5.

Mô hình mô phỏng khai thác được xây dựng với độ lớn 3 chiều x, y, z: $153 \times 174 \times 69$ trong đó mỗi ô lưới có kích thước $100\text{m} \times 100\text{m} \times 10\text{m}$. Tổng số ô lưới hoạt động tham gia vào quá trình mô phỏng đạt 555.747 ô lưới.

Trên mô hình mô phỏng khai thác, khu vực nghiên cứu (13 giếng khai thác và bơm ép) nằm tại phía Tây Bắc của mỏ được ngăn cách bởi khu vực phía Đông Nam bởi ranh giới trầm tích đầm hồ và đứt gãy biên độ nhỏ.

Mô hình mô phỏng khai thác sử dụng lưu lượng khai thác dầu làm điều kiện ràng buộc. Theo toàn khu vực, chỉ số công nghệ khai thác (lưu lượng dầu và chất lưu) mô hình thấp hơn thực tế (Hình 7). Độ ngập nước toàn khu vực trong mô hình có cùng xu hướng với độ ngập nước thực tế tuy nhiên thời điểm xuất hiện nước trễ hơn (Hình 8). Tại một số thời điểm lưu lượng khai thác dầu không đạt được lưu lượng khai thác lịch sử và độ ngập nước trong mô hình thấp hơn so với độ ngập nước thực tế. Bảng 1 biểu diễn sai số về sản lượng dầu cộng dồn và sản lượng chất lưu cộng dồn giữa mô hình mô phỏng và thực tế.

Thống kê cho thấy có sự khác biệt lớn giữa kết quả mô phỏng và kết quả thực tế, cụ thể là 6/10 giếng khai thác

chênh lệch trên 20% về tổng sản lượng chất lưu cộng dồn, các giếng không đạt được độ ngập nước lịch sử. Hình 9 biểu diễn độ ngập nước giữa mô hình và thực tế tại các giếng 1P, 2P, 4SPT, 5P, 6P và 8P. Tại các giếng 5P và 2P, độ ngập nước trong mô hình thấp hơn và đến trễ hơn so với thực tế, trong khi tại giếng 1P độ ngập nước mô hình cao hơn so với thực tế với xu hướng đi ngang trên 90%. Đối với các giếng 6P và 8P, mô hình không ghi nhận nước nhưng thực tế nước tại 2 giếng trên lần lượt đạt tới 95% và 30% (thời điểm cuối lịch sử).

Động thái ngập nước từng giếng cho thấy tại một số khu vực, mô hình chưa phản ánh đúng đặc điểm địa chất của mỏ và mức độ tương tác giữa giếng khai thác - bơm ép, do đó cần thực hiện các bước hiệu chỉnh trong mô hình. Để phục hồi lịch sử khai thác trong mô hình, các kỹ sư mô phỏng có thể tiến hành hiệu chỉnh các thông số vỉa chứa như độ thấm, độ dẫn động... Việc hiệu chỉnh bằng tay và theo phương pháp "trial and error" (thử sai).

Nhóm tác giả sử dụng kết quả đánh giá ảnh hưởng giếng tương tác bơm ép - khai thác từ mô hình điện trở điện dung cải tiến để phục vụ quá trình phục hồi lịch sử. Kết quả đánh giá từ mô hình ICRMIP được đưa qua công cụ để tạo bản đồ 2D/3D thay thế cho việc hiệu chỉnh trực tiếp bằng tay.

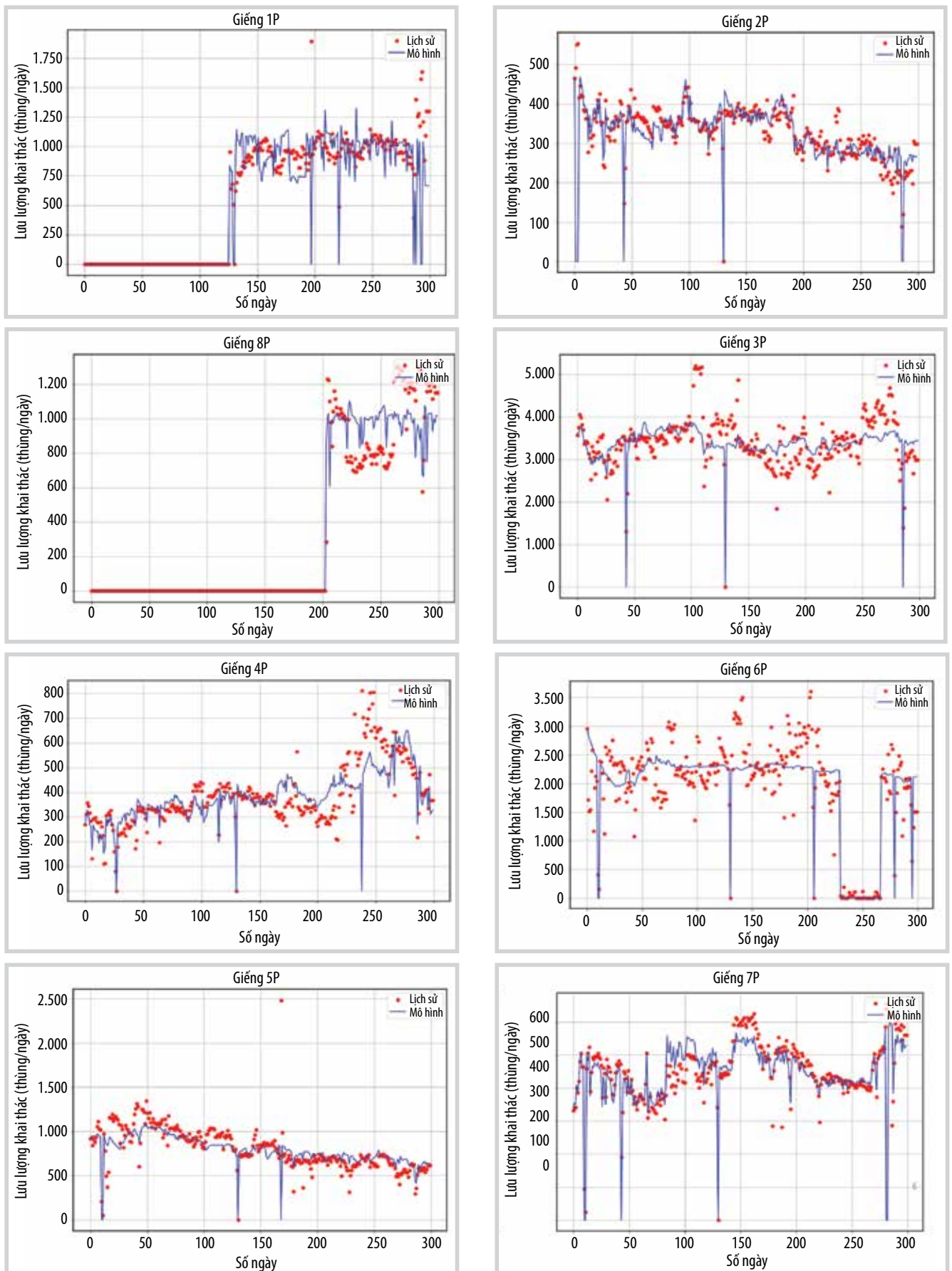
3.2. Ứng dụng mô hình ICRMIP cho đối tượng Miocene bể Cửu Long

Dữ liệu đầu vào của mô hình ICRMIP gồm:

- Lưu lượng khai thác chất lưu của 10 giếng khai thác;
- Áp suất đáy giếng của 10 giếng khai thác;
- Lưu lượng bơm ép chất lưu (nước và khí);
- Chỉ số năng suất giếng của 10 giếng khai thác.

3.2.1. Phục hồi lịch sử khai thác chất lưu

Hình 10 cho thấy kết quả phục hồi lịch sử khai thác chất lưu của 5 giếng khai thác (2P, 3P, 4P, 6P và 7P) tương đối tốt với sai số tương đối trung bình (ARE) dưới 15%. Trong đó, giếng 7P và 2P có sai số tương đối trung bình thấp nhất lần lượt là 6% và 7%. Bên cạnh đó, 3 giếng khai thác (1P, 6P, 8P) cho kết quả phục hồi lịch sử khai thác chất lưu chưa tốt với sai số tương đối trung bình lớn (ARE thuộc khoảng 16% - 23%). Lý do chính là các giếng này mới được đưa vào khai thác (1P, 8P) hoặc mới đưa hoạt động trở lại (6P) có lịch sử khai thác chất lưu ngắn và dữ liệu áp suất đáy giếng thu thập được còn hạn chế.



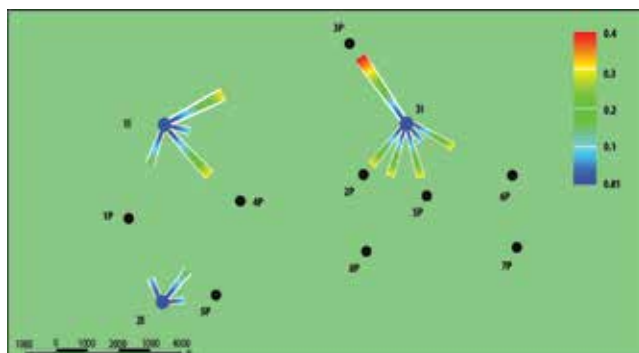
Hình 10. Kết quả phục hồi lịch sử các giếng khai thác.

Bảng 2. Thông số đầu ra mô hình ICRMIP

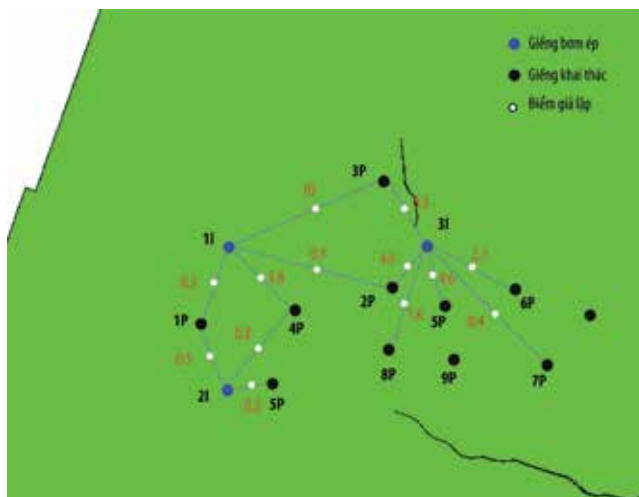
		Mức độ tương tác (%)							
Giếng khai thác		1P	2P	3P	4P	5P	6P	7P	8P
Giếng bơm ép	1I	6%	2%	13%	14%	-	-	-	-
	2I	3%	-	-	8%	-	-	-	-
	3I	-	10%	37%	-	11%	15%	3%	16%
	Nước vỉa xâm nhập (thùng/ngày)								
Giếng khai thác		1P	2P	3P	4P	5P	6P	7P	8P
Giếng bơm ép	1I	145	62	101	28	-	-	-	-
	2I	145	-	-	220	-	-	-	-
	3I	-	71	101	-	127	167	66	196

Bảng 3. Độ dẫn động của giếng bơm ép và giếng khai thác

Giếng khai thác		1P	2P	3P	4P	5P	6P	7P	8P
Giếng bơm ép	1I	0,15	0,05	0,46	0,42	-	-	-	-
	2I	0,2	-	-	0,1	-	-	-	-
	3I	-	0,4	0,2	-	0,4	0,35	0,18	0,3



Hình 11. Mức độ tương tác của các giếng bơm ép đến giếng khai thác.



Hình 12. Vị trí giếng khoan và điểm giả lập.

3.2.2. Đánh giá ảnh hưởng của các giếng bơm ép đến giếng khai thác

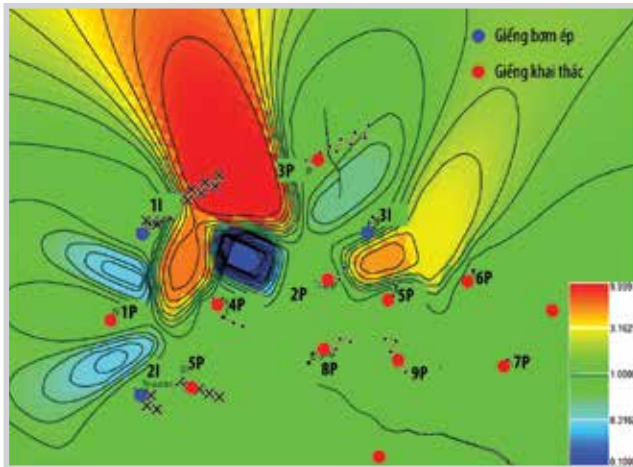
Giếng bơm ép 3I và 1I được bố trí tại rìa của vỉa sản phẩm đối xứng qua cấu trúc dạng yên ngựa (khu vực giếng 1P); giếng bơm ép 2I được bố trí tại phần thấp của khối nhô cao nhằm hỗ trợ năng lượng cho các giếng phần đỉnh (4P, 2P, 3P, 8P). Giếng bơm ép 1I và 3I được hoàn thiện kiểu giếng ngang, cộng hưởng cùng với năng lượng từ vùng nước rìa tới các giếng khai thác kỳ vọng tốt tới các vùng trung tâm thuộc khối nhô cao (1P, 2P, 3P và 4P), ảnh hưởng yếu hoặc kém tới các giếng phía Nam của cấu tạo.

Theo kết quả đánh giá, giếng bơm ép 3I có ảnh hưởng mạnh nhất tới giếng 3P với tỷ trọng 37% và ảnh hưởng với tỷ trọng tương đối đồng đều đối với các giếng còn lại (2P, 5P, 6P, 8P). Giếng 7P chịu ảnh hưởng thấp hơn với tỷ trọng khoảng 3%.

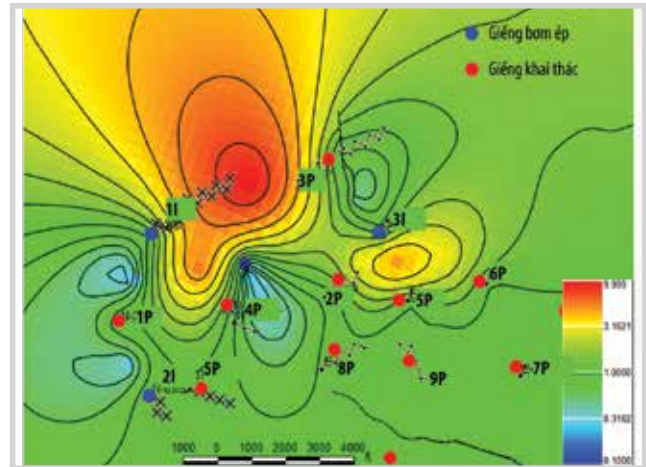
Giếng 2I là giếng bơm ép đầu tiên tại khu vực, lưu lượng bơm ép trung bình khoảng 5.000 thùng/ngày, nhịp độ bơm ép ổn định trong giai đoạn 2009 - 2012. Mô hình ICRMIP đã xác định giếng bơm ép 2I có ảnh hưởng tới các giếng vùng trung tâm như 1P và 4P. Kết quả bơm ép chất chỉ thị cho thấy mức độ phù hợp với kết quả đánh giá từ mô hình ICRMIP khi chất chỉ thị xuất hiện tại giếng 1P, 4P, không xuất hiện tại giếng 2P.

Bảng 4. Trọng số độ dẫn động giữa giếng bơm ép và giếng khai thác

Giếng khai thác \ Giếng bơm ép	1P	2P	3P	4P	5P	6P	7P	8P
1I	0,3	0,1	10	5,8	-	-	-	-
2I	0,5	-	-	0,2	-	-	-	-
3I	-	4,6	0,5	-	4,6	2,7	0,4	1,6

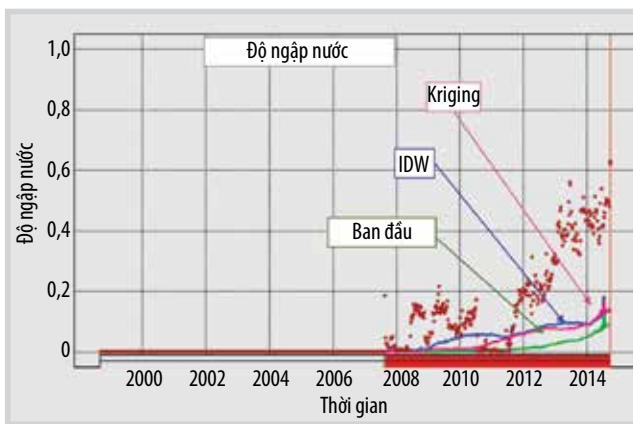


(a)

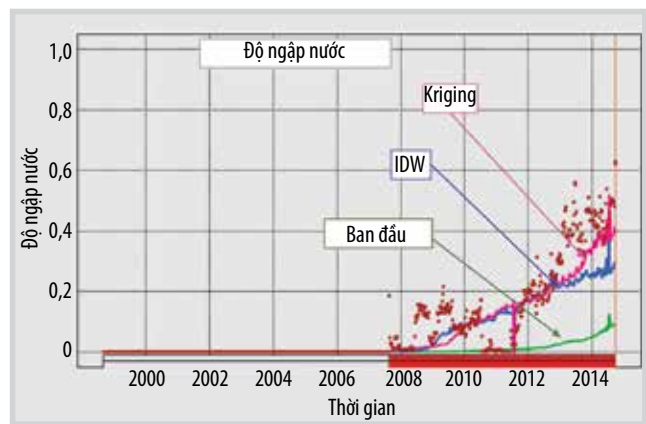


(b)

Hình 13. Bản đồ nội suy trọng số độ dẫn động sử dụng thuật toán IDW (a) và thuật toán Kriging (b).



(a)



(b)

Hình 14. Kết quả phục hồi lịch sử giếng 2P: Độ dẫn động ban đầu (a) và sau khi điều chỉnh độ dẫn động (b).

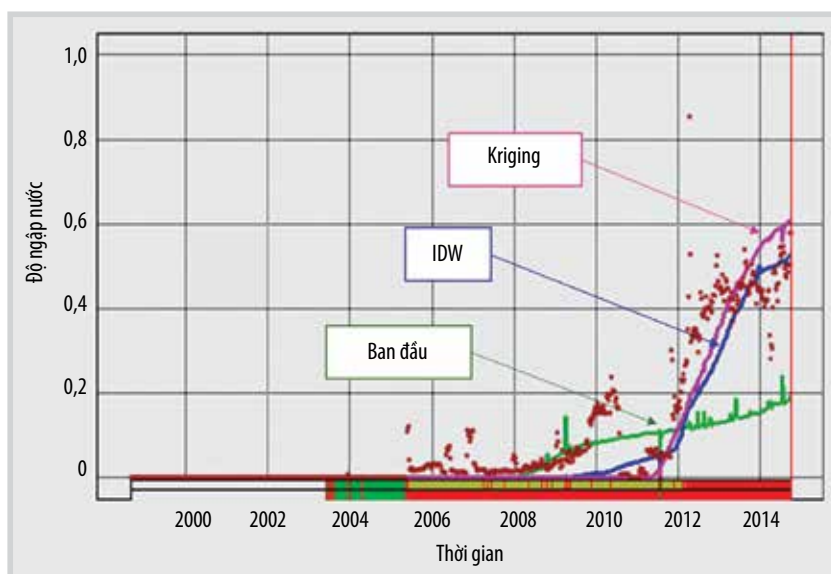
Giếng bơm ép 1I có ảnh hưởng lớn nhất tới các giếng 3P vùng phía Bắc và 4P vùng trung tâm, ảnh hưởng yếu tới giếng 1P vùng phía Nam và hỗ trợ kém tới giếng 2P. Tại giếng 1I, tiến hành bơm chất chỉ thị, kết quả khảo sát và phân tích mẫu chất lưu khai thác tại các giếng quan sát đã ghi nhận sự hiện diện của chất chỉ thị tại giếng 1P, 3P, và 4P. Kết quả đánh giá mức độ tương tác giữa các giếng bơm ép đến các giếng khai thác bằng mô hình ICRMIP cho thấy sự phù hợp với kết quả bơm ép chất chỉ thị.

3.3. Xây dựng bản đồ trọng số độ dẫn động đối tượng Miocene bể Cửu Long

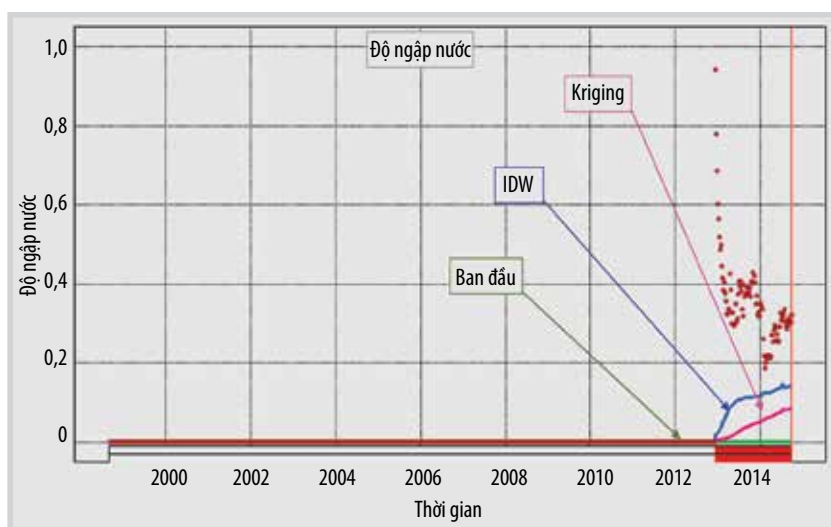
Từ kết quả hệ số tương tác f_{ij} giữa giếng khai thác và

giếng bơm ép, nhóm tác giả tính toán giá trị tuyệt đối độ dẫn động giữa giếng bơm ép i và giếng khai thác j theo nội dung và phương trình đã được đề cập tại phần trên. Kết quả được biểu diễn trong Bảng 3.

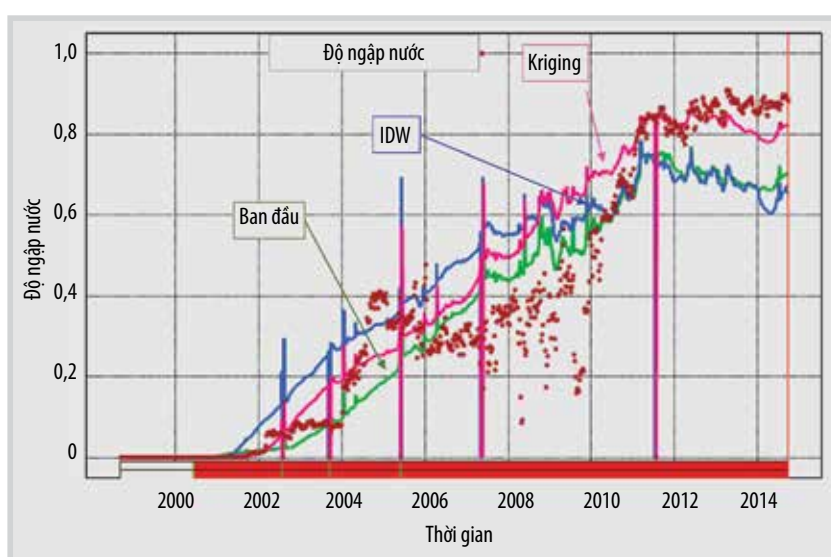
Giá trị tuyệt đối độ dẫn động không được đưa trực tiếp vào trong mô hình mà sẽ được phân phối chuẩn theo hàm logarithm thang 0,1 tới 10 và đưa theo dạng trọng số độ dẫn động. Trọng số độ dẫn động là mức độ tương quan (tương đối) giữa các giá trị tuyệt đối độ dẫn động. Trọng số độ dẫn động sẽ được nhân với giá trị độ dẫn động tuyệt đối có sẵn trong mô hình, việc này đảm bảo chỉ thay đổi độ dẫn động trong mô hình tại các khu vực có tương tác giữa giếng bơm ép và giếng khai thác. Kết quả



Hình 15. Kết quả phục hồi lịch sử giếng 5P.



Hình 16. Kết quả phục hồi lịch sử giếng 8P.



Hình 17. Kết quả phục hồi lịch sử giếng 3P.

tính toán trọng số độ dẫn động được biểu diễn trong Bảng 4.

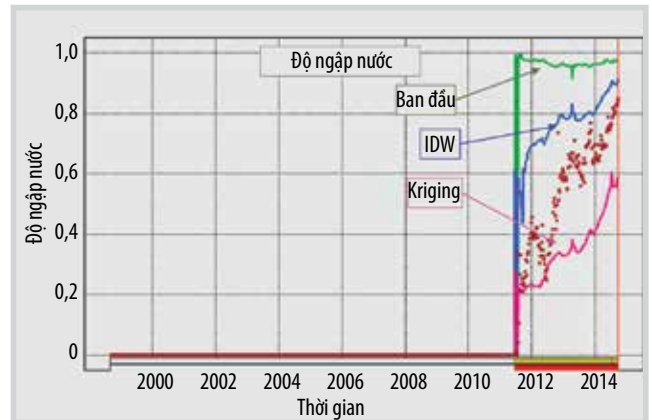
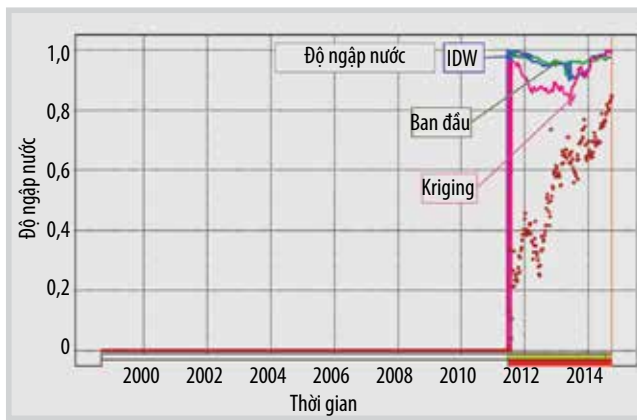
Công cụ chuyển đổi dữ liệu sang dạng bản đồ số tự động xác định vị trí các điểm giả lập, vị trí các điểm giả lập được gán giá trị trọng số độ dẫn động theo Bảng 4. Các điểm giả lập sẽ tuân theo lý thuyết lựa chọn ô lưới và thành lập bản đồ, vị trí điểm giả lập là trung điểm giữa giếng khai thác và giếng bơm ép. Hình 12 biểu diễn vị trí giếng và vị trí điểm giả lập.

Công cụ chuyển đổi tiến hành nội suy điểm dữ liệu theo 2 thuật toán Kriging và IDW.

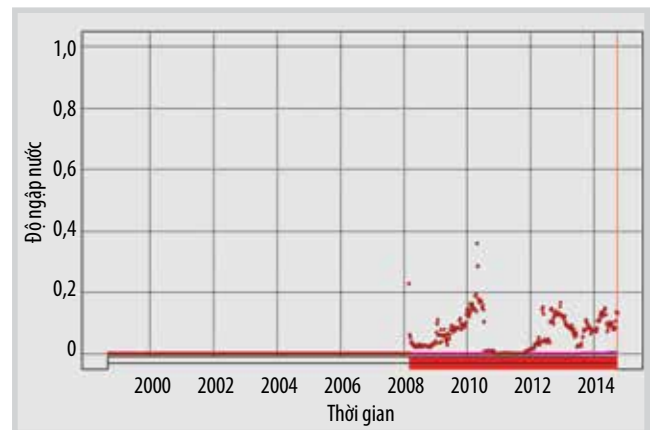
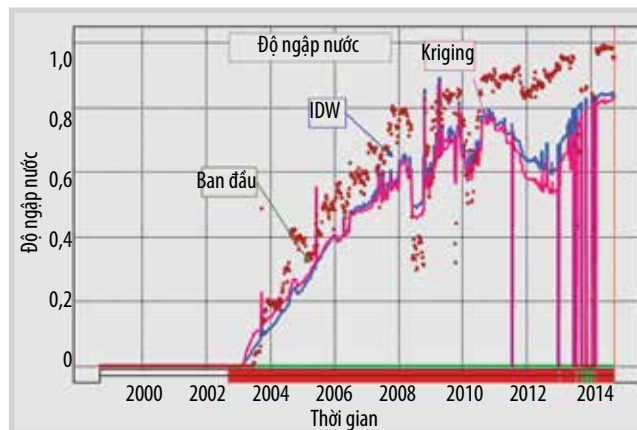
Với cùng một tập dữ liệu đưa vào, bản đồ nội suy trọng số độ dẫn động theo 2 phương pháp Kriging và IDW có nhiều điểm khác nhau. Về điểm chung, cả 2 phương pháp đều tạo ra bản đồ có cùng xu hướng. Khu vực giếng 1I và 3P có độ dẫn động/trọng số độ dẫn động tốt nhất trong các cặp giếng khai thác/bơm ép được nội suy với giá trị giảm dần ra các khu vực còn lại, trong khi khu vực giếng 1I và 2P được nội suy tăng dần từ tâm ra các khu vực còn lại. Hai bản đồ đều đảm bảo sự chuyển tiếp tự nhiên giữa các điểm. Tuy nhiên, bản đồ Kriging có biên độ và độ dốc giữa các đường bao là thấp hơn so với bản đồ IDW.

3.4. Phục hồi lịch sử khai thác mô hình

Bản đồ dạng 3D về trọng số độ dẫn động theo 2 thuật toán được đưa trực tiếp vào mô hình thông qua từ khóa MULTIPLY. Định dạng bản đồ 3D, tuy nhiên thông số bản đồ chỉ thay đổi theo chiều X và Y, không thay đổi theo chiều Z (chiều thẳng đứng). Kết quả chạy mô hình cho thấy, lịch sử các giếng khai thác được cải thiện đặc biệt động thái độ ngập nước khi 5/10 giếng khai thác có độ ngập nước gần với thực tế hơn so với mô hình ban đầu. Kết quả cũng cho thấy có sự khác biệt về kết quả khi áp dụng 2 thuật toán, tuy nhiên sự khác nhau là không lớn.



Hình 18. Kết quả phục hồi lịch sử giếng 1P: Độ dẫn động ban đầu (a) và sau khi điều chỉnh độ dẫn động (b).



Hình 19. Kết quả phục hồi lịch sử giếng 6P (a) và 9P (b).

Bảng 5. So sánh chỉ số khai thác giữa mô hình và thực tế trong mô hình ban đầu

Mô hình	Thông số	Thực tế	Mô hình	Sai số
Ban đầu	Tổng sản lượng dầu (triệu thùng)	32,5	31,6	-2,8%
	Tổng sản lượng chất lưu (triệu thùng)	49,6	43,8	-11,7%
Kriging	Tổng sản lượng dầu (triệu thùng)	32,5	32,4	-0,3%
	Tổng sản lượng chất lưu (triệu thùng)	49,6	51,7	+4,2%
IDM	Tổng sản lượng dầu (triệu thùng)	32,5	32,3	-0,31%
	Tổng sản lượng chất lưu (triệu thùng)	49,6	53,3	+7,5%

Giếng 2P là giếng có lưu lượng khai thác lớn nhất tại khu vực, giếng nằm về phía Nam và cách giếng bơm ép 31 khoảng 500 m. Độ ngập nước thực tế tại giếng 2P bắt đầu tăng nhanh từ năm 2012, tương ứng với thời điểm đưa giếng bơm ép 31 vào hoạt động, độ ngập nước 2 giếng đạt khoảng 50% vào thời điểm cuối năm 2014. Trọng số độ dẫn động đã xác định giá trị 1,6 giữa giếng khai thác 2P và giếng bơm ép 31. Kết quả chạy mô hình khi sử dụng bản đồ trọng số độ dẫn động cho hiệu quả cải thiện độ ngập nước tại giếng 2P, tuy nhiên mức độ cải thiện chưa đáng kể (Hình 14a). Trên cơ sở kết quả này, mô hình sẽ gia tăng độ dẫn động giữa giếng 2P và 31 theo phương pháp thử sai, trọng số độ dẫn động giữa các cặp giếng khác được

giữ nguyên. Bản đồ trọng số độ dẫn động sau đó tự động được xây dựng lại và đưa vào mô hình mô phỏng khai thác. Giá trị trọng số độ dẫn động cuối cùng cho kết quả phù hợp giữa mô hình và thực tế là 9,2 (Hình 14b).

Tương tự giếng khoan 2P, nhóm tác giả tiến hành các bước hiệu chỉnh tại giếng 5P, 8P, 3P, 1P trong đó giếng khoan 1P cần phải thực hiện thử sai độ dẫn động nhiều lần. Việc thử sai này không làm ảnh hưởng tới động thái khai thác trong mô hình các giếng lân cận. Hình 15 - 18 biểu diễn kết quả phục hồi lịch sử độ ngập nước của các giếng khoan 5P, 8P, 3P, 1P.

Đối với các giếng khai thác 6P, 9P, 7P, những giếng

có mức độ tương tác thấp hơn đối với giếng bơm ép, mô hình phục hồi lịch sử mặc định trọng số độ dẫn động không thay đổi hoặc thay đổi với giá trị nhỏ. Hình 19 biểu diễn kết quả phục hồi lịch sử của các giếng 6P và 9P.

So sánh tổng sản lượng dầu và chất lưu tại khu vực nghiên cứu giữa mô hình sử dụng 2 thuật toán, mô hình ban đầu và thực tế khai thác cho thấy hiệu quả rõ rệt trong việc giảm độ sai lệch giữa mô hình và thực tế. Tổng sản lượng dầu mô hình theo thuật toán Kriging và IDW chỉ sai lệch -0,3% và -0,31%, trong khi tổng sản lượng dầu mô hình ban đầu sai lệch -2,8%. Đối với tổng sản lượng chất lưu khai thác, mô hình mô phỏng sử dụng kết quả bản đồ Kriging và IDW có độ sai lệch +4,2% và +7,5% so với tài liệu thực tế. Kết quả thống kê cũng cho thấy, độ sai lệch khi sử dụng thuật toán Kriging thấp hơn thuật toán IDW, tuy nhiên sự sai lệch khác nhau là không lớn và có thể cải thiện qua các bước hiệu chỉnh chi tiết.

4. Kết luận

Bài báo đã xây dựng quy trình ứng dụng kết quả của phương pháp phi tuyến (mô hình điện trở điện dung cải tiến) trong hỗ trợ nâng cao hiệu quả xây dựng mô hình mô phỏng khai thác thông qua thuật toán nội suy (IDW và Kriging).

Nhóm tác giả lựa chọn khu vực phía Tây Bắc đối tượng Miocene mỏ X bể Cửu Long, áp dụng quy trình đã xây dựng để tiến hành đánh giá ảnh hưởng của giếng bơm ép lên khai thác bằng phần mềm điện trở điện dung cải tiến, xác định độ dẫn động, trọng số độ dẫn động, xây dựng bản đồ trọng số độ dẫn động và thực hiện nâng cao hiệu quả phục hồi lịch sử trong mô hình mô phỏng khai thác, cụ thể:

Khu vực nghiên cứu gồm 10 giếng khai thác, 3 giếng bơm ép. Kết quả đánh giá mức độ tương tác giữa giếng bơm ép - khai thác theo mô hình điện trở điện dung cải tiến phù hợp với kết quả đánh giá từ công tác bơm ép chất chỉ thị tại khu vực và động thái khai thác khu vực.

Bản đồ trọng số độ dẫn động biểu diễn mức độ liên thông giữa cặp giếng bơm ép - khai thác. Một số khu vực có độ liên thông tốt như 11-3P, 3I-5P, trong khi các khu vực có độ liên thông thấp hơn như 11-1P, 2ST-1P, 11-2P. Kết quả tạo bản đồ trọng số độ dẫn động theo 2 thuật toán IDW và Kriging có cùng xu hướng tuy nhiên độ dốc đường bao là khác nhau.

Áp dụng bản đồ trọng số độ dẫn động trong mô hình mô phỏng khai thác đã cho thấy hiệu quả cao trong việc nâng cao phục hồi lịch sử khai thác. 7/10 giếng khoan đã

cải thiện thông số độ ngập nước so với mô hình ban đầu. Sai số tổng sản lượng dầu, chất lưu khai thác trong mô hình so với thực tế lần lượt giảm từ -2,8% xuống -0,3% và từ +11,7% xuống +4,2% (+7,5%).

Theo kết quả tính toán, độ sai lệch khi sử dụng thuật toán Kriging là thấp hơn thuật toán IDW, tuy nhiên sự khác biệt là không lớn và có thể cải thiện qua các bước hiệu chỉnh chi tiết.

Lời cảm ơn

Bài báo là kết quả nghiên cứu của Đề tài cấp Viện Dầu khí Việt Nam theo Quyết định giao nhiệm vụ số 5885/QĐ-VĐKVN ngày 1/11/2021. Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn Viện Dầu khí Việt Nam đã hỗ trợ nguồn lực và tài trợ kinh phí thực hiện nghiên cứu này.

Tài liệu tham khảo

- [1] M. Cancelliere, SPE, F. Verga, SPE, and D. Viberti, "Benefits and limitations of assisted history matching", *SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, Aberdeen, UK, 6 - 8 September 2011*. DOI: 10.2118/146278-MS.
- [2] Ali A. Yousef, Pablo Gentil, Jerry L. Jensen, and Larry W. Lake, "A capacitance model to infer interwell connectivity from production- and injection-rate fluctuations", *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, Vol. 9, No. 6, pp. 630 - 646, 2006. DOI: 10.2118/95322-PA.
- [3] A.A. Yousef, L.W. Lake, and J.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, 22 - 26 April 2006*. DOI: 10.2118/99998-MS.
- [4] Daigang Wang, Yong Li, Jing Zhang, Chenji Wei, Yuwei Jiao, and Qi Wang, "Improved CRM model for interwell connectivity estimation and production optimization: Case study for karst reservoirs", *Energies*, Vol. 12, No. 5, 2019. DOI:10.3390/en12050816.
- [5] Danial Kaviani and Peter P. Valkó, "Inferring interwell connectivity using multiwell productivity index (MPI)", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 73, No. 1 - 2, pp. 48 - 58, 2010. DOI: 10.1016/j.petrol.2010.05.006.
- [6] Trần Đăng Tú, Trần Xuân Quý, Đinh Đức Huy, Phạm Trường Giang, và Lê Thế Hùng, "Tích hợp phương trình điện trở điện dung cải tiến và tỷ phần dòng chảy Gentil trong dự báo khai thác: Vấn đề và giải pháp", *Tạp chí Dầu*

khí, Số 4, trang 5 - 17, 2022. DOI: 10.47800/PVJ.2022.04-01.

[7] Surya Udayakumar, Dhivya Srinivas, and Aarthi Nagamanikam, *Crime hotspot mapping and analysis using interpolation method*. Lambert Academic Publishing, 2018.

[8] Mohammad Salehian and Murat Çınar, "Reservoir characterization using dynamic capacitance-resistance model with application to shut in and horizontal wells", *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, Vol. 9, pp. 2811 - 2830, 219. DOI: 10.1007/s13202-019-0655-4.

[9] George Y. Lu and David W. Wong, "An adaptive inverse-distance weighting spatial interpolation technique", *Computers & Geosciences*, Vol. 34, No. 9, pp. 1044 - 1055, 2008. DOI: 10.1016/j.cageo.2007.07.010.

[10] Kevin Johnston, Jay M. Ver Hoef, Konstantin Kivoruchko, and Neil Lucas, *Using ArcGIS geostatistical analyst*. ESRI Press, 2004.

[11] Yoshitada Mito, Mohd Ashraf Mohamad Ismail, and Takuji Yamamoto, "Multidimensional scaling and inverse distance weighting transform for image

processing of hydrogeological structure in rock mass", *Journal of Hydrology*, Vol. 411, No. 1 - 2, pp. 25 - 36, 2011. DOI: 10.1016/j.jhydrol.2011.09.018.

[12] Wei-Hsin Chen, Hung-Jen Hsu, Gopalakrishnan Kumar, Wojciech M. Budzianowski, and Hwai Chyuan Ong, "Predictions of biochar production and torrefaction performance from sugarcane bagasse using interpolation and regression analysis", *Bioresource Technology*, Vol. 246, pp. 12 - 19, 2017. DOI: 10.1016/j.biortech.2017.07.184.

[13] Trương Xuân Luận, "Giáo trình Địa thống kê". Trường Đại học Mở - Địa chất Hà Nội, 2010.

[14] Danial Kaviani, Peter Valkó, and Jerry Jensen, "Analysis of injection and production data for open and large reservoirs", *Energies*, Vol. 4, No. 11, pp. 1950 - 1972. DOI: 10.3390/en4111950, 2011. DOI: 10.3390/en4111950.

[15] Hui Zhao, Zhijiang Kang, Xiansong Zhang, Haitao Sun, Lin Cao, and Albert C. Reynolds, "A physics-based data-driven numerical model for reservoir history matching and prediction with a field application", *SPE Journal*, Vol. 21, No. 6, pp. 2175 - 2194, 2016. DOI: 10.2118/173213-PA.

IMPROVING THE QUALITY OF PRODUCTION SIMULATION MODEL BY APPLYING THE RESULTS OF NONLINEAR SIGNAL PROCESSING METHODS

Tran Xuan Quy¹, Tran Dang Tu¹, Pham Truong Giang¹, Le The Hung¹, Dinh Duc Huy¹, Nguyen Khac Long², Kieu Duc Thinh³

¹Vietnam Petroleum Institute

²Hanoi University of Mining and Geology

³ThuyLoi University

Email: quytx.epc@vpi.pvn.vn

Summary

The petroleum production simulation model is a reliable and commonly used tool by petroleum engineers in field operation and management. Production history matching is a vital link while building and completing the simulation model such that it accurately reflects reservoir behavior. In addition to the methods such as direct modification and automatic/assisted history matching, the authors propose a solution to improve the efficiency of history matching by applying the results of nonlinear signal processing methods and data point mapping method through interpolation algorithm. The method is applied for 3 water injection wells, 10 production wells at Miocene reservoir of the water flooding field X in Cuu Long Basin. The results show that the water-cut parameter of 7/10 production wells really improved in comparison to the initial model. The error of oil and liquid cumulative production in the simulation model compared to reality data respectively decreases from -2.8% to -0.3% and from +11.7% to less than 5%.

Key words: Simulation model, history matching, nonlinear signal processing, interpolation algorithm, water injection.

PHÂN BỐ CỦA TRÙNG LỖ BÁM ĐÁY LỚN TRONG TRẦM TÍCH ĐÁ VÔI MIOCENE KHU VỰC TRUNG TÂM VÀ ĐÔNG NAM BỂ NAM CÔN SƠN

Phạm Thị Duyên, Mai Hoàng Đảm, Tạ Thị Hòa, Nguyễn Văn Sử, Nguyễn Thị Thắm

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: duyenpt@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.11-02>

Tóm tắt

Các nghiên cứu về sinh địa tầng trong trầm tích đá vôi nước nông thường ít tìm thấy các hóa đá trùng lỗ trôi nổi, tảo vôi và bào tử phấn. Trong khi đó, hóa đá trùng lỗ bám đáy kích thước lớn (LBF) có ý nghĩa định tầng rất cao được tìm thấy khá phong phú. Nghiên cứu LBF trên cơ sở phân tích cấu trúc bên trong của hóa đá dưới kính hiển vi phân cực để xác định chính xác tên giống hoặc loài.

Kết quả nghiên cứu tại khu vực Trung tâm và Đông Nam bể Nam Côn Sơn cho thấy, các nhóm hóa đá LBF xuất hiện phổ biến trong trầm tích Miocene và đặc biệt phong phú trong trầm tích Miocene giữa. Tại trầm tích Miocene dưới (Te5 - Tf1 dưới), hóa đá LBF xuất hiện rải rác và bắt đầu phong phú vào Tf1 dưới. Tại trầm tích Miocene giữa (Tf1 giữa - Tf3), hóa đá xuất hiện phong phú, đa dạng ở tất cả các giống, loài và đánh dấu bằng sự kết thúc của giống *Miogypsina*, các phụ giống *Miogypsinoides*, *Katacycloclypeus* và hầu hết các loài của các giống *Lepidocyclina* và *Cycloclypeus*. Trong trầm tích Miocene trên (Tg), tổ hợp hóa đá LBF ít đa dạng, phổ biến là nhóm *Amphistegina* và *Operculina*. Một số loài của *Lepidocyclina* có giá trị định tầng còn tồn tại và phát triển chủ yếu ở các khối xây carbonate trầm tích ở phía Đông Nam bể Nam Côn Sơn. Tổ hợp các hóa đá LBF cùng với tổ hợp trùng múi nhỏ, trùng bánh xe nhỏ, trùng lỗ trôi nổi và các hóa đá sinh vật khác như san hô, huệ biển, hai mảnh có thể giúp xác định các đới lắng đọng đá vôi, trầm tích chứa vôi tại các giếng khoan trong khu vực nghiên cứu, từ vùng vịnh nước lợ, các đới thềm quanh rạn ám tiêu đến biển sâu. Sự hiện diện của LBF trong trầm tích đá vôi là chìa khóa để xác định tuổi, minh giải địa tầng, môi trường lắng đọng trầm tích và liên kết địa tầng.

Từ khóa: Đá vôi, trùng lỗ bám đáy lớn, đới Letter Stages, sinh địa tầng, bể Nam Côn Sơn.

1. Giới thiệu

Trùng lỗ bám đáy lớn (LBF hay LF) là trùng lỗ sống bám đáy có kích thước lớn (chủ yếu từ khoảng 1 - 60 mm), cấu tạo bên trong phức tạp và sống trong điều kiện môi trường liên quan đến các thành tạo đá vôi nước nông. LBF là sinh vật rất nhạy bén với sự biến đổi về điều kiện môi trường sống như ánh sáng, nhiệt độ, năng lượng môi trường, dinh dưỡng. Đặc biệt, hóa đá của LBF có giá trị rất lớn trong việc xác định địa tầng thành tạo đá vôi, đôi khi là nhóm duy nhất có khả năng định tầng như: *Fusulinids* và *Schwagerinids* trong Paleozoic muộn, *Nummulitids* trong Paleogene, *Lepidocyclinids* và *Miogypsinids* trong Paleogene muộn - Neogene [1 - 3]. Trong sinh địa tầng, đối với trầm tích đá vôi nước nông,

nơi mà các hóa đá trùng lỗ trôi nổi, tảo vôi và bào tử phấn ít được tìm thấy, sự xuất hiện của LBF là chìa khóa để minh giải địa tầng, môi trường lắng đọng và liên kết địa tầng.

Sự phát triển, tiến hóa và tuyệt chủng của các giống loài LBF trong trầm tích Đệ Tam được nhiều tác giả quan tâm nghiên cứu. Sự phân bố theo địa tầng được Leupold và Vlerk [4], Adam [5], Chaproniere [6], BouDagher-Fadel và Banner [7], BouDagher-Fadel [1, 2], Matsumaru [8, 9], Lunt và Allan [10] nghiên cứu, xây dựng và cập nhật thang phân đới "Letter Stages". Sự phân bố này được áp dụng ở các trầm tích Đệ Tam thuộc khu vực Ấn Độ Dương - Thái Bình Dương và hiện nay cũng được sử dụng để phân đới LBF cho nhiều khu vực khác. Trong đó, kỷ Đệ Tam được chia thành 7 phần theo thứ tự từ "a" đến "g" tương ứng như sau: Paleocene (Ta1): Ta1(a) và Ta1(b), Eocene sớm (Ta2), Eocene giữa (Ta3), Eocene muộn (Tb), Oligocene sớm (Tc - Td), Oligocene muộn (Te1 - Te4), Miocene sớm



Ngày nhận bài: 20/9/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 20/9 - 17/10/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/10/2022.

(Te5 - Tf1 dưới), Miocene giữa (Tf1 giữa - Tf3), Miocene muộn (Tg). Thềm lục địa Việt Nam nằm trong khu vực Ấn Độ Dương - Thái Bình Dương, vì vậy sự phát triển và tiến hóa của LBF tuân theo dòng tiến hóa chung của khu vực. Tuy nhiên, LBF mang tính địa phương khá cao và sự phát triển của LBF tùy thuộc vào khả năng thích hợp về điều kiện môi trường sống ở từng khu vực như mực nước biển, nhiệt độ, ánh sáng, khí hậu, nguồn dinh dưỡng [1 - 3, 7], do vậy cũng có quy luật phát triển đặc thù cho thềm lục địa Việt Nam, đặc biệt là gắn liền với sự phát triển của Biển Đông.

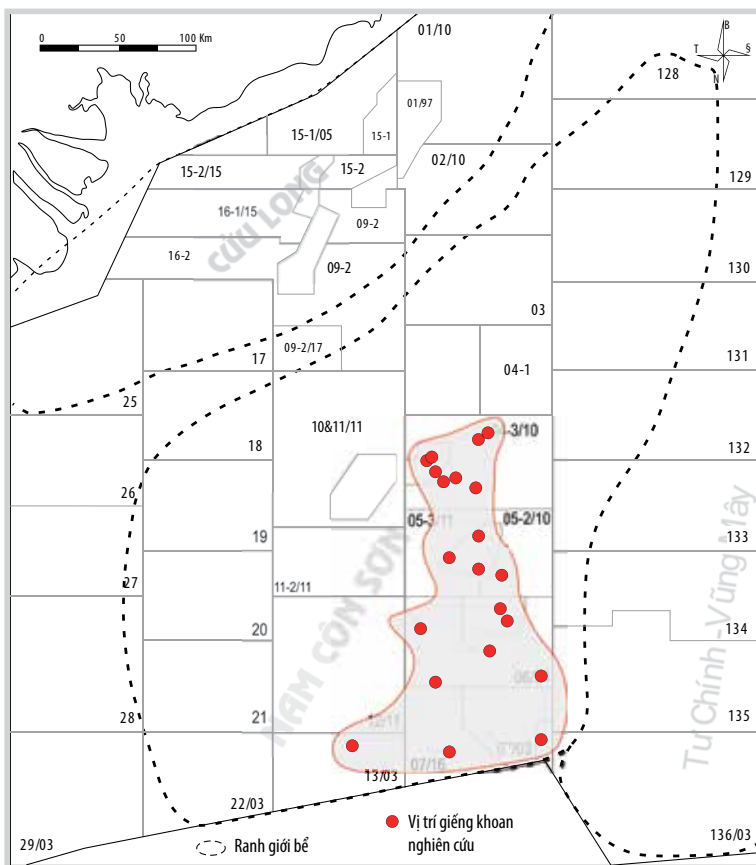
Trong bể trầm tích Nam Côn Sơn, đá vôi tuổi Miocene được hình thành và phát triển chủ yếu trong thời kỳ Miocene giữa và Miocene muộn. Trong thời kỳ Miocene sớm, các thành tạo đá vôi với bề dày mỏng (1 - 3 m) phân bố rải rác chủ yếu ở Lô 04, 05, 10 và 11. Ngoài ra, còn có các tập cát vôi, sét vôi xen kẹp dạng các đá vôi shoal/mound thuộc đới biển nông thềm trong và ven bờ được tìm thấy ở phần rìa phía Đông (các Lô 05, 06) và phía Nam (Lô 07/03, 13/03) của bể. Thời kỳ Miocene giữa, thành tạo đá vôi phân bố khá rộng và đa dạng tại các khu vực tiêu biểu: (1) Trung tâm bể phát triển các dạng khối xây tại rìa thềm như ở các cấu tạo Ứng Trắng, Đại Hùng, Sao Vàng và đá vôi thềm tìm thấy ở cấu tạo Thanh Long. Ngoài ra, trầm tích vôi có thành phần sét vôi, cát vôi xen kẹp thuộc đới sườn, biển sâu cũng được phát hiện tại các cấu tạo Hải Thạch, Kim Cương Tây, Mộc Tinh; (2) khu vực Tây Nam, trầm tích vôi chủ

yếu là các thành tạo cát vôi xen kẹp gần bờ như Hướng Dương Bắc, Hòn Khoai và dạng đá vôi thềm hoặc rìa thềm tại cấu tạo Tường Vi; (3) khu vực phía Đông, các thành tạo đá vôi phát triển mạnh các dạng khối xây thềm độc lập được bao quanh bởi các đới biển sâu tại Hoa Hồng, Hoa Đào High, Lan Đỏ và dạng sét vôi xen kẹp thuộc đới sườn/biển sâu tại Cá Rồng Đỏ. Thời kỳ Miocene muộn, ở khu vực phía Đông Bắc, do ảnh hưởng của biển tiến nên các khối đá vôi ngừng phát triển; trong khi đó, ở khu vực Đông Nam, các thành tạo đá vôi dạng khối xây vẫn tiếp tục phát triển ở những đới cao tương tự như Miocene giữa. Các dạng đá vôi khối xây thềm độc lập được bao quanh bởi đới nước sâu tại các cấu tạo Lan Đỏ, Hoa Đào, Tường Vi. Các thành tạo đá vôi dạng xen kẹp đới ven bờ rất ít gặp ở khu vực này và chỉ tìm thấy trong khu vực cấu tạo Hòn Khoai. Khu vực Trung tâm và Đông Nam bể Nam Côn Sơn (Lô 04, 05, 06, 07 và một phần Lô 13) tập trung chủ yếu các thành tạo carbonate của bể và gắn liền với quá trình phát triển của Biển Đông trong giai đoạn từ Miocene đến nay [11, 12].

Nghiên cứu chi tiết dưới dạng các lát mỏng về LBF ở bể Nam Côn Sơn được Viện Dầu khí Việt Nam thực hiện từ năm 2014 đến nay, tập trung chủ yếu ở một số cấu tạo thuộc Lô 04, 05, 06, 07, 12 và 13 đã xác định được nhiều giống loài đặc trưng trong đá vôi tuổi Miocene sớm đến Miocene muộn. Trong bài báo này, nhóm tác giả đã lựa chọn 21 giếng khoan thuộc khu vực Trung tâm và Đông Nam của bể Nam Côn Sơn để thực hiện nghiên cứu (Hình 1).

2. Phương pháp nghiên cứu

Tất cả các hóa đá tìm thấy trong mẫu được nhận dạng và phân loại theo từng nhóm dưới kính hiển vi soi nổi. Trong đó, các dạng thuộc nhóm LBF được tách riêng để nghiên cứu. Trong phân tích LBF thường thực hiện nhận dạng đến loài bằng việc mô tả đặc điểm cấu trúc bên trong của hóa đá nên cần phải tiến hành gia công lát mỏng cắt qua các phòng phôi của hóa đá. Mẫu sẽ được quan sát, mô tả cấu trúc bên trong của hóa đá dưới kính hiển vi phân cực để xác định tên loài hóa đá.



Hình 1. Sơ đồ khu vực nghiên cứu (PVN, 2019).

Phân tích xác định giống loài hóa đá trên cơ sở: (1) các đặc trưng bên ngoài gồm khung xương của sinh vật (vỏ) và hình dạng; (2) các đặc điểm bên trong gồm có các loại phòng, hình dạng phòng, cách sắp xếp phòng (phòng phôi, phòng phụ cơ bản PAC, phòng phụ AACI, phòng phụ AACII, phòng giai đoạn phôi, phòng giai đoạn non); (3) các tham số: kích thước phòng phôi, số lượng phòng (phôi), số vòng cuộn, góc lệch, số đo cung phòng phôi.

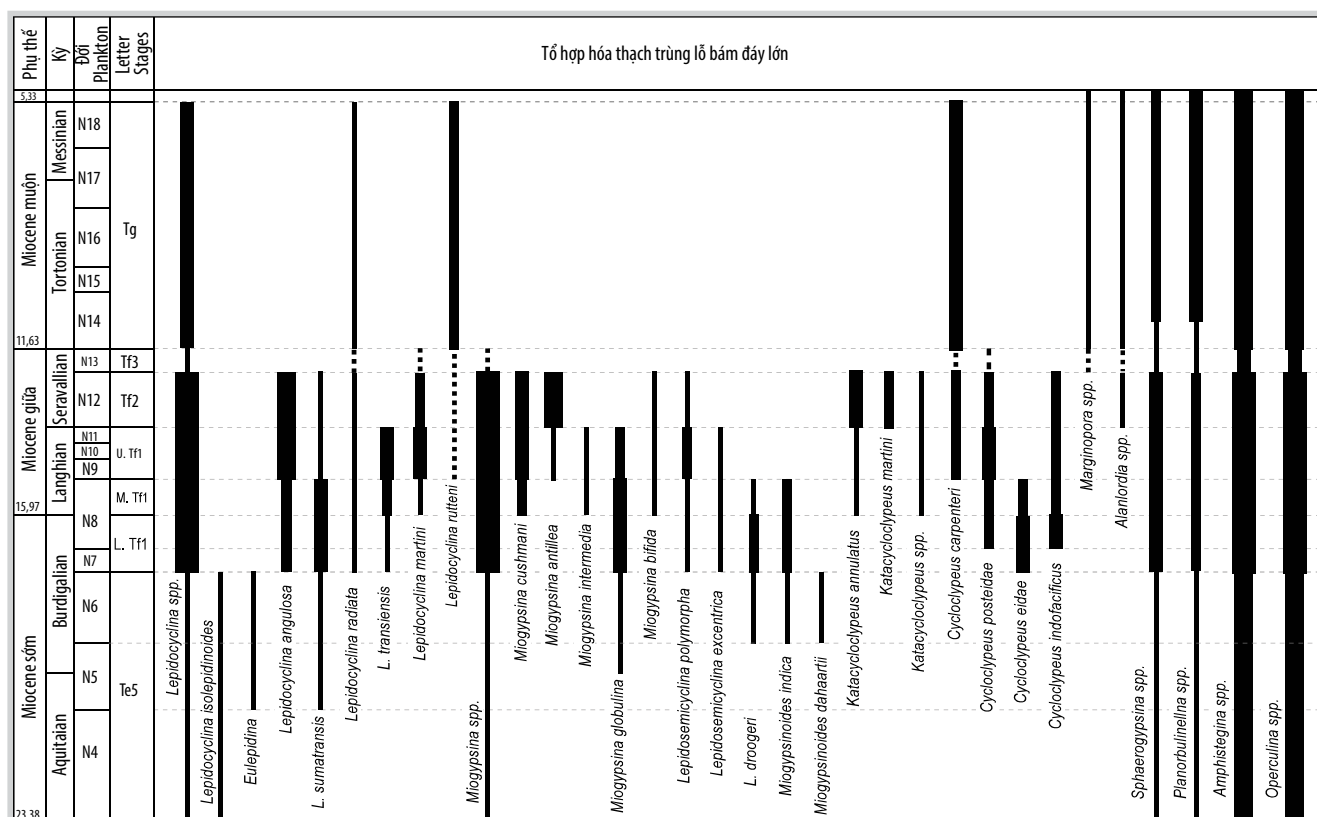
Mỗi giống sẽ có các tham số nghiên cứu khác nhau. Các hóa đá được phân tích và nhận dạng dựa trên sự đối sánh với các nghiên cứu của Adam [5], Adam và Frame [13], Drooger [14], Banner và Samuel [15], BouDagher-Fadel và các cộng sự [1, 2, 16 - 19], Matsumaru [8, 9], Lunt và Allan [10], Raju [20], Renema [21, 22], Singh và Raju [23, 24], Hok [25], Vessem [26].

Tại khu vực nghiên cứu nói chung và thêm lục địa Việt Nam nói riêng, LBF có giá trị định tầng quan trọng được nghiên cứu chi tiết dưới dạng lát mỏng bao gồm các loài thuộc các giống và phụ giống: *Lepidocyclina*, *Eulepidina*, *Miogypsina*, *Miogypsinoides*, *Lepidosemicyclina*, *Cycloclypeus* và *Katacycloclypeus*. Bên cạnh đó, một số hóa đá có đời phân bố địa tầng kéo dài cũng được nghiên cứu lát mỏng như các giống: *Alanlordia*, *Amphistegina*, *Planorbulinella*, *Operculina*, *Marginopora* và *Sphaerogypsina*.

3. Kết quả

Từ kết quả nghiên cứu, tổng cộng có 13 giống và phụ giống với 23 loài LBF được nhận dạng chi tiết. Hóa đá xác định được chủ yếu thuộc các giống *Cycloclypeus*, *Miogypsina* và *Lepidocyclina*, ngoài ra còn có các phụ giống *Katacycloclypeus* và *Lepidosemicyclina*, ít phổ biến hơn là *Miogypsinoides* và *Eulepidina* có giá trị định tầng rất tốt trong các trầm tích chứa vôi. Các giống *Amphistegina* và *Operculina* xuất hiện rất phổ biến nhưng không có giá trị định tầng cao nên ít được nghiên cứu trong lát mỏng. Các giống *Alanlordia*, *Planorbulinella*, *Marginopora* và *Sphaerogypsina* cũng xuất hiện rải rác ở một số giếng khoan.

Tại các giếng khoan nghiên cứu, trên cơ sở phân chia địa tầng bởi các nhóm hóa đá định tầng như trùng lỗ trôi nổi, tảo vôi và bào tử phấn [27], kết hợp với liên kết tài liệu địa chấn các giếng khoan [12], các hóa đá LBF được thống kê chi tiết về phân bố địa tầng và đối sánh với nghiên cứu từ các khu vực lân cận như: Malaysia (Borneo, Sabah), Phillipine, Indonesia (Java, Sulawesi) trong khu vực Ấn Độ Dương - Thái Bình Dương [1 - 3, 7 - 10, 15 - 20, 28, 29], từ đó xây dựng nên bảng phân bố địa tầng LBF theo thang "Letter Stages" riêng cho khu vực nghiên cứu (Hình 2).



Hình 2. Sự phân bố hóa đá LBF Miocene tại khu vực Trung tâm và Đông Nam bể Nam Côn Sơn.

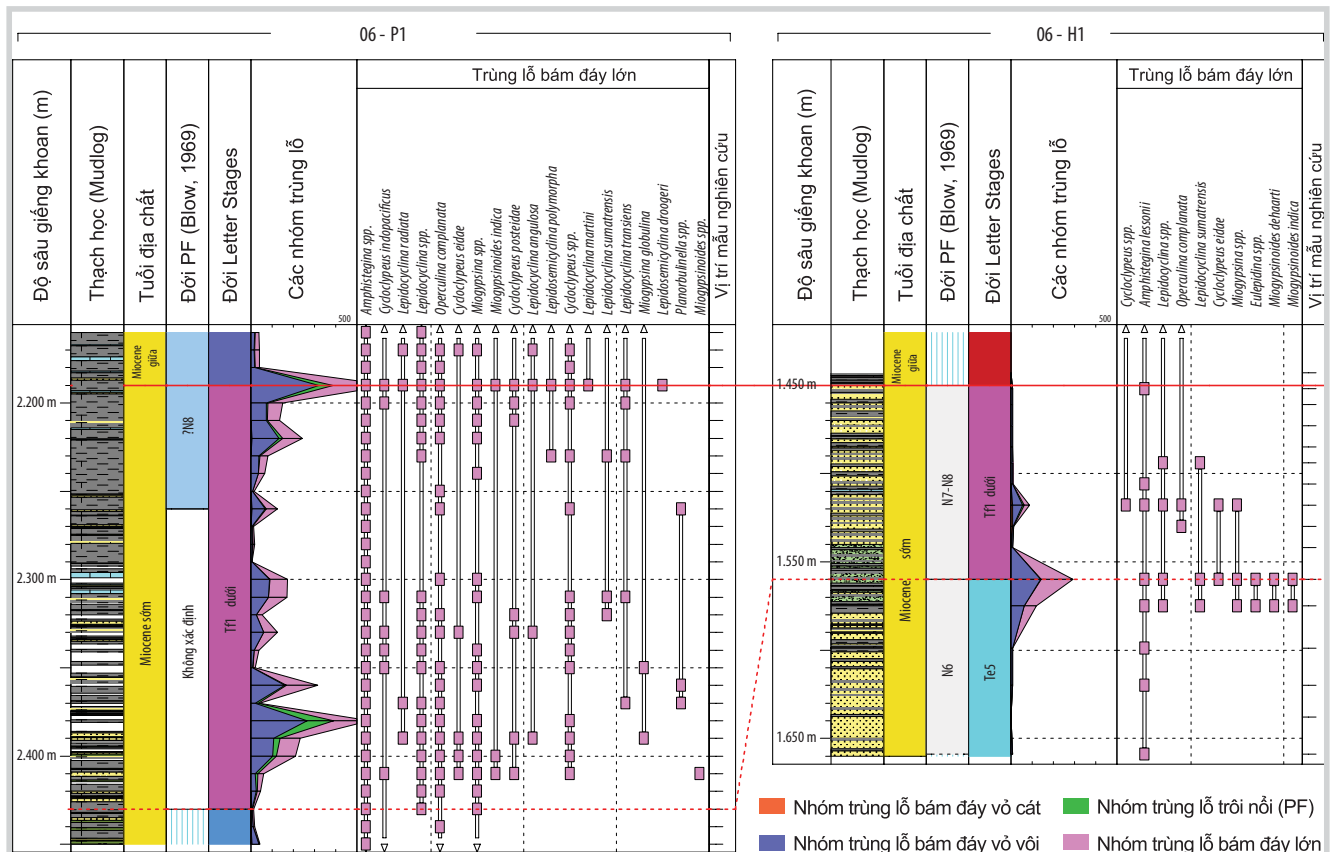
3.1. Phân bố địa tầng của hóa đá LBF trong trầm tích đá vôi Miocene

Kết quả nghiên cứu hóa đá LBF trong 21 giếng khoan thuộc khu vực Trung tâm và Đông Nam bể Nam Côn Sơn cho thấy, LBF bắt đầu xuất hiện từ Miocene sớm trong các trầm tích đá vôi và cát kết chứa vôi xen kẹp mỏng, đặc trưng bởi các giống và phụ giống như: *Cycloclypeus*, *Lepidocyclina*, *Eulepidina*, *Miogypsina*, *Lepidosemicyclina*, *Miogypsinoidea*, *Sphaerogypsina*, *Planorbulinella*, *Operculina* và *Amphistegina*, tuy nhiên tính phong phú còn hạn chế. Đến thời kỳ Miocene giữa, các thành tạo đá vôi phát triển rộng rãi cung cấp môi trường sống thuận lợi, dẫn đến LBF phát triển rất phong phú và đa dạng với sự xuất hiện của nhiều giống và phụ giống gồm: *Lepidocyclina*, *Lepidosemicyclina*, *Miogypsinoidea*, *Miogypsina*, *Cycloclypeus*, *Katacycloclypeus*, *Alanlordia*, *Planorbulinella*, *Marginopora*, *Amphistegina* và *Operculina*, phân bố rộng khắp trong khu vực nghiên cứu. Trong thời kỳ Miocene muộn, các thành tạo đá vôi chỉ còn phát triển ở khu vực Đông Nam bể Nam Côn Sơn, LBF suy giảm mạnh về số lượng và sự đa dạng, chỉ còn lại các giống như: *Amphistegina*, *Operculina*, *Lepidocyclina*, *Cycloclypeus*, *Sphaerogypsina*, *Marginopora* và *Planorbulinella*, trong đó

Amphistegina và *Operculina* phát triển khá phổ biến, các giống loài khác xuất hiện với số lượng rất hạn chế (Hình 2).

3.1.1. Trầm tích Miocene dưới (Te5 - Tf1 dưới)

Trầm tích Miocene dưới trong khu vực nghiên cứu cũng như toàn bể Nam Côn Sơn chủ yếu thành tạo trong giai đoạn kiến tạo khá bình ổn với các đặc trưng địa chấn là các sóng phản xạ song song hoặc á song song, độ liên tục của phản xạ trung bình, biên độ trung bình đến cao. Giai đoạn này biển bắt đầu tiến vào khu vực bể Nam Côn Sơn và tăng dần rõ rệt từ phía rìa Bắc - Tây Bắc, Nam - Tây Nam hướng vào Trung tâm và về phía Đông của bể Nam Côn Sơn [11, 12, 30]. Các thành tạo trầm tích vôi trong khu vực nghiên cứu chủ yếu là các dạng xen kẹp giữa các trầm tích sét kết, bột kết và cát kết. Riêng tại khu vực cụm cấu tạo Đại Hùng, trầm tích vôi phát triển dạng patch reef [11, 12]. Tổ hợp hóa đá LBF tìm thấy trong các tập đá vôi khá thưa thớt và kém đa dạng, chủ yếu thuộc các giống: *Sphaerogypsina*, *Planorbulinella*, *Amphistegina*, *Operculina*, *Miogypsina* (*Lepidosemicyclina*, *Miogypsinoidea*, *Miogypsina*), *Lepidocyclina* (*Lepidocyclina*, *Eulepidina*) và *Cycloclypeus* trong các thành tạo đá vôi xen kẹp thuộc các giếng khoan trong các Lô 05, 06, 07 và 13.



Hình 3. Sự phân bố địa tầng và hiện diện của các hóa đá LBF trong Tf1 dưới tại giếng khoan 06-P1 và 06-H1.

Sự xuất hiện của nhóm LBF trong tuổi Miocene sớm được chia thành 2 phần: phần dưới (đới Te5) với LBF xuất hiện rải rác, không đa dạng; phần trên (đới Tf1 dưới), LBF xuất hiện phổ biến và đa dạng hơn.

Đới Te5: Tổ hợp hóa đá LBF khá nghèo, đặc trưng bởi *Eulepidina*, *Lepidocyclina isolepidinoides*, *Miogypsinoidea dehaartii* và xuất hiện rải rác ở một số giếng khoan thuộc Lô 05, 06, 07 và 13. Nóc đới Te5 xác định bởi sự kết thúc của tổ hợp hóa đá này. Ngoài ra, trong đới Te5 còn xuất hiện một số hóa đá khác đi kèm như: *Lepidosemicyclina droogeri*, *Lepidocyclina sumatrensis*, *Miogypsina globulina*, *Miogypsinoidea indica*, *Amphistegina* spp. và *Operculina* spp. Bên cạnh đó, *Sphaerogypsina* spp. và *Planorbulinella* spp. cũng xuất hiện thưa thớt. Một số hóa đá thuộc giống *Lepidocyclina* và *Miogypsina* được tìm thấy trong đới này với số lượng rất ít và chưa xác định được tên loài do sự bảo tồn rất kém.

Đới Tf1 dưới: Tổ hợp hóa đá LBF phát triển phong phú với số lượng và sự đa dạng gia tăng so với đới Te5. Một số loài đã xuất hiện từ đới Te5 gồm: *Lepidocyclina sumatrensis*, *Lepidosemicyclina droogeri*, *Miogypsina globulina*, *Miogypsinoidea indica*, *Amphistegina* spp., *Operculina* spp., *Sphaerogypsina* spp. và *Planorbulinella* spp. Bên cạnh đó, một số loài mới xuất hiện như *Lepidocyclina transiens*, *Lepidocyclina angulosa*, *Lepidocyclina radiata*, *Lepidosemicyclina excentrica*, *Lepidosemicyclina polymorpha*, *Cycloclypeus eidae*, *Cycloclypeus posteidae* và *Cycloclypeus indopacificus*. Nóc Tf1 dưới được đánh dấu bởi sự xuất hiện đầu tiên (FO) của các hóa đá đới Tf1 giữa (Hình 3).

3.1.2. Trầm tích Miocene giữa (Tf1 giữa - Tf3)

Trong thời kỳ Miocene giữa, biển tiến sâu vào toàn bộ khu vực nghiên cứu cũng như toàn bể Nam Côn Sơn, các thành tạo carbonate phát triển rộng khắp với nhiều dạng khác nhau [11]. Khí hậu toàn cầu ấm áp trong giai đoạn này cũng tạo điều kiện thuận lợi cho sự phát triển của nhóm LBF trong khu vực [1 - 3, 12]. Các giống loài LBF tìm thấy trong trầm tích Miocene giữa tại khu vực nghiên cứu rất phong phú về số lượng, đa dạng cao về giống loài và bắt gặp ở các giếng khoan, đặc biệt là sự xuất hiện của phụ giống *Katacycloclypeus*, 1 phụ giống tách ra từ *Cycloclypeus* đặc trưng cho trầm tích Miocene giữa ở khu vực Ấn Độ Dương - Thái Bình Dương. Sự phân bố của hóa đá LBF trong giai đoạn này chia thành 4 đới: Tf1 giữa, Tf1 trên, Tf2 và Tf3 (Hình 4).

Đới Tf1 giữa: Tổ hợp hóa đá LBF xuất hiện rất phong phú và đa dạng, đặc biệt giống *Lepidocyclina* và *Miogypsina*.

Đới này ghi nhận sự xuất hiện của các loài LBF mới như: *Lepidocyclina martini*, *Miogypsina cushmani*, *Miogypsina intermedia*, *Lepidosemicyclina bifida* và đặc biệt là sự xuất hiện của phụ giống *Katacycloclypeus* với đại diện loài *Katacycloclypeus annulatus*. Một số giống loài đã xuất hiện trong Tf1 dưới, tiếp tục phát triển phong phú hơn trong Tf1 giữa như: *Lepidocyclina angulosa*, *Lepidocyclina sumatrensis*, *Lepidocyclina transiens*, *Lepidocyclina radiata*, *Miogypsina globulina*, *Lepidosemicyclina polymorpha*, *Lepidosemicyclina excentrica*, *Cycloclypeus eidae*, *Cycloclypeus posteidae*, *Cycloclypeus indopacificus*, *Sphaerogypsina* spp., *Planorbulinella* spp., *Amphistegina* spp. và *Operculina* spp. do điều kiện khí hậu toàn cầu ấm áp cùng với sự phát triển của các thành tạo đá vôi do biển tiến sâu hơn vào khu vực nghiên cứu. Nóc Tf1 giữa xác định bởi sự kết thúc của đới hóa đá *Lepidosemicyclina droogeri*, *Miogypsinoidea indica* và *Cycloclypeus eidae*.

Đới Tf1 trên: Hóa đá LBF thời kỳ này tiếp tục phát triển phong phú và đa dạng, đặc trưng bởi sự xuất hiện đầu tiên của các loài định tầng trong các giếng khoan như: *Miogypsina antillea* và *Cycloclypeus carpenteri*. Bên cạnh đó, tổ hợp LBF có giá trị định tầng tốt thường gặp gồm: *Lepidocyclina angulosa*, *Lepidocyclina sumatrensis*, *Lepidocyclina transiens*, *Lepidocyclina radiata*, *Miogypsina globulina*, *Miogypsina cushmani*, *Miogypsina intermedia*, *Lepidosemicyclina polymorpha*, *Lepidosemicyclina excentrica*, *Katacycloclypeus annulatus*, *Cycloclypeus posteidae* và *Cycloclypeus indopacificus*. Các hóa đá khác được ghi nhận bao gồm: *Sphaerogypsina* spp., *Planorbulinella* spp., *Amphistegina* spp. và *Operculina* spp. Nóc đới Tf1 trên được xác định bởi sự hiện diện sau cùng của hóa đá *Lepidocyclina transiens*, *Lepidosemicyclina excentrica*, *Miogypsina intermedia* và *Miogypsina globulina*.

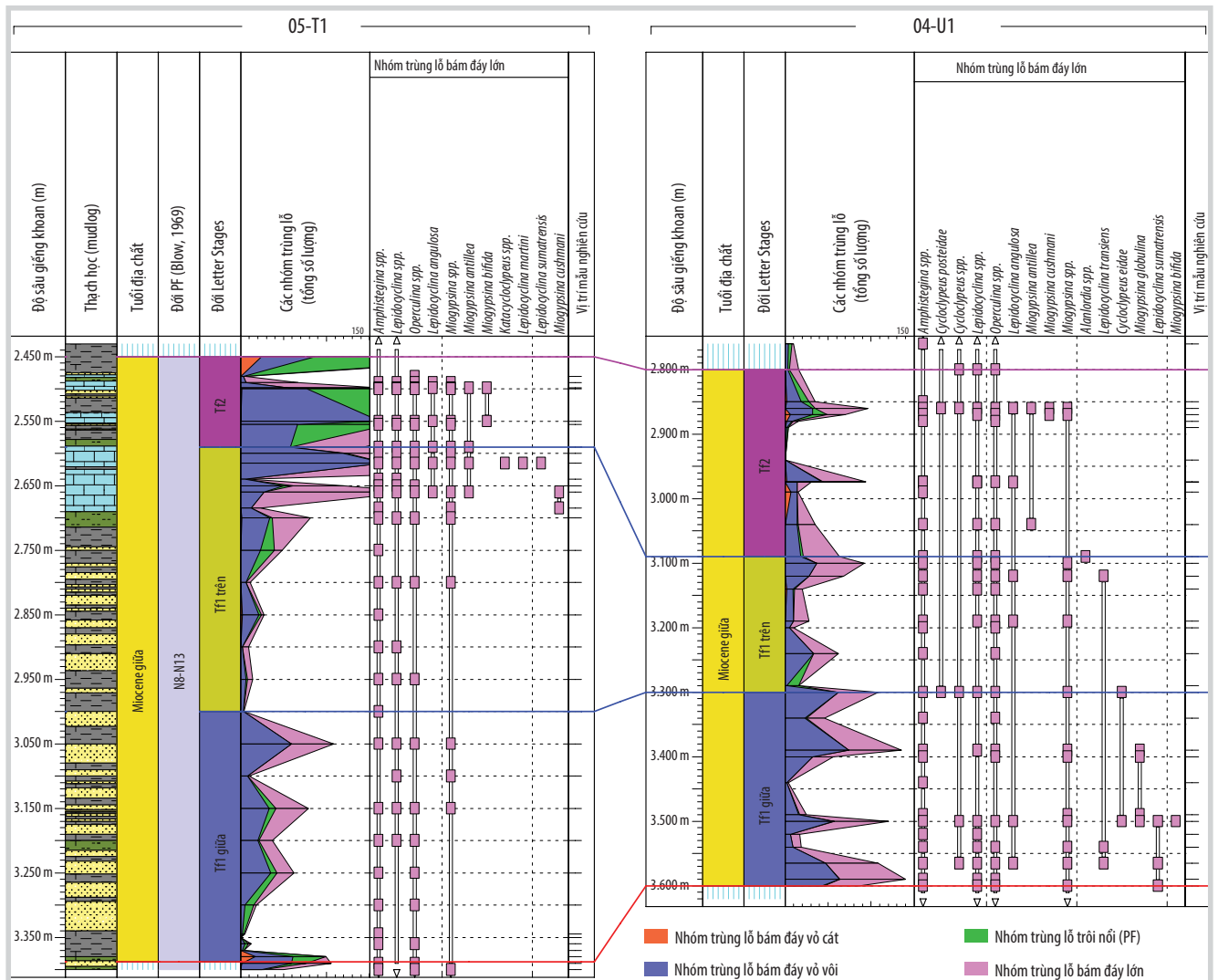
Đới Tf2: Phát triển rộng khắp và xác định tại các giếng khoan phân tích trong khu vực nghiên cứu. Đới này được ghi nhận bởi sự phát triển cực kỳ phong phú và đa dạng các giống loài, điển hình như: *Lepidocyclina angulosa*, *Lepidocyclina martini*, *Miogypsina cushmani*, *Miogypsina antillea*, *Katacycloclypeus annulatus*, *Cycloclypeus carpenteri*, *Cycloclypeus indopacificus*, *Cycloclypeus posteidae*, *Sphaerogypsina*, *Planorbulinella*, *Amphistegina* và *Operculina*. Các hóa đá khác xuất hiện ở mức phổ biến như: *Lepidocyclina sumatrensis*, *Lepidocyclina radiata*, *Lepidosemicyclina bifida* và *Lepidosemicyclina polymorpha*. Bên cạnh đó, đới Tf2 còn ghi nhận sự hiện diện của hóa đá *Katacycloclypeus martini* và sự xuất hiện đầu tiên của *Alanlordia* tại một số giếng khoan, đây là minh chứng để phân biệt đới Tf2 so với các đới khác. Tại nóc đới Tf2, hầu

hết các hóa đá LBF đều vắng mặt, chỉ còn lại một số nhóm như: *Amphistegina* và *Operculina* nhưng số lượng cũng suy giảm rất đáng kể, các nhóm *Miogypsina*, *Lepidocyclina*, *Cycloclypeus*, *Sphaerogypsina*, *Planorbulinella* xuất hiện rất thưa thớt dạng đơn lẻ vài cá thể trong các mẫu phân tích. Tuy nhiên, không thể xác định được đơn vị loài do sự bảo tồn kém.

Đới Tf3: Đới này có khoảng địa tầng phân bố tương đối ngắn, mật độ mẫu phân tích thưa nên ít gặp trong các giếng khoan phân tích. Kết quả phân tích tại các giếng khoan cho thấy sự suy giảm mạnh về số lượng và tính đa dạng do sự vắng mặt đồng loạt của các hóa đá LBF trong đới Tf3. Một số cá thể LBF được tìm thấy trong đới, tuy nhiên rất hiếm như: *Lepidocyclina* spp., *Miogypsina* spp., *Cycloclypeus* spp. tại các giếng khoan Lô 04-3, 05-1. Các hóa đá khác như: *Cycloclypeus carpentari*, *Amphistegina* và *Operculina* cũng xuất hiện rất thưa. Điều này có thể do khí hậu toàn cầu lạnh hơn vào giai đoạn này, gây bất lợi cho

sự phát triển của LBF và dẫn đến sự suy vong trên toàn thế giới [1 - 3, 12]. Mặt khác, tại bể Nam Côn Sơn mực nước biển vào thời kỳ này hạ thấp, bể nâng lên và bị bóc mòn ở nhiều nơi [11, 30].

Trong thời kỳ Miocene giữa, biển đã tiến sâu vào khu vực nghiên cứu, hình thành 2 đới môi trường rõ rệt: phía Tây và Nam thuộc Lô 04-3 (Ứng Trắc, Đại Bàng), Lô 05-1 (Đại Hùng, Sao Vàng), Lô 06/94 (Hương Dương Bắc, Hoa Hồng, Hoa Đào High) và Lô 13/3 (Hòn Khoai) nằm trong đới môi trường biển nông thềm trong, đặc trưng bởi các hóa đá *Ammonia* spp., *Eponides* spp., *Amphistegina* spp., *Elphidium* spp., *Lepidocyclina* spp., *Miogypsina* spp., *Ostracod* spp.; phía Đông nằm hoàn toàn trong đới biển sâu, đặc trưng bởi các hóa đá trùng lỗ trôi nổi như: *Globigerinoides trilobus*, *Globigerinoides obliquus*, *Globoquadrina altispira*... và phát triển các khối xây đá vôi thềm độc lập.



Hình 4. Sự phân bố địa tầng và sự đa dạng của các giống loài LBF trong Miocene giữa tại giếng khoan 05-T1 và 04-U1.

3.1.3. Trầm tích Miocene trên (đới Tg)

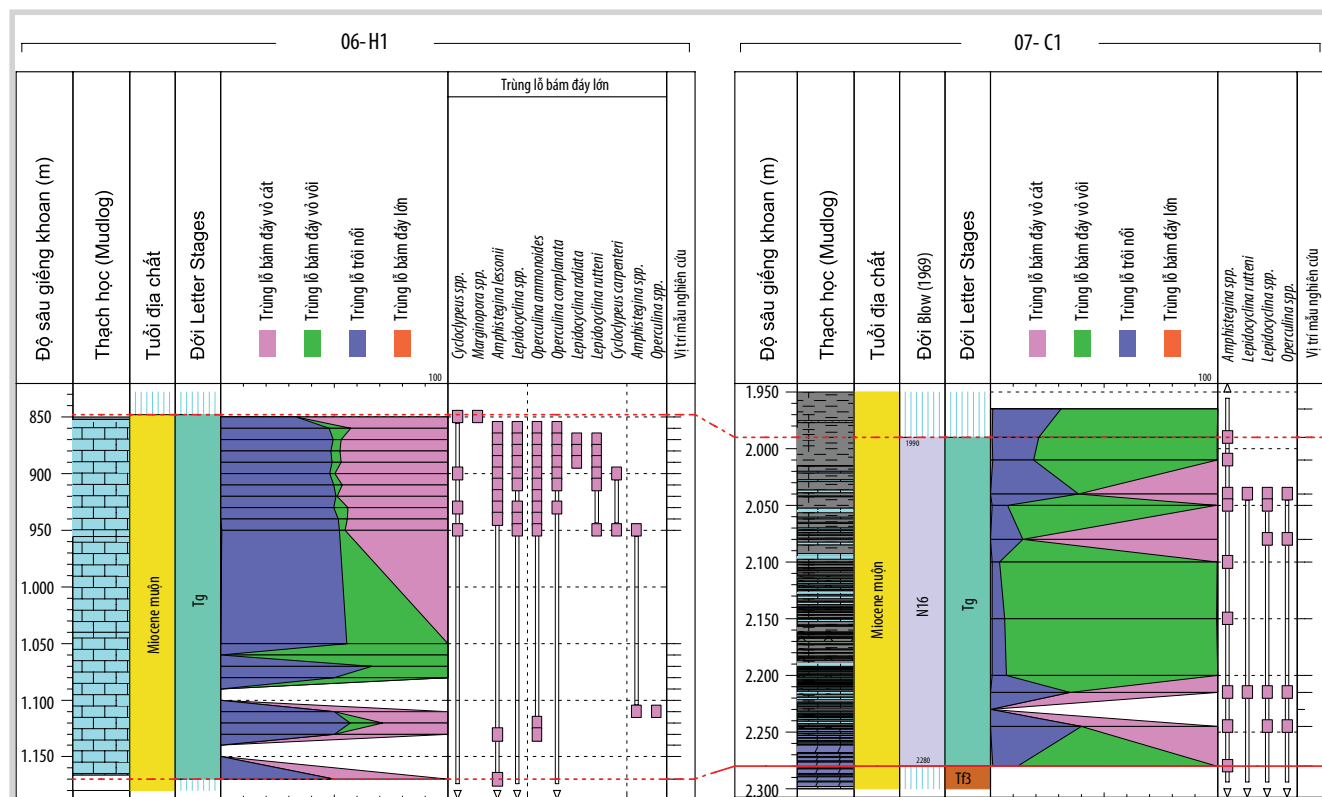
Trong thời kỳ Miocene muộn, quá trình biến tiến tiếp tục diễn ra tại khu vực phía Bắc bể Nam Côn Sơn cũng như khu vực nghiên cứu. Đây là nguyên nhân chính khiến các thành tạo đá vôi ở phía Bắc ngừng phát triển. Trong khi đó, các khối xây đá vôi vẫn tiếp tục phát triển trên các đới cao ở khu vực phía Nam với các đặc điểm tương tự như trong trầm tích Miocene giữa [11]. Tổ hợp hóa đá LBF vào thời kỳ này tại các giếng khoan nghiên cứu không phong phú, ít đa dạng, chủ yếu là thuộc nhóm *Amphistegina* và *Operculina*. Các nhóm khác như *Lepidocyclina* (*Lepidocyclina rutteni*, *Lepidocyclina radiata*), *Cycloclypeus* (*Cycloclypeus carpenteri*), *Spearogypsina* và *Planorbulinella* ít phổ biến hơn. Ngoài ra, thời kỳ này còn có sự xuất hiện của hóa đá *Marginopora* với số lượng ít (Hình 5). Đáng chú ý, *Lepidocyclina* trong thời kỳ này có đặc điểm cấu tạo nhân rất đặc biệt, *Lepidocyclina radiata* có cấu trúc nhân dạng *Multilepidina*, *Lepidocyclina rutteni* có cấu trúc nhân *Trybliolepidina* rất lớn (> 500 μm) với hệ số sinh khối A > 70%). Kết thúc thời kỳ Miocene muộn, các hóa đá LBF nhóm *Lepidocyclina* vắng mặt trong khu vực nghiên cứu cũng như trên toàn thế giới. Các trầm tích giai đoạn này, trong phạm vi nghiên cứu, đặc trưng bởi môi trường biển sâu bao trùm gần như toàn bộ khu vực [12].

Phía Bắc hoàn toàn chìm trong đới biển sâu, một số giếng khoan nghiên cứu nằm trên phạm vi các khối turbidite. Hóa đá trùng lỗ đặc trưng được tìm thấy là: *Bolivina* spp., *Karreriella* spp., *Uvigerina* spp., *Glomospira* spp., *Globigerinoides trilobus*, *Globorotalia pachyderma*, *Globorotalia obesa*, *Globigerinoides sacculifer*, *Globigerina seminulina*, *Globigerina bulloides*, *Globigerinoides immaturus*...

Phía Tây Nam nằm trong đới môi trường biển thềm, phổ biến các trầm tích đá vôi thềm nước nông với diện phân bố rất rộng, chứa chủ yếu các hóa đá trùng lỗ: *Globigerinoides trilobus*, *Ammonia* spp., *Eponides* spp., *Cristellaria* spp., *Sigmoidella* spp., *Textularia* spp.

Về phía Tây, một phần Lô 13/3 nằm trong đới môi trường biển nông ven bờ, đặc trưng bởi các hóa đá trùng lỗ *Ammonia* spp., *Eponides* spp., *Elphidium* spp., *Quenqueculina* spp., *Cristellaria* spp., *Amphistegina* spp., *Operculina* spp.

Phía Đông Nam thuộc khu vực biển sâu (cấu tạo Cá Rồng Đỏ), bắt gặp chủ yếu các hóa đá trùng lỗ *Bulimina* spp., *Uvigerina* spp., *Globocassidulina* spp., rất phong phú trùng lỗ trôi nổi: *Orbulina universa*, *Globigerinoides trilobus*, *Globigerinoides immaturus*, *Globigerinoides saculifer*, *Globigerina bulloides*, *Globoquadrina altispira* và



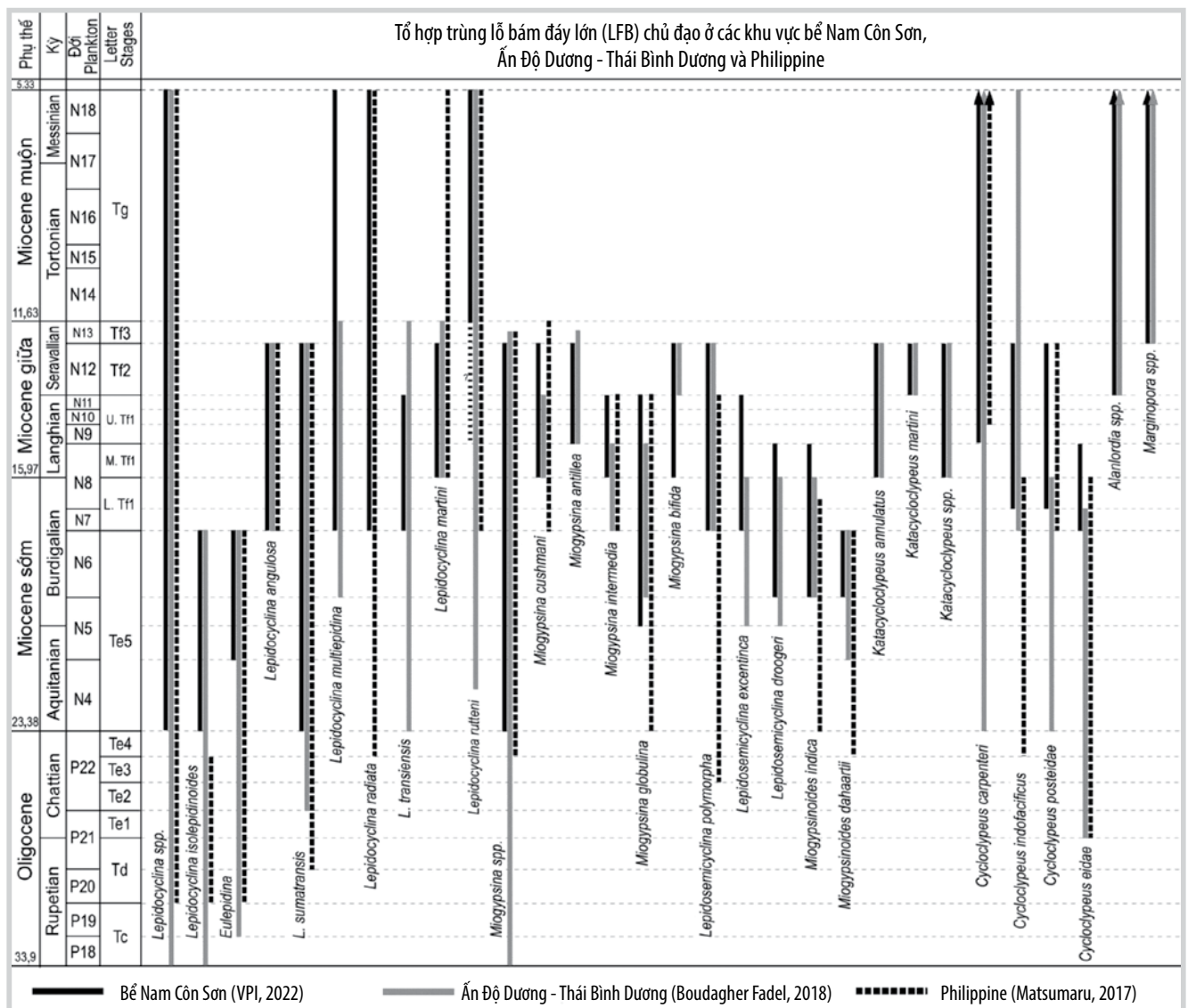
Hình 5. Sự phân bố địa tầng và xuất hiện của hóa đá LBF trong thời kỳ Miocene muộn (Tg) tại giếng khoan 06-H1 và 07-C1.

phát triển các khối xây đá vôi thêm độc lập tại các giếng khoan thuộc Lô 06-1, 06/94 chứa phổ biến các hóa đá san hô, huệ biển và một số LBF.

Các loài LBF Neogene ở các khu vực cách biệt về mặt địa lý phát triển trong môi trường tương tự thì trải qua quá trình tiến hóa tương tự nhưng theo các dòng song song riêng biệt [1, 2]. Do đó, sự tiến hóa của LBF trong khu vực Trung tâm và Đông Nam bể Nam Côn Sơn tuân theo các dòng tiến hóa chính của khu vực Ấn Độ Dương - Thái Bình Dương nhưng khác nhau ở cấp độ loài. Dòng tiến hóa này được kiểm soát bởi môi trường sống ở từng địa phương như mực nước biển, nhiệt độ, ánh sáng, khí hậu và nguồn dinh dưỡng [1 - 3, 14], do vậy cũng có quy luật phát triển đặc thù cho thềm lục địa Việt Nam, gắn liền với sự phát triển của Biển Đông. Trên thực tế, tại khu vực Trung tâm Ấn Độ Dương - Thái Bình Dương, LBF đã được ghi nhận từ

Paleocene ở Indonesia và Philippines [1 - 3, 8 - 10]. Trong giai đoạn khí hậu ấm áp từ Oligocene đến Miocene giữa, LBF phát triển cực kỳ đa dạng và phong phú ở khắp các khu vực của Ấn Độ Dương - Thái Bình Dương, đặc biệt là Đông Nam Á [1 - 3]. LBF chỉ được ghi nhận từ Miocene sớm tại khu vực nghiên cứu nói riêng và thềm lục địa Việt Nam nói chung bởi quá trình biển tiến trong Miocene của Biển Đông. Tuy nhiên, tương tự như các khu vực khác, đại đa số các giống, loài LBF đã bị tuyệt chủng vào cuối Miocene giữa khi pha lạnh toàn cầu xảy ra [1 - 3] và do sự nâng lên và bóc mòn của bể [11, 12]. Một số LBF thuộc giống *Lepidocyclus* còn tồn tại trong Miocene muộn phát triển khá độc lập ở một số khu vực cũng biến mất hoàn toàn vào cuối thời kỳ Miocene.

So với sự phân bố địa tầng của LBF ở các vùng lân cận, phạm vi địa tầng của các giống, loài LBF trong khu vực



Hình 6. Sự phân bố địa tầng của hóa đá LBF trong Miocene tại khu vực Trung tâm và Đông Nam bể Nam Côn Sơn và các khu vực lân cận.

ngiên cứu thể hiện một số khác biệt, bao gồm sự xuất hiện sớm hơn hoặc muộn hơn và sự vắng mặt hoặc gần như vắng mặt của một số giống, loài (Hình 6).

Một số giống loài xuất hiện muộn hơn so với khu vực Ấn Độ Dương - Thái Bình Dương trong cùng thời kỳ như: *Eulepidina*, *Miogypsinoidea dehaartii*, *Lepidosemicyclina excentrica*, *Miogypsina intermedia*, *Cycloclypeus eidae*, *Cycloclypeus posteidae*, *Lepidocyclina rutteni*, *Lepidocyclina martini*. Nhiều loài có đời phân bố dài hơn như: *Miogypsina cushmani*, *Miogypsina globulina*, *Lepidosemicyclina excentrica*, *Lepidosemicyclina droogeri*, *Miogypsinoidea indica*, *Cycloclypeus posteidae*, *Cycloclypeus eidae*. Một số loài có đời phân bố theo ghi nhận hiện tại là kết thúc sớm hơn so với khu vực Ấn Độ Dương - Thái Bình Dương như *Lepidocyclina transiens*, *Lepidocyclina martini*, *Miogypsina antillea*. Đặc biệt, *Lepidocyclina radiata* với cấu tạo nhân dạng *Multilepidina* được tìm thấy trong trầm tích vôi thuộc khối xây thềm độc lập trong Miocene muộn ở phía Đông Nam khu vực nghiên cứu là hóa đá rất đặc thù, chỉ được tìm thấy ở giai đoạn cuối của Miocene giữa tại các khu vực lân cận [1, 2, 10].

Trên thực tế, việc xác định ranh giới và phân tập địa tầng chi tiết tại các giếng khoan nghiên cứu được xác định bởi các nhóm hóa đá định tầng như trùng lỗ trôi nổi, hóa đá tảo vôi và hóa đá bào tử phấn hoa, kết hợp với liên kết tài liệu địa chấn qua các giếng khoan nghiên cứu. Từ đó, sự phân bố địa tầng của LBF tại khu vực Trung tâm và Đông Nam bể Nam Côn Sơn được xác định trên cơ sở thống kê chi tiết sự hiện diện trong các tập trầm tích đá vôi và đá vôi xen kẹp đã nghiên cứu, đồng thời so sánh, đối chiếu với LBF tại các khu vực lân cận. Kết quả nghiên cứu được thực hiện trên cơ sở dữ liệu hóa đá lớn (hơn 700 lát mỏng) và bao quát (từ 21 giếng khoan) mang tính đại diện cao, phản ánh thực tế sự hiện diện của LBF thời kỳ Miocene trong khu vực. Qua đó cho thấy giá trị địa tầng cao của LBF trong các trầm tích đá vôi nước nông, nơi mà các hóa đá định tầng khác được tìm thấy rất ít và có độ tin cậy kém.

Sự xuất hiện và biến mất của một số LBF quan trọng trong Miocene tại khu vực nghiên cứu được tóm tắt trong Bảng 1, trên cơ sở so sánh với các đời trùng lỗ trôi nổi theo Blow [31] và Wade [32]; đời hóa đá LBF "Letter Stages" theo

Bảng 1. Sơ đồ phân bố hóa đá LBF trong Miocene tại khu vực Trung tâm và Đông Nam bể Nam Côn Sơn, so sánh với các đời trùng lỗ trôi nổi, tảo vôi và bào tử phấn hoa

Thời kỳ	Hệ Tầng	Đời trùng lỗ trôi nổi		Đời tảo vôi		Đời Bào tử phấn (VPI)		Đời Letter Stages	Các sự kiện chính của LBF thời kỳ Miocene tại khu vực Trung tâm và Đông Nam bể Nam Côn Sơn								
		Blow, 1969	Wade, 2011	Martini, 1979	Backman, 2012	Đời	Phụ đời		Boudagher-Fadel, 2018	Trong nghiên cứu này							
Miocene muộn	Nam Côn Sơn	N18	M14	NN12	CNM20	Florschuetzia meridionalis	Stenochlaena laurifolia	Tg	khả phong phú ở các khối xây phía Đông Nam bể NCS	*Phong phú <i>Amphistegina</i> và <i>Operculina</i> *Hiện diện <i>Cycloclypeus carpenteri</i> , <i>Marginopora</i> , <i>Spearogypsina</i> và <i>Planorbulinella</i> *LO <i>Lepidocyclina (Multilepidina) radiata</i> , <i>Lepidocyclina (Trybliolepidina) rutteni</i> .							
		N17	M13b	NN11	CNM19 CNM18 CNM17 CNM16												
		N16	M13a	NN10	CNM15 CNM14												
		N15	M12	NN9	CNM13												
		N14	M11	NN8	CNM12 CNM11												
		N13	M10	NN7	CNM10												
		Miocene giữa	Thông - Măng Cẩu	N12	M9						NN6	CNM9 CNM8	F. trilobata	Tf3	khả phong phú và phong phú rất đa dạng và phong phú	Hiếm gặp LBF	*FO <i>K. martini</i> , <i>Alanlordia</i> *LO <i>Miogypsina</i> , <i>Katacycloclypeus</i> và hầu hết các loài của <i>Lepidocyclina</i> , <i>Cycloclypeus</i> *FO <i>Miogypsina antillea</i> và <i>Cycloclypeus carpenteri</i> *LO <i>L. transiens</i> , <i>M. excentrica</i> , <i>M. intermedia</i> và <i>M. globulina</i> *FO <i>L. martini</i> , <i>M. cushmani</i> , <i>M. intermedia</i> , <i>M. bifida</i> , <i>Katacycloclypeus</i> *LO <i>M. droogeri</i> , <i>M. indica</i> và <i>C. eidae</i> *FO <i>L. transiens</i> , <i>L. angulosa</i> , <i>L. radiata</i> , <i>M. excentrica</i> , <i>M. polymorpha</i> , <i>C. eidae</i> và <i>C. posteidae</i> và <i>C. indopacificus</i>
				N11	M8						NN5	CNM7	F. semilobata	Tf1 trên			
				N10	M7									Tf1 giữa			
				N9	M6						NN4	CNM6	M. howardi Acme	Tf1 dưới			
N8	M5																
Miocene sớm	Đĩa	N7	M4	NN3	CNM5	Florschuetzia levipoli	Te5	khả phổ biến	xuất hiện thưa thớt	*Hiện diện các hóa đá: <i>Eulepidina</i> , <i>Lepidocyclina isolepidinoidea</i> , <i>Miogypsinoidea dehaartii</i> *FO <i>Miogypsinoidea indica</i> , <i>Lepidosemicyclina droogeri</i> , <i>Lepidocyclina sumatrensis</i> , <i>Miogypsina globulina</i>							
		N6	M3								NN2	CNM4 CNM3 CNM2 CNM1					
		N5	M2														
		N4	M1														

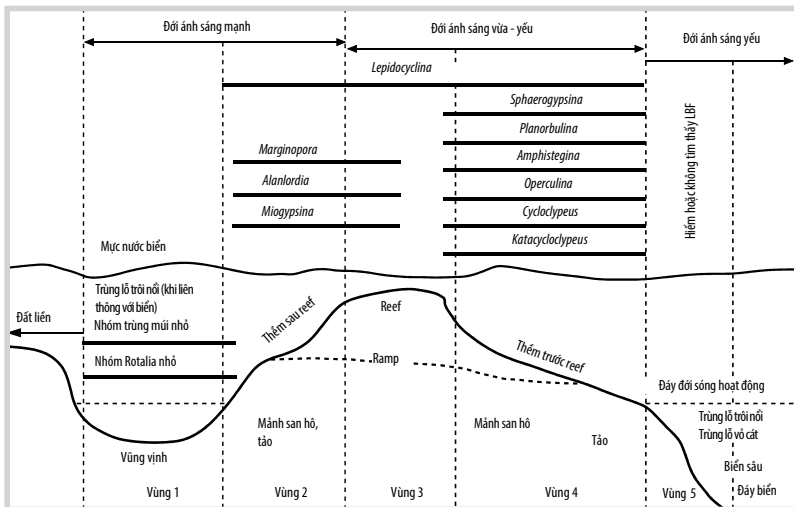
BouDagher-Fadel [2]; đới đảo vôi theo Martini [33] và Backman [34] và đới bào tử phấn hoa theo nghiên cứu của VPI.

3.2. Môi trường thành tạo trầm tích Miocene theo phân bố hóa đá LBF

Trùng lỗ sống bám đáy lớn có môi trường sống gắn liền với các trầm tích chứa vôi, đá vôi nước nông và các rạn ám tiêu (reef) [1 - 3, 35]. Dựa trên các tổ hợp LBF và các hóa đá trùng lỗ sống đáy kích thước nhỏ, hóa đá trùng lỗ trôi nổi và các sinh vật khác sinh sống quanh các ám tiêu (như san hô, huệ biển, hai mảnh...), môi trường lắng đọng trầm tích vôi Miocene tại các giếng khoan trong phạm vi nghiên cứu có thể được phân chia thành các đới chi tiết xung quanh rạn ám tiêu theo mô hình trong Hình 7 [1, 2].

3.2.1. Trầm tích Miocene dưới

Tổ hợp LBF thường gặp là *Lepidocyclina*, *Miogyopsina*, *Cycloclypeus*, *Sphaerogypsina*, *Planorbulina*, *Amphistegina*, *Operculina*, phân bố trong môi trường thềm trước ám tiêu: với LBF thưa thớt trong khi nhóm trùng lỗ trôi nổi xuất hiện tương đối phong phú, bắt gặp tại cấu tạo Cá Rồng Đỏ; khối xây patch reef: hiện diện đa dạng và phong phú LBF, hiếm trùng lỗ trôi nổi và trùng lỗ bám đáy nhỏ, tìm thấy tại các cấu tạo Ứng Trắng, Hải Thạch, Kim Cương Tây, Hoa Đào High, Cá Đục, Cá Rồng Đỏ; thềm sau ám tiêu: thường gặp các hóa đá trùng lỗ sống đáy nhỏ thuộc nhóm *Rotalia* và trùng múi như *Ammonia* spp., *Quinqueloculina* spp., *Pyrgo* spp., *Sismoidella* spp., *Eponides* spp., *Cristellaria* spp., *Elphidium* spp.,... tại cấu tạo Sao Vàng, Đại Nguyệt (vùng 2 - 4, Hình 7 và 8). Đới vũng vịnh chứa các trầm tích vôi xen kẹp, rất phong phú các hóa đá trùng lỗ sống đáy nhỏ nhóm *Rotalia* và trùng múi như: *Pseudorotalia* spp., *Asterorotalia* spp., *Ammonia* spp., *Quinqueloculina* spp., *Pyrgo* spp., *Sismoidella* spp., *Spiroloculia* spp., *Triloculina* spp., *Eponides* spp., *Cristellaria* spp., *Elphidium* spp.... và hóa đá *Ostracod*, không hiện diện LBF và trùng lỗ trôi nổi. Đới lắng đọng này phân bố tại các khu vực cấu tạo Sao Vàng, Hòn Khoai (vùng 1, Hình 8).



Hình 7. Mô hình lắng đọng trầm tích đá vôi Miocene tại khu vực nghiên cứu (dựa trên tổ hợp LBF, trùng lỗ bám đáy nhỏ và trùng lỗ trôi nổi [2]).

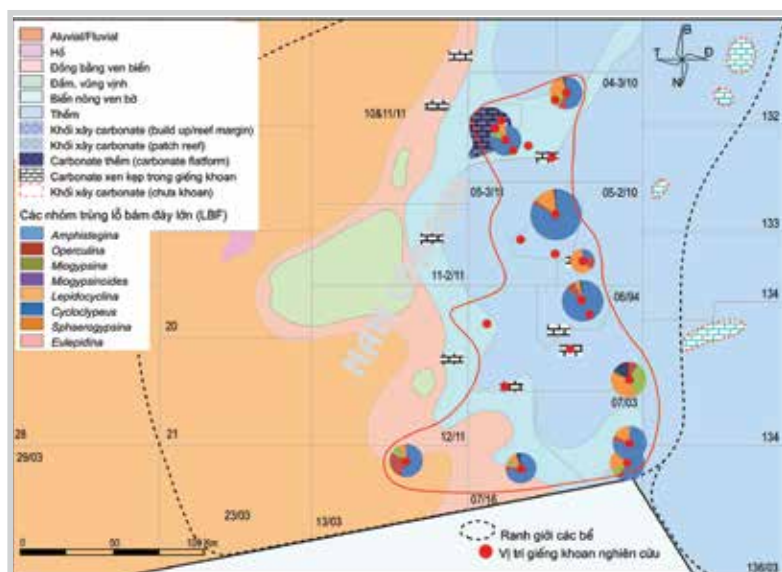
Trong khu vực nghiên cứu, các giếng khoan ở khu vực phía Đông thuộc Lô 05-2, 06-1, 06/94, 07/03 hoàn toàn nằm trong đới thềm biển nông. Riêng đới biển nông gần bờ phát triển thành đới dài và hẹp từ Bắc xuống Nam với các giếng khoan thuộc Lô 04-3, 05-1, 13/3.

3.2.2. Trầm tích Miocene giữa

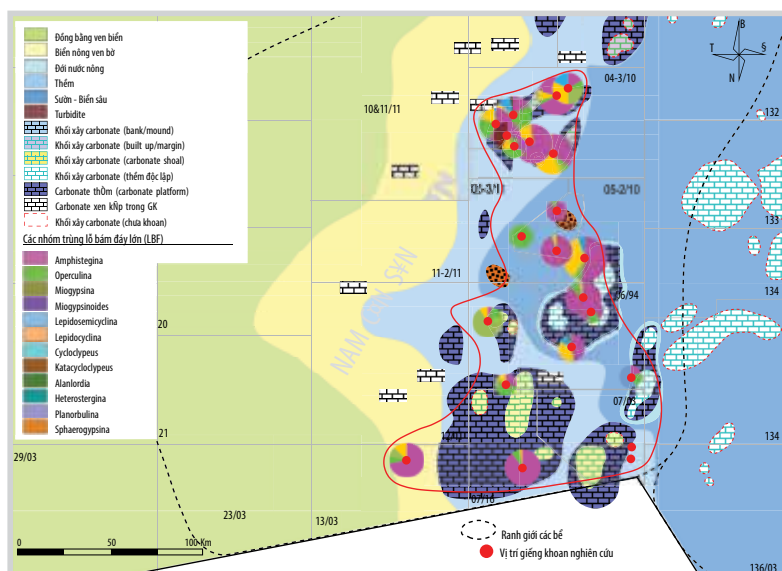
Tổ hợp LBF là *Lepidocyclina*, *Miogyopsina*, *Katacycloclypeus*, *Cycloclypeus*, *Alanlordia*, *Amphistegina*, *Operculina* phân bố trong môi trường thềm từ trước ám tiêu: ở khu vực cấu tạo Hoa Đào High, Cá Đục; khối xây patch reef và khối xây san hô rất đa dạng và phong phú LBF, thường gặp san hô, hai mảnh, huệ biển, một số trùng lỗ sống đáy nhỏ như *Ammonia* spp., *Quinqueloculina* spp., *Elphidium* spp., *Cristellaria* spp., trùng lỗ trôi nổi hầu như vắng mặt, bắt gặp tại các cấu tạo Đại Hùng, Thanh Long, Sao Vàng, Ngọc Thạch, Hướng Dương Bắc, Hoa Hồng, Tường Vi; thềm sau ám tiêu: phong phú các hóa đá trùng lỗ sống đáy nhỏ thuộc nhóm *Rotalia* và trùng múi như *Pseudorotalia* spp., *Ammonia* spp., *Quinqueloculina* spp., *Sismoidella* spp., *Eponides* spp., *Cristellaria* spp., *Elphidium* spp. và các hóa đá LBF như *Miogyopsina*, *Lepidocyclina*, *Amphistegina*, *Operculina* chứa trong các tập vôi xen kẹp cát/bột kết ở cấu tạo Hòn Khoai (vùng 2 - 4, Hình 7 và 9). Một số giếng khoan ghi nhận các trầm tích vôi xen kẹp có chứa các tổ hợp hóa đá trùng lỗ trôi nổi rất phong phú, trùng lỗ sống đáy chủ yếu là dạng nước sâu, không hiện diện LBF, thuộc đới biển sâu (các cấu tạo Sao Vàng, Hải Thạch, Kim Cương Tây, Mộc Tinh, Cá Đục, Cá Rồng Đỏ) (vùng 5, Hình 7 và 9).

3.2.3. Trầm tích Miocene trên

Tổ hợp LBF thường gặp: *Marginopora*, *Sphaerogypsina*, *Planorbulina*, *Lepidocyclina*, *Cycloclypeus*, *Amphistegina*, *Operculina*, phân bố trong các đá vôi môi trường thềm từ trước ám tiêu: cùng với các mảnh vụn san hô và rất ít hóa đá trùng lỗ sống đáy nhỏ và trùng lỗ trôi nổi, tìm thấy trong giếng khoan thuộc cấu tạo Hoa Đào



Hình 8. Sự phân bố của hóa đá LBF trong Miocene dưới.



Hình 9. Sự phân bố của hóa đá LBF trong Miocene giữa.

High, Cá Đục; đới khối xây san hô, đặc trưng bởi tầng đá vôi dày, hóa đá bắt gặp chủ yếu là san hô, huệ biển, sinh vật 2 mảnh, ít LBF và rất hiếm hóa đá khác, bắt gặp tại các cấu tạo Lan Đỏ, Phong Lan, Tường Vi; đới thêm sau ám tiêu: hiện diện các hóa đá trùng lỗ sống đáy nhỏ nước nông như *Ammonia* spp., *Quinqueloculina* spp., *Pyrgo* spp., *Sismoidella* spp., *Eponides* spp., *Cristellaria* spp., *Elphidium* spp.... và các hóa đá LBF *Amphistegina*, *Operculina*, hiếm trùng lỗ trôi nổi tại cấu tạo Hòn Khoai (vùng 2 - 4, Hình 7 và 10). Đới biển sâu được ghi nhận tại một số giếng khoan từ các trầm tích vôi xen kẹp, phong phú trùng lỗ trôi nổi và không hiện diện LBF được xác định tại các giếng khoan của cấu tạo Hải Thạch và Mộc Tinh (vùng 5, Hình 7 và 10).

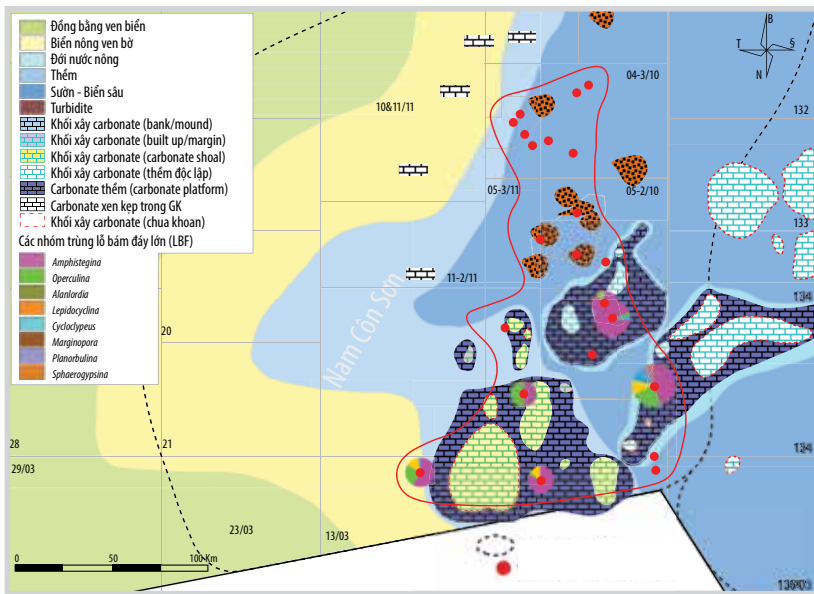
Thực tế cho thấy, việc xác định vị trí lắng đọng carbonate trên cơ sở sử dụng các tổ hợp LBF cùng với các hóa đá trùng lỗ sống đáy nhỏ, trùng lỗ trôi nổi và các sinh vật khác (như san hô, huệ biển, 2 mảnh...)

cho kết quả tương đồng với sự phân bố đá vôi xác định trên mặt cắt địa chấn (Hình 11).

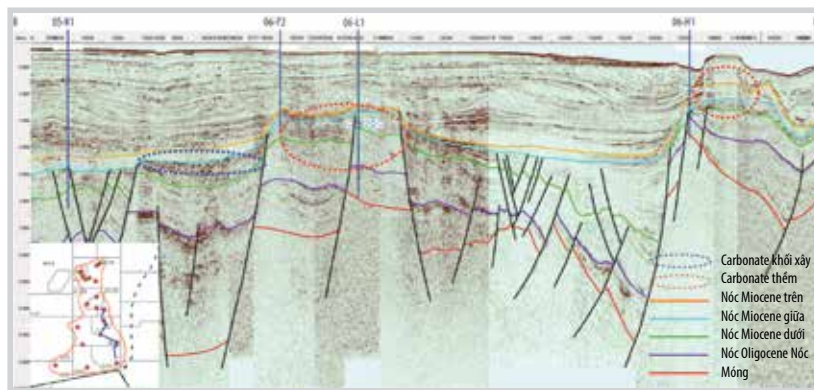
Thông thường, trên mặt cắt địa chấn chỉ có thể nhận diện các thành tạo đá vôi dày dạng khối xây; trầm tích đá vôi dạng xen kẹp và đá vôi thêm rất khó nhận diện. Vì vậy, việc sử dụng tổ hợp LBF cùng với các tổ hợp trùng lỗ trôi nổi và sống đáy nhỏ và các sinh vật sống trong môi trường giàu carbonate giúp việc xác định môi trường lắng đọng trầm tích chi tiết và hiệu quả hơn.

Tóm lại, sự phát triển và tiến hóa của LBF khu vực Trung tâm và Đông Nam bể Nam Côn Sơn tuân theo xu thế tiến hóa chung của LBF ở Ấn Độ Dương - Thái Bình Dương, nhưng cũng mang đặc trưng của khu vực nghiên cứu và bể Nam Côn Sơn, phản ánh qua mức độ phong phú và sự phân bố địa tầng của LBF, sự xuất hiện sớm hoặc muộn hơn, vắng mặt hoặc gần như vắng mặt, hay những đặc trưng riêng biệt ở một số loài. Các hóa đá LBF bắt gặp rải rác trong giai đoạn đầu của thời kỳ Miocene sớm và bắt đầu trở nên phổ biến vào cuối Miocene sớm khi các trầm tích carbonate phát triển rộng do biển tiến sâu vào khu vực. Trong môi trường biển nông và đới khí hậu ấm áp, LBF phát triển cực kỳ đa dạng và phong phú trong Miocene giữa. Vào cuối Miocene giữa, hầu hết LBF đặc biệt là các nhóm ưa môi trường nước nông như: *Miogypsina*, *Katacycloclypeus*, *Lepidocyclina* đều bị tuyệt chủng đột ngột. Thời kỳ này tương ứng với pha lạnh toàn cầu xảy ra vào cuối Serravallian và gây nên sự tuyệt chủng của hầu hết các hóa đá LBF tại khu vực Ấn Độ Dương - Thái Bình Dương [1, 2, 12]. Đây cũng là giai đoạn mực nước biển hạ thấp, toàn bể nâng lên và bị bóc mòn ở nhiều nơi [11]. Sang Miocene muộn, một số giống loài LBF như *Lepidocyclina rutteni*, *Lepidocyclina radiata* và *Cycloclypeus carpenteri* còn lại tiếp tục phát triển. Kết thúc Miocene muộn, giống *Lepidocyclina* biến mất hoàn toàn cùng với sự chấm dứt phát triển của các thành tạo carbonate trong khu vực bởi quá trình lún chìm nhiệt sau tách giãn của biển Đông.

Do vậy, sự phân đới địa tầng của LBF tại khu vực nghiên cứu có ý nghĩa rất lớn đối với



Hình 10. Sự phân bố của hóa đá LBF trong Miocene trên.



Hình 11. Các dạng đá vôi khối xây và đá vôi rìa khối xây (thêm) trên mặt cắt địa chấn qua các giếng khoan 05-K1, 06-P2, 06-L1 và 06-H1, khu vực Đông Nam bể Nam Côn Sơn [12].

việc phân chia và chính xác hóa địa tầng trong khu vực. Ngoài ra, tổ hợp LBF cùng với các tổ hợp hóa đá khác bắt gặp trong giếng khoan nghiên cứu cũng giúp cho việc xác định môi trường lắng đọng trầm tích chính xác và chi tiết hơn.

4. Kết luận

Nghiên cứu được thực hiện trên cơ sở xác định hóa đá của 13 giếng và phụ giếng, với 23 loài LBF cụ thể. Hóa đá bắt gặp phong phú nhất là *Lepidocyclina*, *Miogypsina*; phổ biến là *Cycloclypeus*, *Katacycloclpeus*; ít gặp hơn là *Sphaerogypsina*, *Planorbullina*, *Alanlordia*, *Eulepidina*, *Lepidosemicyclina*, *Miogypsinoides*, *Marginopora*. Hóa đá của 2 giếng rất phổ biến trong các trầm tích carbonate là *Amphistegina* và *Operculina* có đới phân bố địa tầng rộng, không có giá trị định tầng nên ít được đề cập trong nghiên cứu lát mỏng.

Kết quả nghiên cứu sự phân bố theo địa tầng tại khu vực nghiên cứu cho thấy tổ hợp hóa đá LBF xuất hiện rải rác từ thời kỳ Miocene sớm và trở nên rất phong phú trong Miocene giữa. Tuy nhiên vào cuối Miocene giữa, LBF gần như biến mất đồng loạt và chỉ còn một số loài vẫn còn phát triển

trong Miocene muộn, giới hạn trong các khối đá vôi xây thềm độc lập phía Đông Nam khu vực.

Sự phát triển và tiến hóa của LBF tại khu vực nghiên cứu tuân theo xu thế tiến hóa chung của LBF ở Ấn Độ Dương - Thái Bình Dương, nhưng cũng mang đặc trưng riêng cho khu vực, phản ánh qua mức độ phong phú, sự phân bố địa tầng hay những đặc điểm giống, loài.

Cùng với các tổ hợp hóa đá trùng lỗ kích thước nhỏ, trùng lỗ trôi nổi, trùng lỗ vôi cát, tổ hợp hóa đá LBF và các sinh vật khác gặp trong mẫu phân tích góp phần xác định đới lắng đọng của các trầm tích carbonate tại các giếng khoan trong môi trường từ vùng vịnh, các đới thềm quanh ám tiêu đến biển sâu.

Tài liệu tham khảo

- [1] Marcelle K. BouDagher-Fadel, "Evolution and geological significance of larger benthic foraminifera", *Developments in Palaeontology and Stratigraphy*. Elsevier, 2008.
- [2] Marcelle K. BouDagher-Fadel, *Evolution and geological significance of larger benthic foraminifera*. UCL Press, 2018. DOI: 10.2307/j.ctvqhsq3.
- [3] Willem Renema, "Fauna development of larger benthic foraminifera in the Cenozoic of Southeast Asia", *Biogeography, Time and Place: Distributions, Barriers and Islands*. Springer Dordrecht, 2007, pp. 179 - 215. DOI: 10.1007/978-1-4020-6374-9.
- [4] W. Leupold and I.M. van der Vlerk, "The Tertiary", *Leidsche Geologische Mededelingen*, Vol. 5, No. 1, pp. 611 - 648, 1931.
- [5] Charles Geoffrey Adam, "A reconsideration of the East Indian letter classification of the Tertiary", *Bulletin of the British Museum (Natural History) Geology*, Vol. 19, pp. 87 - 137, 1970.
- [6] George C.H. Chaproniere, "The

Neogene larger foraminiferal sequence in the Australian and New Zealand regions and its relevance to the East Indies letter stage classification", *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, Vol. 46, No. (1 - 3), pp. 25 - 35, 1984. DOI: 10.1016/0031-0182(84)90023-3.

[7] Marcelle K. BouDagher-Fadel and Fred T. Banner, "Revision of the stratigraphic significance of the Oligocene - Miocene Letter-Stages", *Revue de Micropaléontologie*, Vol. 42, No. 2, pp. 93 - 97, 1999. DOI: 10.1016/S0035-1598(99)90095-8.

[8] Kuniteru Matsumaru, "A new definition of the Letter Stages in the Philippine archipelago", *Stratigraphy*, Vol. 8, No. 4, pp. 237 - 252, 2011.

[9] Kuniteru Matsumaru, "Larger foraminifera from the Philippine archipelago", *Micropaleontology*, Vol. 63, No. 2 - 4, pp. 77 - 253, 2017.

[10] Peter Lunt and Tony Allan, "A history and application of larger foraminifera in Indonesian biostratigraphy, calibrated to isotopic dating", *GRDC Workshop on Micropalaeontology*, 2004.

[11] Ngô Kiều Oanh, Phùng Thị Lan Phương và nnk, "Nghiên cứu phân bố và đặc điểm của trầm tích tuổi cacbonate Miocene bể Nam Côn Sơn và khả năng chứa dầu khí của chúng", Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, 2015.

[12] Phạm Thị Duyên, Vũ Văn Huy, Tạ Thị Hòa, Mai Hoàng Đàm, và Nguyễn Văn Sử, "Nghiên cứu sự phân bố và đặc trưng của nhóm trùng lỗ benthic đáy lớn (Larger Benthic Foraminifera - LBF) nhằm chính xác hóa địa tầng và môi trường trầm tích trong trầm tích cacbonate tuổi Miocene tại khu vực Đông Nam bể Nam Côn Sơn", Viện Dầu khí Việt Nam, 2019.

[13] Chalers Geoffrey Adam and P. Frame, "Observations on cycloclypeus (Cycloclypeus) carpenter and cycloclypeus (Katacycloclypeus) Tan (Foraminiferida)", *Bulletin of The British Museum (Natural History) Geology*, Vol. 32, pp. 3 - 17, 1979.

[14] Cornelis Willem Drooger, *Radial foraminifera: Morphometrics and evolution*. Amsterdam by North-Holland, Vol. 41, 1993.

[15] F.T. Banner và M.A. Samuel, "Alanlordia, a new genus of acervuline foraminifera from the Neogene of Indonesia", *Journal of Micropalaeontology*, Vol. 14, pp. 107 - 117, 1995. DOI: 10.1144/jm.14.2.107.

[16] Marcelle K. BouDagher-Fadel and Moyra Wilson, "A revision of some larger foraminifera of the Miocene of

southeast Kalimantan", *Micropaleontology*, Vol. 46, No. 2, pp. 153 - 165, 2000. DOI: 10.2113/46.2.153.

[17] Marcelle K. BouDagher-Fadel and Stephen W. Lokier, "Significant Miocene larger foraminifera from South Central Java", *Revue de Paléobiologie, Genève*, Vol. 24, No.1, pp. 291 - 309, 2005.

[18] Marcelle K. BouDagher-Fadel and G. David Price, "Evolution and paleogeographic distribution of the Lepidocyclinids", *Journal of Foraminiferal Research*, Vol. 40, No. 1, pp. 79 - 108, 2010. DOI: 10.2113/gsjfr.40.1.79.

[19] Marcelle K. BouDagher-Fadel and G. David Price, "The phylogenetic and palaeogeographic evolution of the miogypsinid larger benthic foraminifera", *Journal of the Geological Society*, Vol. 170, pp. 185 - 208, 2013. DOI: 10.1144/jgs2011-149.

[20] D.S.N. Raju, "Study of Indian miogypsinidae", *Utrecht micropaleontological bulletins*, Vol. 9, 1974.

[21] Willem Renema, "The genus planorbulinella (Foraminiferida) in Indonesia", *Scripta Geologica*, Vol. 129, pp. 137 - 146, 2005.

[22] Willem Renema, "Morphological diversity in the foraminiferal genus Marginopora", *PLoS One*, Vol. 13, No. 12, pp. 1 - 24, 2018.

[23] S.D. Singh and D.S.N. Raju, "Morphometric data on topotype assemblage of miogypsina (Lepidosemicyclina) droogeri, foraminifera from Kachchh, Gujarat", *Journal Geological Society of India*, Vol. 88, pp. 55 - 62, 2016. DOI: 10.1007/s12594-016-0458-x.

[24] S.D. Singh and D.S.N. Raju, "Morphometric data on miogypsina (Lepidosemicyclina) bifida, foraminifera from L-III reservoir, Mumbai offshore, India", *Journal Geological Society of India*, Vol. 91, pp. 329 - 333, 2018. DOI: 10.1007/s12594-018-0858-1.

[25] Tan Sin Hok, "On the genus cycloclypeus carpenter", *Wetenschappelijke Mededeelingen*, Vol. 19, pp. 1 - 194, 1932.

[26] E.J. Van Vesseem, "Study of lepidocyclinidae from Southeast Asia, particularly from Java and Borneo", *Utrecht Micropaleontological Bulletins*, Vol. 19, 1978.

[27] Viện Dầu khí Việt Nam, "Các báo cáo sinh địa tầng và thạch học các giếng khoan tại khu vực Trung tâm và Đông Nam bể Nam Côn Sơn".

[28] Marcelle K. BouDagher-Fadel, "The stratigraphical relationship between planktonic and

larger benthic foraminifera in Middle Miocene to Lower Pliocene carbonate facies of Sulawesi, Indonesia”, *MicroPaleontology*, Vol. 48, No. 2, pp. 153 - 176, 2002. DOI: 10.1661/0026-2803(2002)048[0153:TSRBPA]2.0.CO;2.

[29] Essam F. Sharaf, Marcelle K. BouDagher-Fadel, Toni Simo, and Alan R. Carroll, “Biostratigraphy and strontium isotope dating of Oligocene-Miocene strata, East Java, Indonesia”, *Stratigraphy*, Vol. 2, No. 3, pp. 1 - 19, 2005.

[30] Nguyễn Hiệp, *Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2007.

[31] W.H. Blow, “Late Middle Eocene to recent planktonic foraminiferal biostratigraphy”, *Proceedings of the First International Conference on Planktonic Microfossils, Geneva*, Vol. 1, pp. 199 - 422, 1969.

[32] Bridget S. Wade, Paul N. Pearson, William A. Berggren, and Heiko Pälike, “Review and revision of Cenozoic tropical planktonic foraminiferal biostratigraphy

and calibration to the geomagnetic polarity and astronomical time scale”, *Earth-Science Reviews*, Vol. 104, No. 1 - 3, pp. 111 - 142, 2011. DOI: 10.1016/j.earscirev.2010.09.003.

[33] E. Martini, “Standard tertiary and quaternary calcareous nannoplankton zonation”, *Proceedings of the Second Planktonic Conference*, Vol. 2, pp. 739 - 785, 1971.

[34] Jan Backman, Isabella Raffi, Domenico Rio, Eliana Fornaciari, and Heiko Pälike, “Biozonation and biochronology of Miocene through Pleistocene calcareous nanofossils from low and middle latitudes”, *Newsletters on Stratigraphy*, Vol. 45, No. 3, pp. 221 - 244, 2012. DOI: 10.1127/0078-0421/2012/0022.

[35] Vibor Novak and Willem Renema, “Ecological tolerances of Miocene larger benthic foraminifera from Indonesia”, *Journal of Asian Earth Sciences*, Vol. 151, pp. 301 - 323, 2018. DOI: 10.1016/j.jseaes.2017.11.007.

DISTRIBUTION OF LARGER BENTHIC FORAMINIFERA FROM MIOCENE CARBONATES IN THE CENTER AND SOUTHEAST OF THE NAM CON SON BASIN

Pham Thi Duyen, Mai Hoang Dam, Ta Thi Hoa, Nguyen Van Su, Nguyen Thi Tham

Vietnam Petroleum Institute

Email: duyenpt@vpi.pvn.vn

Summary

In biostratigraphical studies, the planktonic foraminifera, nanofossils, and palynomorphs are recorded rarely in shallow water limestones. Meanwhile, larger benthic foraminifera (LBF) have an important role in defining the stratigraphic range and the depositional environment of carbonate formations is recorded abundantly. The precise identification of LBF's taxonomy depends on the recognition of its internal structures using polarised microscopes.

Results from the study in the Central and South-eastern Nam Con Son basin show that LBF occurred frequently in the Miocene and, especially, became extremely dominant in the Middle Miocene. In the Early Miocene (Te5 - lower Tf1), they appeared sparsely in the Te5 but became abundant in the lower Tf1. In the Middle Miocene (middle Tf1 - Tf3), they were predominant and diverse in many genera and species, marked by the disappearance of *Miogypsina*, *Miogypsinoidea*, *Katacycloclipeus*, and most of the species of *Lepidocyclina* and *Cycloclipeus* at the top of the sub-epoch. In the Late Miocene (Tg), LBF was not varied, mainly *Amphistegina* and *Operculina*. However, some significant species of the genus *Lepidocyclina* were extant and dwelled on the isolated carbonate platforms in the Southeast area of the basin. The association of larger benthic foraminifera with small miliolids and rotalids, planktonic foraminifera, coral, and/or algae, crinoids, bivalves, etc., may implicate the palaeoenvironmental zone of the carbonate deposits in the wells of the studied region, ranging from the lagoon, shelves surrounding reef to relatively deep, open marine conditions. The occurrence of LBF in carbonate deposits is the key to defining the age, identifying the stratigraphy and depositional environment, and correlating the carbonates.

Key words: Carbonate, larger benthic foraminifera, Letter Stages, biostratigraphy, Nam Con Son basin.

XU HƯỚNG PHÁT TRIỂN HÓA DẦU VÀ KHẢ NĂNG TÍCH HỢP VÀO NHÀ MÁY LỌC DẦU CÓ PHẦN VỐN GÓP CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

**Huỳnh Minh Thuận¹, Lê Dương Hải¹, Võ Thị Thương¹, Trương Văn Nhân¹, Nguyễn Mạnh Huấn¹, Nguyễn Thị Châu Giang¹,
Nghiêm Thị Ngoan¹, Hứa Duy Đạt¹, Đinh Văn Nhân², Nguyễn Hữu Lương¹**

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn

Email: thuanhm.pvpro@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.11-03>

Tóm tắt

Sản xuất sản phẩm hóa dầu từ nguồn nguyên liệu dầu thô và khí thiên nhiên đang là xu hướng chủ đạo trong thời gian qua trên thế giới. Hiện nay, các sản phẩm hóa dầu được sản xuất ở Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn chưa nhiều, trong khi Việt Nam vẫn còn thiếu hụt nhiều sản phẩm hóa dầu, cụ thể là các vật liệu nhựa như (PE, PP, PVC, ABS, PS) và các loại cao su như SBR, NBR... phục vụ cho các ngành được đánh giá là có khả năng phát triển bền vững trong tương lai như ô tô điện, điện tử, y tế, dược phẩm.

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đánh giá việc sản xuất các sản phẩm hóa dầu dựa trên các yếu tố: (i) thị trường nguyên liệu và sản phẩm; (ii) dữ liệu về giá nguyên liệu và sản phẩm; (iii) phương án kỹ thuật công nghệ và (iv) kinh nghiệm phát triển hóa dầu từ dầu. Từ đó, đề xuất một số hướng tiềm năng cho phát triển hóa dầu cho nhà máy lọc dầu có phần góp vốn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ở các giai đoạn.

Từ khóa: Chuyển dịch năng lượng, hóa dầu từ dầu, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn.

1. Giới thiệu

Sản xuất các sản phẩm hóa dầu từ nguồn nguyên liệu dầu thô và khí thiên nhiên đang là xu hướng chủ đạo trên thế giới. Chuyển dịch năng lượng và sản xuất hóa dầu từ dầu là 2 xu hướng tác động mạnh và trực tiếp đến ngành công nghiệp lọc hóa dầu. Một số xu hướng khác như tái chế nhựa thải, chuyển dịch sản xuất ra khỏi Trung Quốc hay tác động của đại dịch Covid-19, sự cố kênh đào Suez,... cũng góp phần định hình lại cơ cấu ngành và thị trường tiêu thụ. Đối với các nhà máy lọc dầu hiện tại, việc sản xuất các sản phẩm hóa dầu chủ yếu bằng gia tăng thu hồi olefin (ethylene, propylene) và/hoặc BTX (benzene, toluene, xylene). Phát triển các dự án có quy mô lớn, tích hợp lọc hóa dầu và tăng mức độ chuyển hóa đến 2 hướng sản phẩm hóa dầu (olefin, BTX) cũng là một trong các xu hướng của khâu sau [1 - 3]... Do đó, các nhà máy lọc dầu có phần góp

vốn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần có những giải pháp công nghệ phù hợp để nâng cao hiệu quả hoạt động.

Trước xu hướng chuyển dịch năng lượng, nhiều quốc gia và doanh nghiệp trên thế giới đã đẩy nhanh chiến lược phát triển hóa dầu nhằm đáp ứng nhu cầu sản phẩm hóa dầu trong tương lai. Cụ thể, nhiều dự án mới được đề xuất với quy mô công suất lớn (mega scale), tập trung theo 2 hướng chính sản xuất nguyên liệu cơ bản cho hóa dầu là olefin (ethylene, propylene) và BTX đi từ dầu thô [4, 5]. Trung Quốc là quốc gia đi đầu trong việc phát triển sản phẩm/nguyên liệu cho hóa dầu từ dầu, đặc biệt là sản xuất lượng lớn p-xylene. Khu vực Đông Nam Á và Bắc Mỹ là nơi có nhiều nhà máy được nâng cấp tăng sản phẩm hóa dầu và xây dựng mới. Với nguồn nguyên liệu khí giá rẻ, Mỹ tập trung vào phát triển hóa dầu từ khí và đẩy mạnh sản xuất sản phẩm hóa dầu có giá trị cao từ olefin.

Đại dịch Covid-19 làm sụt giảm mạnh nhu cầu tiêu thụ sản phẩm lọc hóa dầu và nguyên phụ liệu ngành công nghiệp ô tô, xây dựng, điện - điện tử, thời trang -



Ngày nhận bài: 15/9/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 15 - 26/9/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/10/2022.

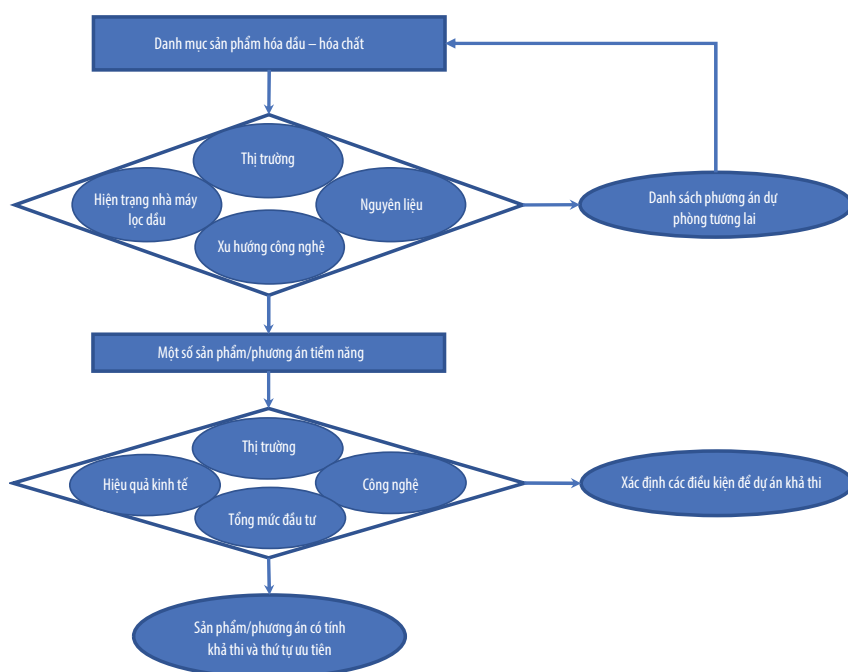
dệt may, hàng tiêu dùng... song cũng làm tăng trưởng tiêu thụ sản phẩm phục vụ y tế và sức khỏe [6, 7]. Đây là động lực thúc đẩy các nhà điều hành xác định tương lai của ngành công nghiệp lọc hóa dầu, định hình lại cơ cấu ngành và thị trường tiêu thụ [8, 9]. Đối với nhà máy lọc dầu truyền thống, việc sản xuất các sản phẩm hóa dầu chủ yếu đi theo con đường gia tăng thu hồi olefins (ethylene, propylene) và/hoặc BTX. Chiến lược phát triển hướng tới sản xuất các sản phẩm phục vụ cho các ngành có tốc độ phát triển nhanh như nhựa, bao bì... Song song đó, sản phẩm chuyên biệt/đặc biệt từ các loại nhựa nguyên sinh ngày càng được tập trung nghiên cứu và phát triển để đáp ứng các yêu cầu chuyên biệt và đòi hỏi ngày càng khắt khe về mặt kỹ thuật và môi trường. Bên cạnh đó, xu hướng nghiên cứu, sản xuất nhựa tái chế và sản xuất sản phẩm hóa dầu dần chuyển dịch sang sử dụng nguyên liệu có nguồn gốc sinh học và sử dụng năng lượng tái tạo để giảm phát thải và hướng đến không phát thải, thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng [10, 11].

Ở nghiên cứu này, sản phẩm hóa dầu chủ yếu được phát triển từ các nguồn nguyên liệu các dòng trung gian/sản phẩm cuối từ nhà máy lọc dầu và định hướng sản phẩm theo trung và dài hạn, dựa trên đánh giá về mặt xu hướng công nghệ, thị trường, sơ bộ hiệu quả kinh tế.

2. Phương pháp nghiên cứu

Để lựa chọn phương án sản phẩm tiềm năng, phương pháp luận thực hiện được trình bày ở Hình 1.

Nghiên cứu sẽ thực hiện: xây dựng danh mục sản phẩm hóa dầu có thể sản xuất từ các nguồn nguyên liệu/sản phẩm trung gian/sản phẩm cuối từ dầu (tức là từ nhà máy lọc dầu hoặc việc sản xuất trực tiếp hóa dầu từ dầu), xây dựng tiêu chí bộ tiêu chí (kỹ thuật công nghệ, thị trường, hiện trạng của nhà máy lọc dầu, xu hướng công nghệ), và đánh giá SWOT để xác định một



Hình 1. Phương pháp luận thực hiện nghiên cứu.

số sản phẩm hóa dầu/hóa chất tiềm năng.

Trên cơ sở các phương án tiềm năng, nhóm tác giả sẽ đánh giá chi tiết về tổng mức đầu tư và hiệu quả kinh tế, công nghệ và thị trường để xác định các phương án có tính khả thi. Từ đó, các phương án triển khai ở giai đoạn ngắn/trung và dài hạn sẽ được đề xuất, tùy thuộc vào thứ tự ưu tiên, mức độ phức tạp về mặt kỹ thuật, quy mô đầu tư và thời gian triển khai dự án.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Thị trường nguyên liệu và sản phẩm

Nguồn cung nguyên liệu tiềm năng cho sản xuất hóa dầu tại Việt Nam đến từ các nhà máy lọc dầu lớn như: Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn... và một số nhà máy hóa dầu khác (Hyosung, Tổ hợp Hóa dầu Miền Nam, PMP...), các nhà máy chế biến condensate... Hiện nay, cơ cấu sản phẩm hóa dầu tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất còn thấp (~3%), trong khi đó, Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn đã có sự tích hợp lọc hóa dầu và cơ cấu sản phẩm hóa dầu khoảng 16%. Các nguồn nguyên liệu tiềm năng tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nghi Sơn được thể hiện ở Bảng 1.

Ngoài ra, Tổ hợp Hóa dầu Miền Nam còn một số nguồn cung có thể xem xét, là sản phẩm phụ từ quá trình sản xuất của tổ hợp như C₄ thô (~ 206 nghìn tấn/năm), 1,3-butadiene (~ 107 nghìn tấn/năm), C₄ raffinate-I (~ 95 nghìn tấn/năm), xăng nhiệt phân (~ 460 nghìn tấn/năm)...

Do đó, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nghi Sơn có thể sử dụng một số sản phẩm cuối hoặc sản phẩm trung gian như LPG/hỗn hợp C₄, kerosene, benzene, p-xylene... để

chế biến sâu thành các sản phẩm hóa dầu. Ngoài ra, các nhà máy có thể nâng cấp để gia tăng thu hồi propylene và ethylene từ phân xưởng RFCC, phân xưởng sản xuất olefin chính.

Khu vực châu Á - Thái Bình Dương sử dụng khoảng 20% LPG và 95% naphtha để sản xuất nguyên liệu cơ bản cho hóa dầu (olefin nhẹ và aromatic). Hiện nay, naphtha được sử dụng để sản xuất benzene và p-xylene tại Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn. Trong tương lai, khi các dự án đang xây dựng của Hyosung và Tổ hợp Hóa dầu Miền Nam đi vào hoạt động, nguồn LPG (propane), naphtha sử dụng cho hóa dầu sẽ tăng mạnh.

Về thị trường, sản phẩm hóa dầu có những thay đổi do nền kinh tế toàn cầu suy thoái mạnh bởi ảnh hưởng của dịch Covid-19 (dự báo GDP sẽ giảm ở mức -4% so với trước Covid-19 là 2%) và chỉ số hóa dầu ICIS (IPEX) trong tháng 4/2020 đã giảm 18% so với tháng 3/2020 và 37% nếu so với năm 2019 [15]. Tác động của cuộc khủng hoảng sẽ khác nhau ở chuỗi giá trị hóa dầu và phân khúc tiêu dùng cuối cùng. Nhu cầu đối với lĩnh vực xây dựng đang giảm, trong khi đó, các ngành như bao bì, y tế được phẩm có bước tăng nhanh chóng. Tác động ngắn hạn thể hiện rõ nhất trong các lĩnh vực đóng gói, ứng dụng polymer trong vệ sinh và y tế cho thấy nhu cầu tăng mạnh thông qua dự trữ, sự bùng nổ dịch vụ giao hàng và hoạt động trong lĩnh vực chăm sóc sức khỏe cao. Nhu cầu tăng trong ngành y tế được dự báo sẽ tiếp tục trong thời gian tới. Các lĩnh vực tiêu thụ polymer lớn khác, bao gồm cả ô tô và xây dựng, đang chứng kiến "cú hích" mạnh vào hệ thống thiết bị, nội thất.

Về thị trường sản phẩm hóa dầu trong nước, kết quả đánh giá cho thấy nhóm sản phẩm vật liệu như PE, PP, PS, PET, ABS, PTA, EG... là các sản phẩm tiềm năng có nhu cầu thị trường lớn (cân bằng cung cầu năm 2035 như Hình 2). Các sản phẩm cao su như SBR, NBR cũng được nhập khẩu 100% ở mức độ trung bình. Tuy nhiên, đây là nhóm sản phẩm phục vụ cho ngành công nghiệp dự kiến tiếp tục phát triển trong tương lai và là sản phẩm tiềm năng cần xem xét. Mặc dù có sự thiếu hụt thị trường trong nước, để giảm sự cạnh tranh với các đơn vị dự kiến đi vào hoạt động trong thời gian tới như Tổ hợp Hóa dầu Miền Nam, Hyosung (như PE, PP) và đáp ứng yêu cầu đặc biệt từ lĩnh vực ứng dụng cuối (ô tô điện, điện - điện tử, bao bì, trang trí nội thất), các sản phẩm được đề xuất sẽ tập trung vào các loại compound và có tính chất chuyên dụng.

3.2. Xu hướng và phương án công nghệ

3.2.1. Xu hướng và phương án công nghệ

Các công nghệ mới trong thời gian qua tập trung theo hướng sản xuất trực tiếp hóa dầu từ dầu thô (qua công nghệ cracking hơi nước trực tiếp dầu thô) và các công nghệ để gia tăng sản xuất/thu hồi olefins và BTX từ nhà máy lọc dầu như công nghệ chuyển hóa olefins (OCT) và cracking các olefin nhẹ (OCP, OCU). Công nghệ phát triển để nâng cao hiệu suất, tối ưu hóa năng lượng ở các quá trình sản xuất olefins và BTX từ dầu, và sản xuất các nhựa nguyên sinh (resin) từ olefins và BTX.

Sự phát triển nhanh chóng các loại sản phẩm vật liệu chuyên biệt (PP compound, ABS, SBR, PVC, PS...) cho các ngành ứng dụng (ô tô, điện - điện tử, bao bì, trang trí ngoại

Bảng 1. Các nguồn nguyên liệu tiềm năng cho sản xuất hóa dầu

Đơn vị: Nghìn tấn/năm

TT	Nguyên liệu	Nhà máy Lọc dầu Dung Quất hiện hữu [12]	Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau nâng cấp mở rộng [13]	Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn [14]
1	RFCC offgas ⁽¹⁾	96	210	176
2	LPG	393	340	38
3	Mixed C ₄	400 ⁽²⁾	_ ⁽³⁾	_ ⁽³⁾
4	Reformate	600	945	_ ⁽⁴⁾
5	Kerosene	198	648	592
6	Benzene	_ ⁽⁵⁾	_ ⁽⁵⁾	248
7	Paxylene	_ ⁽⁵⁾	_ ⁽⁵⁾	658
8	Dầu cặn (Slurry oil)	184	500	229
9	Lưu huỳnh	2,7	70	250

Ghi chú:

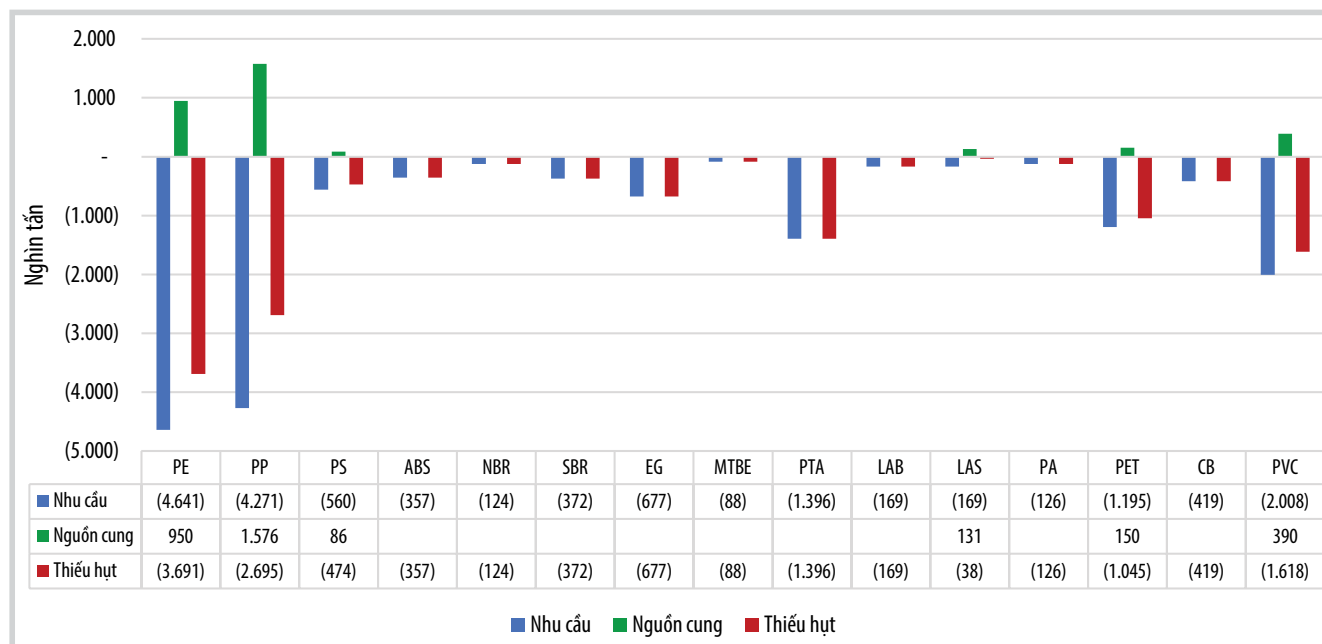
⁽¹⁾: Ethylene dự kiến thu hồi ở Nhà máy Lọc dầu Dung Quất trước/sau khi nâng cấp mở rộng và Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn tương ứng là 22, 42 và 58 nghìn tấn/năm.

⁽²⁾: Lượng butene dự kiến thu hồi được khoảng 200 nghìn tấn/năm.

⁽³⁾: Cấu hình Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau nâng cấp mở rộng và Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn có xưởng alkyl hóa nên phân đoạn Mixed C₄ không còn chứa butene.

⁽⁴⁾: Reformate của Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn đã được thu hồi BX.

⁽⁵⁾: Cấu hình Nhà máy Lọc dầu Dung Quất trước và sau nâng cấp mở rộng không có thu hồi BTX.



Hình 2. Cân bằng cung - cầu thị trường sản phẩm hóa dầu trong nước. Nguồn: VPI tổng hợp.

nội thất...) đã thúc đẩy các nhà công nghệ phát triển vật liệu đặc biệt, chuyên dụng và cần có bí quyết công nghệ để phát triển công nghệ, giải pháp sản xuất sản phẩm mới (loại compound) nhằm giảm trọng lượng, tăng tính năng và giảm giá thành sử dụng đến tay người tiêu dùng.

Dựa trên đánh giá sơ bộ về thị trường và nguyên liệu, một số hướng công nghệ và sản phẩm được đề xuất để đánh giá bao gồm:

- Phương án có thể áp dụng trong ngắn và trung hạn (5 - 10 năm) là những phương án có thể triển khai thuận lợi về mặt kỹ thuật (tính phức tạp), có quy mô không quá lớn, gồm:

+ Các phương án gia tăng sản lượng propylene kết hợp sản xuất các sản phẩm hóa dầu khác:

Nâng cao hiệu suất propylene và kết hợp thu hồi ethylene từ khí thải để sản xuất PP;

Sản xuất olefin từ C₃/C₄ áp dụng PDH/BDH;

Sản xuất propylene qua các công nghệ OCT, OCP;

+ Các phương án thu hồi ethylene và sản xuất các sản phẩm hóa dầu:

Phương án sản xuất PE;

Phương án sản xuất PS;

Phương án sản xuất EG;

Phương án sản xuất PVC.

+ Các phương án thu hồi/sản xuất BTX và sản xuất

các sản phẩm hóa dầu từ BTX:

Thu hồi BTX và sản xuất các sản phẩm từ BTX;

Phương án sản xuất PEP nhựa;

Phương án sản xuất nitrobenzene.

+ Sản xuất các sản phẩm khác từ nguyên liệu sản phẩm trung gian của nhà máy:

Chuyển hóa phân đoạn C₄ để phục vụ sản xuất ETBE/MTBE;

Sản xuất LAB/LAS từ phân đoạn kerosene;

Sản xuất carbon đen từ dầu cặn (từ phân xưởng RFCC).

Những phương án xem xét trong dài hạn (> 10 năm) có tính phức tạp về mặt kỹ thuật công nghệ, cần nguồn lực lớn và thời gian triển khai thường kéo dài, bao gồm:

- Cracking hơi nước naphtha;

- Cracking hơi nước dầu thô;

- Phương án sản xuất thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng và phát thải ròng bằng không.

3.2.2. Đề xuất phương án công nghệ

Từ các phương án được đề xuất sơ bộ cùng với tiêu chí cho những phương án cho giai đoạn ngắn/trung và dài hạn, nhóm tác giả đánh giá chi tiết và đề xuất quy mô công suất các phương án dựa trên hiện trạng của 2 nhà máy lọc dầu, nguyên liệu đầu vào, thị trường, sơ bộ tổng mức đầu tư (Bảng 3). Trên Hình 3 là các phương án được

xem xét đề xuất cho ngắn/trung hạn - đây là phương án thuận lợi về mặt kỹ thuật (tính phức tạp) và quy mô không quá lớn và Hình 4 là các phương án cho dài hạn có tính phức tạp về mặt kỹ thuật công nghệ, cần nguồn lực lớn và thời gian triển khai kéo dài.

3.3. Ước tính sơ bộ tổng mức đầu tư và hiệu quả kinh tế

Số liệu tính toán cho dự án được thu thập từ nguồn PEP Yearbook 2021 để có cùng cơ sở tính toán. Những dữ liệu không có trong PEP Yearbook 2021, nhóm tác giả thu thập từ các nhà bản quyền công nghệ. Tổng mức đầu tư của các dự án gồm các chi phí sau:

- Chi phí EPC gồm chi phí trong hàng rào và ngoài hàng rào, tham khảo từ PEP Yearbook 2021, nhà bản quyền và/hoặc theo các báo cáo nghiên cứu khả thi các dự án tương tự, được tính theo công thức (1);
- Chi phí trong hàng rào (battery limits): chi phí mua sắm, lắp đặt các thiết bị công nghệ và chi phí xây dựng trong hàng rào, được tính toán theo công thức (1);
- Chi phí ngoài hàng rào (off sites) gồm chi phí thiết bị tiện ích, phụ trợ (phòng thí nghiệm, xưởng chế

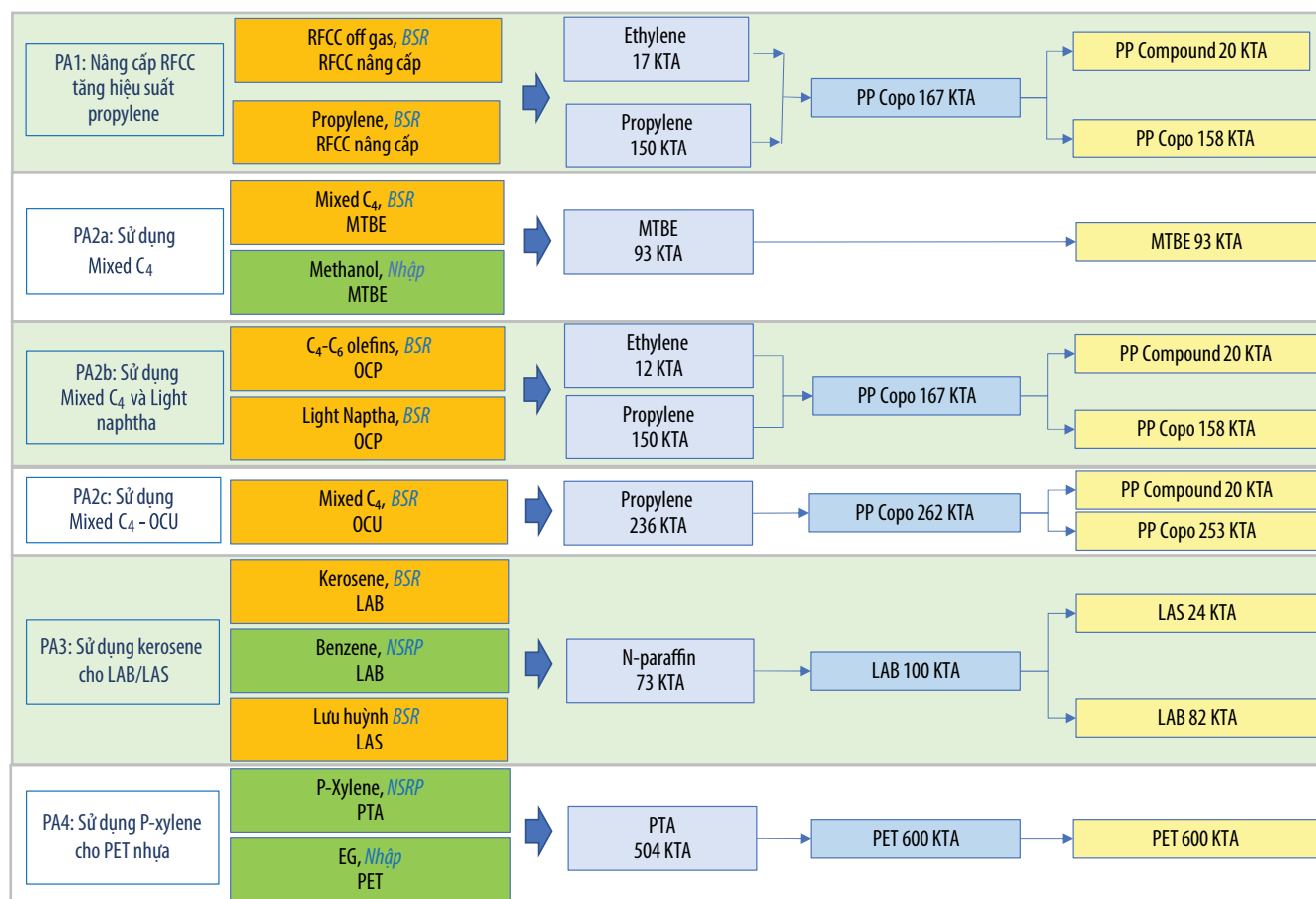
tạo...), vật liệu rời (đường ống, điện, điều khiển, sơn/cách nhiệt...) và chi phí xây dựng ngoài hàng rào;

- Chi phí chủ đầu tư: ước tính bằng 30% chi phí EPC, số liệu được tham khảo và tổng hợp từ các báo cáo nghiên cứu khả thi các dự án hóa dầu Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã thực hiện;

- Chi phí dự phòng bao gồm:
 - + Dự phòng do khối lượng phát sinh: 10% chi phí EPC và chi phí chủ đầu tư;
 - + Dự phòng do yếu tố trượt giá: 10% chi phí EPC và chi phí chủ đầu tư.

Cơ sở tính toán sơ bộ hiệu quả kinh tế

- Vòng đời dự án: 20 năm;
- Thời gian EPC: 38 - 54 tháng tùy theo phương án;
- Thời gian vận hành:
 - + Phương án 1: Dự kiến đi vào vận hành năm 2028;
 - + Phương án 2a, 2b, 2c và 4: Dự kiến đi vào vận hành năm 2027;



Hình 3. Một số phương án/sản phẩm hóa dầu tiềm năng giai đoạn ngắn/trung hạn.

- + Phương án 3: Dự kiến đi vào vận hành năm 2029;
- + Phương án 5, 6a, 6b, 6c và 7: Dự kiến đi vào vận hành năm 2030.
- Giá nguyên liệu và giá sản phẩm như Bảng 2.
- Chi phí tài chính
- + Cơ cấu vốn vay/vốn chủ sở hữu:
70% vốn vay, lãi suất vay VNĐ 8%/năm;
30% vốn chủ sở hữu, chi phí sử dụng vốn chủ sở hữu ước tính là 12%/năm.

Vốn vay và lãi vay với lãi suất cố định được hoàn trả trong thời hạn 10 năm sau khi bắt đầu giải ngân nguồn vốn;

Ân hạn vốn gốc và lãi: Trong quá trình xây dựng nhà máy;

Theo Quyết định số 1531/QĐ-DKVN ngày 29/2/2012 của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về việc ban hành quy định về quy trình và tiêu chí đánh giá, thẩm định và quyết định đầu tư các dự án của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (ngoại trừ các dự án tìm kiếm - thăm dò - khai thác dầu khí), tỷ suất doanh lợi tối thiểu (IRRmin) có công thức như sau:

$$IRR_{min} = WACC + I + R_e$$

Trong đó:

I: Tỷ lệ lạm phát dài hạn của đồng USD, ước tính bằng 2%;

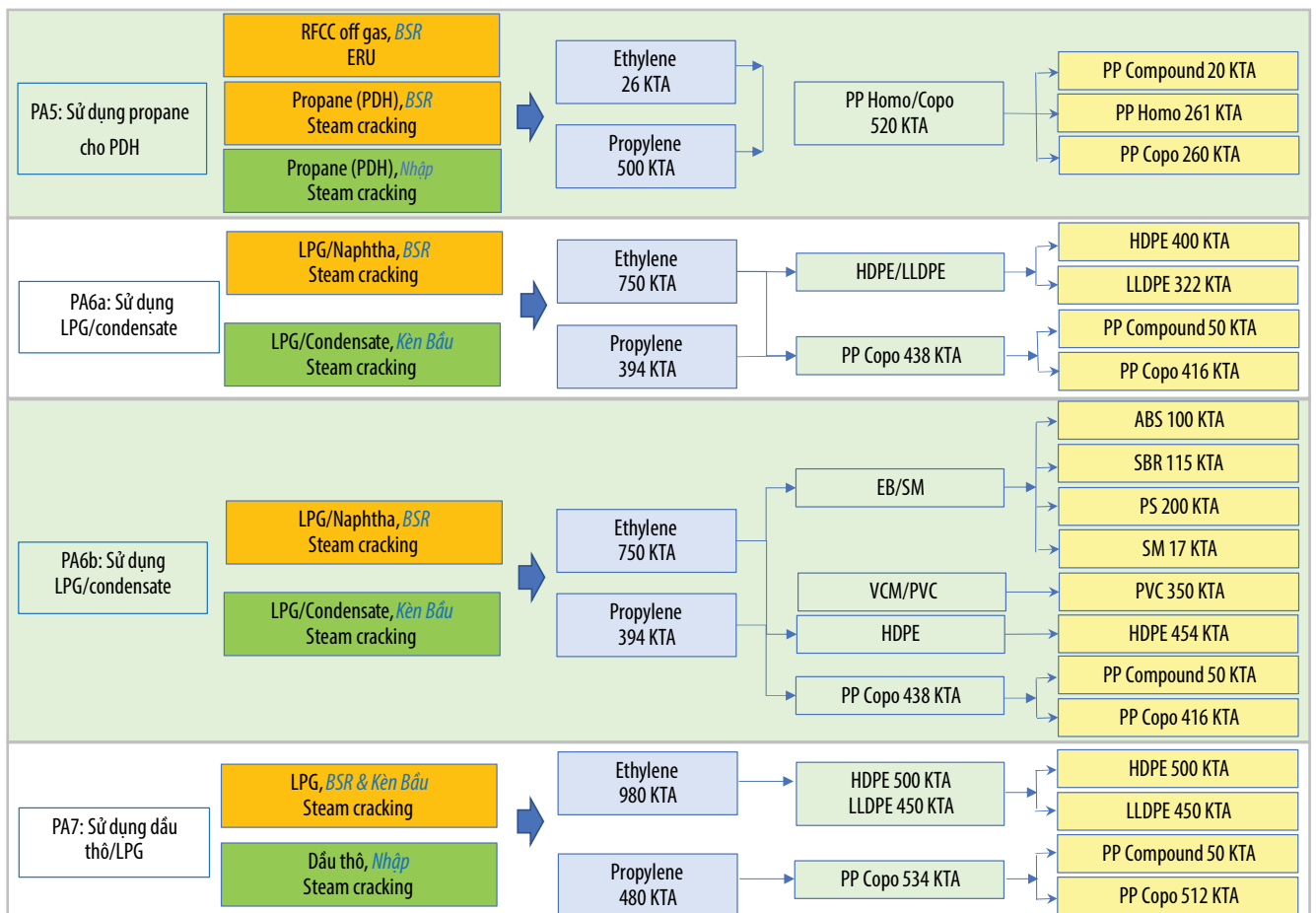
R_e: Hệ số rủi ro của dự án trong lĩnh vực lọc, hóa dầu và chế biến khác, ước tính bằng 2%.

Kết quả đánh giá sơ bộ hiệu quả đầu tư các phương án theo các kịch bản sản xuất khác nhau được thể hiện ở Bảng 3.

Nếu vận hành như 1 dự án độc lập, các phương án 1, 2c và 3 là các dự án có hiệu quả kinh tế (NPV dương, IRR dự án lớn hơn IRR min). Các phương án còn lại không có hiệu quả do doanh thu không đủ bù đắp chi phí.

3.4. Đánh giá và đề xuất phương án

Từ 7 phương án sản xuất các sản phẩm hóa dầu được xác định dựa trên phân tích SWOT, nhóm tác giả đã căn cứ theo tiêu chí đánh giá khả thi/không khả thi (đạt/không đạt) về mặt thị trường nguyên liệu và sản phẩm, công nghệ và hiệu quả đầu tư để đề xuất danh mục các dự án



Hình 4. Một số phương án/sản phẩm hóa dầu tiềm năng giai đoạn dài hạn.

Bảng 2. Nguồn giá nguyên liệu và giá sản phẩm

Đầu vào	Nguồn
Giá nguyên liệu chính và sản phẩm	Sử dụng bộ giá Nexant 2021 kết hợp giá theo PEP có tính trượt giá 2% mỗi năm từ 2020
Giá hóa chất/sản phẩm phụ	Sử dụng bộ giá Nexant 2021 kết hợp giá theo PEP có tính trượt giá 2% mỗi năm từ 2020
Giá phụ trợ	Sử dụng bộ giá Nexant 2021 kết hợp giá theo PEP có tính trượt giá 2% mỗi năm từ 2020
Chi phí hoạt động sản xuất, quản lý và bán hàng	Sử dụng các chi phí theo bộ PEP 2021 cung cấp

Bảng 3. Hiệu quả đầu tư các phương án khi xây dựng độc lập

Phương án (PA)	Tổng mức đầu tư cố định (triệu USD)	NPV@WACC (triệu USD)	NPV@IRRmin (triệu USD)	IRR (%)	Thời gian thu hồi vốn (năm)
PA 1	402,2	230,4	64,4	15,1	10
PA 2a	40,1	2,0	-1,2	11,2	6
PA 2b	1.578,4	-297,4	-313,5	3,5	-
PA 2c	516,5	280,0	69,9	14,6	12
PA 3	761,1	389,2	77,6	14,1	11
PA 4	736,0	10,5	-107,3	8,8	-
PA 5	1.240,9	277,9	-115,2	11,1	-
PA 6a	3.374,3	24,4	-746,9	8,64	-
PA 6b	4.843,2	1,106,4	-419,5	11,15	-
PA 7	3.314,5	-147,2	-843,1	7,98	-

(là các phương án) tiềm năng. Các phương án này (1, 2c, 5 và 6b) đã được xếp hạng thứ tự ưu tiên dựa trên các thông tin về thị trường nguyên liệu sản phẩm, công nghệ và tính khả thi về hiệu quả đầu tư (Bảng 4).

Kết quả phân tích cho thấy 4 phương án được đề xuất đánh giá ở các bước tiếp theo (như PreFS, FS và đầu tư) với thứ tự ưu tiên đầu tư cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất như sau: Phương án 1 > Phương án 2c > Phương án 5 > Phương án 6b. Theo đó:

- Phương án 1 và 2c là các giải pháp cho giai đoạn ngắn - trung hạn để nâng cao tỷ trọng các sản phẩm hóa dầu trong nhà máy lọc dầu và sản xuất các vật liệu mới PP copo và PP compound có tính chất đặc biệt, chuyên dụng và áp dụng nhiều ở lĩnh vực có xu hướng phát triển bền vững, giảm được cạnh tranh với các đơn vị dự kiến đi vào hoạt động như Tổ hợp Hóa dầu Miền Nam, Hyosung.

- Phương án 5 và 6b: Tiếp tục tập trung sản xuất các vật liệu mới như ABS, PS và cao su tổng hợp (SBR) ứng dụng trực tiếp vào các lĩnh vực chuyên biệt. Đa số tập trung vào các loại compound và có yêu cầu, tính chất đặc biệt.

Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn: Phương án 3 được đề xuất để nghiên cứu bước tiếp theo và cần lưu ý một số điểm về thị trường. Về dài hạn, việc sử dụng các loại nhựa PET, nhựa tái chế cũng nên xem xét và đánh giá.

Bên cạnh các hướng để nâng cao hiệu quả của nhà máy lọc dầu hiện có, để thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng đang diễn ra và ngày càng rõ nét ở giai

đoạn dài hạn, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần đánh giá một số hướng/giải pháp công nghệ trên cơ sở các lợi thế cạnh tranh và rào cản đối với các nhà máy lọc dầu. Trên cơ sở phân tích xu hướng, chiến lược và kinh nghiệm phát triển, một số hướng giải pháp dài hạn cho nhà máy lọc dầu được đề xuất như sau:

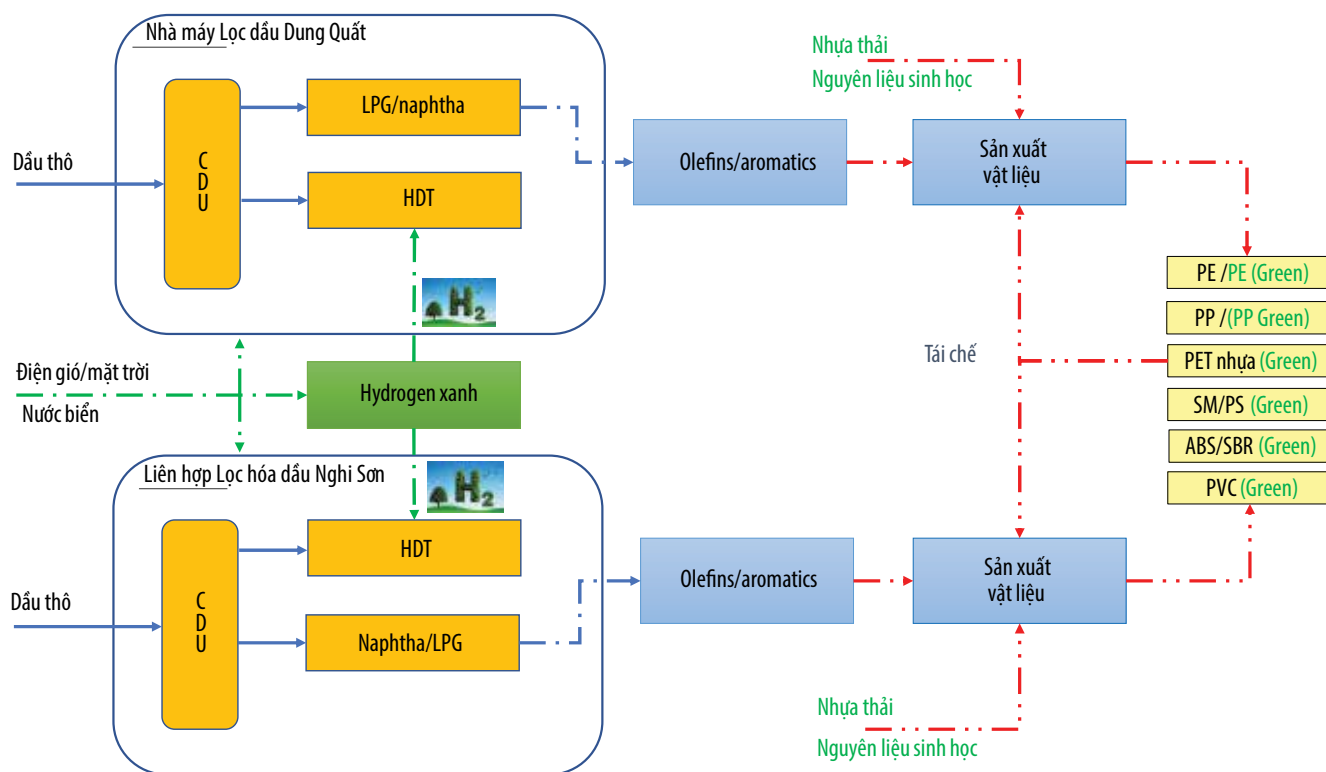
- Sản xuất các loại vật liệu phục vụ cho các ngành công nghiệp có thế mạnh của Việt Nam cũng như nhu cầu bền vững của thế giới như sản xuất ô tô, thiết bị điện tử, thiết bị y tế và trang thiết bị phục vụ sức khỏe. Các loại vật liệu ngắn hạn có nguồn gốc từ dầu khí, dài hạn bổ sung thành phần từ sinh học. Xu hướng tích hợp sử dụng nhựa thải, để tái sử dụng các nhà máy sản xuất vật liệu, để thúc đẩy nền kinh tế tuần hoàn. Việc sản xuất các sản phẩm xanh, sạch từ nguồn nguyên liệu tích hợp, sử dụng các nguồn nguyên liệu sinh học và tái chế là phù hợp với xu hướng phát triển dài hạn và bền vững.

- Xu hướng sử dụng năng lượng tái tạo áp dụng vào các nhà máy lọc dầu, một số hướng có thể xem xét sản xuất hydrogen từ nước/nước biển sử dụng năng lượng tái tạo (năng lượng gió, mặt trời) tại 2 nhà máy lọc dầu để cung cấp cho các phân xưởng xử lý bằng hydrogen (HDT), thay thế một phần hydrogen được sản xuất từ các nguyên liệu như LPG, naphtha ở Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn. Khi đó, các nguyên liệu này có thể sử dụng cho các phân xưởng PDH hoặc cracking hơi nước.

Ngoài ra, xu hướng chuyển dịch năng lượng ảnh hưởng đến việc giảm nhu cầu sản phẩm lọc dầu (xăng,

Bảng 4. Đánh giá và đề xuất các phương án tiềm năng

Phương án (sản phẩm)	Tính khả thi về thị trường	Tính khả thi sơ bộ về công nghệ	Tính khả thi về hiệu quả đầu tư	Đánh giá, đề xuất	Xếp hạng thứ tự ưu tiên
Phương án 1 (PP copo và PP compound khi nâng cấp RFCC)	Việt Nam vẫn còn thiếu hụt PP (490 nghìn tấn vào năm 2025), PP compound (20 nghìn tấn vào năm 2020) → Khả thi	Việc cải hoán xưởng RFCC được đánh giá sơ bộ là khả thi Đầu tư xưởng PP mới là khả thi Sản xuất PP compound cần có bí quyết công nghệ và phối hợp với đơn vị tiêu thụ → Khả thi sơ bộ	Tổng mức đầu tư cố định: 402 triệu USD; IRR độc lập: 15,1% > IRRmin → Khả thi	Phương án có tính khả thi, nên xem xét triển khai, tuy nhiên cần đánh giá kỹ hơn về mặt kỹ thuật công nghệ ở bước tiếp theo → Đề xuất	1
Phương án 2a (MTBE từ mixed C ₄)	Lượng thiếu hụt khoảng 65 nghìn tấn vào năm 2025 Các đơn vị tiêu thụ sản phẩm xăng của BSR không đồng ý mua xăng có chứa oxygentate → Không khả thi nếu tính đến việc sản xuất để tiêu thụ nội bộ bên cạnh việc bán ra bên ngoài	Công nghệ truyền thống → Khả thi	Tổng mức đầu tư cố định: 40,1 triệu USD; IRR độc lập: 11,2% → Khả thi sơ bộ, nhưng không đóng góp nhiều vào sự gia tăng hiệu quả tổng thể của nhà máy lọc dầu	Không đề xuất do thị trường không chấp nhận sản phẩm xăng chứa MTBE được pha chế từ Nhà máy lọc dầu Dung Quất và hiệu quả kinh tế chưa cao	-
Phương án 2b (PP Copo và PP compound qua con đường OCP)	Tương tự PA1	Công nghệ	Tổng mức đầu tư cố định: 1.578 triệu USD; IRR độc lập: 3,5 → Không khả thi	Không đề xuất do không đạt hiệu quả kinh tế	-
Phương án 2c (PP Copo, PP compound qua con đường OCU)	Việt Nam vẫn còn thiếu hụt PP (490 nghìn tấn năm 2025), PP compound (20 nghìn tấn năm 2020) → Khả thi	Khả thi sơ bộ	Tổng mức đầu tư cố định: 569,8 triệu USD; IRR độc lập: 14,6% > IRRmin → Khả thi	Đề xuất	2
Phương án 3 (PET nhựa)	Dự kiến thị trường vẫn còn thiếu hụt Có khả năng cạnh tranh với một số đơn vị sản xuất trong nước như Formosa, Far Estearn → Khả thi, xem xét tính cạnh tranh	Công nghệ truyền thống, cần xem xét tích hợp với NSRP để tăng tính hiệu quả → Khả thi	→ Tổng mức đầu tư cố định 761 triệu USD, IRR 14,1% > IRRmin → Khả thi	Đề xuất triển khai nhưng cần đánh giá chi tiết hơn về thị trường	Phương án áp dụng cho Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn
Phương án 4 (LAB, LAS)	LAB thiếu hụt 120 nghìn tấn vào năm 2025, LAS đã cân bằng và xuất khẩu. → LAB: Khả thi LAS: Không khả thi	Áp dụng chủ yếu công nghệ của UOP trong sản xuất LAB	TIC: 478 triệu USD, IRR không xác định → Chưa khả thi	Không đề xuất do hiệu quả đầu tư không đạt	-
Phương án 5 (PP copo, PP compound qua con đường PDH)	Khả thi như phương án 1	Công nghệ PDH đã phổ biến → Khả thi	Tổng mức đầu tư cố định: 1.241 triệu USD, IRR độc lập: 11,07% → Chưa khả thi rõ rệt	Đề xuất	3
Phương án 6a (PP copo và PP compound, PE qua con đường SC)	Nhựa PE vẫn còn thiếu hụt lớn PP copo và PP compound: như phương án 1 → Khả thi	Quy trình công nghệ phức tạp nhưng là các quá trình truyền thống → Khả thi	Tổng mức đầu tư cố định: 3.274 triệu USD, IRR độc lập: 8,64% → Chưa khả thi	Không đề xuất do không đạt tiêu chí về hiệu quả đầu tư	-
Phương án 6b: (PP, PE, PVC, ABS, SBR qua con đường SC)	PP, PE: như phương án 6a Nhu cầu ABS và SBR được đáp ứng từ nguồn nhập khẩu → Khả thi	Quy trình công nghệ phức tạp nhưng là các quá trình truyền thống → Khả thi	Tổng mức đầu tư cố định: 4.843 triệu USD và IRR độc lập: 11,15% → Chưa khả thi rõ rệt	Đề xuất triển khai ở giai đoạn dài hạn	4
Phương án 7 (hóa dầu từ dầu thô nhẹ)	Các sản phẩm hóa dầu Việt Nam vẫn còn phải nhập khẩu → Khả thi	Công nghệ có tính đặc thù cao, chưa được phổ biến rộng → Chưa chắc chắn	Tổng mức đầu tư cố định: 3.314,5 triệu USD và IRR độc lập: 7,9% → Chưa khả thi	Không đề xuất do chưa hiệu quả về kinh tế và công nghệ chưa được kiểm chứng rộng rãi	-



Hình 5. Một số định hướng dài hạn thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng và phát thải ròng bằng không.

dầu), do vậy các nhà máy lọc dầu cần có định hướng đẩy mạnh phát triển sản phẩm hóa dầu, giảm lượng sản phẩm xăng dầu. Khi đó có thể sử dụng các nguồn nguyên liệu như naphtha, LPG cho cracking hơi nước; sản phẩm olefin (như ethylene, propylene) hoặc BTX được sản xuất và làm nguyên liệu cho sản xuất vật liệu. Sơ đồ định hướng dài hạn để thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng và không phát thải được thể hiện trên Hình 5. Tuy nhiên, việc áp dụng các giải pháp công nghệ chưa mang lại hiệu quả kinh tế ở thời điểm hiện tại. Do đó, cần tiếp tục theo dõi, cập nhật sự phát triển công nghệ (giảm chi phí đầu tư, giảm giá thành sản xuất), chính sách (khuyến khích phát triển/sử dụng nguyên liệu sạch, năng lượng tái tạo) và thị trường mục tiêu để đánh giá chi tiết và giải pháp cho từng giai đoạn.

4. Kết luận

Dựa trên dữ liệu đầu vào bao gồm (i) thị trường nguyên liệu và sản phẩm (VPI tổng hợp); (ii) giá nguyên liệu và sản phẩm (dữ liệu quá khứ và dự báo từ đơn vị tư vấn nước ngoài Nexant) và bộ giá phụ trợ, tiện ích (Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn cung cấp); (iii) phương án kỹ thuật công nghệ (tham khảo thông tin từ nhà bản quyền, IHS Markit PEP Yearbook 2021), nhóm tác giả đã phân tích, đánh giá và đề xuất sản phẩm tiềm năng và phương án sản xuất ở giai đoạn ngắn/trung hạn và trung/dài hạn (khi nguồn nguyên liệu khả thi) để từ đó

đánh giá và xếp hạng các phương án theo thứ tự ưu tiên.

Đối với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, xem xét việc gia tăng sản lượng propylene từ việc cải hoán phân xưởng RFCC hoặc đầu tư cụm phân xưởng cracking olefins (OCU) trong trung hạn. Trong dài hạn, phát triển sản phẩm hóa dầu bao gồm vật liệu nhựa và cao su đặc biệt thông qua việc đầu tư thêm phân xưởng cracking hơi nước và phân xưởng sản xuất hóa dầu từ olefins, kết hợp với aromatics.

Đối với Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, việc phát triển sản phẩm nhựa PET (chai nhựa) từ nguồn para-xylene từ nhà máy, để kéo dài chuỗi sản phẩm hóa dầu là hướng cần xem xét triển khai bước tiếp theo để đánh giá chi tiết và áp dụng.

Một số hướng phát triển dài hạn để thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng và không phát thải cũng được nhóm tác giả đề xuất, tuy nhiên việc áp dụng các giải pháp công nghệ chưa mang lại hiệu quả kinh tế ở thời điểm hiện tại. Do đó, cần tiếp tục theo dõi, cập nhật sự phát triển công nghệ, chính sách và thị trường mục tiêu để đánh giá chi tiết và giải pháp cho từng giai đoạn. Việc phát triển công nghệ mới để phát triển vật liệu nhựa và cao su đặc biệt/chuyên dụng, để áp dụng cho các ngành (ô tô, y tế và dược phẩm) cũng đề xuất cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và có xem xét việc sử dụng nguồn tái tạo, nguyên liệu sinh học và nhựa tái chế để thích ứng với chuyển dịch năng lượng.

Tài liệu tham khảo

- [1] IHS, "Crude oil to chemicals (COTC), A petrochemical Godzilla? 2020".
- [2] Wood Mackenzie, "Petrochemical integration defines long term downstream winners and losers", 23/2/2021. [Online]. Available: <https://www.woodmac.com/reports/refining-and-oil-products-petrochemical-integration-defines-long-term-downstream-winners-and-losers-469875>.
- [3] ePTQ, Outlook for 2020, Vol. 25, No. 1, 2020.
- [4] Patrick Kirby, "2019 in review: 5 trends that shook the petrochemical markets", 17/12/2019. [Online]. Available: <https://www.woodmac.com/news/opinion/2019-in-review-5-trends-that-shook-the-petrochemical-markets/>.
- [5] IHS, "Chemical industry outlook and emerging trends", 2019.
- [6] IHS, "A broad stroke on chemicals in the Covid-19 & low oil price environment", 2020.
- [7] IHS Market, "The chemical pulse Covid-19 and oil turmoil - Report 1", 2020.
- [8] Strategy&, "Preparing the chemicals industry for 'the day after' the Covid-19 pandemic", 29/4/2020. [Online]. Available: <https://www.strategyand.pwc.com/de/en/industries/energy-utilities-resources/consequences-for-the-chemicals-industry/preparing-the-chemicals-industry-for-the-day-after-the-covid-19-pandemic.pdf>.
- [9] BCG, "Covid-19 impact on petrochemicals", 2020.
- [10] Los Angeles Times, "New York climate plan sets 30-year goal for 100% renewable energy", 20/7/2019. [Online]. Available: <https://www.latimes.com/world-nation/story/2019-07-20/new-york-climate-plan>.
- [11] Đào Đoàn Duy, "Dự báo xu hướng chuyển dịch năng lượng của thế giới đến năm 2050", *Tạp chí Dầu khí*, Số 7, trang 67 - 77, 2020.
- [12] BSR, "Số liệu vận hành BSR", 2021.
- [13] Foster Wheeler, "Tài liệu thiết kế FEED Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất", 2017.
- [14] NSRP, "Tài liệu thiết kế FEED của Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn", 2009.
- [15] S&P Global, "Polyolefins trends in H1 2021: New Asia capacity, unclear demand", 2/2021. [Online]. Available: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/special-reports/petrochemicals/olefins-polymers-global-outlook-h1-2021>.

REFINERY-PETROCHEMICALS INTEGRATION: DOWNSTREAM TRENDS AND RECOMMENDATIONS FOR REFINERIES HAVING PETROVIETNAM'S CONTRIBUTED CAPITAL

**Huynh Minh Thuan¹, Le Duong Hai¹, Vo Thi Thuong¹, Truong Van Nhan¹, Nguyen Manh Huan¹, Nguyen Thi Chau Giang¹
Nghiem Thi Ngoan¹, Hua Duy Dat¹, Dinh Van Nhan², Nguyen Huu Luong¹**

¹Vietnam Petroleum Institute

²Binh Son Refining and Petrochemical Joint Stock Company

Email: thuanhm.pvpro@vpi.pvn.vn

Summary

Crude oil and natural gas are two important feedstocks for petrochemical production worldwide. At present, the domestic production of petroleum and petrochemical products (e.g. from Dung Quat and Nghi Son refineries) is not enough to satisfy the domestic demand. It is forecasted that materials such as plastics (PE, PP, PVC, ABS, PS) and rubers (SBR, NBR) will still have to be imported to meet the development of some potentially sustainable areas such as electric and electronic appliances, automotive, medicals and pharmaceuticals. In this study, petrochemical production is evaluated on the following criteria: (i) Feedstock and product market; (ii) Historical and forecasted prices; (iii) Technology evaluation, and (iv) Trend and experience on crude oil to petrochemicals. Resulting from that, some potential scenarios are proposed for petrochemical productions in Vietnam in the short-/middle- and long-term based on the imported feedstock and domestic supply.

Key words: Energy transition, petrochemicals from crude oil, Dung Quat Refinery, Nghi Son Refinery and Petrochemical Complex.

ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ CỦA LƯỚI LỌC TRONG THIẾT KẾ KIỂM SOÁT CÁT THÔNG QUA THÍ NGHIỆM LƯU GIỮ CÁT

Nguyễn Lâm Quốc Cường¹, Nguyễn Mậu Đăng²

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Công ty Dầu khí Việt Nhật (JVPC)

Email: cuongnlq@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.11-04>

Tóm tắt

Để khai thác dầu khí trong thành hệ cát có độ gắn kết yếu hoặc bở rời, việc phải sử dụng lưới lọc cát trong giếng khoan là cần thiết để ngăn ngừa sự dịch chuyển của cát thành hệ đi vào giếng (còn gọi là hiện tượng cát chảy) làm tắc nghẽn giếng khoan. Trong công tác hoàn thiện giếng thân trần, lưới lọc cát trực tiếp là thành phần chính để ngăn ngừa cát chảy, do vậy việc lựa chọn được lưới lọc cát phù hợp là yếu tố then chốt để giảm thiểu lượng cát đi vào lòng giếng và tối ưu vòng đời khai thác của giếng.

Hiện nay, các loại lưới lọc cao cấp (premium screen) với các tấm đan (meshes) bằng thép làm cho độ mở của khe lưới có hình dạng phức tạp dẫn đến hiệu quả ngăn ngừa cát khác biệt rất nhiều so với các loại lưới truyền thống. Thí nghiệm lưu giữ cát được xem là tiêu chuẩn và bắt buộc phải làm khi lựa chọn độ mở và kích thước khe hở của lưới lọc, và được dùng để xác định các hạn chế của việc ngăn ngừa cát cho từng độ mở khác nhau.

Bài báo trình bày các yếu tố ảnh hưởng đến kết quả thí nghiệm lưu giữ cát và đề xuất giải pháp khắc phục theo hướng cần xem xét xu hướng của dữ liệu hơn là dựa tuyệt đối vào kết quả đầu ra. Bài báo cũng trình bày phương pháp đánh giá thông qua sự thay đổi độ thấm của lưới lọc để có kết quả định lượng hơn so với các phương pháp truyền thống.

Từ khóa: Cát chảy, lựa chọn lưới lọc, thí nghiệm lưu giữ cát.

1. Giới thiệu

Để duy trì khả năng cho dòng của giếng, khó khăn chung trong hệ thống khai thác là kiểm soát được hiện tượng cát chảy từ thành hệ vào giếng. Hiện tượng cát chảy - một trong những nguyên nhân chính làm suy giảm khả năng khai thác của giếng - tạo ra những nút cát chắn dòng vào, làm ăn mòn chuỗi thiết bị khai thác đáy giếng, làm hư hại hệ thống thiết bị bề mặt như bình tách, đường ống... Việc thực hiện các thí nghiệm để mô phỏng lại các quá trình hình thành cũng như ảnh hưởng của hiện tượng cát chảy là đặc biệt quan trọng, góp phần đánh giá, kiểm soát và tối ưu hiệu quả khai thác bao gồm đánh giá, lựa chọn tối ưu loại lưới phù hợp để ngăn ngừa hiện tượng cát chảy.

Thí nghiệm giữ cát thường được dùng để lựa chọn lưới lọc tối ưu làm lưới chắn cát, nhằm kiểm soát việc cát chảy vào hệ thống khai thác, giảm thiểu ảnh hưởng đến khả năng khai thác của giếng. Hai cơ chế (slurry và sandpack) mô tả lại cát được khai thác chung với sản phẩm trong khoảng không giữa mặt lớp cát và lưới chắn, sau đó hình thành 1 lớp cát gọi là bridging che mất khoảng không, ngăn không cho dòng sản phẩm chạy vào thành giếng. Đây là thí nghiệm có hiệu quả ứng dụng, phù hợp cho quá trình tiếp cận nghiên cứu mới.

2. Phương pháp thí nghiệm

Việc lựa chọn lưới lọc phù hợp nhất sử dụng trong quá trình kiểm soát cát cần phải được xác định trước giai đoạn hoàn thiện giếng khai thác. Do vậy, các thử nghiệm lưu giữ cát trong phòng thí nghiệm sẽ được tiến hành trên các hệ lưới lọc khác nhau (Hình 1) để đánh giá mức độ hiệu quả của kích thước mở lưới lọc. Nghiên cứu của Coberly [1] chủ yếu dựa vào kích thước hạt cát thành hệ



Ngày nhận bài: 19/10/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 19 - 21/10/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/10/2022.

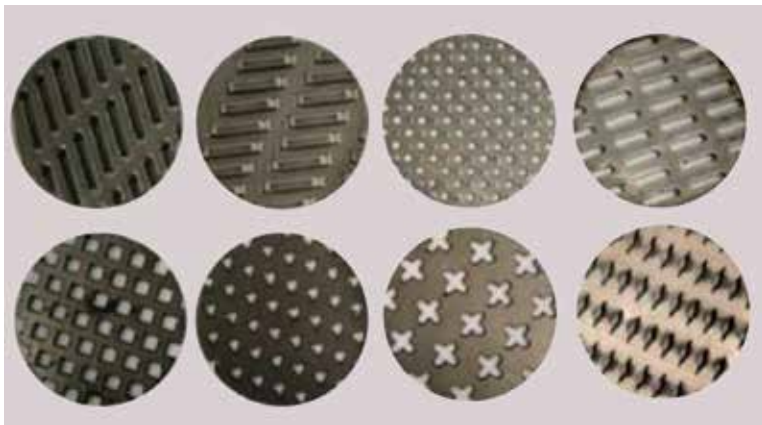
để lựa chọn độ mở của lưới, không đề cập đến độ chọn lọc cũng như tính đồng nhất của cát nên tính thực tế không cao.

Các thí nghiệm đều đo áp suất trong quá trình thử nghiệm (hoặc tốc độ dòng chảy nếu áp suất được kiểm soát) và lượng cát thu được. Quá trình này có thể thực hiện với cả cát vữa và cát mô phỏng. Chất lưu dùng để bơm ép, tốc độ dòng chảy và kênh là những yếu tố chính ảnh hưởng đến kết quả thí nghiệm lưu giữ cát. Khi sử dụng cát thành hệ, thí nghiệm lưu giữ cát được cho là rất hữu ích để so sánh hiệu suất lưu giữ và khả năng bị tắc nghẽn của các loại lưới lọc [2, 3].

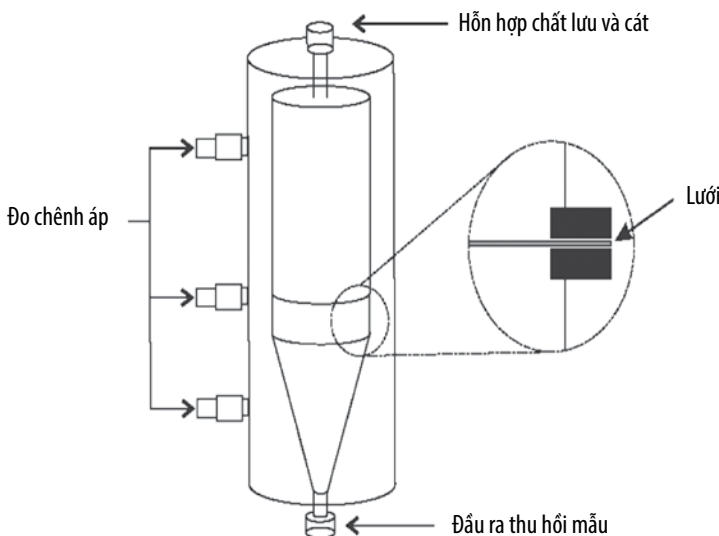
Hiệu suất lưới lọc thường được đánh giá dựa trên 2 yếu tố sau [4, 5]:

- + Khả năng bị tắc nghẽn của lưới để đánh giá thời gian sử dụng lưới trước khi bị tắc nghẽn.
- + Khả năng giữ cát để đánh giá khả năng giữ cát tối đa và không cho 1 lượng cát đáng kể lọt qua lưới.

Có 2 loại thí nghiệm lưu giữ cát: kiểm tra lơ lửng (slurry test) và thí nghiệm gói cát (sand-pack test). Cả 2 thí nghiệm này đều có thể đo các thông số sau [6]:



Hình 1. Các loại lưới lọc cơ bản.



Hình 2. Thí nghiệm lơ lửng - slurry test.

+ Khối lượng cát thu được là 1 hàm của thời gian hoặc là hàm của khối lượng cát được bơm vào nhằm đánh giá hiệu quả giữ cát của lưới.

+ Áp suất tăng dần trong khoảng lưới lọc và lớp cát cho ý tưởng đánh giá khả năng bị tắc nghẽn lưới.

+ Sự phân bố kích thước hạt (PSD) của cát thu được sẽ giúp đánh giá khả năng xói mòn.

Nghiên cứu của Wu [5] chỉ ra rằng trong thí nghiệm giữ cát, cát phải được lắng đọng trên lưới lọc ở điều kiện áp suất giảm dần (drawdown pressure) để tránh việc hiểu sai về sự gia tăng nhanh chóng của áp suất do bị tắc nghẽn trên lưới từ thử nghiệm tốc độ dòng chảy không đổi. Hiện tượng bị tắc nghẽn trên lưới có thể được xác định bằng cách đo độ thấm của lưới lọc cát trước và sau khi thí nghiệm hoàn thành. Hình 3 là sơ đồ hệ thiết bị thử nghiệm lưu giữ cát.

Chưa có tiêu chuẩn thống nhất về cách lưu giữ cát nên được thực hiện như thế nào hoặc cách diễn giải kết quả ra sao. Các thông số, chẳng hạn như độ thấm qua lượng cát thu được trên lưới và chênh áp qua lưới, có thể xác định được từ thí nghiệm.

2.1. Thí nghiệm slurry

Thí nghiệm slurry sử dụng dung dịch có nồng độ cát thấp được bơm qua lưới lọc theo cách ngăn chặn sự phân tách cát hình thành trước khi tác động lên lưới lọc. Cát sẽ ở trạng thái lơ lửng trong dung dịch (thường là dung dịch có độ nhớt trung bình cao) và máy bơm sẽ đẩy dung dịch này vào dòng chất lưu tốc độ cao (thường cùng loại chất lưu trong vỉa), nồng độ cát sau đó được pha trộn làm loãng đi và chảy xuống lưới lọc (Hình 2). Thí nghiệm sẽ đo lượng hạt rắn thu được sau khi qua lưới lọc và tốc độ mà áp suất tích tụ trên lưới lọc so với lượng cát đã tiếp xúc với lưới lọc. Thí nghiệm này được sử dụng để mô phỏng các hiện tượng bên ngoài vành giếng khoan.

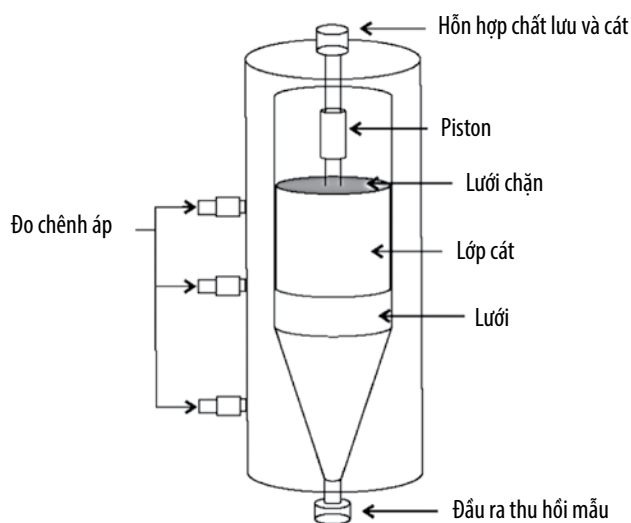
2.2. Thí nghiệm sandpack

Mẫu thử nghiệm được chuẩn bị bằng cách đặt cát đã tan rã vào lưới lọc. Cát được đặt trực

tiếp lên lưới lọc, sau đó cho 1 chất lưu dính ướt được chảy qua lớp cát và lưới lọc. Áp suất nén được đặt lên lớp cát để lớp cát tiếp xúc hoàn toàn với lưới lọc. Lượng cát đi qua sẽ được cân đo cũng như sự sụt giảm áp suất sẽ được ghi nhận (Hình 3). Thí nghiệm này mô phỏng lại hiện tượng sụp lở thành hệ hay kiểm tra khả năng kiểm soát cát chảy.

3. Các yếu tố ảnh hưởng đến kết quả thí nghiệm lưu giữ cát

Thí nghiệm lưu giữ cát được thực hiện cho các loại lưới khác nhau và từng loại vỉa khác nhau. Tùy thuộc kích cỡ hạt cát thành hệ, tỷ lệ cát thu được cũng như điều kiện ăn mòn mà vật liệu thiết kế hay cách xen kẹp các tấm đan sẽ được điều chỉnh. Thành phần sét hay độ đồng nhất của vỉa cũng ảnh hưởng lớn đến việc lựa chọn loại lưới kiểm soát cát chảy [7]. Cách thiết kế và quy mô của từng loại hệ thiết bị thí nghiệm cũng sẽ tác động đến kết quả thí nghiệm.



Hình 3. Thí nghiệm gói cát - sandpack test.

3.1. Kích thước cát thành hệ

Xác định chính xác kích thước cát thành hệ đóng vai trò quan trọng nên kỹ thuật dùng để phân tích mẫu cát thành hệ cũng rất quan trọng. Kỹ thuật phân tích sự phân bố hạt cát không đúng sẽ dẫn đến thất bại khi sử dụng các gói sỏi (gravel pack) hay lưới lọc do các điểm tắc nghẽn sẽ hình thành hoặc cát sẽ chảy nhiều vào giếng. Phân bố kích thước hạt (PSD) là chỉ số cho biết thành phần tương đối tương ứng với lượng hạt theo tỷ lệ (%) của các kích cỡ hạt khác nhau có mặt trong mẫu cát phân tích, với tổng lượng hạt là 100%. Để đo PSD của cát thành hệ có thể sử dụng phương pháp nhiễu xạ laser hay còn gọi là LPSA (laser particle size analysis) và phương pháp sàng khô (sieve analysis). Đây là các kỹ thuật được thiết lập tốt để đo kích thước của các hạt và thường được dùng đồng thời nếu muốn có dải đo dài từ cao đến thấp. Cần lưu ý rằng, các hạt cát được coi là có hình cầu trong cả 2 phương pháp, có nghĩa là kích thước hạt bằng với đường kính tương đương (đường kính của 1 quả cầu tạo ra hình ảnh nhiễu xạ giống như hạt ở hướng ngẫu nhiên).

Cát mô phỏng với các hạt tròn được tạo ra hoàn toàn từ silica, nhưng cát vỉa chứa nhiều loại khoáng chất, ảnh hưởng đến hình dạng và tính chất hạt. Nhóm tác giả cho rằng những quan sát này có thể không được áp dụng rộng rãi vì chỉ xem xét 2 loại cát trong các thử nghiệm của mình trong khi cát vỉa nên được sử dụng bất cứ khi nào có thể [4].

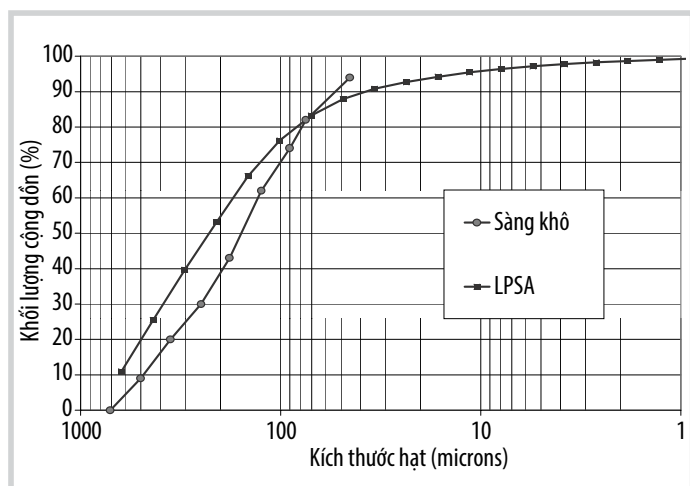
Giá trị phân bố kích thước hạt PSD sẽ là thông số ban đầu để lựa chọn loại lưới lọc phù hợp cho thí nghiệm lưới giữ cát. Với kết quả phân tích PSD, sẽ có các giá trị từ d_{10} - d_{90} (tương ứng với 10 - 90% lượng hạt cát trong 100% mẫu ban đầu), từ đó tính được hệ số đồng nhất (uniformity coefficients) U_c dựa trên công thức:

$$U_c = \frac{d_{40}}{d_{90}}$$

Từ Bảng 1 có thể đánh giá sơ bộ mức độ phân loại cát vỉa để từ đó có thể lựa chọn kết cấu lưới cũng như độ mở phù hợp của lỗ lưới.

3.2. Độ ướt của chất lưu vỉa (wetting fluid)

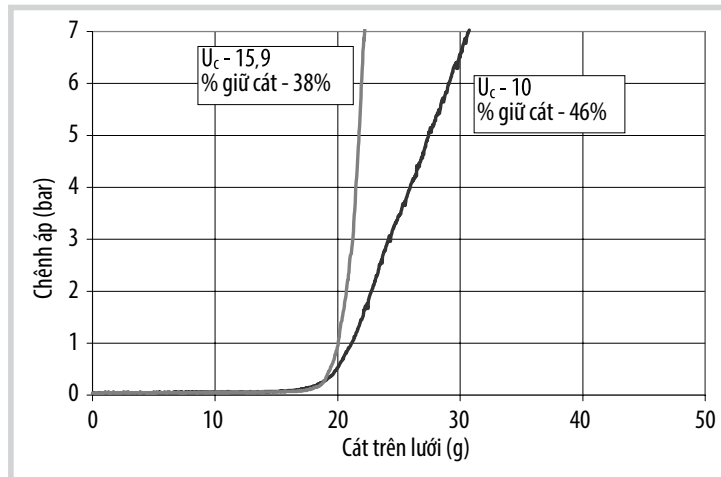
Các giếng khai thác thường hoạt động ở điều kiện áp suất cao và/hoặc nhiệt độ cao. Tuy nhiên, việc thử nghiệm ở điều kiện vỉa trong phòng thí nghiệm



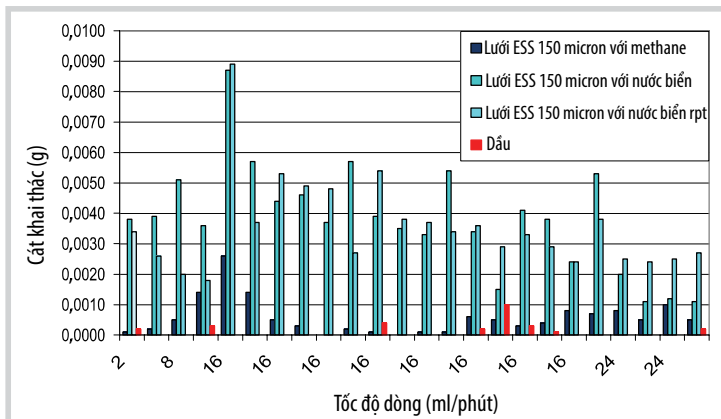
Hình 4. Biểu đồ phân bố độ hạt dựa trên 2 phương pháp [8].

Bảng 1. Phân loại cát

U_c	Phân loại cát
$U_c \leq 3$	Đồng nhất
$3 < U_c \leq 5$	Ít đồng nhất
$5 < U_c \leq 10$	Không đồng nhất
$U_c > 10$	Rất không đồng nhất



Hình 5. Ảnh hưởng của hệ số đồng nhất (U_c) đến khả năng lưu giữ cát [8].



Hình 6. Biểu đồ thể hiện mức độ ảnh hưởng của chất lưu đến thí nghiệm [4].

Bảng 2. Lượng cát thu được tương ứng với các loại chất lưu khác nhau trên cùng 1 loại lưới [4]

Loại lưới	Chất lưu	Tổng lượng cát chảy qua (g)
150 DTW	Chất lưu có methanol	0,0272
150 DTW	Nước biển	0,0854
150 DTW	Dầu	0,0027

khá nguy hiểm và tốn kém. Thí nghiệm lưu giữ cát được thiết kế để đánh giá các yếu tố vật lý tác động đến việc tạo ra hiện tượng tắc nghẽn (plugging) hay hiệu quả của việc kiểm soát cát như tốc độ dòng chảy, độ nhớt chất lưu hay kích thước hạt cát thành hệ.

Nước muối tỷ trọng cao và dung môi polymer hiện nay chủ yếu được sử dụng để mô phỏng chất lưu vỉa. Tuy nhiên, lực liên kết phân tử giữa các chuỗi polymer khá mạnh nên rất khó hòa tan khi khuấy ở tốc độ thấp và khi các phân tử polymer không

hòa tan được sẽ có thể dẫn đến tắc nghẽn lưới lọc. Ngoài ra, cát tổng hợp (simulated sand) rất khó phân tán trong chất lưu. Chính vì vậy, cần lựa chọn chất lưu cho thí nghiệm có độ nhớt và sức căng bề mặt tương tự với chất lưu vỉa để tránh các hiện tượng trên. Theo các nghiên cứu của Busahmin [9], dầu khoáng được khuyến nghị sử dụng cho thí nghiệm lưu giữ cát.

Hình 6 là biểu đồ thể hiện lượng xuyên qua lưới lọc 150 mm ESS. Bảng 2 là kết quả lượng cát chảy qua lưới có lớp cát khi sử dụng với các loại chất lưu khác nhau, đặc biệt là dầu, methanol và nước biển.

3.3. Tốc độ dòng chảy (flow rate)

Kết quả thử nghiệm SRT cho thấy để ngăn cát lắng xuống trước khi đến lưới lọc, tốc độ dòng chảy thường được thiết kế cao hơn, dao động từ 50 ml/phút đến 5.000 ml/phút [5]. Tuy nhiên, tốc độ dòng chảy cao thường gây nhiễu loạn, dẫn đến sự không ổn định của vòm cát trên lưới lọc và làm tăng sai số của kết quả thí nghiệm. Trên thực tế, tốc độ dòng chảy của chất lỏng trong lòng đất là tốc độ thấm. Tracey Ballard cho rằng tốc độ dòng chảy trong vỉa chứa là 0,01 - 0,1 cm/giây [10]. Do đó, tốc độ dòng chảy cần được tính toán theo khả năng cho dòng khai thác thực tế của giếng trước khi thí nghiệm, và thí nghiệm nên thực hiện lặp lại ít nhất 2 lần để tăng tính tin cậy cho kết quả.

Bảng 3 cho thấy ý tưởng về mối quan hệ giữa tốc độ dòng sử dụng trong phòng thí nghiệm và tốc độ dòng khai thác ngoài vỉa với giả thuyết là chỉ có 50% tiết diện của tấm lưới được mở để cho dòng.

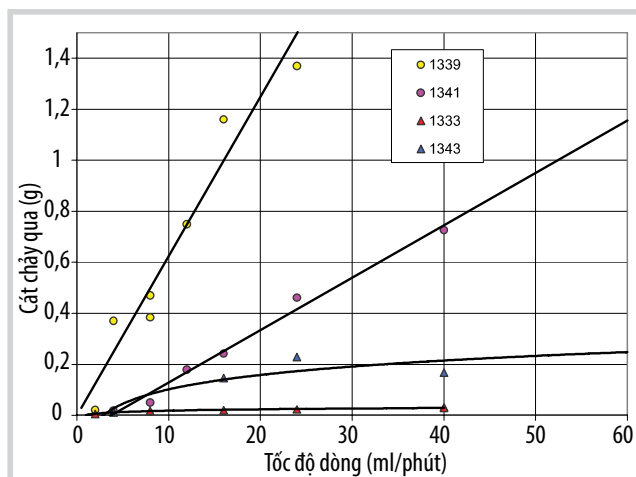
Hình 7 là cho thấy ảnh hưởng của tốc độ dòng đối với các loại cát khác nhau (cát hạt mịn mã định danh là 1339 và 1341, cát hạt to hơn có mã định danh là 1343 và 1333).

Đối với cát hạt mịn, kích thước hạt quá nhỏ để đạt hiệu quả lưu giữ và mối quan hệ giữa tốc độ dòng và lượng cát thu được gần như là tuyến tính. Trong khi đó, loại cát thô hơn có hiệu quả lưu giữ tốt hơn và mối quan hệ có dạng logarit hơn.

Hình 7 cũng cho thấy tốc độ dòng chảy càng cao thì lượng cát thu được càng nhiều nhưng đến thời điểm nhất định khi không còn cát thoát qua thì việc tăng tốc độ dòng chảy không có nhiều ý nghĩa.

Bảng 3. Bảng quy đổi dòng chảy [4]

Tốc độ dòng chảy của thí nghiệm (cm ³ /phút)	Tốc độ dòng khai thác tại vỉa có bề dày khoảng 500 ft (thùng/ngày)	
	Đường kính lòng giếng 6"	Đường kính lòng giếng 8,5"
2	5.200	7.400
16	41.800	59.000
24	62.600	88.800



Hình 7. Ảnh hưởng của tốc độ dòng lên các loại cát khác nhau [4].

Bảng 4. So sánh mức độ cát thu được với dòng chảy tại vỉa và thí nghiệm [4]

Tốc độ dòng chảy	Lượng chất lưu (l)	Tổng lượng cát chảy qua (g)
16 và 24 ml/phút Tốc độ thí nghiệm	1	0,90
1 và 2 ml/phút Tốc độ tại vỉa	4	0,005

3.4. Nồng độ slurry

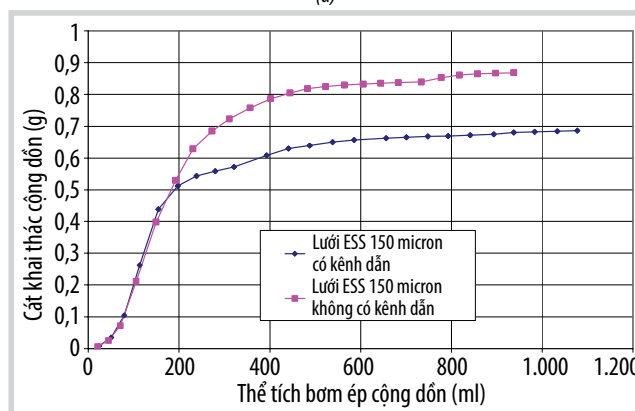
Nếu trộn cát thí nghiệm theo tỷ lệ cát chảy thực tế thì thời gian thí nghiệm có thể kéo dài 1 tuần, thậm chí lâu hơn. Do đó, các thử nghiệm có thể được thiết kế để xem xét tình huống xấu nhất bằng cách điều chỉnh nồng độ slurry.

3.5. Hiện tượng tạo kênh dẫn trong thành hệ (channel formation)

Các kênh dẫn trong thành hệ xuất hiện ở thành bờ của lớp cát sẽ tạo ra 1 dòng chảy ưu tiên và làm giảm lượng cát đi qua lưới. Sự hình thành kênh dẫn này sẽ thấy rõ trong dữ liệu áp suất nhưng thường ít xuất hiện ngay từ lúc ban đầu của thí nghiệm. Hiện tượng này xảy ra phổ biến nhất khi thí nghiệm với các lớp cát có độ thấm thấp. Hình 8a là ví dụ về hiện tượng tạo kênh dẫn và Hình 8b cho thấy sự ảnh hưởng của kênh dẫn này lên lượng cát thu được. Việc hình thành kênh dẫn sẽ dẫn đến sai số rất lớn, đến mức làm sai lệch hoàn toàn kết quả thí nghiệm. Để phát hiện hiện tượng này trong quá trình thí nghiệm cần theo dõi đường chênh áp đi qua lớp cát. Nếu chênh



(a)



(b)

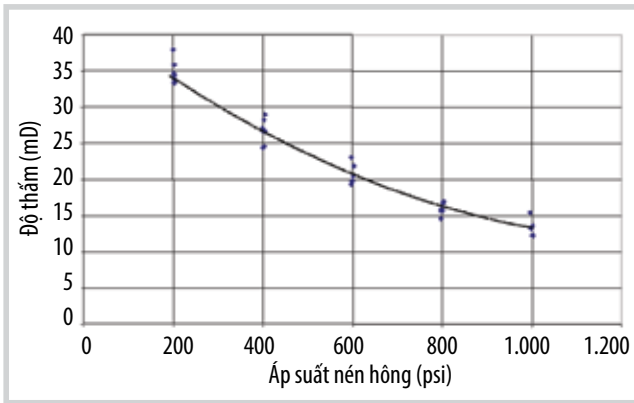
Hình 8. Hiện tượng tạo kênh dẫn (channelling) (a) và biểu đồ thể hiện sự ảnh hưởng (b) [4].

áp giảm nhanh về 0 chúng tỏ đã xuất hiện kênh dẫn và nên dừng thí nghiệm để kiểm tra và thay thế. Công nghệ vật liệu hiện nay có thể chế tạo bộ lưu giữ cát bằng chất liệu trong suốt, giúp phát hiện sớm hiện tượng tạo kênh dẫn (Hình 8).

3.6. Độ thấm (permeability)

Các loại thí nghiệm này đo các loại độ thấm sau:

- Độ thấm của lớp cát hình thành được giữ lại trên lưới lọc;
- Độ thấm của lớp cát + lưới lọc;
- Độ thấm ban đầu của lưới lọc;
- Độ thấm còn tồn tại sau khi gạt bỏ lớp cát trên lưới lọc.



Thông tin lưới - Poromax 300		Thông tin thành hệ			
Độ mở lưới (microns)	300	% cộng dồn (micron)	d ₁₀ 1.143	d ₅₀ 630	d ₉₀ 50
Bề dày lưới (in.)	0,07	Hệ số đồng nhất (d ₄₀ /d ₉₀)		14,3	
Độ rỗng lưới (%)	55	d ₅₀ /U _c /độ mở lưới		0,147	
Độ thấm ban đầu của lưới (darcys)	2.095	Độ thấm thành hệ áp suất nén 1.000 psi (md)		78	
Thông tin thí nghiệm					
Độ thấm sau cùng của lưới (darcys)	1.587	d ₁₀ của hạt rắn đầu ra (microns)		36	
Độ thấm còn lại (%)	76	Lượng hạt rắn chảy qua lưới		0,194	

Hình 9. Mối tương quan giữa độ thấm và áp suất nền (a) và bảng kết quả đánh giá lưới lọc (b) [11].

Định luật Darcy được sử dụng để tính toán độ thấm của hệ thống từ các phép đo của thí nghiệm:

$$K = \frac{\mu QL}{A\Delta p}$$

Trong đó: K: Độ thấm (darcy);

μ: Độ nhớt lưu chất tại điều kiện thí nghiệm (cP);

Q: Tốc độ dòng (cm³/giây);

L: Bề dày lớp cát hay lưới (cm);

A: Tiết diện bề mặt lớp cát hoặc lưới (cm²);

Δp: Chênh áp (atm).

Ngoài việc đánh giá hiệu quả của lưới lọc, việc đo các chỉ tiêu độ thấm này còn đánh giá được mức độ tổn hại của dòng dung dịch hỗn hợp chứa cát tác động lên lưới, từ đó đưa ra các yêu cầu để thiết kế lưới tốt hơn.

4. Kết luận

Nghiên cứu đã thiết lập 1 phương pháp thử nghiệm đáng tin cậy đánh giá hiệu suất của lưới lọc cát đồng thời cho thấy các yếu tố không được kiểm soát có thể làm sai lệch kết quả. Để đưa ra kết quả có ý nghĩa cho 1 ứng dụng cụ thể đòi hỏi tất cả các khía cạnh của thử nghiệm phải

được xem xét và áp dụng cẩn trọng. Việc lựa chọn lưới lọc hoàn toàn từ phân bố kích thước hạt cát vừa không nhất thiết phải thích hợp hơn. Các tiêu chí nên được đánh giá dựa trên kết quả từ thí nghiệm lưới giữ cát.

Thí nghiệm này đang được sử dụng để phân loại lưới lọc cho các đối tượng địa chất khác nhau và sẽ được tối ưu hóa khi có thêm nhiều dữ liệu trong các điều kiện khác nhau. Những nghiên cứu được thực hiện cho thấy:

- Lựa chọn và chuẩn bị cát thử nghiệm là rất quan trọng vì sự phân bố kích thước cát ảnh hưởng đáng kể đến kết quả. Cả phạm vi kích thước và độ chọn lọc đều quan trọng;

- Thiết kế bộ giữ cát có thể ảnh hưởng đến kết quả nếu chế độ dòng chảy thích hợp không được thiết lập trước khi dung dịch cát được bơm đến lưới lọc;

- Cần phải đảm bảo toàn bộ cát thực tế ban đầu được vận chuyển đến lưới lọc. Tốc độ dòng thử nghiệm thường phải cao hơn nhiều so với tốc độ thực của vỉa để tiết kiệm thời gian;

- Hiệu suất lưới lọc nên được đánh giá dựa trên cả khả năng giữ cát và độ thấm. Không thể lựa chọn 1 thông số duy nhất để đánh giá và các đánh giá có giá trị phải được thực hiện căn cứ vào các yêu cầu cụ thể của dự án;

- Những thử nghiệm tương tự đã được chứng minh là cực kỳ nhạy cảm với các điều kiện thử nghiệm nên không thể so sánh trực tiếp kết quả từ các phòng thí nghiệm khác nhau, vì vậy cần phải theo dõi sát sao toàn bộ thí nghiệm;

- Sự phân bố kích thước hạt sẽ khác nhau tùy thuộc vào phương pháp.

Tài liệu tham khảo

[1] C.J. Coberly, "Selection of screen openings for unconsolidated sands", *Drilling and Production Practices*, 1937.

[2] Rajesh A. Chanpura, Somnath Mondal, Jamie S. Andrews, Anne-Mette Mathisen, Joseph A. Ayoub, Mehmet Parlar, and Mukul M. Sharma, "New analytical and statistical approach for estimating and analyzing sand production through plain square-mesh screens during a sand- retention test", *SPE Drilling & Completion*, Vol. 28, No. 02, pp. 135 - 147, 2013. DOI: 10.2118/151637-PA.

[3] Ehimhen Agunloye and Erome Utunedi, "Optimizing sand control design using sand screen retention testing", *SPE Nigeria Annual International*

Conference and Exhibition Lagos, Nigeria, 5 - 7 August 2014.
DOI: 10.2118/172488-MS.

[4] T.J. Ballard and S.P. Beare, "Sand retention testing: the more you do, the worse it gets", *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 15 - 17 February 2006.* DOI: 10.2118/98308-MS.

[5] B. Wu, G. Lupton, T. Barton, R. Denke, C.Y. Wong, Y. Feng, J. Boulanger, and S.K. Choi, "Development of a novel sand retention cell", *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition Perth, Australia, 25 - 27 October 2016.* DOI: 10.2118/182494-MS.

[6] Somnath Mondal, Mukul M. Sharma, Rajesh A. Chanpura, Mehmet Parlar, and Joseph A. Ayoub, "Numerical simulations of sand-screen performance in standalone applications", *SPE Drilling & Completion*, Vol. 26, No. 4, pp. 472 - 483, 2011. DOI: 10.2118/134326-PA.

[7] George Gillespie, Calvin K. Deem, and Christophe Malbrel, "Screen selection for sand control based on laboratory tests", *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition Brisbane, Australia, 16 - 18 October 2000.* DOI: 10.2118/64398-MS.

[8] Tracey Ballard, Nils Kageson-Loe, and Anne Mette Mathisen, "The development and application of a method for the evaluation of sand screens", *SPE European Formation Damage Conference, The Hague, The Netherlands, 31 May - 1 June 1999.* DOI: 10.2118/54745-MS.

[9] Bashir Busahmin and Brij B. Maini, "Measurements of surface tension for mineral and crude oil systems", *Defect Diffusion Forum*, Vol. 391, pp. 106 - 113, 2019. DOI: 10.4028/www.scientific.net/DDF.391.106.

[10] Tracey Ballard and Steve Beare, "An investigation of sand retention testing with a view to developing better guidelines for screen selection", *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 15 - 17 February 2012.* DOI: 10.2118/151768-MS.

[11] Richard M. Hodge, Robert C. Burton, Vernon Constien and Valerie Skidmore, "An Evaluation Method for Screen-Only and Gravel-Pack Completions", *International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 20 - 21 February 2002.* DOI: 10.2118/73772-MS.

EVALUATING THE SCREEN PERFORMANCE IN SAND CONTROL DESIGN BY LABORATORY SAND RETENTION TEST

Nguyen Lam Quoc Cuong¹, Nguyen Mau Dang²

¹Vietnam Petroleum Institute

²Japan Vietnam Petroleum (JVPC)

Email: cuongnlq@vpi.pvn.vn

Summary

To produce oil and gas from unconsolidated sandstone reservoirs, sand screens are necessary to control sand flowing from the formation into the wells, causing well pluggings. In open hole completion, stand-alone sand screen is an essential component to prevent sand production, thus, selection of suitable sand screens is critical to minimize sand production and optimize the well's production life.

Nowadays, premium screens with steel meshes make the openings of the screen slots complex in shape, resulting in a very different effect of sand retention compared to the traditional screens. The sand retention test is considered a standard and must be conducted to select screen opening and size, which decides the sand prevention capacity of the screen.

The paper presents the factors affecting the results of laboratory sand retention tests and proposes solution in the direction of considering the data trend rather than relying completely on the output results. The paper also brings about the evaluation method through the change the screen's permeability to have better qualitative results compared to the traditional methods.

Key words: Sand production, sand screen selection, sand retention test.

VAI TRÒ CỦA DẦU KHÍ TRONG CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG

Khoảng 80% nguồn cung năng lượng toàn cầu đến từ nhiên liệu hóa thạch, trong đó, dầu khí chiếm 54%. Trước yêu cầu giảm phát thải carbon, một số vấn đề đang được các nhà địa chất dầu khí quan tâm: Nhu cầu năng lượng sẽ phát triển như thế nào? Các khó khăn có thể gặp phải khi loại bỏ dầu khí khỏi hệ thống năng lượng toàn cầu? Nếu dầu khí vẫn được xem là một dạng năng lượng, trong tương lai cần tìm kiếm loại dầu khí nào? Tầm quan trọng của việc lưu trữ carbon địa chất trong việc hỗ trợ các giải pháp đạt tới mức phát thải ròng bằng 0? Andy Davies và Mike Simmons đã đề cập các vấn đề này khi nghiên cứu “vai trò của dầu khí trong chuyển dịch năng lượng” trên AAPG Explorer [1].

Nhu cầu năng lượng đến năm 2050

Năng lượng đóng vai trò quan trọng trong xã hội hiện đại, ngay cả khi nhiều ngành công nghiệp chững lại do tác động của đại dịch Covid-19. Theo “Đánh giá Thống kê Năng lượng Thế giới của BP” (BP Statistical Review of World Energy), tăng trưởng nhu cầu năng lượng sơ cấp trên toàn cầu chỉ giảm 4,5% trong năm đầu tiên đại dịch (2020) và tăng 5,8% trong năm 2021.

Chủ đề thiếu hụt năng lượng đã được thảo luận nhiều tại Liên minh Năng lượng Chuyển đổi (Switch Energy Alliance). Mặc dù khả năng tiếp cận điện năng trên toàn cầu được cải thiện rõ rệt trong những thập kỷ gần đây, nhưng hiện vẫn có khoảng 3 tỷ người đang sử dụng điện ở mức thấp so với mức sử dụng tại các nước phát triển và 750 triệu người không được tiếp cận điện.

Loại bỏ thiếu hụt năng lượng là mục tiêu chung của toàn xã hội, nhưng vẫn tồn tại thách thức về gia tăng dân số. Dân số toàn cầu được dự báo đến năm 2100 sẽ đạt 11 tỷ người, tăng gần 3 tỷ người so với hiện nay. Dân số ngày càng tăng với yêu cầu chất lượng cuộc sống cao hơn dẫn đến nhu cầu năng lượng tiếp tục tăng. Theo các kịch bản chuyển dịch năng lượng, nhu cầu năng lượng dự kiến sẽ tăng trung bình 17%/năm từ nay đến năm 2040.

Kịch bản chuyển dịch năng lượng

Nhiều tổ chức tài chính, các tổ chức phi chính phủ và các công ty năng lượng... đã xây dựng các kịch bản chuyển dịch năng lượng.

Khách hàng (người tiêu dùng) mong muốn năng lượng đáp ứng 3 điều kiện (“energy transition trilemma”): năng lượng bền vững, giá thành phải chăng và an toàn. Để đảm bảo cân bằng 3 điều kiện trên, nhiều kịch bản chuyển dịch năng lượng đã được đưa ra, đánh giá việc tiêu thụ và cung cấp năng lượng dưới tác động của nguồn cung tài

nguyên, công nghệ, tình hình kinh tế, chính sách chính phủ và hành vi xã hội.

Một trong những kịch bản điển hình là kỳ vọng “kinh doanh như bình thường”, theo đó tốc độ chuyển dịch năng lượng chậm lại hoặc nhanh hơn với các yếu tố kiểm soát (như chính sách của chính phủ và hành vi xã hội) được điều chỉnh để cố gắng giữ nhiệt độ toàn cầu trong thế kỷ này tăng dưới 2°C so với mức thời kỳ tiền công nghiệp và lý tưởng là tăng dưới 1,5°C. Từ góc độ nhu cầu dầu khí, kịch bản trung bình Paris Mean là kịch bản hợp lý về nhu cầu dầu khí trong bối cảnh thế giới đang phát triển theo hướng nhanh chóng chuyển dịch năng lượng phù hợp với Thỏa thuận COP21 Paris về biến đổi khí hậu. Đây có thể được coi là mức nhu cầu tối thiểu, trừ khi các dạng năng lượng tạm thời gián đoạn (ví dụ như năng lượng hạt nhân) sớm được sử dụng lại.

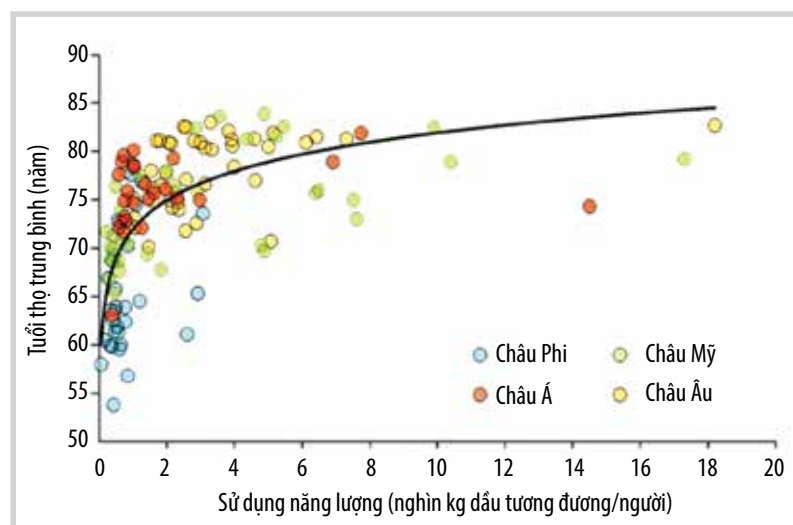
Theo dự đoán, trong kịch bản này, vào năm 2050, nguồn cung từ năng lượng tái tạo/carbon thấp tăng lên rõ rệt so với mức hiện nay, chủ yếu là do chi phí than. Đóng góp trung bình của dầu khí vào hệ thống năng lượng toàn cầu được dự báo đạt 37% vào năm 2050, giảm 17% so với tỷ lệ đóng góp hiện nay (54%).

Nhu cầu dầu đến năm 2050 được dự báo giảm xuống còn khoảng 50 triệu thùng/ngày từ mức 100 triệu thùng/ngày như hiện nay (Hình 2). Mặc dù vậy, con số này tương đương với việc cung cấp hơn 943 tỷ thùng dầu cho thế giới trong 30 năm tới (Hình 3), chiếm khoảng 60% tổng lượng dầu đã được sử dụng trước đây.

Nhu cầu khí dự báo sẽ tăng cao trong vòng 15 năm tới hoặc lâu hơn, sau đó giảm về mức hiện tại (Hình 2). Điều này tương đương với việc cung cấp cho thế giới hơn 4.700 nghìn tỷ ft³ khí đốt (Hình 3), chiếm 125% tổng lượng khí đốt được sử dụng trước đây.

Một phần đáng kể nguồn cung cấp dầu và khí đốt sẽ cần được đáp ứng bằng cách đưa các nguồn tài nguyên mới vào khai thác - có thể là hơn 284 tỷ thùng dầu và hơn 2.170 nghìn tỷ ft³ khí, đòi hỏi ngành dầu khí phải nỗ lực nhiều hơn nữa.

Những con số này là rất lớn, cho thấy dầu thô và khí đốt rất khó bị loại bỏ khỏi hệ thống năng lượng toàn cầu bởi nhiều yếu tố phức tạp liên quan đến việc đảm bảo an ninh và khả năng chấp nhận nguồn cung. Yếu tố chính là mật độ năng lượng của dầu khí - cung cấp rất nhiều năng lượng từ một lượng nguyên liệu tương đối nhỏ. Mỗi năm thế giới sử dụng 7.758 triệu tấn dầu tương đương mà nếu thay thế bằng các nguồn năng lượng carbon thấp thì cần có sự kết hợp của 737 nhà máy điện hạt nhân mới, 12 trong số các cơ sở thủy điện quy mô lớn nhất, 5,8 tỷ tế bào quang điện hiện đại, 1,1 triệu turbine gió hiện đại và 49.481 nhà máy địa nhiệt quy mô lớn.



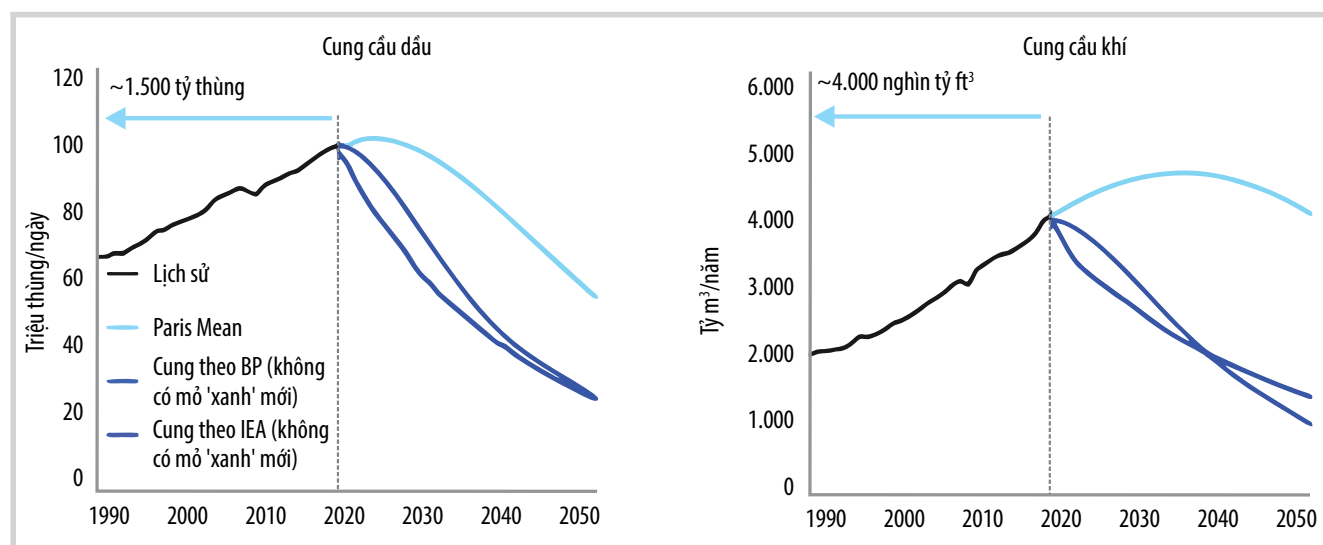
Hình 1. Mối liên hệ giữa tiêu thụ năng lượng và tuổi thọ trung bình. Tuổi thọ trung bình ở các quốc gia có mức sử dụng năng lượng bình quân đầu người là 8.000 kg dầu quy đổi (Tây Âu) cao hơn 20 năm so với những quốc gia có mức sử dụng năng lượng tương đương 2.000 kg dầu (các nước đang phát triển ở châu Phi). Nguồn: Gapminder.

Ngoài ra, tổng nhu cầu năng lượng cũng sẽ tăng lên và nguồn cung từ than đá (3.838 triệu tấn dầu tương đương) sẽ phải được thay thế bằng sự kết hợp tương tự của các nguồn năng lượng thấp. Việc thay thế các cơ sở hiện có (như đóng cửa các nhà máy điện hạt nhân hiện có vào cuối vòng đời) cũng cần được xem xét.

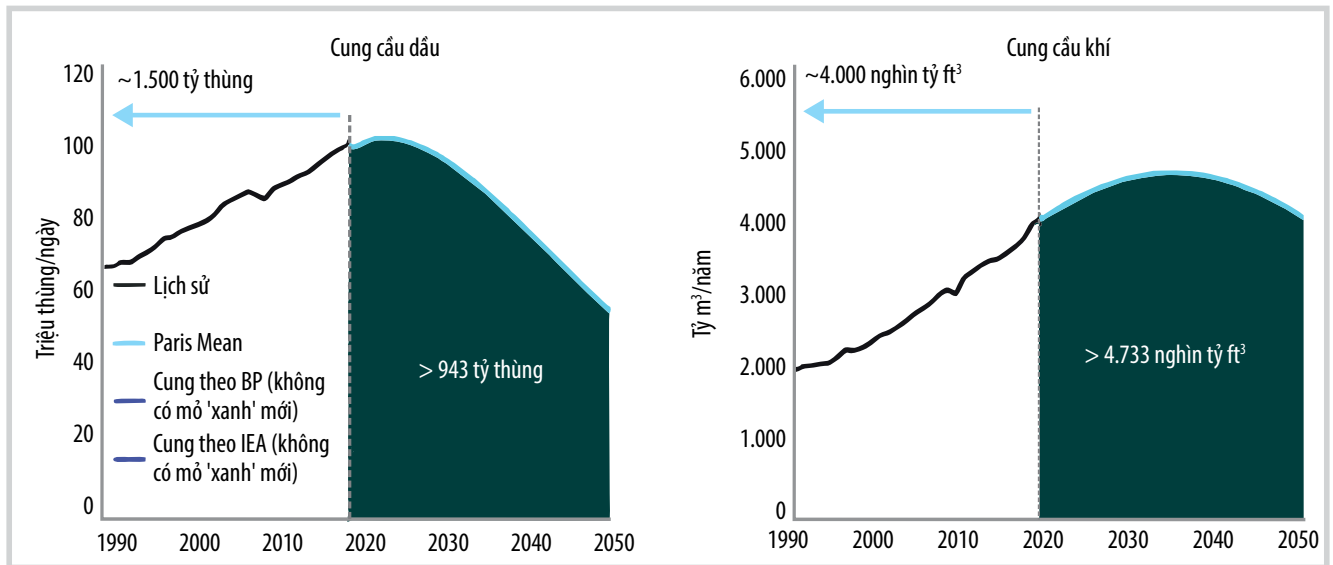
Để thay thế dầu và khí đốt bằng các nguồn năng lượng carbon thấp sẽ tốn không ít thời gian, thậm chí phải tính đến việc cải tiến công nghệ trong sản xuất năng lượng hiệu quả. Các thách thức khác trong quá trình chuyển dịch năng lượng bao gồm chi phí cho khách hàng (ví dụ, chi phí mua xe điện không được cao hơn các phương tiện thông thường) và những thách thức trong việc đáp ứng nguồn cung cấp kim loại cho quá trình điện khí hóa hệ thống cung cấp năng lượng. Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) dự báo nhu cầu lithium sẽ tăng 4.200% trong 20 năm tới. Ngoài việc tìm kiếm lithium và các tài nguyên tương tự (than chì, cobalt và đồng...), việc phát hiện và khai thác tài nguyên này sẽ mất nhiều thời gian.

Lợi thế của dầu khí

Giả sử rằng ngay cả trong kịch bản Paris Mean, dầu khí vẫn tiếp tục đóng vai trò quan trọng trong hệ thống năng lượng, cần



Hình 2. Biến động nhu cầu dầu khí. Hai đường cong suy giảm có thể xảy ra đối với khai thác dầu khí hiện tại, cho thấy sự thiếu hụt đáng kể trừ khi nguồn cung mới được đưa vào khai thác [1].



Hình 3. Dự báo cung - cầu dầu khí đến năm 2050 [1].

làm gì để giảm phát thải khí nhà kính?

Xét về toàn vòng đời, lượng phát thải khí nhà kính từ khí đốt thấp hơn khoảng 25% so với các loại dầu sử dụng ít carbon nhất, nên khí được coi là nhiên liệu quan trọng trong quá trình chuyển dịch năng lượng.

Một nghiên cứu do các nhà khoa học tại Đại học Stanford đã chỉ ra cường độ carbon trong quá trình khai thác dầu, khí trên khắp thế giới khác nhau rõ rệt, phụ thuộc loại dầu/khí và độ tinh khiết... Khai thác dầu nặng sẽ tiêu thụ nhiều năng lượng hơn dầu nhẹ. Khí đốt bỏ trong quá trình thu hồi dầu rõ ràng làm tăng cường độ carbon và cần được loại bỏ. Các tạp chất, chẳng hạn như hydro sulfide (khí chua), có thể làm tăng phát thải khí nhà kính 15% so với khí thông thường. Hơn nữa, lượng phát thải khí nhà kính thường tăng lên theo tuổi của mỏ (Hình 4). Tính trung bình, lượng khí thải tăng gấp đôi khi tăng 25% sản lượng mỏ dầu hoặc tăng 50% sản lượng mỏ khí.

Đặc điểm địa chất đóng vai trò quan trọng trong việc kiểm soát cường độ năng lượng của các hoạt động khai thác. Các tầng chứa tối ưu sẽ có độ rỗng và độ thấm cao và có tỷ lệ không đồng nhất thấp theo phương thẳng đứng và phương ngang. Các tầng chứa này dễ khai thác hơn, đòi hỏi ít giếng khai thác cũng như ít can thiệp giếng hơn, do vậy sẽ có cường độ carbon thấp hơn.

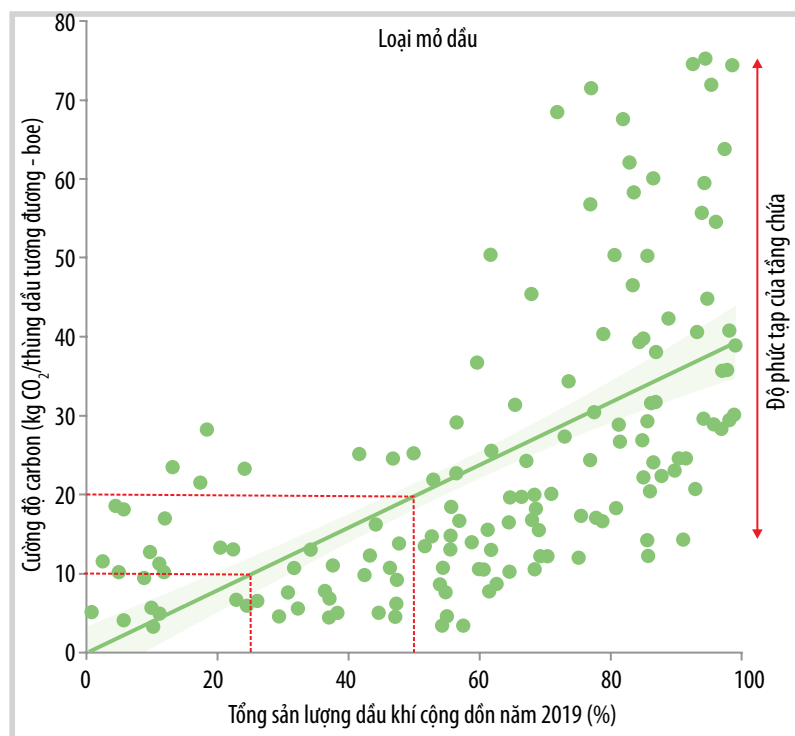
“Dầu khí có lợi thế” (advantaged hydrocarbons) là thuật ngữ ngày càng được sử dụng nhiều, tính đến chi phí và tính kinh tế của các hoạt động thượng nguồn (ví dụ như tập trung vào thăm dò khu vực lân cận mỏ đang khai thác nơi có sẵn cơ sở hạ tầng), thường đi đôi với các hoạt động có cường độ carbon thấp. Các công ty dầu khí đang

kỳ vọng phát triển danh mục đầu tư tối ưu hóa carbon, tập trung vào thăm dò và khai thác “dầu khí có lợi thế” vừa có chi phí thấp vừa có cường độ carbon thấp.

Điều này đòi hỏi sự hiểu biết thấu đáo đặc điểm của lòng đất, các lưu thể bên trong và khả năng áp dụng các công cụ mới, tiên tiến để lập mô hình dưới lòng đất nhằm mạnh tính hợp lý địa chất. Với nhu cầu hydrocarbon đáng kể dự kiến trong những thập kỷ tới, các nhà địa chất và kỹ sư sẽ cần phải nỗ lực gấp đôi để đáp ứng nhu cầu này, đặc biệt nếu nhu cầu đó cần được đáp ứng bằng nguồn cung từ “các nguồn có lợi thế” (advantaged sources).

Lưu trữ CO₂

Việc tiếp tục đưa dầu khí (cường độ carbon thấp) vào hệ thống năng lượng có nghĩa là CO₂ và các loại khí nhà kính khác sẽ tiếp tục thải vào khí quyển. Ngày nay, lượng khí CO₂ phát thải hàng năm từ tất cả các nhiên liệu hóa thạch và xi măng là 34 gigatons. Theo kịch bản cắt giảm phát thải Paris Mean, lộ trình đến năm 2050 con số này sẽ xuống còn 20 gigatons. Do đó, phần lớn CO₂ sẽ được thu giữ tự nhiên (natural sinks), số liệu hiện nay 21,6 gigaton CO₂ được thu giữ tự nhiên mỗi năm. Tuy nhiên, quá trình này có thể được tăng cường nhờ sự tăng tốc của quá trình lưu trữ carbon địa chất (geological carbon storage). IEA đã chỉ ra sự cần thiết phải tăng mạnh khối lượng lưu trữ carbon, từ mức hiện tại là dưới 100 tấn/năm tăng lên 650 tấn/năm vào năm 2030 và 5.266 tấn/năm vào năm 2050. Nếu đạt được con số trên, tổng lượng phát thải CO₂ trong kịch bản Paris Mean sẽ giảm 5 gigatons/năm xuống còn 15 gigatons/năm. Việc lưu trữ carbon địa chất và thu giữ tự nhiên (natural sinks) sẽ mang lại khả năng đạt được mục tiêu trung hòa carbon.



Hình 4. Sự gia tăng cường độ carbon của hoạt động thượng nguồn theo tuổi thọ của các mỏ dầu (truyền thống) ngoài khơi Biển Bắc vào năm 2019. Nguồn: Rystad Energy EmissionsCube.

Một số lựa chọn địa chất để lưu trữ CO₂ như sử dụng trong các dự án tăng cường thu hồi dầu và lưu giữ trong các mỏ dầu khí cạn kiệt là các phương án điển hình đang được xem xét. Tuy nhiên, để đạt được khối lượng lưu trữ cần thiết và gắn với các nguồn phát thải, các tầng chứa nước mặn (saline aquifers) cho thấy những tiềm năng rất lớn.

Các dự báo hiện nay cho thấy trong những thập kỷ tới dầu khí sẽ tiếp tục đóng vai trò đáng kể trong hỗn hợp năng lượng do những trở ngại, khó khăn trong việc thay thế dầu khí giàu năng lượng bằng các nguồn nhiên liệu carbon thấp ít năng lượng hơn. Một số ý kiến cho rằng tài nguyên thực sự của tương lai là không gian rỗng trong lòng đất, có thể là vỉa chứa dầu khí hoặc kho chứa, lưu giữ CO₂ và các dạng năng lượng carbon thấp. Trữ lượng dầu và khí đốt cần được thăm dò và khai thác là rất lớn tuy nhiên cần triển khai với cường độ carbon tối thiểu. Đồng

thời, cần thiết phải lưu trữ carbon địa chất để giảm thiểu việc tiếp tục sử dụng nhiên liệu hóa thạch. Nhiều nguồn năng lượng carbon thấp sẽ cần đến các đối tượng địa chất tương tự để lưu trữ hydrogen, lưu trữ nhiệt hoặc năng lượng địa nhiệt.

Nguyễn Anh Đức (tổng hợp)

Tài liệu tham khảo

[1] Andy Davies and Mike Simmons, "The role of hydrocarbons in the energy transition", AAPG Explorer, 8/2022. [Online]. Available: <https://explorer.aapg.org/story/articleid/63781/the-role-of-hydrocarbons-in-the-energy-transition>.

[2] Andrew Davies and Michael D. Simmons, "Demand for 'advantaged' hydrocarbons during the 21st century energy transition", *Energy Reports*, Vol. 7, pp. 4483 - 4497, 2021. DOI: 10.1016/j.egy.2021.07.013.

[3] BP, "Statistical review of world energy", 2021. [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>.

[4] BP, "Statistical review of world energy", 2022. [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>.



GIA TĂNG ĐẦU TƯ CHO HOẠT ĐỘNG ĐỔI MỚI SÁNG TẠO

Phát biểu tại Lễ trao Giải thưởng Hồ Chí Minh, Giải thưởng Nhà nước về khoa học và công nghệ đợt 6, Chủ tịch nước Nguyễn Xuân Phúc nhấn mạnh hoạt động trao Giải thưởng Hồ Chí Minh, Giải thưởng Nhà nước về khoa học và công nghệ cần là sự kiện truyền cảm hứng cho đội ngũ nhân lực khoa học, công nghệ trình độ cao, khuyến khích cả xã hội gia tăng đầu tư cho hoạt động đổi mới sáng tạo.

Chủ tịch nước cho biết, Đảng và Nhà nước luôn xác định phát triển và ứng dụng khoa học công nghệ là quốc sách

hàng đầu, là 1 trong những động lực quan trọng nhất để phát triển kinh tế - xã hội và bảo vệ Tổ quốc, cần được ưu tiên tập trung đầu tư cả về nguồn lực, cơ chế chính sách và con người.

Trong từng giai đoạn phát triển, đội ngũ cán bộ làm công tác khoa học công nghệ đều có đóng góp, cống hiến lớn lao đối với đất nước. Giải thưởng Hồ Chí Minh, Giải thưởng Nhà nước về khoa học

Giàn xử lý trung tâm Hải Thạch. Ảnh: BIENDONG POC



và công nghệ là sự ghi nhận, biểu dương, tôn vinh của Đảng và Nhà nước đối với các nhà khoa học, các tác giả đã có công trình, cụm công trình tiêu biểu, xuất sắc về khoa học và công nghệ.

Biểu dương nỗ lực phấn đấu, kết quả và thành tích xuất sắc mà các nhà khoa học đã đạt được, Chủ tịch nước đánh giá, các công trình, cụm công trình được trao giải đợt này đều có giá trị đặc biệt to lớn, là kết quả dày công nghiên cứu, cống hiến trí tuệ và tài năng của các tác giả, đã góp phần nâng cao được vị thế, trình độ khoa

học và công nghệ của đất nước trong khu vực và quốc tế.

Bên cạnh kết quả đạt được, Chủ tịch nước cho rằng: Năng lực khoa học và công nghệ và đổi mới sáng tạo của đất nước còn hạn chế trong khi hành lang pháp lý và cơ chế chính sách còn thiếu đồng bộ, chưa thực sự tạo động lực cho phát triển và ứng dụng khoa học và công nghệ. Việt Nam chưa thực sự có những chính sách tốt, cơ chế và chế độ đãi ngộ tốt, hoặc những bài toán hay, đúng tầm để kích thích sáng tạo và sự cống hiến của đông đảo các nhà khoa học.

Mức chi cho khoa học và công nghệ ở cả khu vực Nhà nước và tư nhân còn khá thấp so với mức bình quân của thế giới. Nếu không mạnh dạn đầu tư cho khoa học và công nghệ và đổi mới sáng tạo, sẽ bị mắc kẹt trong chính cái hố năng suất thấp, giá trị gia tăng thấp, và bẫy thu nhập trung bình. Do vậy, cả Nhà nước và khu vực tư nhân cần nhận thức đúng tầm quan trọng của đầu tư cho khoa học và công nghệ ưu tiên chi cho khoa học và công nghệ tương xứng hơn, hiệu quả hơn.

Đại hội XIII của Đảng khẳng định tiếp tục thực hiện nhất quán chủ trương khoa học và công nghệ là quốc sách hàng đầu, là động lực then chốt để phát triển lực lượng sản xuất hiện đại. Để hiện thực hóa các mục tiêu, nhiệm vụ phát triển đất nước theo tinh thần Nghị quyết của Đảng, đòi hỏi các ngành, các cấp, các nhà khoa học... phải suy nghĩ nhiều hơn, hành động nhiều hơn.

"Việt Nam cần phải có 1 bước chuyển đổi về chiến lược để thúc đẩy nghiên cứu khoa học, ứng dụng kết hợp với phát triển công nghệ trong một số ngành, lĩnh vực có thế mạnh; phải làm tốt hơn nữa sự phối hợp giữa Nhà nước và xã hội, giữa nội lực và ngoại lực trong phát triển khoa học và công nghệ, đổi mới sáng tạo; xác định đây là lực lượng sản xuất trực tiếp, là động lực

chính của mô hình phát triển kinh tế - xã hội, là nền tảng để phát triển nhanh và bền vững đất nước", Chủ tịch nước nhấn mạnh.

Đồng thời, Chủ tịch nước đề nghị Chính phủ tiếp tục hoàn thiện khung pháp lý, cơ chế chính sách thúc đẩy nghiên cứu khoa học, ứng dụng công nghệ, đổi mới sáng tạo, đặc biệt là trong khu vực doanh nghiệp; đề xuất các cơ quan có thẩm quyền trong việc tăng tỷ lệ chi ngân sách Nhà nước trong tổng chi ngân sách hàng năm cho lĩnh vực khoa học và công nghệ; có chính sách khuyến khích đủ mạnh để khu vực tư nhân tăng chi tiêu cho nghiên cứu và phát triển. Tiếp tục cải cách quy định và thủ tục, cơ chế, chính sách hỗ trợ (như đất đai, vốn ưu đãi, cơ sở vật chất...) nhằm thu hút các tổ chức, cá nhân trong và ngoài nước đầu tư thành lập các tổ chức nghiên cứu, các đơn vị học thuật, khuyến khích chuyển giao công nghệ...

Phát huy mạnh mẽ vai trò của các trường đại học, viện nghiên cứu trong việc tăng cường nền tảng vốn con người cho nghiên cứu khoa học, đổi mới sáng tạo. Có chế độ đãi ngộ thỏa đáng đối với đội ngũ trí thức, nhà khoa học, nhất là các nhà khoa học đạt các giải thưởng danh giá trong nước và quốc tế; có chính sách hấp dẫn và cạnh tranh nhằm thu hút các nhà khoa học quốc tế có uy tín đến làm việc và sinh sống ở Việt Nam, tạo ra sự giao thoa và lan tỏa tri thức khoa học trong nước và thế giới; tập trung phát triển sản phẩm quốc gia dựa vào nghiên cứu ứng dụng công nghệ cao.

Việt Nam đặt mục tiêu đến năm 2030 trở thành quốc gia có công nghiệp hiện đại, thuộc nhóm 15 quốc gia xuất khẩu lớn nhất thế giới. Trong đó, tỷ trọng giá trị công nghiệp chiếm trên 40% GDP, giá trị sản phẩm công nghiệp công nghệ cao trong các ngành chế biến, chế tạo đạt tối thiểu 45%.

Giải thưởng Hồ Chí Minh, Giải thưởng Nhà nước về khoa học và công nghệ là 2 Giải thưởng cao quý nhất được Nhà nước ghi nhận, tôn vinh, trao tặng các nhà khoa học, tác giả, đồng tác giả của các công trình đặc biệt xuất sắc và có giá trị cao về khoa học và công nghệ, có tác dụng lớn và lâu dài trong đời sống nhân dân, góp phần quan trọng và thiết thực phục vụ sự nghiệp phát triển kinh tế - xã hội, quốc phòng - an ninh và sự nghiệp phát triển khoa học và công nghệ của đất nước. Giải thưởng được triển khai từ năm 1996, cho đến nay đã có 6 đợt xét tặng. Trong đợt này, có 12 công trình được tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh và 17 công trình, cụm công trình được tặng Giải thưởng Nhà nước. Đây là kết quả dày công nghiên cứu với sự tâm huyết cống hiến trí tuệ, tài năng của 281 tác giả, đồng tác giả.



Chủ tịch nước cho rằng các Giải thưởng Hồ Chí Minh, Giải thưởng Nhà nước về khoa học và công nghệ cần là 1 hoạt động trong chuỗi các nỗ lực thúc đẩy sự phát triển của hệ sinh thái đổi mới sáng tạo quốc gia, phát triển nền công nghiệp hiện đại của đất nước; sau Lễ trao giải thưởng phải là hoạt động liên kết, dẫn dắt, đổi mới sáng tạo giữa các nhà khoa học, Nhà nước và cộng đồng doanh nghiệp.

"Hoạt động trao giải hôm nay cần là sự kiện truyền cảm hứng cho đội ngũ nhân lực khoa học và công nghệ trình độ cao, khuyến khích cả xã hội gia tăng đầu tư cho hoạt động đổi mới sáng tạo. Cùng với

các giải thưởng cao quý này, Việt Nam sẽ có được đội ngũ nhà khoa học đầu ngành, từng bước nâng cao tiêu chuẩn nhà khoa học đầu ngành tiệm cận với tiêu chuẩn ở các nước phát triển", Chủ tịch nước nhấn mạnh.

Nhân sự kiện này, Chủ tịch nước đề nghị xem xét, nâng tầm uy tín của Giải thưởng Hồ Chí Minh hơn nữa để vươn ra khu vực và thế giới; mở rộng phạm vi giải thưởng trao cho các nhà khoa học quốc tế có những đóng góp bằng các nghiên cứu giá trị về Việt Nam trong tất cả các lĩnh vực. Đồng thời, Chủ tịch nước mong muốn Việt Nam ngày càng có nhiều nhà khoa

học hơn nữa đạt các giải thưởng quốc tế có uy tín, vinh danh nền khoa học nước nhà, góp phần làm rạng danh trí tuệ Việt Nam, đóng góp vào kho tàng tri thức, khoa học và công nghệ của nhân loại.

Chủ tịch nước tin tưởng rằng, kế thừa truyền thống vẻ vang của các thế hệ đi trước, những cán bộ khoa học và công nghệ, đặc biệt là các nhà khoa học được nhận giải thưởng hôm nay sẽ không dừng lại, không thỏa mãn với những thành tựu đã đạt được mà tiếp tục đi sâu nghiên cứu, phát huy trí tuệ và bản lĩnh để chinh phục những đỉnh cao mới, góp phần đưa khoa học Việt Nam tiệm cận với trình độ khoa

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR



Chủ tịch nước Nguyễn Xuân Phúc trao tặng giải thưởng Hồ Chí Minh về khoa học và công nghệ. Ảnh: PVN



Chủ tịch nước Nguyễn Xuân Phúc trao tặng giải thưởng Nhà nước về khoa học và công nghệ. Ảnh: PVN

học và công nghệ tiên tiến khu vực và thế giới, tiếp tục có nhiều công trình có giá trị cao hơn nữa, góp phần đưa đất nước phát triển nhanh và bền vững.

Chủ tịch nước cũng đề nghị các đồng chí lãnh đạo Ban, Bộ, ngành Trung ương và địa phương tiếp tục dành sự quan tâm thỏa đáng đối với đội ngũ cán bộ khoa học và công nghệ; vừa đẩy mạnh việc nâng cao năng lực, trình độ và phẩm chất của cán bộ quản lý về khoa học và công nghệ ở các cấp, các ngành, vừa tạo mọi điều kiện thuận lợi để những nhà khoa học phát huy hết tài năng và khả năng sáng tạo.

Thu Huyền (ghi)

3 công trình/cụm công trình của ngành Dầu khí được trao tặng giải thưởng Hồ Chí Minh:

1. Cụm công trình "Nghiên cứu, phát triển công nghệ để khai thác các mỏ khí - condensate với điều kiện đặc biệt phức tạp thềm lục địa Việt Nam" (Đại diện tác giả: TS. Ngô Hữu Hải).
2. Cụm công trình "Hệ thống trạm đo carota tổng hợp xách tay TBM-02 và bộ quy trình minh giải tài liệu địa vật lý LOGINTER 2.0" (Đại diện tác giả: Kỹ sư Nguyễn Xuân Quang).
3. Cụm công trình "Nghiên cứu phát triển công nghệ thiết kế, thi công, lắp đặt các công trình dầu khí biển siêu trường, siêu trọng phù hợp với điều kiện Việt Nam" (Đại diện tác giả: ThS. Bùi Hoàng Điệp).

3 công trình/cụm công trình của ngành Dầu khí được trao tặng Giải thưởng Nhà nước:

1. Cụm công trình "Nghiên cứu ứng dụng các giải pháp công nghệ trong thu gom, xử lý và sử dụng khí đồng hành ở các mỏ của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro" và các mỏ lân cận (phần ngoài khơi)" (Đại diện tác giả: TS. Nguyễn Quỳnh Lâm).
2. Cụm công trình "Các giải pháp ứng dụng khoa học công nghệ tối ưu hóa quá trình sản xuất của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động và năng lực cạnh tranh của BSR (Đại diện tác giả: Kỹ sư Nguyễn Văn Hội).
3. Cụm công trình "Nghiên cứu thiết kế cơ sở, chi tiết, công nghệ chế tạo, tích hợp giàn khoan tự nâng 400 ft phù hợp với điều kiện Việt Nam và nghiên cứu phát triển, hoàn cải giàn khoan dầu khí di động phục vụ phát triển kinh tế biển, an ninh quốc phòng" (Đại diện tác giả: Kỹ sư Phan Tử Giang).



NÂNG CAO HIỆU LỰC, HIỆU QUẢ QUẢN LÝ NHÀ NƯỚC VỀ DẦU KHÍ

Luật Dầu khí số 12/2022/QH15 gồm 11 chương, 69 điều, có hiệu lực từ ngày 1/7/2023 được kỳ vọng sẽ tạo môi trường và điều kiện thuận lợi để tăng cường thu hút đầu tư vào hoạt động dầu khí, góp phần tăng thu ngân sách Nhà nước, bảo đảm an ninh năng lượng và bảo vệ chủ quyền biển đảo của Việt Nam.

Ngày 14/11/2022, Quốc hội đã thông qua Luật Dầu khí số 12/2022/QH15 gồm 11 chương, 69 điều, có hiệu lực từ

ngày 1/7/2023, thay thế Luật Dầu khí ngày 6/7/1993 đã được sửa đổi, bổ sung một số điều theo Luật số 19/2000/QH10, Luật số 10/2008/QH12 và Luật số 35/2018/QH14.

Việc xây dựng Luật Dầu khí năm 2022

đáp ứng yêu cầu đặt lợi ích quốc gia, dân tộc lên trên hết, gắn với xây dựng nền kinh tế độc lập, tự chủ, bảo đảm ổn định kinh tế vĩ mô, các cân đối lớn của nền kinh tế nhất là về năng lượng; bảo vệ, khai thác hiệu



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

quả tài nguyên, chủ quyền quốc gia bao gồm cả chủ quyền pháp lý, xây dựng thể chế hội nhập, khẳng định vị thế của Việt Nam là quốc gia có trách nhiệm với cộng đồng quốc tế; tăng cường năng lực quản lý nhà nước, đẩy mạnh phân cấp, tránh lợi ích cục bộ của các bộ, các ngành.

Việc xây dựng Luật Dầu khí năm 2022 bảo đảm quan điểm thể chế hóa các quan điểm, đường lối của Đảng, Nhà nước đối với các điều tra cơ bản về dầu khí và hoạt động dầu khí; tăng cường hiệu lực, hiệu

quả hoạt động quản lý nhà nước về điều tra cơ bản về dầu khí và hoạt động dầu khí; phát huy hơn nữa vai trò, trách nhiệm của các bộ, cơ quan ngang bộ, cơ quan trực thuộc Chính phủ, địa phương; tạo sự minh bạch rõ ràng, phòng chống tham nhũng, lãng phí, lợi ích nhóm trong quản lý và thực hiện các hoạt động dầu khí. Đồng thời, kế thừa và phát triển các quy định của pháp luật dầu khí hiện hành, đáp ứng yêu cầu thực tiễn trong điều tra cơ bản về dầu khí và hoạt động dầu khí; bảo đảm

tính ổn định trong quá trình thực hiện các hợp đồng dầu khí đã ký kết.

Luật Dầu khí năm 2022 đã thể chế hóa đầy đủ các chủ trương lớn của Đảng và Nhà nước về định hướng Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035, Chiến lược phát triển bền vững kinh tế biển Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 và định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045, bảo đảm sự thống nhất, tương thích, đồng bộ với hệ thống pháp luật hiện hành, đồng thời bảo đảm phù hợp với các điều ước quốc tế mà Việt Nam là thành viên và thông lệ công nghiệp dầu khí quốc tế.

Về các điểm mới cơ bản của Luật Dầu khí năm 2022, Thứ trưởng Bộ Công Thương Đặng Hoàng An cho biết: Luật Dầu khí năm 2022 đã bổ sung chính sách về điều tra cơ bản về dầu khí là hoạt động điều tra, khảo sát ban đầu nhằm đánh giá tiềm năng, triển vọng dầu khí làm căn cứ cho việc định hướng hoạt động tìm kiếm thăm dò dầu khí (từ Điều 10 đến Điều 14, Chương II). Bổ sung, hoàn thiện các quy định về hợp đồng dầu khí theo hướng thuận lợi, linh hoạt hơn cho nhà thầu (từ Điều 26 đến Điều 41, Chương IV).

Luật Dầu khí năm 2022 đã bổ sung, hoàn thiện các quy định về trình tự phê duyệt các bước triển khai hoạt động dầu khí, dự án dầu khí bảo đảm tính tương đồng với hệ thống pháp luật về đầu tư, xây dựng và pháp luật có liên quan (từ Điều 42 đến Điều 52, Chương V); bổ sung, hoàn thiện các quy định về dự án phát triển mỏ dầu khí có chuỗi đồng bộ các hạng mục công trình, thiết bị dầu khí trên đất liền và trên biển nhằm nâng cao hiệu quả kinh tế của dự án phát triển mỏ dầu khí (Điều 42, Chương V).



Liên quan đến các chính sách ưu đãi, Luật Dầu khí năm 2022 đã bổ sung chính sách ưu đãi đặc biệt áp dụng đối với các lô, mỏ dầu khí thông qua hợp đồng dầu khí nhằm tăng cường thu hút đầu tư vào hoạt động dầu khí (Điều 53 và Điều 54, Chương VI); bổ sung chính sách về khai thác tài nguyên đối với mỏ dầu khí khai thực tận thu nhằm tạo cơ chế đột phá, mang lại nguồn thu cho ngân sách Nhà nước (Điều 41, Chương IV và Điều 55, Chương VI).

Luật Dầu khí năm 2022 đã bổ sung, hoàn thiện quy định về công tác kế toán, kiểm toán, quyết toán và xử lý chi phí trong hoạt động dầu khí phù hợp với đặc thù của hoạt động dầu khí và thông lệ công nghiệp dầu khí quốc tế (Điều 56 và Điều 57, Chương VII).

Nhằm tạo điều kiện thuận lợi cho hoạt động dầu khí, Luật Dầu khí năm 2022 đã quy định theo hướng tăng cường phân cấp cho Bộ Công Thương, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong phê duyệt các bước triển khai hoạt động dầu khí (Chương V); phân cấp cho Hội đồng thành viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong phê duyệt việc sử dụng vốn của Tập đoàn và doanh nghiệp 100% vốn của Tập đoàn, phù hợp với chủ trương của Chính phủ về đẩy mạnh phân cấp, phân quyền đi kèm với tăng cường kiểm tra, giám sát (Điều 63, Chương IX). Luật Dầu khí năm 2022 quy định rõ chức năng, quyền và nghĩa vụ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhằm phân định rõ 2 vai trò chính của Tập đoàn là thực hiện nhiệm vụ được Chính phủ giao và tham gia hợp

đồng dầu khí với vai trò nhà thầu (từ Điều 60 đến Điều 64, Chương IX).

Luật Dầu khí năm 2022 có quy định về việc cho phép bên thứ ba tiếp cận các cơ sở hạ tầng có sẵn của ngành dầu khí và nghĩa vụ chia sẻ công trình dầu khí, cơ sở hạ tầng sẵn có nhằm sử dụng tối ưu, hiệu quả hệ thống hạ tầng cơ sở sẵn có, tránh lãng phí trong đầu tư (Điều 5, Chương II; các Điều 58 và 59, Chương VIII).

Thứ trưởng Bộ Công Thương bày tỏ với các chính sách mới như trên, Luật Dầu khí năm 2022 kỳ vọng sẽ tạo môi trường và điều kiện thuận lợi để tăng cường thu hút đầu tư vào hoạt động dầu khí, góp phần tăng thu ngân sách Nhà nước, bảo đảm an ninh năng lượng và bảo vệ chủ quyền biển đảo của Việt Nam.

Mô Sư Tử Vàng. Ảnh: PVEP



Để bảo đảm các nội dung của Luật Dầu khí năm 2022 được triển khai thực hiện có hiệu quả, Bộ Công Thương đang phối hợp với Bộ Tư pháp, Văn phòng Chính phủ cùng các bộ, cơ quan có liên quan để xây dựng và ban hành kế hoạch triển khai thi hành Luật Dầu khí năm 2022; xây dựng và trình Chính phủ ban hành Nghị định quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí năm 2022; xây dựng và ban hành các thông tư hướng dẫn chi tiết các nội dung được giao trong Nghị định. Đồng thời, tổ chức tuyên truyền, phổ biến rộng rãi Luật Dầu khí năm 2022 và các văn bản quy phạm pháp luật quy định chi tiết, hướng dẫn Luật Dầu khí năm 2022; rà soát, kiện toàn, bồi dưỡng đội ngũ cán bộ, công chức bảo đảm đủ năng lực để tổ chức triển khai thi hành Luật Dầu khí năm 2022.

Hồng Minh

10 ĐIỂM MỚI CỦA LUẬT DẦU KHÍ NĂM 2022

1. Bổ sung chính sách về điều tra cơ bản về dầu khí là hoạt động điều tra, khảo sát ban đầu nhằm đánh giá tiềm năng, triển vọng dầu khí làm căn cứ cho việc định hướng hoạt động tìm kiếm thăm dò dầu khí (từ Điều 10 đến Điều 14, Chương II).

2. Bổ sung, hoàn thiện các quy định về hợp đồng dầu khí theo hướng thuận lợi, linh hoạt cho nhà đầu tư (từ Điều 26 đến Điều 41, Chương IV).

3. Bổ sung, hoàn thiện các quy định về trình tự phê duyệt các bước triển khai hoạt động dầu khí, dự án dầu khí bảo đảm tính tương đồng với hệ thống pháp luật về đầu tư, xây dựng và pháp luật có liên quan (từ Điều 42 đến Điều 52, Chương V).

4. Bổ sung, hoàn thiện các quy định về dự án phát triển mỏ dầu khí có chuỗi đồng bộ các hạng mục công trình, thiết bị dầu khí trên đất liền và trên biển nhằm nâng cao hiệu quả kinh tế của dự án phát triển mỏ dầu khí (Điều 42, Chương V).

5. Bổ sung chính sách ưu đãi đặc biệt áp dụng đối với các lô, mỏ dầu khí thông qua hợp đồng dầu khí nhằm tăng cường thu hút đầu tư vào hoạt động dầu khí (các Điều 53 và 54, Chương VI).

6. Bổ sung chính sách về khai thác tài nguyên đối với mỏ dầu khí khai thác tận thu nhằm tạo cơ chế đột phá, mang lại nguồn thu cho ngân sách nhà nước (Điều 41 Chương IV và Điều 55, Chương VI).

7. Bổ sung, hoàn thiện quy định về công tác kế toán, kiểm toán, quyết toán và xử lý chi phí trong hoạt động dầu khí phù hợp

với đặc thù của hoạt động dầu khí và thông lệ công nghiệp dầu khí quốc tế (các Điều 56 và 57, Chương VII).

8. Tăng cường phân cấp cho Bộ Công Thương, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong phê duyệt các bước triển khai hoạt động dầu khí (các Điều tại Chương V); phân cấp cho Hội đồng thành viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong phê duyệt việc sử dụng vốn của Tập đoàn và doanh nghiệp 100% vốn của Tập đoàn, phù hợp với chủ trương của Chính phủ về đẩy mạnh phân cấp, phân quyền đi kèm với tăng cường kiểm tra giám sát (Điều 63, Chương IX).

9. Quy định rõ chức năng, quyền và nghĩa vụ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhằm phân định rõ hai vai trò chính của Tập đoàn là thực hiện nhiệm vụ được Chính phủ giao và tham gia hợp đồng dầu khí với vai trò nhà thầu (từ Điều 60 đến Điều 64, Chương IX).

10. Chính sách quy định về việc cho phép bên thứ ba tiếp cận các cơ sở hạ tầng có sẵn của ngành dầu khí và nghĩa vụ chia sẻ công trình dầu khí, cơ sở hạ tầng sẵn có nhằm sử dụng tối ưu, hiệu quả hệ thống hạ tầng cơ sở sẵn có, tránh lãng phí trong đầu tư (Điều 5, Chương II; các Điều 58 và 59, Chương VIII).

Với các chính sách mới như trên, Luật Dầu khí năm 2022 kỳ vọng sẽ tạo môi trường và điều kiện thuận lợi để tăng cường thu hút đầu tư vào hoạt động dầu khí, góp phần tăng thu ngân sách Nhà nước, bảo đảm an ninh năng lượng và bảo vệ chủ quyền biển đảo của Việt Nam.



PETROVIETNAM GIỮ VỮNG MỤC TIÊU TĂNG TRƯỞNG BỀN VỮNG

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị tập trung triển khai các giải pháp về đảm bảo sản xuất an toàn, ổn định, quản trị biến động, quản trị chi phí, các giải pháp thị trường cho các sản phẩm, dịch vụ; cần xác định được động lực, giải pháp để giữ vững mục tiêu ổn định, tăng trưởng bền vững.

Ngày 9/12/2022, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng đã chủ trì cuộc họp giao ban điều hành sản xuất kinh doanh thường kỳ tháng 12/2022 về kết quả sản xuất kinh doanh tháng 11, 11 tháng, kế hoạch trong tháng còn lại của năm 2022 và thảo luận các nhiệm vụ, giải pháp cho năm 2023.

Trong tháng 11/2022, giá dầu thế giới tiếp tục lao dốc khi Trung Quốc tiếp tục tăng cường các biện pháp phòng dịch Covid-19, phong tỏa nghiêm ngặt dẫn

đến nhu cầu dầu tiếp tục suy yếu. Trong khi đó, nhu cầu dầu tại châu Âu và Mỹ tiếp tục giảm do ảnh hưởng của suy thoái kinh tế, các chính sách tăng lãi suất và sự mạnh lên của đồng USD. Đặc biệt, việc EU thống nhất áp giá trần 60 USD/thùng đối với dầu Liên bang Nga bằng đường biển sẽ tác động lớn đến thị trường dầu mỏ thế giới.

Trên cơ sở dự báo và nhận diện rủi ro, linh hoạt trước các biến động địa chính trị, biến động thị trường dầu khí, Petrovietnam đã triển khai đồng bộ các

giải pháp theo phương châm hành động năm 2022 là: “Quản trị biến động, đón đầu xu hướng, kết nối nguồn lực, phát huy công nghệ, thúc đẩy đầu tư, phát triển bền vững”; trong đó tập trung phát triển các chuỗi liên kết, góp phần nâng cao giá trị sử dụng nguồn lực, tài sản sẵn có và năng lực cạnh tranh.

Trong tháng 11/2022, Petrovietnam tiếp tục về đích trước kế hoạch 1 nhiệm vụ và 3 chỉ tiêu: Đưa công trình giàn RCRB-1 vào khai thác ngày 16/11/2022, sớm

Kho cảng PV GAS Vũng Tàu. Ảnh: PV GAS



đó, Tập đoàn hoàn thành kế hoạch tổng doanh thu cả năm 2022 trước 4 tháng, trong 11 tháng ước đạt 854 nghìn tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước hoàn thành kế hoạch cả năm 2022 trước 6 tháng, trong 11 tháng ước đạt 134,5 nghìn tỷ đồng.

Theo Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng, các đơn vị cần chủ động bám sát biến động kinh tế vĩ mô, chỉ đạo điều hành của Chính phủ, diễn biến thị trường, đưa ra mục tiêu, giải pháp cho từng lĩnh vực để có những quyết sách kịp thời trong chỉ đạo, điều hành; tập trung điều hành khai thác với mục tiêu tiếp tục duy trì sản lượng. Đồng thời, có chiến lược, sách lược để thúc đẩy hoạt động đầu tư cho năm 2023, đặc biệt là “tháo gỡ” các vướng mắc về cơ chế, chính sách khi Luật Dầu khí sửa đổi số 12/2022/QH15 được thông qua đã thể chế hóa đầy đủ các chủ trương lớn của Đảng và Nhà nước về định hướng chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam, phát triển bền vững kinh tế biển cũng như phát triển năng lượng quốc gia. Rà soát các sản phẩm, dịch vụ chủ lực để có định hướng, kế hoạch, chiến lược phát triển phù hợp, tối ưu hóa nguồn lực, mô hình quản trị; tăng cường nghiên cứu để làm chủ công nghệ năng lượng tái tạo ngoài khơi...

Vấn đề suy giảm sản xuất trên quy mô toàn cầu, cùng với các bất định của tình hình địa chính trị trên thế giới, nợ công, lạm phát, lãi suất... khiến giá dầu vào tăng nhanh là vấn đề rất lớn đã tác động trực tiếp, rõ nét đến hoạt động sản xuất kinh doanh của Petrovietnam từ Quý IV/2022 và dự báo sẽ tiếp tục tác động mạnh trong năm 2023. Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị tập trung triển khai các giải pháp về đảm bảo sản xuất an toàn, ổn định, quản trị biến động, quản trị chi phí, các giải pháp thị trường cho các sản phẩm, dịch vụ; cần xác định được động lực, giải pháp để giữ vững mục tiêu ổn định, tăng trưởng bền vững.

Mạnh Hòa

hơn so với kế hoạch 15 ngày; sản xuất đạm hoàn thành kế hoạch cả năm trước 1 tháng 14 ngày (đạt 1,6 triệu tấn vào ngày 16/11/2022); sản xuất xăng dầu (không gồm NSRP) hoàn thành kế hoạch cả năm trước 1 tháng 7 ngày (đạt 6,17 triệu tấn vào ngày 23/11/2022); khai thác dầu ở nước ngoài hoàn thành kế hoạch cả năm trước 1 tháng 1 ngày (đạt 1,7 triệu tấn vào ngày 29/11/2022).

Đến ngày 16/11/2022, Petrovietnam đã hoàn thành vượt kế hoạch công tác phát triển mỏ cả năm, đưa 5 mỏ/công trình mới vào khai thác. Các công trình được đưa vào khai thác sớm từ 15 ngày - 2 tháng, góp phần gia tăng sản lượng khai thác trong năm 2022 và các năm tiếp theo.

Khai thác dầu thô hoàn thành kế hoạch cả năm trước 2 tháng 11 ngày (đạt

8,74 triệu tấn vào ngày 20/10/2022). Khai thác dầu thô 11 tháng đạt 9,91 triệu tấn, vượt 13% kế hoạch năm, tương đương với mức thực hiện cùng kỳ năm trước (9,97 triệu tấn). Trong đó, khai thác dầu trong nước hoàn thành kế hoạch cả năm trước 2 tháng 18 ngày (đạt 7,04 triệu tấn vào ngày 13/10/2022), khai thác dầu ở nước ngoài hoàn thành kế hoạch cả năm trước 1 tháng 1 ngày (đạt 1,7 triệu vào ngày 29/11/2022). Sản lượng sản xuất khí, điện, đạm, xăng dầu và các sản phẩm khác đều tăng so với cùng kỳ năm 2021.

Tổng doanh thu và lợi nhuận hợp nhất trước thuế của Petrovietnam đạt kỷ lục cao nhất từ trước đến nay (kể cả những năm trước đây giá dầu cao hơn rất nhiều so với mức bình quân của năm 2022). Trong



BSR LẦN ĐẦU TIÊN XUẤT BÁN CÁC LÔ SẢN PHẨM NHIÊN LIỆU QUỐC PHÒNG

Ngày 29/11/2022, Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã tổ chức Lễ giao nhận các lô sản phẩm mới nhiên liệu quốc phòng đầu tiên sản xuất tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất bao gồm: Nhiên liệu phản lực JetA-1K, nhiên liệu diesel DO-L62 và xăng A80 (RON83) cho Cục Xăng dầu (Tổng cục Hậu cần - Bộ Quốc phòng).

Theo Chủ tịch HĐQT BSR Nguyễn Văn Hội: “Đây là cột mốc quan trọng sau hành trình dài hợp tác tích cực, hiệu quả giữa Bộ Quốc phòng/Cục Xăng dầu và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/BSR để nghiên cứu sản xuất các chủng loại nhiên liệu đặc chủng phục vụ quốc phòng nhằm từng bước chủ động, tự chủ nguồn nhiên liệu cho hoạt động quân sự, đảm bảo an ninh, chủ quyền quốc gia.

Đây cũng là dấu mốc góp phần vào chiến lược đa dạng hóa sản phẩm của BSR, khẳng định sự trưởng thành của đội ngũ cán bộ quản lý, chuyên gia, kỹ sư của BSR trong quá trình làm chủ công nghệ, phát triển sản phẩm mới tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất”.

Ngay khi có chủ trương và yêu cầu từ Bộ Quốc phòng và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về việc hợp tác nghiên cứu sản xuất nhiên liệu dành cho trang thiết bị kỹ thuật

quân sự do Liên bang Nga sản xuất nhằm từng bước chủ động nguồn dự trữ nhiên liệu phục vụ hoạt động quân sự của Việt Nam, BSR đã tập trung phối hợp cùng với Cục Xăng dầu - Tổng cục Hậu cần và Trung tâm Nhiệt đới Việt - Nga thuộc Bộ Quốc phòng triển khai nghiên cứu, đánh giá và thử nghiệm sản xuất nhiên liệu quốc phòng tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Tuy nhiên, việc sản xuất thương mại các loại nhiên liệu này xen kẽ với các sản

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR



phẩm thương mại truyền thống của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất gặp khó khăn về kỹ thuật lưu chứa, kiểm soát nhiễm lẩn, chỉ tiêu kỹ thuật... do giới hạn công suất của một số phân xưởng công nghệ và yêu cầu tính chất dầu thô đặc thù.

Năm 2019, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Bộ Quốc phòng đã ký biên bản ghi nhớ (MOU) về việc hợp tác sản xuất nhiên liệu Jet A-1K, DO L-62 và xăng ô tô RON83 tại BSR để cung cấp cho quốc phòng. Ngày 10/2/2020, các bên đã ký ban hành Quy chế phối hợp giữa Cục Xăng dầu và BSR để phối hợp triển khai dự án.

Trên cơ sở đó, đội ngũ chuyên gia, kỹ sư của BSR đã tập trung nguồn lực, đánh giá, nghiên cứu sản xuất thương mại 3 loại sản phẩm Jet A-1K, DO L-62 và xăng



Lãnh đạo Tổng cục Hậu cần, Quân khu 5, Petrovietnam và BSR chứng kiến tàu hàng cập cảng Jetty Nhà máy Lọc dầu Dung Quất nhận xăng Jet A-1K. Ảnh: BSR

ô tô RON83 bằng hạ tầng hiện hữu của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. BSR cũng đã thành lập Ban chỉ đạo và tổ triển khai thực hiện để phối hợp với Cục Xăng dầu khẩn trương nghiên cứu và sản xuất 3 loại nhiên liệu này.

Sau quá trình hợp tác nghiên cứu, vượt qua khó khăn về pháp lý, kỹ thuật, hai bên thống nhất kế hoạch sản xuất, xuất bán nhiên liệu quốc phòng đợt đầu tiên cho cả 3 chủng loại sản phẩm trong năm 2022, bao gồm tổng cộng 35.000 m³, thực hiện từ ngày 28/11/2022 đến ngày 8/12/2022 và đợt tiếp theo 45.000 m³. Theo kế hoạch năm 2023, BSR dự kiến sản xuất 120.000 m³ cho 3 chủng loại sản phẩm Jet A-1K, DO L-62 và RON83.

Thiếu tướng Nguyễn Hùng Thắng - Phó Chủ nhiệm, Tham mưu trưởng Tổng cục Hậu cần đánh giá: "Sự kiện này có ý nghĩa rất quan trọng đối với công tác đảm bảo xăng dầu cho quân đội, thể hiện sự kết hợp chặt chẽ giữa kinh tế với quốc phòng; cho thấy trách nhiệm của Petrovietnam/BSR đối với nhiệm vụ an ninh quốc phòng của đất nước; góp phần thực hiện thắng lợi đường lối, quan điểm, chủ trương của Đảng, Nhà nước về phát huy các nguồn nội lực để tăng cường nguồn lực quốc phòng. Việc sản xuất và xuất bán sản phẩm xăng

dầu cho quân đội khẳng định năng lực của BSR trong nhiệm vụ sản xuất các sản phẩm cho quân đội. Lực lượng quân đội cũng đã chủ động một phần nhiên liệu cho quốc phòng, không lệ thuộc hoàn toàn vào nguồn nhập khẩu, nhất là đảm bảo nhiên liệu cho các đơn vị sẵn sàng chiến đấu, huấn luyện chiến đấu".

Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Xuân Huyền cho rằng Petrovietnam đang thực hiện xuất sắc 4 nhiệm vụ, đó là an ninh năng lượng, an ninh lương thực, an ninh kinh tế và an ninh quốc phòng; đồng thời khẳng định thành công của Petrovietnam ngày hôm nay có sự góp công, góp sức của lực lượng quân đội từ ngày đầu "thai nghén" ra ngành Dầu khí đến nhiệm vụ bảo vệ các giàn khoan, giàn khai thác, tàu chứa sản phẩm trên biển... của Petrovietnam.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu BSR tiếp tục phối hợp với Cục Xăng dầu để tăng sản lượng cũng như chủng loại nhiên liệu cung ứng cho quốc phòng. Trong giai đoạn tiến hành Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, BSR tiếp tục tối ưu và có kế hoạch để cung ứng liên tục nhiên liệu cho quốc phòng.

Thúy Hằng

PVEP VỀ ĐÍCH SỚM 26 NGÀY KẾ HOẠCH SẢN LƯỢNG KHAI THÁC DẦU THÔ



Mô Sư Tử Vàng. Ảnh: PVEP

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) cho biết tính đến 8 giờ ngày 5/12/2022 đã hoàn thành toàn diện các chỉ tiêu, nhiệm vụ kế hoạch năm

2022. Cụ thể, PVEP đã về đích sớm 57 ngày kế hoạch sản lượng khai thác dầu khí, sản lượng khai thác cả năm ước đạt 7,36 triệu tấn dầu quy đổi, đạt 115% kế hoạch.

Kế hoạch sản lượng khai thác dầu thô của PVEP về đích sớm 26 ngày, ước cả năm đạt khoảng 4,9 triệu tấn dầu quy đổi (toàn dự án), vượt kế hoạch 6%. Chỉ tiêu sản lượng khí bán hoàn thành trước 123 ngày, cả năm ước đạt 2,466 triệu m³, vượt kế hoạch 43%. Đặc biệt, chỉ tiêu gia tăng trữ lượng của PVEP trong năm 2022 về đích sớm 39 ngày, cả năm ước đạt 1,48 triệu tấn dầu quy đổi (toàn dự án), vượt kế hoạch 13%.

Đồng thời, PVEP hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu tài chính với tổng doanh thu cả năm 2022 ước đạt 103 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 37 nghìn tỷ đồng.

Mạnh Hòa

VIETSOVPETRO VƯỢT KẾ HOẠCH KHAI THÁC DẦU VÀ CONDENSATE



Mô Bạch Hổ. Ảnh: PVN

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" cho biết trong năm 2022 đã gia tăng trữ lượng 3,51 triệu tấn (đạt kế hoạch 125%), vượt kế hoạch khai thác dầu và condensate tại Lô 09-1 (đạt sản lượng 2,8 triệu tấn vào ngày 7/12/2022). Với vai trò là người điều hành và nhà thầu, Vietsovpetro cho biết sẽ vượt kế hoạch khai thác dầu tại Lô 09-3/12 khoảng 10%, đạt 201,4 nghìn tấn, so với kế hoạch là 183 nghìn tấn. Sản lượng khí đưa về bờ dự kiến đạt 1.050,1 triệu m³, từ Lô 09-1 về bờ là 299,6 triệu m³ (đạt 186,5% kế hoạch).

Trong năm 2023, Vietsovpetro triển khai đồng bộ các giải pháp tổ chức - kỹ thuật, áp dụng các giải pháp khoa học, công nghệ, sáng kiến cải tiến hợp lý hóa sản xuất, tăng cường thực hành tiết kiệm, chống lãng phí trong mọi lĩnh vực hoạt động, tối ưu hóa chi phí sản xuất nhằm nâng cao hơn hiệu quả các lĩnh vực hoạt động, tiếp tục phát triển bền vững để hoàn thành các chỉ tiêu sản xuất năm 2023 với kế hoạch sản lượng khai thác 2,75 triệu tấn dầu và condensate.

Thanh Cảnh

PV DRILLING CUNG CẤP DỊCH VỤ KHOAN CHO PVEP



Giàn khoan tự nâng PV Drilling VI. Ảnh: PVN

Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã ký hợp đồng cung cấp giàn khoan tự nâng cho chương trình khoan năm 2023 của Công ty TNHH MTV Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC). Chương trình khoan dự kiến bắt đầu từ tháng 3/2023, bao gồm giếng thăm dò thăm lượng ĐHN-4X thuộc Kế hoạch thăm dò mở rộng Lô 05-1(a) và giếng DH-21XPST thuộc kế hoạch phát triển mỏ Đại Hùng, giai đoạn 3, Lô 05-1(a), ngoài khơi vùng biển Việt Nam.

Để phục vụ cho chương trình khoan của PVEP POC, PV Drilling sẽ cung cấp giàn khoan tự nâng PV Drilling VI. Đây là giàn khoan tự nâng thế hệ mới nhất và là phiên bản nâng cấp từ thiết kế MOD V B Class của Keppel FELS. Giàn có khả năng thi công giếng khoan có độ sâu đến 9.000 m ở mực nước sâu tối đa 121 m.

Hồng Minh

KHỞI CÔNG DỰ ÁN PHÁT TRIỂN MỎ ĐẠI HÙNG GIAI ĐOẠN 3

Ngày 23/11/2022, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã khởi công Dự án phát triển mỏ Đại Hùng giai đoạn 3, Lô 05-1(a), bể Nam Côn Sơn do PVEP làm chủ đầu tư và Vietsovpetro là Tổng thầu EPCI.

Dự án có tổng mức đầu tư 112 triệu USD, trong đó xây dựng 1 giàn đầu giếng WHP-DH001 để tiếp tục khai thác khu vực DH01 tại độ sâu 112 m nước, cách EPU khoảng 2,46 km; lắp đặt hệ thống đường ống mềm, cáp điện ngầm, phao nổi trung gian (MDB) kết nối giữa WHP-DH01 với FPU; EPU tiếp tục được sử dụng với vai trò là trung tâm xử lý và cung cấp nước bơm ép và điện cho WHP-DH01...



Mỏ Đại Hùng. Ảnh: PVEP

Đây là dự án có ý nghĩa quan trọng đối với sự phát triển lâu dài và bền vững của PVEP POC trong thời gian tới; kéo dài thời gian hoạt động khai thác của mỏ Đại Hùng; tăng khả năng thu hồi dầu khí,

mang lại lợi ích kinh tế cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/PVEP và cho Chính phủ; làm tiền đề cho việc tiếp tục thăm dò mở rộng toàn Lô 05-1(a), góp phần bảo vệ chủ quyền quốc gia.

Mạnh Hòa

LỘC DẦU DUNG QUẤT VẬN HÀNH 112% CÔNG SUẤT



Nhà máy Lộc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) cho biết tính đến 10 giờ ngày 8/12/2022, đồng hồ sản lượng xăng dầu các loại của Nhà máy Lộc dầu Dung Quất đã đạt mốc kế hoạch năm 2022, đạt 6.499.087 tấn, về đích sớm 23 ngày.

Nhà máy Lộc dầu Dung Quất đang vận hành ở 112% công suất từ ngày 5/11/2022, vượt 9% công suất so với kế hoạch vận hành trung bình cả năm là 103%. Ước tính năm 2022, BSR sẽ sản xuất khoảng 7.026.267 tấn sản phẩm, vượt 8% kế hoạch sản lượng cả năm, góp phần đảm bảo nguồn cung xăng dầu cho đất nước.

Trong nửa đầu năm 2022, giá dầu thô, sản phẩm có xu hướng tăng, crack margin cũng tăng mạnh nên rất thuận lợi cho ngành công nghiệp lọc dầu nói chung và BSR nói riêng, đặc biệt là giai đoạn Quý II/2022. BSR cũng áp dụng các giải pháp linh hoạt nhằm duy trì sản xuất kinh doanh an toàn, ổn định, liên tục, góp phần bình ổn thị trường, giảm thiểu rủi ro và tận dụng các cơ hội để gia tăng sản xuất và hiệu quả kinh doanh, đảm bảo duy trì chuỗi cung ứng từ dầu thô - sản xuất - phân phối sản phẩm.

Hồng Minh

PV DRILLING CUNG CẤP DỊCH VỤ KHOAN CHO PHE ONWJ



Giàn khoan tự nâng PV Drilling II. Ảnh: PVN

Ngày 7/12/2022, giàn khoan tự nâng PV Drilling II của Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã chính thức hoàn thành quá trình huy động từ Singapore đến khu vực West Java. Lãnh đạo của PV Drilling, Jimmulya, Pertamina Hulu Energi ONWJ ("PHE ONWJ") đã ký Biên bản xác nhận thời điểm chuyển giao giàn khoan tự nâng PV Drilling II, cho phép giàn tiến hành cập vào vị trí giàn đầu giếng của PHE ONWJ.

Theo hợp đồng đã ký, giàn khoan tự nâng PV Drilling II sẽ thực hiện chương trình khoan 2 năm chắc chắn và 1 năm tùy chọn gia hạn. Đây là chương trình khoan nằm trong chiến lược tổng thể của Pertamina, với kỳ vọng đóng góp vào mục tiêu gia tăng sản lượng khai thác dầu thô lên mức 1 triệu thùng/ngày vào năm 2030 của chính phủ Indonesia.

Thu Huyền

ENERGEAN PHÁT HIỆN KHÍ NGOÀI KHƠI ISRAEL

Energean công bố phát hiện khí thương mại với trữ lượng ước tính 7 - 15 tỷ m³ khí khoan giếng thăm dò Hermes, Lô 31, ngoài khơi Israel, bằng giàn khoan Stena IceMax.

Sau khi khoan xong giếng Hermes, giàn khoan Stena IceMax sẽ di chuyển đến Lô 12 để khoan cấu tạo triển vọng Zeus. Trữ lượng thu hồi tại cấu tạo triển vọng Zeus ước đạt 10 - 12 tỷ m³ khí chưa phân loại trong 3 vỉa cát A/B/C. Energean đang tiếp tục thu thập dữ liệu tại cấu tạo Zeus để bổ sung vào trữ lượng ước tính của toàn bộ khu vực Olympus, ước đạt khoảng 58 tỷ m³ tài nguyên có thể thu hồi chưa được kiểm tra.



Tàu khoan Stena IceMax. Nguồn: Reuters

Energean có kế hoạch khoan giếng thứ 6 tại cấu tạo triển vọng Hercules, thuộc Lô 23 theo chiến dịch khoan ngoài

khơi Israel đã đề ra bằng giàn khoan Stena Drilling Limited.

Linh Chi (theo Energean)

EXXONMOBIL CÔNG BỐ 2 PHÁT HIỆN MỚI NGOÀI KHƠI GUYANA



Lô Stabroek ngoài khơi Guyana. Nguồn: Oilnow

ExxonMobil công bố 2 phát hiện dầu khí mới tại giếng Sailfin-1 và giếng Yarrow-1, Lô Stabroek, ngoài khơi Guyana.

Giếng Sailfin-1 được khoan tại độ sâu 1.407 m nước, bắt gặp vỉa cát kết chứa hydrocarbon có bề dày tầng sản phẩm khoảng 95 m. Giếng Yarrow-1 được khoan ở độ sâu 1.085 m nước, bắt gặp vỉa cát kết chứa hydrocarbon có bề dày tầng sản phẩm khoảng 23 m. Cả 2 giếng đều được khoan bằng tàu khoan Stena Carron.

Dự án Liza phase 1 và Liza phase 2 ngoài khơi Guyana đã được đưa vào khai thác với công suất trung bình đạt gần 360.000 thùng dầu/ngày trong Quý III/2022. Dự án Payara và Yellowtail dự kiến được lần lượt đưa vào khai thác trong cuối năm 2023 và 2025.

Lô Stabroek ngoài khơi Guyana có diện tích 26.800 km², do ExxonMobil (45%) điều hành cùng các đối tác Hess Guyana Exploration Ltd. (30%) và CNOOC Petroleum Guyana Limited (25%).

Trần Anh (theo ExxonMobil)

EXXONMOBIL CÔNG BỐ PHÁT HIỆN DẦU KHÍ MỚI TẠI ANGOLA



Vị trí Lô 15 Angola. Nguồn: The Energy Year

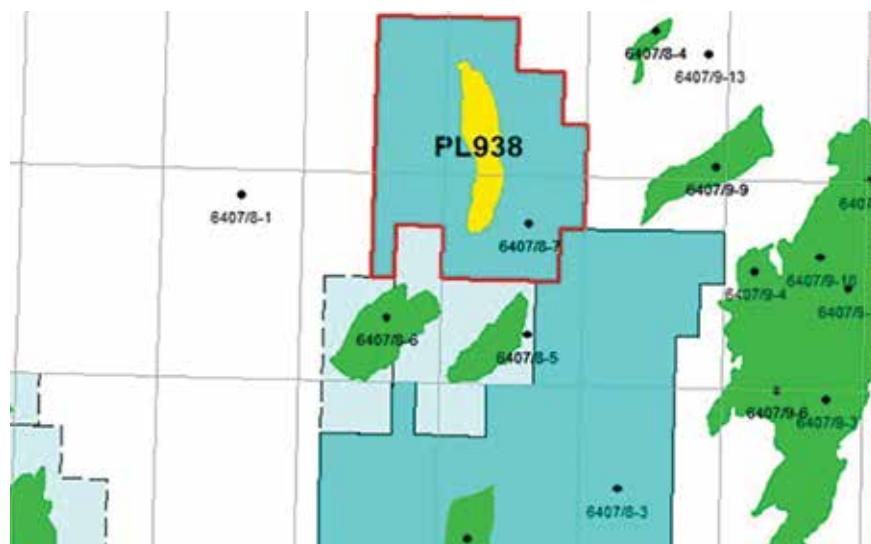
ExxonMobil công bố phát hiện dầu khí mới tại giếng thăm dò Bavuca South-1, cách bờ biển Luanda khoảng 365 km về phía Tây Bắc, được khoan bằng giàn khoan Valaris DS-9 ở độ sâu 1.100 m nước. Giếng bắt gặp vỉa cát kết chứa hydrocarbon chất lượng cao, có bề dày tầng sản phẩm khoảng 30 m.

Giếng Bavuca South-1 nằm trong Dự án tái phát triển Lô 15 Angola. ExxonMobil cho biết đang áp dụng các công nghệ mới và chương trình khoan kéo dài nhằm khai thác khoảng 40.000 thùng dầu/ngày, giúp bù đắp sản lượng khai thác bị sụt giảm tự nhiên.

ExxonMobil đã có 17 phát hiện dầu khí mới tại Lô 15 Angola. ExxonMobil điều hành Lô cùng các đối tác BP Exploration (Angola) Limited (24%), ENI Angola Exploration B.V. (18%), Equinor Angola Block 15 A.S. (12%) và Sonangol P&P (10%).

Linh Chi (theo ExxonMobil)

NEPTUNE ENERGY PHÁT HIỆN DẦU KHÍ GẦN MỎ DRAUGEN



Vị trí khu vực giấy phép PL938 ngoài biển Na Uy. Nguồn: Neptune Energy

Neptune Energy công bố phát hiện dầu khí mới tại giếng thăm dò Calypso (6407/8-8 S), thuộc khu vực giấy phép PL938, ngoài khơi Na Uy.

Giếng 6407/8-8S đã được khoan thẳng đứng đến tổng chiều sâu 3.496 m và bắt gặp cột khí có bề dày tầng sản phẩm 8 m và cột dầu có bề dày tầng sản phẩm 30

m trong vỉa cát kết thuộc hệ tầng Garn dày 131 m, có chất lượng từ tốt đến rất tốt.

Theo kết quả nghiên cứu sơ bộ, trữ lượng thu hồi có thể đạt khoảng 6 - 22 triệu thùng dầu quy đổi.

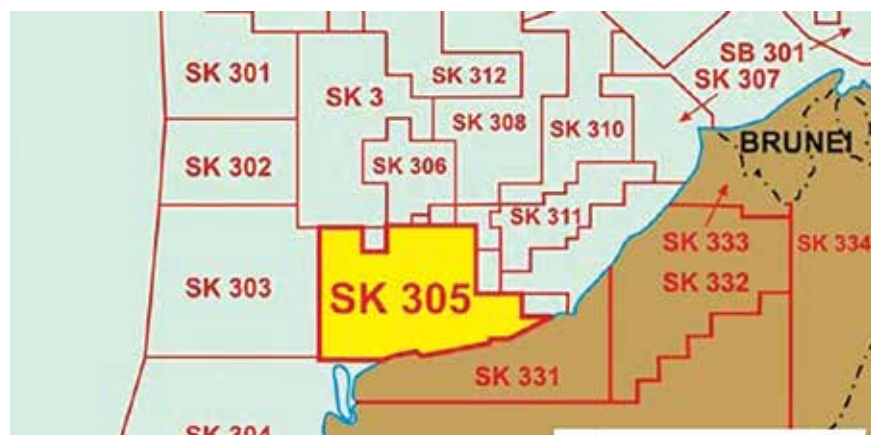
Phát hiện Calypso nằm trong khu vực thăm dò cốt lõi của Neptune tại thềm lục địa Na Uy, cách mỏ Draugen 14 km về phía Tây Bắc và cách giàn khoan Njord A 22 km về phía Đông Bắc.

Calypso được khoan bởi giàn khoan bán chìm Deepsea Yantai thuộc sở hữu của CIMC và điều hành bởi Odfjell Drilling.

Giấy phép PL938 được điều hành bởi Neptune Energy (30%) cùng các đối tác OKEA ASA (30%), Pandion Energy AS (20%) và Var Energi ASA (20%).

Linh Chi (theo Neptune)

PETRONAS PHÁT HIỆN KHÍ NGOÀI KHƠI SARAWAK



Vị trí Lô SK306. Nguồn: PVEP

Petronas công bố phát hiện dầu khí tại giếng Nahara-1, Lô SK306, ngoài khơi Malaysia.

Giếng Nahara-1 được khoan đến tổng chiều sâu 2.468 m và phát hiện hydrocarbon trong các vỉa trầm tích tuổi từ Oligocene muộn đến Miocene giữa.

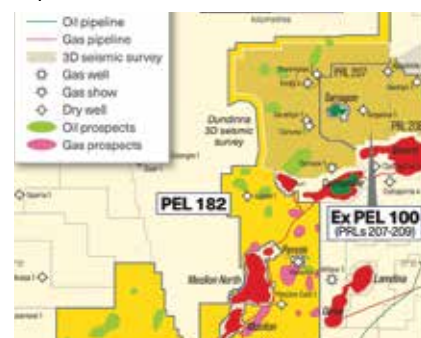
Nahara-1 là phát hiện quan trọng của Petronas trong thập kỷ qua, chứng minh triển vọng dầu khí trong các bể trầm tích ngoài khơi Malaysia. Đồng thời, phát hiện này khẳng định chiến lược thăm dò

của Petronas Carigali Sdn Bhd (PCSB) với trọng tâm thăm dò dầu khí tại các bể ngoài khơi Malaysia.

PCSB mới đây đã công bố quyết định đầu tư cuối cùng cho dự án cô lập carbon Kasawari, Lô SK316, ngoài khơi Sarawak. Dự án sẽ giúp giảm khoảng 3,3 tấn CO₂ phát thải mỗi năm và góp phần hiện thực hóa mục tiêu của Petronas đạt phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050.

Linh Chi (theo Offshore Technology)

BASS OIL PHÁT HIỆN DẦU KHÍ TẠI NAM AUSTRALIA



Khu vực giấy phép PEL 182. Nguồn: Bass Oil

Bass Oil công bố phát hiện dầu khí trữ lượng tại chỗ ước tính 21 tỷ ft³ khí và 845 triệu thùng dầu/condensate tại giấy phép PEL 182, bể Cooper, Nam Australia.

Khí được tìm thấy tại cấu tạo triển vọng ở độ sâu 2.500 m Permian thuộc hệ tầng Toolachee, Epsilon và Patchawarra.

Cột khí trong hệ tầng Toolachee-Epsilon trung bình có bề dày tầng sản phẩm khoảng 18 m. Tại hệ tầng Patchawarra Trough, về phía trung tâm phát hiện cột khí có bề dày tầng sản phẩm 35 m.

Giấy phép PEL 182 được điều hành và sở hữu bởi Bass Oil (100%).

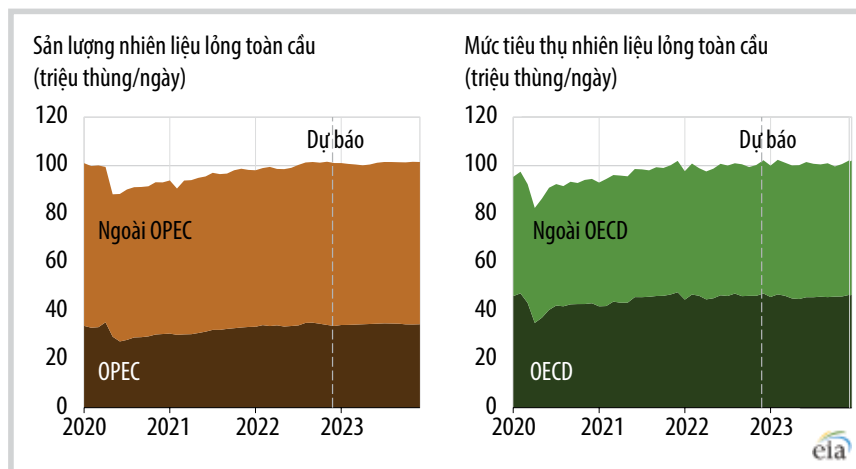
Trần Anh (theo Bass Oil)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) dự báo tăng trưởng nhu cầu dầu toàn cầu có xu hướng chậm lại, từ 2,1 triệu thùng/ngày trong năm 2022 giảm xuống 1,6 triệu thùng/ngày vào năm 2023. Nguồn cung dầu toàn cầu trong tháng 10/2022 đã tăng 410 nghìn thùng/ngày lên 101,7 triệu thùng/ngày, tuy nhiên IEA cũng dự báo nguồn cung giảm 1 triệu thùng/ngày trong cuối năm 2022 do các đợt cắt giảm sản lượng của OPEC+ và lệnh cấm của EU đối với dầu thô của Liên bang Nga có hiệu lực. Mức tăng trưởng nguồn cung 4,6 triệu thùng/ngày trong năm 2022 được thiết lập để thúc đẩy sản lượng dầu toàn cầu lên 99,9 triệu thùng/ngày. Mức tăng trưởng 740 nghìn thùng/ngày trong năm 2023 sẽ đưa nguồn cung dầu toàn cầu lên 100,7 triệu thùng/ngày [1].

Tổng lượng dầu xuất khẩu của Liên bang Nga đã tăng 165 nghìn thùng/ngày lên 7,7 triệu thùng/ngày trong tháng 10/2022. Xuất khẩu dầu thô của Liên bang Nga sang EU đạt 1,5 triệu thùng/ngày, thấp hơn 1 triệu thùng/ngày so với thời điểm trước khi xảy ra xung đột với Ukraine. Xuất khẩu sản phẩm dầu của Liên bang Nga đã giảm 300 nghìn thùng/ngày, xuống còn 1 triệu thùng/ngày, bao gồm 600 nghìn thùng diesel/ngày. Doanh thu từ xuất khẩu



Hình 1. Sản xuất và tiêu thụ nhiên liệu lỏng trên thế giới [2]

dầu thô và sản phẩm dầu của Liên bang Nga tăng 1,7 tỷ USD lên 17,3 tỷ USD.

Công suất lọc dầu toàn cầu giảm 500 nghìn thùng/ngày trong tháng 10/2022 xuống còn 80,4 triệu thùng/ngày, với công suất giảm lớn nhất 1,1 triệu thùng/ngày ở khu vực Đại Tây Dương song được bù đắp bởi công suất cao hơn ở phía Đông Suez. Công suất nhà máy lọc dầu mới sắp đi vào hoạt động sẽ bù đắp sản lượng sụt giảm từ Liên bang Nga. Công suất lọc dầu toàn cầu được dự báo sẽ tăng 2,3 triệu thùng/ngày vào năm 2022 và 1,4 triệu thùng/ngày vào năm 2023.

Theo IEA, dự trữ dầu toàn cầu giảm 14,2 triệu thùng trong tháng 9/2022 do các kho dự trữ của OECD và ngoài OECD lần

lượt giảm 45,5 triệu thùng và 19,3 triệu thùng. Dự trữ dầu của OECD giảm 8 triệu thùng, trong khi dự trữ của chính phủ giảm 37,4 triệu thùng. Tổng dự trữ dầu của OECD lần đầu tiên giảm xuống dưới 4.000 triệu thùng kể từ năm 2004.

IEA dự báo lệnh cấm vận của EU đối với việc nhập khẩu dầu thô và sản phẩm dầu của Liên bang Nga và lệnh cấm đối với các dịch vụ hàng hải sẽ gây thêm áp lực lên cân bằng cung - cầu dầu toàn cầu, đặc biệt là thị trường diesel.

Giá diesel đã tăng lên mức kỷ lục trong tháng 10/2022, cao hơn 70% so với cùng kỳ năm 2021, trong khi giá dầu Brent chuẩn chỉ tăng 11%. Tồn kho sản phẩm chưng cất đang ở mức thấp

Bảng 1. Dự báo cung - cầu dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu đến năm 2023 [2]

Thời gian	2023												Trung bình năm	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	2022	2023
Cung - cầu theo khu vực														
Nguồn cung (triệu thùng/ngày)	101,04	100,69	100,45	100,11	101,46	101,18	101,48	101,47	101,40	101,33	101,57	101,49	99,98	101,06
OECD	33,63	33,73	33,80	33,56	33,37	33,39	33,67	33,69	33,47	34,00	34,52	34,61	32,34	33,79
Mỹ	21,93	20,96	21,04	21,05	21,03	20,95	20,99	21,11	21,16	21,22	21,61	21,64	20,27	21,14
Canada	5,98	6,00	5,96	5,73	5,62	5,72	5,93	5,94	5,81	5,99	6,13	6,20	5,70	5,92
Mexico	1,92	1,90	1,89	1,88	1,87	1,85	1,84	1,83	1,82	1,80	1,79	1,78	1,89	1,85
Các nước khác thuộc OECD	4,80	4,87	4,90	4,91	4,85	4,87	4,90	4,81	4,69	4,98	4,99	4,99	4,48	4,88
Ngoài OECD	67,41	66,96	66,65	66,55	67,08	67,79	67,81	67,78	67,93	67,33	67,05	66,87	67,64	67,27
OPEC	34,16	34,21	34,41	34,43	34,55	34,80	34,78	34,80	34,76	34,42	34,39	34,46	34,11	34,52
<i>Dầu thô</i>	28,51	28,64	28,87	28,97	29,10	29,33	29,28	29,28	29,28	28,95	28,85	28,85	28,61	29,00
<i>Nhiên liệu lỏng khác</i>	5,65	5,57	5,54	5,46	5,45	5,47	5,49	5,52	5,48	5,47	5,53	5,61	5,50	5,52
Các nước Liên Xô cũ	13,60	12,09	12,58	12,07	11,98	12,37	12,46	12,34	12,39	12,45	12,49	12,49	13,81	12,52
Trung Quốc	5,22	5,21	5,20	5,21	5,23	5,27	5,20	5,23	5,26	5,27	5,29	5,25	5,15	5,24
Các nước khác ngoài OECD	14,43	14,46	14,46	14,84	15,32	15,35	15,37	15,41	15,52	15,19	14,88	14,67	14,56	15,00
Nhu cầu (triệu thùng/ngày)	100,00	102,38	101,22	100,07	100,17	102,47	100,75	100,49	100,97	99,64	100,64	102,14	99,82	100,82
OECD	45,73	46,81	46,24	45,13	44,90	45,63	45,63	45,85	45,68	45,88	45,94	46,60	46,08	45,83
Mỹ	20,32	20,45	20,75	20,53	20,77	20,88	20,69	20,84	20,52	20,85	20,90	21,02	20,36	20,51
Canada	2,28	2,32	2,22	2,16	2,22	2,28	2,30	2,35	2,30	2,28	2,30	2,31	2,30	2,28
Châu Âu	13,35	13,83	13,54	13,21	12,90	13,43	13,54	13,41	13,78	13,65	13,23	13,16	13,58	13,42
Nhật Bản	3,65	3,88	3,57	3,22	2,95	2,97	3,04	3,13	3,04	3,06	3,29	3,76	3,36	3,29
Các nước khác thuộc OECD	6,13	6,32	6,16	6,00	6,05	6,08	6,06	6,12	6,03	6,04	6,22	6,36	6,27	6,13
Ngoài OECD	54,27	55,57	54,98	54,95	55,28	55,84	55,12	54,64	55,29	53,76	54,70	55,54	53,74	54,99
Lục địa Á - Âu	4,12	4,37	4,26	4,24	4,38	4,59	4,66	4,78	4,70	4,60	4,65	4,65	4,55	4,50
Châu Âu	0,73	0,75	0,76	0,75	0,77	0,77	0,76	0,77	0,77	0,78	0,78	0,75	0,76	0,76
Trung Quốc	15,91	16,37	16,17	16,39	16,06	15,77	15,61	15,02	15,74	14,70	15,54	15,88	15,16	15,76
Các nước khác thuộc châu Á	14,08	14,48	14,50	14,29	14,41	14,26	13,83	13,68	13,73	13,80	14,10	14,22	13,76	14,11
Các nước khác ngoài OECD	19,43	19,60	19,29	19,27	19,67	20,45	20,26	20,39	20,34	19,88	19,64	20,03	19,50	19,86

nhất trong nhiều thập kỷ. Các cuộc đình công xảy ra tại các nhà máy lọc dầu của TotalEnergies (Pháp) vào tháng trước và các lệnh cấm vận sắp tới đã đẩy giá diesel tại Rotterdam, Trung tâm thương mại chính của châu Âu, lên hơn 80 USD/thùng.

Giá diesel cao đang tạo thêm áp lực lên nền kinh tế và nhu cầu dầu toàn cầu, được dự báo sẽ giảm 240 nghìn thùng/ngày trong Quý IV/2022. Nhu cầu dầu được dự báo sẽ tăng thêm 2,1 triệu thùng/ngày vào năm 2022 trước khi giảm xuống 1,6 triệu thùng/ngày vào năm 2023. Tăng trưởng nhu cầu dầu sẽ chủ yếu tập trung vào nhiên liệu máy bay và LPG/ethane cho hóa dầu. Tuy nhiên, tăng trưởng nhu cầu diesel/gasoil toàn cầu được dự báo sẽ giảm từ 1,5 triệu thùng/ngày (2021) xuống 400 nghìn thùng/ngày vào năm 2022 trước khi giảm nhẹ vào năm 2023.

Thị trường diesel vốn đã thâm hụt trước khi xảy ra xung đột giữa Liên bang Nga và Ukraine do việc đóng cửa nhà máy lọc dầu công suất 3,5 triệu thùng/ngày kể từ khi bắt đầu đại dịch Covid-19, dẫn đến mức giảm ròng 1 triệu thùng/ngày. Các dự

án mới với tổng công suất 2,7 triệu thùng/ngày dự kiến sẽ được đưa vào hoạt động từ Quý IV/2022 đến cuối năm 2023, có thể bù đắp cho sự thiếu hụt nguồn cung từ Liên bang Nga do các lệnh cấm vận.

Tính đến tháng 10/2022, EU đã giảm nhập khẩu dầu thô của Liên bang Nga từ 1,1 triệu thùng/ngày xuống 1,4 triệu thùng/ngày và giảm nhập khẩu diesel khoảng 50 nghìn thùng/ngày xuống mức 560 nghìn thùng/ngày. Khi lệnh cấm vận dầu thô và sản phẩm dầu của Liên bang Nga lần lượt có hiệu lực vào tháng 12/2022 và tháng 2/2023, IEA dự báo EU sẽ phải tìm nguồn cung khác thay thế cho 1,1 triệu thùng dầu thô/ngày và 1 triệu thùng/ngày đối với diesel, naphtha và dầu mazut. Đối với xuất khẩu dầu thô, Liên bang Nga không có thị trường mới nào đáng kể ngoài Trung Quốc, Ấn Độ và Thổ Nhĩ Kỳ mặc dù giá dầu đã giảm mạnh.

Trong Báo cáo “Triển vọng năng lượng ngắn hạn” (STEO), Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) nhận định giá dầu Brent giao ngay đang trên đà đạt mức trung bình 101 USD/thùng trong năm 2022 và kỳ vọng

giá dầu Brent sẽ đạt trên 90 USD/thùng vào đầu Quý II/2023. Nguồn cung dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu sẽ đạt mức trung bình 99,98 triệu thùng/ngày trong năm 2022, sau đó tăng lên 101,06 triệu thùng/ngày trong năm 2023. Tiêu thụ dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu sẽ đạt 99,82 triệu thùng/ngày trong năm 2022 và đạt 100,82 triệu thùng/ngày vào năm 2023 [2].

Dự trữ dầu toàn cầu trong dự báo của EIA giảm 0,2 triệu thùng/ngày trong nửa đầu năm 2023 trước khi tăng gần 0,7 triệu thùng/ngày trong nửa cuối năm 2023. Dự báo này khiến dự trữ dầu toàn cầu vào cuối năm 2023 cao hơn so với dự báo của IEA trong STEO tháng 11/2022, dẫn đến dự báo giá dầu thô Brent trung bình trong năm 2023 được điều chỉnh về mức 92 USD/thùng, thấp hơn 3 USD/thùng so với dự báo EIA công bố trước đó.

Trong Báo cáo “Triển vọng dầu mỏ thế giới đến năm 2045” [3], Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) dự báo nhu cầu năng lượng sơ cấp toàn cầu sẽ tăng 23% từ mức 285,7 triệu thùng dầu tương đương/ngày vào năm 2021 lên 351

Bảng 2. Dự báo nguồn cung dầu toàn cầu đến năm 2045 [3]

Đơn vị: Triệu thùng/ngày

Khu vực	Năm						
	2021	2025	2030	2035	2040	2045	
OECD	29,4	33,6	34,0	32,5	31,0	29,7	
Châu Mỹ	25,2	29,0	29,2	27,9	26,5	25,2	
Mỹ	17,8	21,3	21,3	19,9	18,5	17,2	
Châu Âu	3,8	4,1	4,2	4,1	4,1	4,1	
Châu Á - Thái Bình Dương	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,4	
Ngoài OECD	31,9	33,4	35,6	35,8	35,3	34,6	
Trung Quốc	4,3	4,6	4,5	4,4	4,3	4,2	
Ấn Độ	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
Các nước khác khu vực châu Á	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,8	
Châu Mỹ Latin	6,0	7,3	8,8	9,0	8,9	8,7	
Trung Đông	3,2	3,5	3,8	3,8	3,8	3,8	
Châu Phi	1,3	1,5	1,8	1,7	1,6	1,6	
Liên bang Nga	10,8	10,2	10,4	10,5	10,5	10,4	
Các nước khác Lục địa Á - Âu	2,9	3,2	3,3	3,3	3,3	3,2	
Các nước khác khu vực châu Âu	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
Ngoài OPEC	63,6	69,6	72,4	71,2	69,3	67,5	
OPEC	31,6	36,1	36,1	38,3	40,4	42,4	
Toàn cầu	95,2	105,7	108,4	109,5	109,8	109,8	

Bảng 3. Dự báo nhu cầu năng lượng sơ cấp toàn cầu giai đoạn 2020 - 2045 [3]

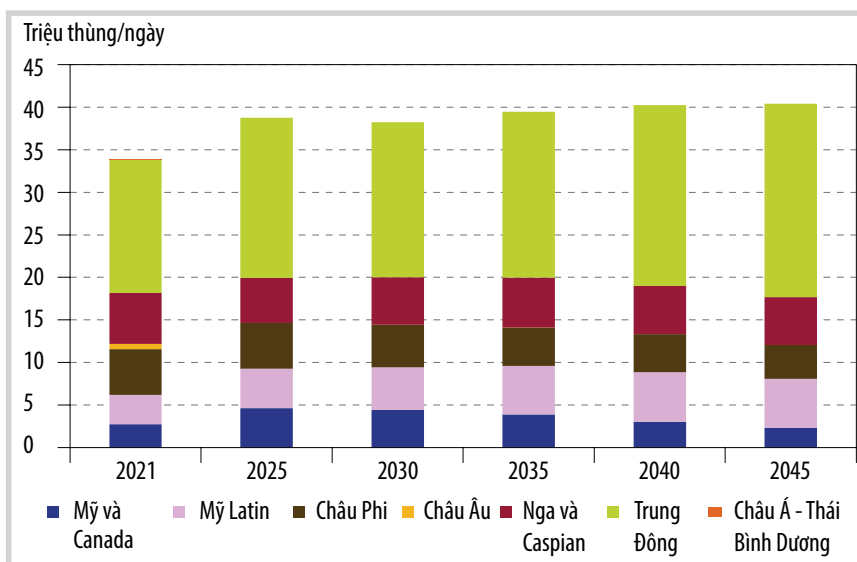
Đơn vị: Triệu thùng dầu tương đương/ngày

Năm	Nhu cầu						Tăng trưởng giai đoạn 2021 - 2045	Tỷ lệ tăng trưởng hàng năm (%)	Tỷ trọng trong tổng nhu cầu năng lượng sơ cấp (%)	
	2021	2025	2030	2035	2040	2045			2021	2045
Dầu	88,3	96,1	98,9	100,1	100,5	100,6	12,3	0,5	30,9	28,7
Than	74,7	74,0	70,7	66,4	62,1	58,2	-16,5	-1,0	26,1	16,6
Khí	66,4	69,9	74,9	79,5	83,0	85,3	18,9	1,0	23,2	24,3
Hạt nhân	15,2	16,3	17,8	19,6	21,7	23,3	8,1	1,8	5,3	6,6
Hydrogen	7,5	8,0	8,7	9,4	10,1	10,4	2,9	1,4	2,6	3,0
Sinh khối	26,2	27,9	30,0	32,0	33,7	34,9	8,6	1,2	9,2	9,9
Các loại năng lượng tái tạo khác	7,4	11,2	17,8	24,9	32,5	38,3	30,9	7,1	2,6	10,9
Tổng	285,7	303,4	318,9	331,9	343,6	351,0	65,3	0,9	100,0	100,0

triệu thùng dầu tương đương/ngày vào năm 2045. Tăng trưởng nhu cầu năng lượng toàn cầu chủ yếu đến từ các quốc gia ngoài OECD, tăng 69 triệu thùng dầu tương đương/ngày (riêng Ấn Độ chiếm 28% tăng trưởng nhu cầu toàn cầu). Với chính sách hỗ trợ mạnh mẽ và chi phí dài hạn giảm, nhu cầu đối với các loại năng lượng tái tạo khác, chủ yếu là gió và mặt trời, tăng trưởng nhanh và mạnh nhất trong cơ cấu năng lượng toàn cầu, tăng thêm 30,9 triệu thùng dầu tương đương/ngày trong giai đoạn dự báo. Khí tự nhiên được dự báo sẽ tăng 18,9 triệu thùng dầu tương đương/ngày, tiếp theo là dầu với dự báo tăng 12,3 triệu thùng dầu tương đương/ngày.

Nhu cầu dầu toàn cầu được OPEC dự báo sẽ tăng từ 88,3 triệu thùng/ngày vào năm 2021 lên 100,6 triệu thùng/ngày vào năm 2045, với tỷ trọng trong tổng nhu cầu năng lượng sơ cấp giảm từ 30,9% xuống còn 28,7%. Mặc dù tăng trưởng nhu cầu dầu giảm tốc, nhưng vẫn chiếm tỷ trọng cao nhất trong cơ cấu năng lượng toàn cầu đến năm 2045. Tỷ trọng của dầu và khí trong cơ cấu năng lượng sơ cấp toàn cầu dự kiến sẽ duy trì ở mức trên 50% cho đến năm 2045.

Trong trung hạn, nhu cầu dầu toàn cầu được dự báo sẽ đạt gần 107 triệu

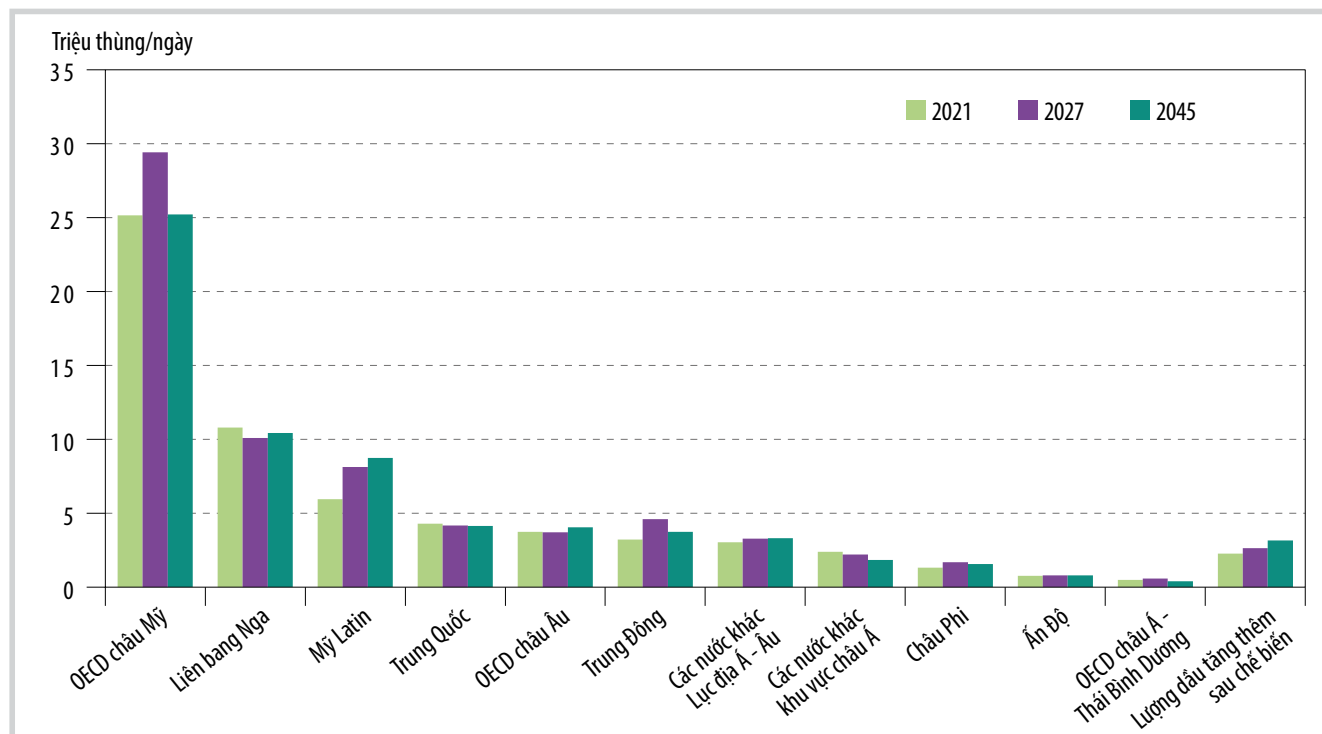


Hình 2. Dự báo sản lượng xuất khẩu dầu thô và condensate toàn cầu theo từng khu vực giai đoạn 2021 - 2045 [3].

thùng/ngày vào năm 2027, tăng 10 triệu thùng/ngày so với năm 2021. Mức tăng này chủ yếu tập trung ở khu vực ngoài OECD, chiếm 8,6 triệu thùng/ngày. Trong đó, có hơn 5 triệu thùng/ngày sẽ được thực hiện trong giai đoạn đến năm 2024. Nhu cầu dầu của các nước OECD dự kiến tăng ở mức 2,4 triệu thùng/ngày trong giai đoạn đến năm 2024, sau đó sẽ giảm khoảng 1 triệu thùng/ngày và duy trì ở mức 1,4 triệu thùng/ngày đến năm 2027.

Trong dài hạn, nhu cầu dầu toàn cầu được dự báo tăng 12,9 triệu thùng/ngày, lên 109,8 triệu thùng/ngày vào năm 2045. Sau năm 2024, nhu cầu dầu

của OECD có xu hướng giảm, và chỉ đạt 34,1 triệu thùng/ngày vào năm 2045. Điều này khiến cho tổng nhu cầu dầu của OECD trong toàn giai đoạn dự báo giảm 10,7 triệu thùng/ngày. Ngược lại, nhu cầu dầu của các nước ngoài OECD dự kiến tăng 23,6 triệu thùng/ngày trong dài hạn. Tốc độ tăng trưởng chung chậm lại trong giai đoạn dự báo và gần như không tăng sau năm 2035 dự báo sự ổn định về nhu cầu dầu toàn cầu trong giai đoạn tương đối dài. Điều này được thúc đẩy bởi các chính sách năng lượng và sự phát triển của khoa học công nghệ ngày càng đóng vai trò to lớn hơn trong việc đa dạng hóa cơ cấu năng lượng trong tương lai.



Hình 3. Dự báo nguồn cung ngoài OPEC theo khu vực giai đoạn 2021 - 2045 [3].

Về nguồn cung trong trung hạn, nguồn cung dầu và sản phẩm lỏng ngoài OPEC được dự báo tăng từ 63,6 triệu thùng/ngày vào năm 2021 lên 71,4 triệu thùng/ngày vào năm 2027. Mỹ là nước dẫn đầu tăng trưởng nguồn cung ngoài OPEC trong trung hạn với 3,9 triệu thùng/ngày, chiếm khoảng 50% sản lượng gia tăng. Mức tăng trưởng nguồn cung lớn ngoài OPEC (sau Mỹ) trong trung hạn theo thứ tự là Brazil (+1,2 triệu thùng/ngày), Guyana (+0,8 triệu thùng/ngày), Canada (+0,5 triệu thùng/ngày) và Na Uy (+0,4 triệu thùng/ngày). Trong khi đó, căng thẳng địa chính trị liên quan đến xung đột với Ukraine có thể khiến nguồn cung của Liên bang Nga giảm 0,7 triệu thùng/ngày trong trung hạn.

Về dài hạn, nguồn cung từ các nước ngoài OPEC trung bình toàn giai đoạn dự báo tăng trưởng ở mức 3,9 triệu thùng/ngày, tuy nhiên có xu hướng giảm từ những năm 2030 và giảm xuống mức trung bình 67,5 triệu thùng/ngày vào năm 2045. Những hạn chế về tài nguyên khiến

sản lượng dầu chặt sít của Mỹ đạt đỉnh chỉ hơn 16 triệu thùng/ngày vào khoảng năm 2030. Tăng trưởng nguồn cung mạnh mẽ ở Guyana, Canada, Kazakhstan, Brazil và Qatar cũng không đủ bù đắp sự sụt giảm sản lượng của các nước ngoài OPEC.

Nguồn cung dầu và sản phẩm lỏng từ OPEC được dự báo sẽ tăng từ 31,6 triệu thùng/ngày vào năm 2021 lên khoảng 36,1 triệu thùng/ngày vào năm 2025 và giữ ổn định quanh mức này trong trung hạn. Sau khi nguồn cung ngoài OPEC đạt đỉnh vào khoảng năm 2030, nguồn cung của OPEC được dự báo sẽ tăng lên 42,4 triệu thùng/ngày vào năm 2045. Thị phần của OPEC trong nguồn cung dầu và sản phẩm lỏng toàn cầu được dự báo sẽ tăng từ 33% vào năm 2021 lên 39% vào năm 2045.

Các khu vực có tăng trưởng nguồn cung đáng kể trong trung hạn là các nước OECD khu vực châu Mỹ và Mỹ Latin, cùng với mức tăng trưởng khiêm tốn ở Trung Đông và các nước khác Lục địa Á - Âu, đóng góp gần như toàn bộ nguồn cung

chất lỏng gia tăng ngoài OPEC (Hình 3). Lợi nhuận chế biến của nhà máy lọc dầu cũng được dự báo sẽ tăng trong dài hạn. Ngược lại, nguồn cung dự kiến sẽ giảm ở mức khiêm tốn tại Nga, Trung Quốc và các nước khác khu vực châu Á. Sản lượng nhìn chung sẽ không thay đổi ở châu Phi, Ấn Độ và OECD khu vực châu Á - Thái Bình Dương [3].

Hạnh Nguyên

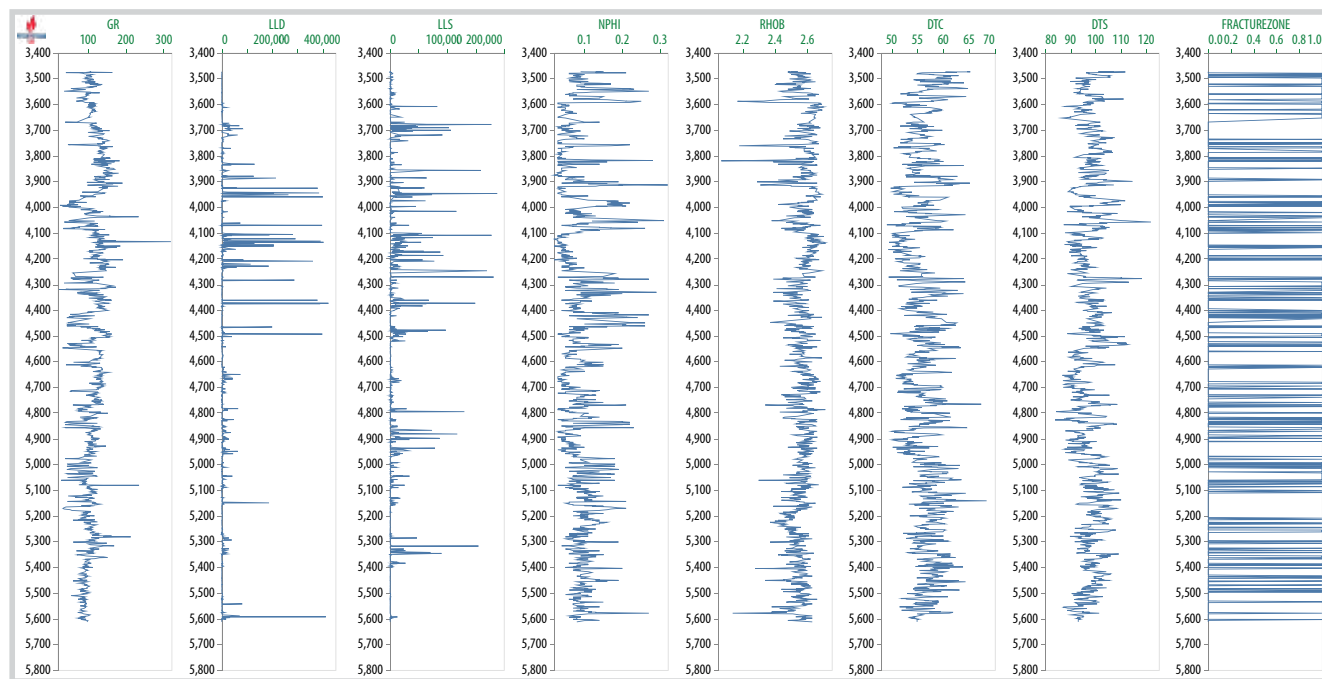
Tài liệu tham khảo

[1] IEA, “Oil market report”, 11/2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-november-2022>.

[2] EIA, “Short-term energy outlook”, 6/12/2022. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>.

[3] OPEC, “World oil outlook 2045”, 14/10/2022. [Online]. Available: https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/7032.htm.

VPI-MLOGS ỨNG DỤNG HỌC MÁY CHO LĨNH VỰC ĐỊA VẬT LÝ GIẾNG KHOAN



Hình 1. Kết quả dự báo đới nứt nẻ được hiển thị cùng các đường đo ghi giếng khoan trên ứng dụng VPI-Mlogs.

Để giúp người dùng dễ dàng tiếp cận với các thuật toán học máy trong lĩnh vực địa vật lý giếng khoan, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã nghiên cứu, xây dựng ứng dụng VPI-Mlogs trên nền tảng website (web-based platform), tích hợp các công cụ phân tích, xử lý, biểu diễn dữ liệu và triển khai các mô hình dự báo với đường đo ghi giếng khoan, đới dập vỡ, nứt nẻ... với độ tin cậy đạt trên 90%, giúp tiết kiệm thời gian và chi phí khoan.

VPI đã sử dụng trí tuệ nhân tạo (artificial intelligence - AI) và các thuật toán học máy (machine learning) để nghiên cứu, phát triển và đưa vào áp dụng các mô hình dự báo chất lượng cao như: mô hình dự báo đường đo ghi giếng khoan, dự báo đới dập vỡ, dự báo mật độ nứt nẻ...

Các tính năng chính của ứng dụng VPI-Mlogs bao gồm: thu thập, làm sạch/xử lý dữ liệu, phân tích dữ liệu, mô hình

hóa và dự báo, đặc biệt các biểu diễn tương tác được tích hợp trong ứng dụng sẽ hỗ trợ người dùng dễ dàng chọn lựa và chỉnh sửa dữ liệu. Ứng dụng VPI-Mlogs được triển khai trên nền tảng website nên không cần phải cài đặt các phần mềm chuyên dụng như Petrel, Techlog (Schlumberger), IP Interactive Petrophysics (Lloyd's Register)..., do đó tiết kiệm thời gian và chi phí khoan so với cách làm truyền thống trước đây.

Các tính năng của ứng dụng VPI-Mlogs được xây dựng dựa trên các công cụ khoa học dữ liệu phổ biến như: Python, Altair, Streamlit... Trong đó, Streamlit là thư viện mã nguồn mở (dạng website) với ưu điểm đơn giản, dễ thực hành.

Theo ông Nguyễn Anh Tuấn - Bộ phận Dữ liệu của VPI, với phiên bản hiện tại, mô hình dự báo tích hợp trong VPI-Mlogs được xây dựng dựa trên dữ liệu sẵn có với kết quả thử nghiệm có độ tin cậy đạt trên 90%. Trong các phiên bản sắp tới, VPI-Mlogs sẽ

tiếp tục cập nhật các công cụ huấn luyện, cho phép người dùng dễ dàng thay đổi dữ liệu, các thông số đầu vào và lựa chọn các thuật toán để tối ưu hóa mô hình dự báo.

Thực hiện chiến lược của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về chuyển đổi số nhằm "hỗ trợ và thúc đẩy quá trình dịch chuyển mô hình kinh doanh, tối ưu phương thức hoạt động và nâng cao năng lực quản trị vận hành", VPI mới đây đã xây dựng và công bố hệ sinh thái Oilgas AI để tổng hợp, biểu diễn và phân tích dữ liệu chuyên sâu trong lĩnh vực dầu khí, với các sản phẩm như dầu thô, xăng dầu, LPG và khí tự nhiên.

Hệ sinh thái Oilgas AI tạo ra lợi thế cạnh tranh thông qua việc tối ưu hóa phân tích, khai thác, sử dụng dữ liệu an toàn, cung cấp các giải pháp giúp doanh nghiệp đưa ra quyết định nhanh và hiệu quả hơn trong hoạt động sản xuất kinh doanh hàng ngày cũng như xây dựng kế hoạch, hoạch định chiến lược dài hạn.

Linh Chi (gởi thiệu)

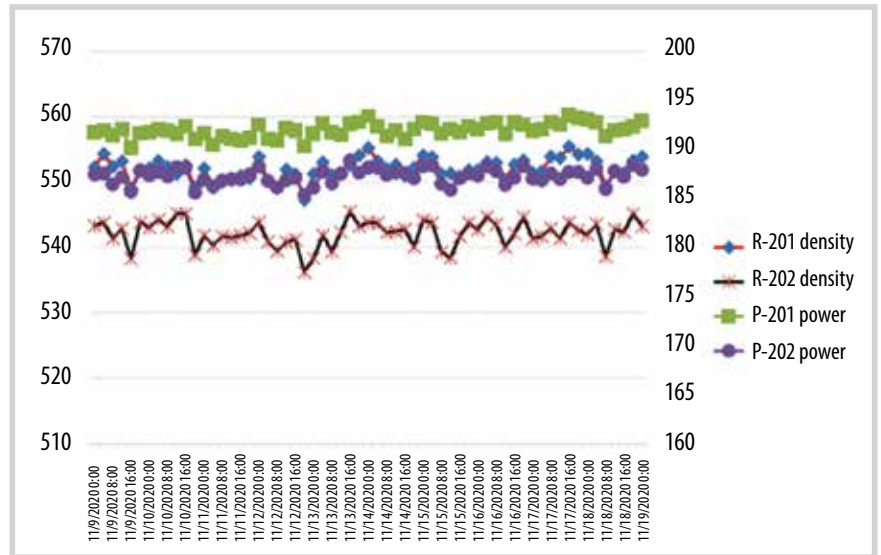
TỐI ƯU HÓA VẬN HÀNH PHẦN XỬNG POLYPROPYLENE Ở 114% CÔNG SUẤT THIẾT KẾ MÀ KHÔNG CẦN CẢI HOÁN

Theo thiết kế, Phần xửng Polypropylene có thể sản xuất 150.000 tấn sản phẩm hạt polypropylene/năm (khoảng 8.000 giờ vận hành), tương ứng với công suất vận hành thiết kế là 100%. Trước thời điểm cải hoán, Phần xửng Polypropylene vận hành ở công suất 110% công suất thiết kế. Trên thực tế, lượng propylene sản xuất từ Phần xửng cracking xúc tác tầng sôi (RFCC)/ Phần xửng thu hồi propylene (PRU) có thể đáp ứng để vận hành Phần xửng Polypropylene ở công suất cao hơn.

Nhằm nâng cao lợi nhuận thông qua tăng sản lượng sản xuất nhựa polypropylene; sử dụng hết nguồn propylene tạo ra từ Phần xửng RFCC/PRU; giảm dư thừa nguồn propylene trong trường hợp Phần xửng Polypropylene dừng trong thời gian dài, Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã đề xuất giải pháp nâng công suất Phần xửng Polypropylene lên 114% công suất thiết kế mà không cần cải hoán.

Nhóm tác giả đã đánh giá tổng thể về khả năng tăng công suất mà không cần cải hoán trên cơ sở thực trạng của Phần xửng Polypropylene hiện hữu, tính toán, đánh giá xu hướng sự thay đổi điều kiện vận hành, chất lượng dòng sản phẩm PP có thể xảy ra khi vận hành ở 114% công suất thiết kế; nhận diện các điểm hạn chế bottleneck để đưa ra các giải pháp khắc phục; thực hiện các giải pháp để khắc phục các bottleneck; tiến hành thử nghiệm, thu thập dữ liệu để có thể đánh giá chính xác khả năng vận hành phần xửng tại công suất 114% công suất thiết kế.

Nhóm tác giả đã tiến hành từng bước tối ưu giải pháp với các MOC (Management of change) để tăng công suất như sau:



Hình 1. Trend tỷ trọng của hỗn hợp trong thiết bị phản ứng R-201/202 và power của bơm P-201/202 ở 112% và 114%

- MOC-91-19-243 tăng công suất Phần xửng Polypropylene từ 110% lên 112%;
- MOC-91-20-261 tăng công suất Phần xửng Polypropylene từ 111% lên 114%.

Kết quả chạy thử nghiệm nâng công suất Phần xửng Polypropylene lên 112% và 114% cho thấy:

- Trong quá trình tăng công suất, các điểm bottleneck đã được theo dõi chặt chẽ và điều chỉnh trong giới hạn cho phép;
- Chất lượng sản phẩm ổn định và đáp ứng các tiêu chuẩn sản phẩm;
- Các thông số vận hành quan trọng (áp suất và nhiệt độ thiết bị phản ứng) đều nằm trong giới hạn cho phép;
- Các thông số ampere của các động cơ đều thấp hơn giá trị định mức;
- Các van điều khiển chính hoạt động ổn định, độ mở van nằm trong giới hạn an toàn.

Như vậy, Phần xửng Polypropylene có thể vận hành ở 114% công suất thiết kế trên mà không có vấn đề bất thường nào

liên quan đến điều kiện vận hành, công nghệ và thiết bị.

Tối ưu hóa điều kiện vận hành Phần xửng Polypropylene ở 114% công suất thiết kế đã giúp BSR linh động trong kế hoạch vận hành Phần xửng Polypropylene, tạo điều kiện thuận lợi để xử lý các vấn đề kỹ thuật hoặc mục tiêu sản xuất kinh doanh của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; tăng sản lượng sản phẩm polypropylene xuất bán nhằm tăng lợi nhuận sản xuất kinh doanh. Vận hành thành công Phần xửng Polypropylene ở công suất cao đã giúp cho việc áp dụng các giải pháp tăng sản lượng propylene sản xuất được ở Cụm phần xửng RFCC/PRU có hiệu quả kinh tế cao hơn.

Ước tính lợi nhuận khi Phần xửng Polypropylene tăng công suất từ 110% lên 114% là 2,1 triệu USD trên cơ sở số giờ vận hành 8.000 giờ/năm, giá polypropylene và propylene được tính toán bằng giá trung bình trong giai đoạn tháng 5 - 7/2020.

Ngô Kim Phụng (giới thiệu)