

Dầu Khí



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

■ SỐ 3 - 2021

ISSN 2615-9902

PETROVIETNAM Số 3 - 2021





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Xuân Huyền

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Vũ Đào Minh

TS. Trần Thái Ninh

ThS. Dương Mạnh Sơn

ThS. Lê Ngọc 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

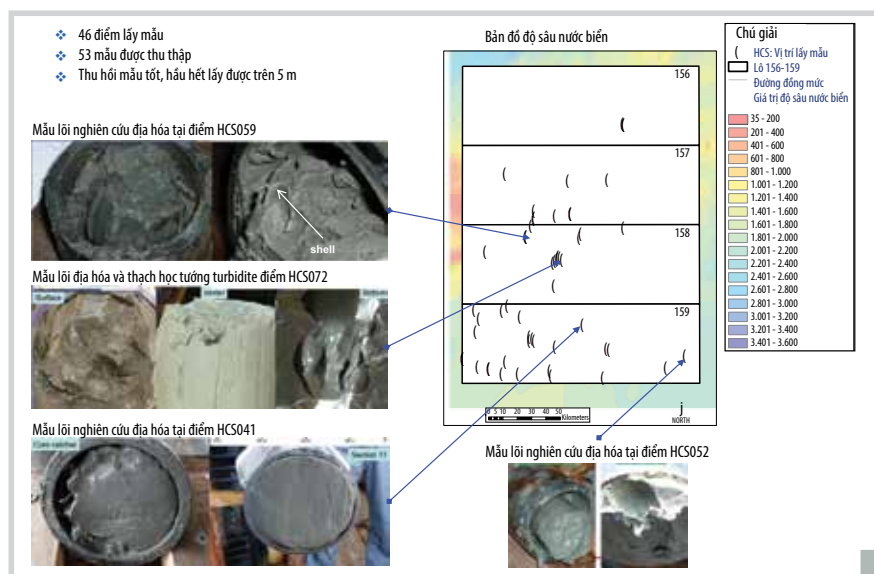
Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

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

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

Ảnh bìa: Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: Minh Tài/PVCF



NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THẨM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

4. Ứng dụng nghiên cứu địa hóa trầm tích nông trong tìm kiếm thăm dò dầu khí trên biển và thềm lục địa Việt Nam

11. Đặc trưng vật lý thạch học của đá chứa carbonate tuổi Devonian mở Bắc Oshkhotynskoye, Liên bang Nga

22. Sử dụng thuật toán di truyền để xây dựng phương trình thực nghiệm xác định giá trị áp suất hòa trộn tối thiểu (MMP) trong bơm ép khí CO₂ vào vỉa dầu khí



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

30. Giải pháp thu hồi khí permeate từ Nhà máy xử lý khí Cà Mau để làm nhiên liệu cho nồi hơi phụ trợ và lò đốt reforming sơ cấp tại Nhà máy Đạm Cà Mau



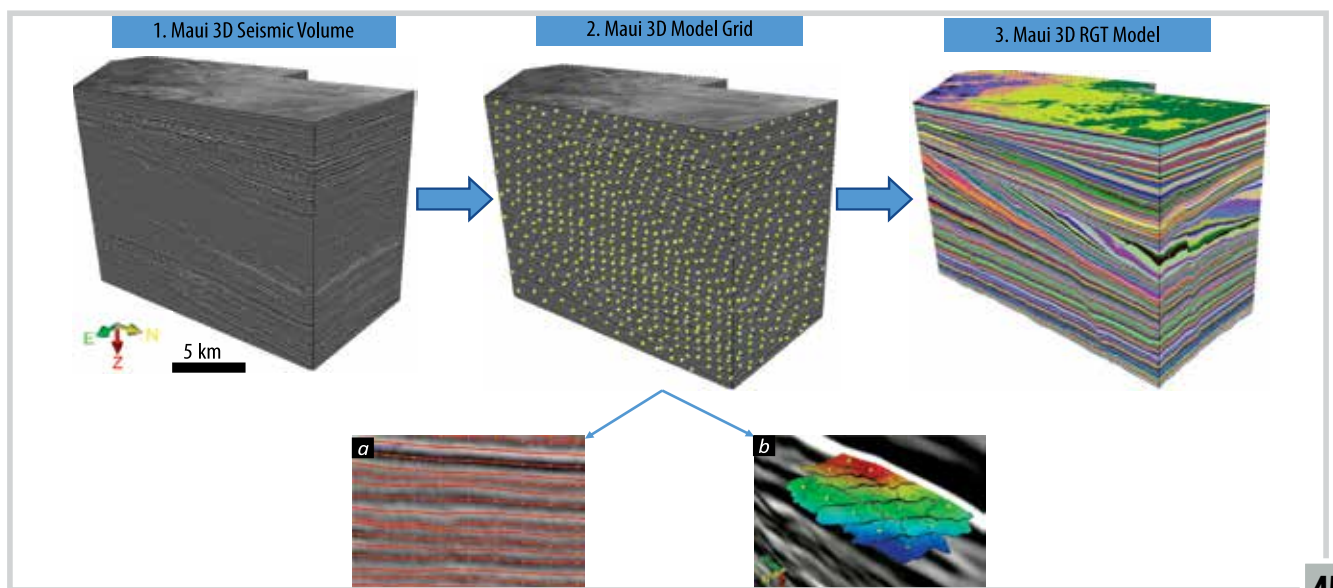
KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

39. Phương pháp xây dựng lại tổ chức từ điểm "không"



CÔNG NGHỆ DẦU KHÍ

45. Đột phá trong minh giải tài liệu địa chấn 3D để phát hiện các bẫy chứa địa tầng



AN TOÀN - MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

52. Phương pháp kiểm định kỹ thuật trên cơ sở phân tích rủi ro (RBI) cho bình chịu áp lực của các công trình chế biến dầu khí

RESEARCH AND DEVELOPMENT

Application of surface geochemistry in petroleum exploration offshore Vietnam	4
Characteristics of Devonian carbonate reservoir in North Oshkhotynskoye field, Russia	11
Using genetic algorithm for experimental correlation in determining minimum miscibility pressure for CO ₂ injection	22
Solution for recovery of permeate gas from Ca Mau Gas Processing Plant to use as fuel for auxiliary boiler and reformer furnace at Ca Mau Fertilizer Plant	30
Methodology for reorganisation of a business from "Zero Point"	39
A breakthrough in 3D seismic interpretation for stratigraphic reservoir detection	45
Risk based inspection methodology (RBI) for pressure vessels of oil and gas processing facilities	52

ỨNG DỤNG NGHIÊN CỨU ĐỊA HÓA TRẦM TÍCH NÔNG TRONG TÌM KIẾM THĂM DÒ DẦU KHÍ TRÊN BIỂN VÀ THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

Lê Hoài Nga, Phí Ngọc Đông, Đỗ Mạnh Toàn, Nguyễn Thị Thanh, Nguyễn Thị Tuyết Lan, Nguyễn Hoàng Sơn, Hồ Thị Thành Đào Ngọc Hương, Bùi Quang Huy, Nguyễn Thị Thanh Thủy, Nguyễn Thị Thắm, Nguyễn Thị Thanh Nga

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: ngalh@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.03-01>

Tóm tắt

Nghiên cứu địa hóa bề mặt đã được ứng dụng trong tìm kiếm thăm dò dầu khí hơn 100 năm qua và là một công cụ hữu dụng để giảm thiểu chi phí, giảm thiểu rủi ro trong công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí hiện nay. Một số nghiên cứu khảo sát địa hóa trầm tích nông được các nhà thầu thực hiện tại các lô hợp đồng dầu khí trên biển và thềm lục địa Việt Nam đều có kết quả tốt phục vụ cho công tác định hướng tìm kiếm thăm dò.

Bài báo giới thiệu kết quả ứng dụng nghiên cứu địa hóa trầm tích nông trong tìm kiếm thăm dò dầu khí trên biển và thềm lục địa Việt Nam.

Từ khóa: Địa hóa trầm tích nông, rò rỉ, hydrocarbon, seepage.

1. Mở đầu

Nghiên cứu địa hóa bề mặt trong thăm dò dầu khí là xác định sự có mặt của hydrocarbon có thể nhận biết bằng hóa học trên bề mặt/gần bề mặt, hoặc các dị thường hydrocarbon như bằng chứng cho vị trí của các tích tụ dầu khí ở dưới sâu [1]. Cơ sở lý thuyết của phương pháp này dựa trên quan điểm rằng: hydrocarbon được sinh ra, tích tụ trong các tầng chứa vẫn có sự di thoát lên trầm tích gần bề mặt (với lượng khác nhau) và có thể phát hiện được. Phương pháp địa hóa bề mặt đã giúp phát hiện vết lộ hydrocarbon trên mặt, từ đó đánh giá hệ thống dầu khí dưới sâu; đánh giá tiềm năng bề trầm tích, cấu tạo triển vọng, hướng di cư... làm tiền đề xác định khu vực khảo sát địa chấn chi tiết; kết hợp tài liệu địa chấn, nâng cao mức độ tin cậy trong phân tích thuộc tính địa chấn nhằm xác định các đối tượng bên dưới; dự báo loại chất lưu của cấu tạo triển vọng (pha dầu hay khí); kết hợp phân tích cổ sinh, xác định tuổi đá gốc lộ ra trên bề mặt đáy biển; xác định và dự báo phân bố CO₂, góp phần giảm thiểu rủi ro CO₂.

Ở Việt Nam, công tác nghiên cứu khảo sát địa hóa trầm tích nông đã được các nhà thầu dầu khí thực hiện tại các lô hợp đồng dầu khí trên biển và thềm lục địa như nghiên cứu ở khu vực Lô 104 (Premier Oil), Lô 129 - 132 (Vietgazprom), Lô

144 - 145 (Murphy), Lô 148 - 149 (PVEP), Lô 156 - 159 (ExxonMobil) và ở Lô 39 & 40/02 (JOGMEC).

2. Cơ sở lý thuyết

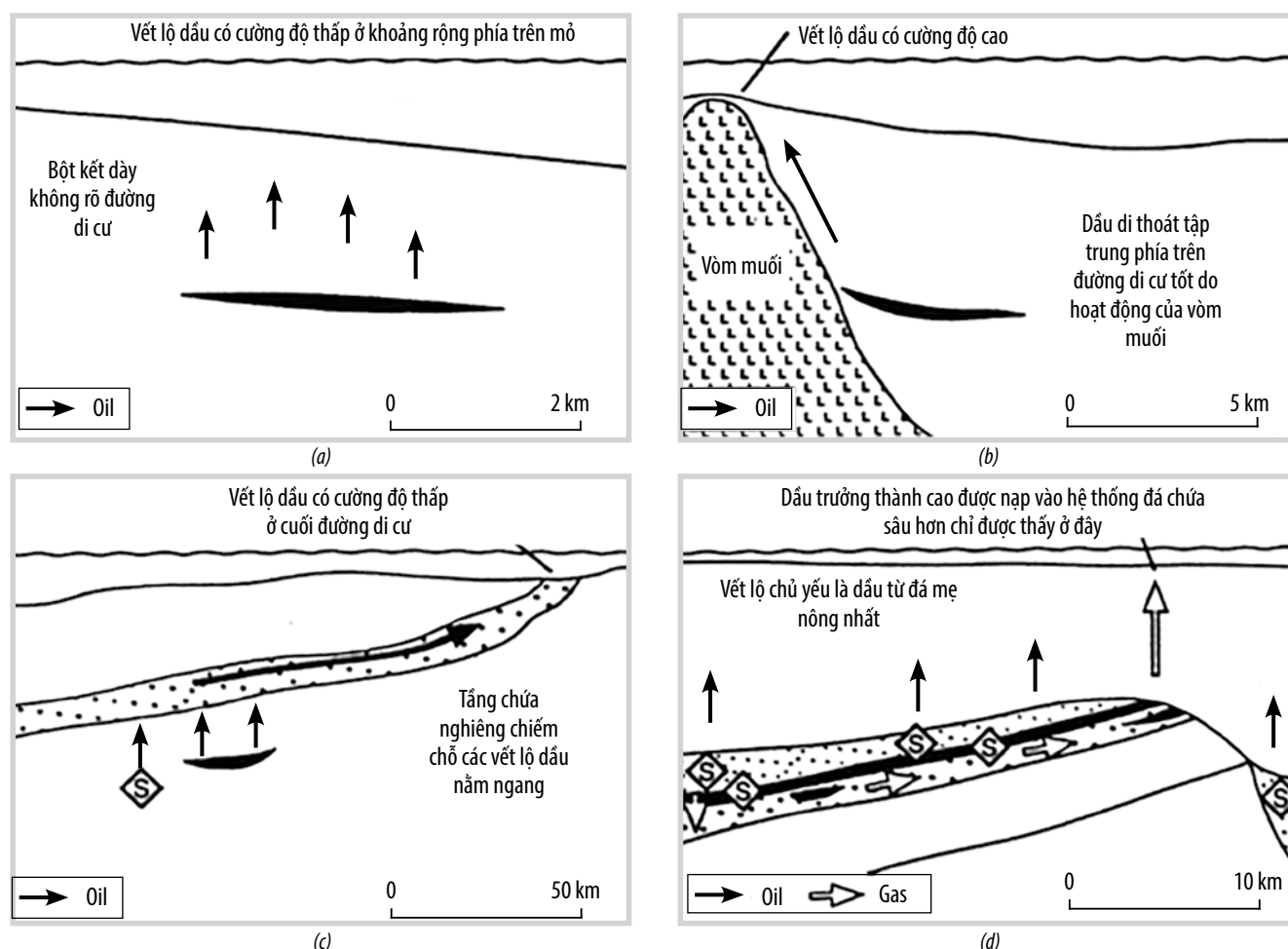
Khái niệm “vết lộ dầu, khí” (oil/gas seeps) được Walter K. Link định nghĩa là nơi hydrocarbon lỏng và khí lên tới bề mặt và có thể nhìn thấy/xác định được [2]. Dị thường địa hóa trên bề mặt tương ứng với phần kết thúc của đường di cư dầu, khí (có thể là di cư thẳng đứng khoảng cách ngắn, hoặc di cư theo chiều ngang khoảng cách lớn) (Hình 1). Những vết lộ dầu, khí này có thể quan sát được trên tài liệu địa chấn thông thường và địa chấn có độ phân giải cao.

Trải qua nhiều thập kỷ với các chương trình khảo sát địa hóa bề mặt, các nghiên cứu [4] đều thống nhất về đặc điểm của vết lộ hydrocarbon như sau: Tất cả các bề trầm tích đều tồn tại một số loại vết lộ hydrocarbon trên bề mặt; trong các tích tụ dầu khí đều có sự vận động và tầng chắn của chúng đều không phải là chắn tuyệt đối; vết lộ hydrocarbon có thể dưới dạng quan sát được hoặc không nhìn thấy bằng mắt thường, chỉ phát hiện bằng các phân tích địa hóa; hướng di cư chủ yếu là thẳng đứng mặc dù chậm, trong khi đó hướng di cư dọc tầng được cho là đạt khoảng cách rất xa. Các vết lộ hydrocarbon thường phát hiện gần khu vực có các yếu tố về di cư như đứt gãy, vòm muối, bào



Ngày nhận bài: 16/10/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 16/10/2020 - 25/1/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 9/3/2021.



Hình 1. Các loại vết lộ dầu, khí (seepage) với đường di cư ở vịnh Mexico và Biển Bắc (theo Thrasher và nnk, 1996 có chỉnh sửa) [3].

mòn...; mối quan hệ giữa điểm lộ trên bề mặt và tích tụ dưới sâu có thể đơn giản cho tới rất phức tạp.

Dựa vào mối quan hệ của các vết lộ dầu, khí với các đặc trưng địa chất và các tích tụ dầu khí dưới sâu, Walter K. Link đã chia các dạng vết lộ dầu khí thành 5 loại chính như sau [2]:

- Loại 1: Vết lộ dầu, khí từ các tầng chứa đơn nghiêng;
- Loại 2: Vết lộ dầu, khí liên quan đến các cấu tạo sinh dầu (các khe nứt và đới dập vỡ của các tầng này giải phóng một lượng nhỏ dầu lên bề mặt);
- Loại 3: Vết lộ dầu, khí từ các tích tụ dầu lớn bị lộ bởi quá trình bào mòn hoặc các tầng chứa bị phá hủy do đứt gãy và nếp uốn;
- Loại 4: Vết lộ dầu, khí dọc theo các bề mặt bất chỉnh hợp;
- Loại 5: Vết lộ dầu, khí liên quan đến các thể xâm nhập như núi lửa, núi lửa bùn, vòm muối...

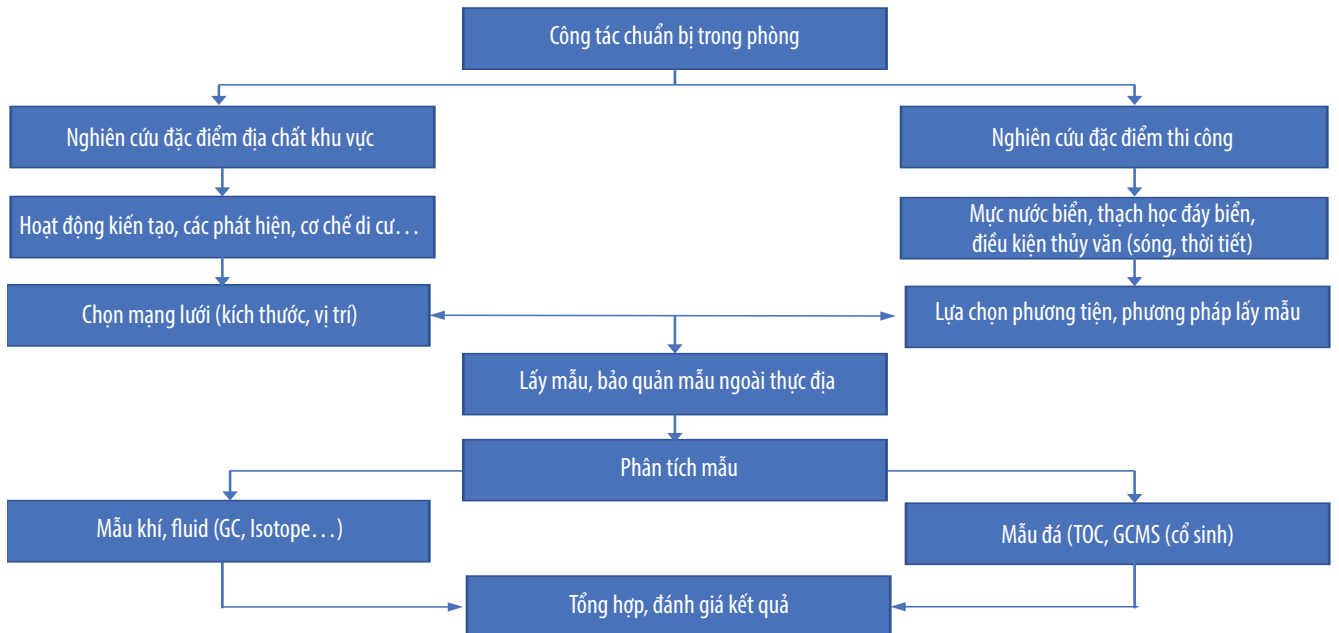
3. Phương pháp nghiên cứu địa hóa trầm tích bề mặt đáy biển ứng dụng trong tìm kiếm thăm dò dầu khí

3.1. Phương pháp trực tiếp

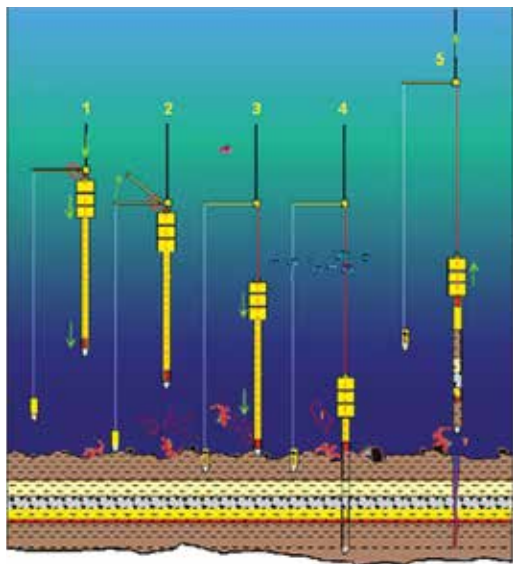
- Thiết kế chương trình khảo sát

Phương pháp khảo sát địa hóa bề mặt lần đầu được áp dụng bởi Laubmeyer và Sokolov từ hơn 60 năm về trước (Laubmeyer 1993, Sokolov 1935). Từ đó đến nay, phương pháp này được ứng dụng nhiều trong công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí. Chu trình nghiên cứu địa hóa bề mặt được thể hiện trong Hình 2.

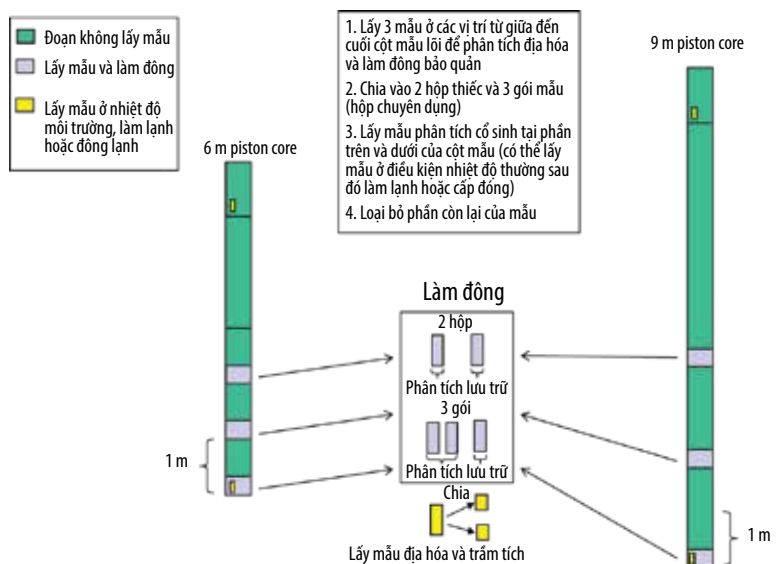
Tùy thuộc vào đối tượng, quy mô nghiên cứu, lịch sử tìm kiếm thăm dò, đặc điểm địa chất khu vực, mật độ tài liệu địa chấn, giếng khoan, số lượng phát hiện, điều kiện khí hậu, hải văn... mạng lưới khảo sát sẽ được thiết kế từ 500 - 1.000 m/điểm và có thể đan dày lên 50 - 100 m/điểm tại những khu vực cần tập trung lấy mẫu. Về độ sâu lấy mẫu theo thiết kế nên lớn hơn 6 m, lý do trong phạm vi từ bề mặt đáy biển đến độ sâu 6 m là khu vực có sự hoạt động mạnh của vi sinh vật dẫn đến hiện tượng vi sinh vật biến đổi hydrocarbon làm giảm hàm lượng trong phân tích (vùng xáo trộn tối đa - Zone of Maximum Disturbance ZMD). Ngoài ra với độ sâu 6 m trở lên thường xảy ra hiện tượng rò khí qua tập đất đá chưa gắn kết dẫn đến khó phát hiện các dị thường ở độ sâu này. Chi phí của



Hình 2. Chu trình nghiên cứu địa hóa trầm tích nông ứng dụng trong tìm kiếm thăm dò dầu khí.



Hình 3. Mô tả hoạt động của thiết bị lấy mẫu ống phóng trọng lực.



Hình 4. Mô tả cách thức thu thập mẫu phân tích địa hóa [5].

nghiên cứu khảo sát trong ngân sách tìm kiếm thăm dò cũng được xem xét đến khi thiết kế chương trình khảo sát để đảm bảo hiệu quả kinh tế và chất lượng chuyên môn.

- Phương pháp lấy và phân tích mẫu

Với nghiên cứu địa hóa trên bề mặt đáy biển, phương pháp lấy mẫu thường được ứng dụng là ống phóng trọng lực (gravity corer) và ống phóng rung (vibro-corer).

Ống phóng trọng lực kết hợp với dây kéo được sử dụng để lấy mẫu lõi trầm tích chưa gắn kết vùng nước sâu. Phương pháp này có thể ứng dụng ở vùng biển độ sâu nước lên đến 6.000 m. Trong quá trình thả xuống, nắp van ở phía trên của ống phóng bằng thủy tinh plexi trong suốt được giữ mở để cho nước tràn tự do qua ống.

Khi kéo ống phóng lên, áp lực của nước sẽ giúp đóng nắp van trên ống lại. Lực chân không sẽ giữ mẫu trầm tích trong ống và ngăn chặn mẫu bị rửa trôi. Khi đưa thiết bị ra khỏi môi trường nước, ống chứa mẫu được tháo ra khỏi bộ phận giữ bằng cách kéo dây treo. Sau đó, một piston được đặt vào phía dưới ống để đẩy mẫu trong ống phóng ra ngoài. Độ sâu mẫu lấy nguyên dạng có thể lên đến 30 m (Hình 3).

Phương pháp này được các nhà thầu như Vietgazprom (Lô 129 - 132), Murphy (Lô 144 - 145), ExxonMobil (Lô 158 - 159), Premier Oil (Lô 104) ứng dụng trong các dự án nghiên cứu địa hóa bề mặt thực hiện trên lô hợp đồng. Đồng thời với công tác lấy mẫu trên tàu ngoài khơi, công tác ghi chép, mô tả mẫu lõi, phân tích hàm

- ❖ 46 điểm lấy mẫu
- ❖ 53 mẫu được thu thập
- ❖ Thu hồi mẫu tốt, hầu hết lấy được trên 5 m

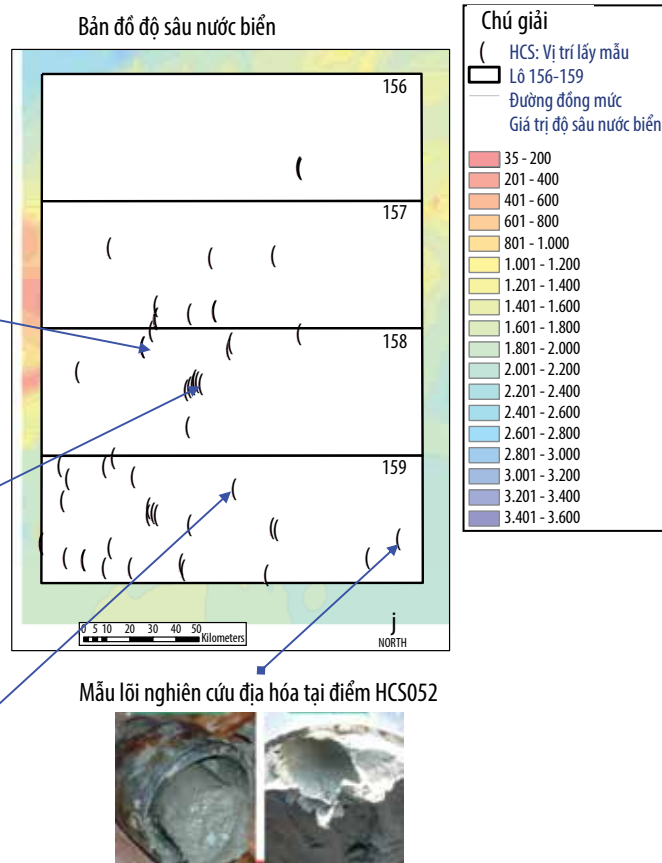
Mẫu lõi nghiên cứu địa hóa tại điểm HCS059



Mẫu lõi địa hóa và thạch học tướng turbidite điểm HCS072



Mẫu lõi nghiên cứu địa hóa tại điểm HCS041



Hình 5. Một số hình ảnh mẫu trầm tích nông thu thập cho phân tích địa hóa, thạch học Lỗ 148 - 149 [6].

lượng khí hydrocarbon và phi hydrocarbon, lấy mẫu cho các phân tích trầm tích, cổ sinh hay các phân tích khác và làm đông lạnh (ở nhiệt độ -2 °C để bảo quản, ngăn ngừa hoạt động của vi khuẩn gây biến đổi mẫu) cũng được thực hiện (Hình 3 - 5).

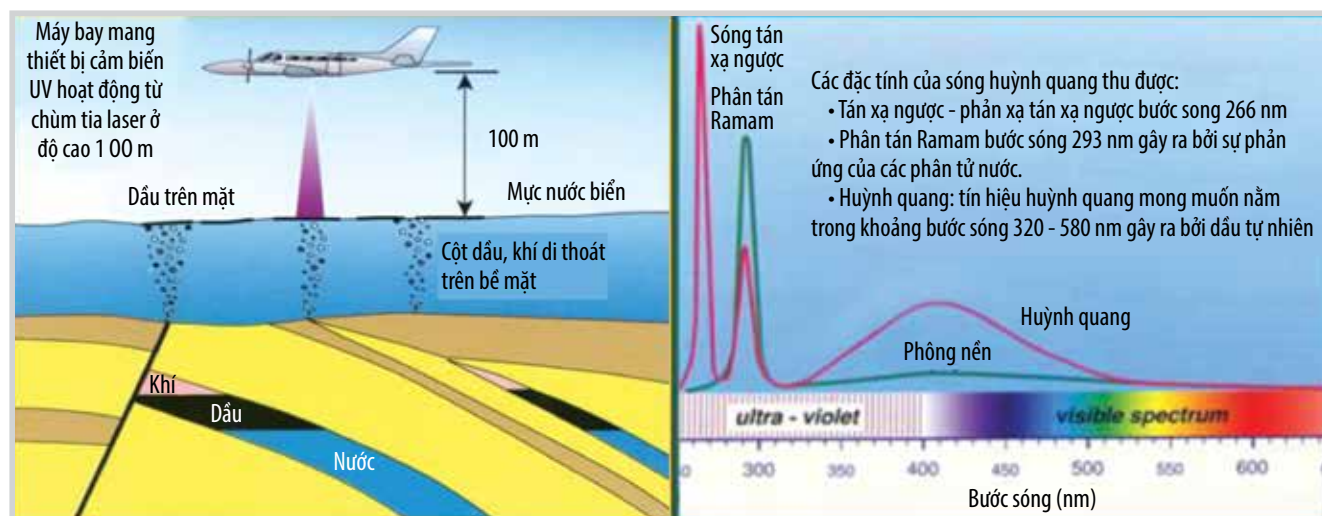
Sau khi thu thập mẫu từ đáy biển, việc chuẩn bị mẫu được tiến hành ngay trên tàu để bảo tồn khí có trong trầm tích lấy lên. Mỗi mẫu như vậy được chứa vào 2 hộp đựng, 1 để tiến hành phân tích, 1 để bảo lưu mẫu. Hộp đựng mẫu có thể bằng nhựa chuyên dụng, hoặc bằng kim loại, được đảm bảo đóng kín. Tỷ lệ trong hộp đựng mẫu là 1/3 mẫu đáy biển, 1/3 bơm khí trơ (nitơ) nhằm duy trì áp suất, để lấy mẫu khí sau này, 1/3 nước có độ bão hòa muối với nồng độ chuẩn bị sẵn nhằm tránh hiện tượng vi sinh vật hoạt động trở lại. Hộp mẫu được đựng trong thùng đựng mẫu kín và duy trì nhiệt độ đông băng nhằm giảm thiểu nguy cơ rò khí (Hình 4).

Tại phòng thí nghiệm, phân tích đầu tiên là xác định các hydrocarbon nhẹ ($C_1 - C_5$) hoặc khí vô cơ (CO_2 , He...). Trên cơ sở các dữ liệu thường phát hiện được, sẽ chọn các chỉ tiêu để phân tích tiếp như đồng vị bền để xác định loại hydrocarbon (vi sinh hay nhiệt sinh) hoặc nguồn gốc CO_2 . Đối với thành phần hydrocarbon nặng hoặc trầm tích, các phép phân tích địa hóa như sắc ký khí, tổng hàm lượng

carbon hữu cơ (TOC), phát quang... sẽ được tiến hành nhằm đánh giá nguồn gốc, loại hydrocarbon trong trầm tích hoặc dung dịch thu được. Ngoài ra có thể phân tích sắc ký khí khối phổ 1 lần (GC-MS) để nâng tính chính xác việc xác định nguồn gốc hydrocarbon cũng như quan hệ giữa dị thường trên mặt với phần dưới sâu.

3.2. Phương pháp nghiên cứu gián tiếp

Phương pháp nghiên cứu gián tiếp xác định các biến đổi trong đất đá hay thảm thực vật, sinh vật do sự có mặt của hydrocarbon. Ví dụ có tồn tại nhóm sinh vật ưa hydrocarbon sinh sống tập trung tại khu vực có vết lộ hydrocarbon. Ngoài ra, còn có các phương pháp nghiên cứu gián tiếp xác định điểm lộ hydrocarbon thông qua phân tích ảnh hàng không/ảnh vệ tinh các vết dầu loang trên mặt biển. Mặc dù không phải vết dầu loang nào cũng liên quan đến điểm lộ dầu khí dưới đáy biển nhưng việc đánh giá vết dầu loang bằng cách phân tích ảnh viễn thám, ảnh vệ tinh hoặc ảnh hàng không vẫn là phương pháp gián tiếp thường được sử dụng trong tìm kiếm thăm dò dầu khí để nghiên cứu các điểm lộ dầu, khí trên bề mặt đáy biển, nhất là với các bể còn ít hoặc chưa có nghiên cứu tìm kiếm thăm dò. Các phương pháp này thường ứng dụng với khu vực có sự di thoát lượng đáng kể dầu - khí lên bề mặt biển.



Hình 6. Mô phỏng phương pháp đo tán xạ của phổ huỳnh quang [7].

Thiết bị đo phổ huỳnh quang laser gắn trên máy bay ALF (airborne laser fluorosensor) được BP Exploration phát triển và công bố năm 1995 với mục đích ghi lại sự có mặt của các điểm lộ dầu, khí trên bề mặt biển [7]. Thiết bị ALF được gắn trên máy bay nhỏ bay cách mặt nước khoảng 100 m, phát chùm tia laser xuống mặt biển. Cảm biến UV hoạt động thu lại phản xạ huỳnh quang phát ra khi sóng bị tán xạ tại ranh giới mặt nước có chứa vẩn dầu. Thiết bị tìm vết lộ (seepfinder) sẽ đo huỳnh quang gây ra bởi tia cực tím (UV) từ bức xạ ánh sáng mặt trời và tương tác giữa cường độ bức xạ mặt trời với mặt biển, bề mặt vết dầu loang (Hình 6). Kết quả đo được sẽ biểu diễn ở dạng bản đồ; các đặc tính của sóng tán xạ thu được của vết dầu loang được ghi nhận để đưa ra đánh giá và kết luận cụ thể. Đây là phương pháp rất hữu ích đã được BP áp dụng tại nhiều bể dầu khí còn chưa hoặc ít có hoạt động thăm dò, hay các vùng đang trong giai đoạn đàm phán, chưa cam kết chi phí cho các nghiên cứu thăm dò thông thường (từ trọng lực, địa chấn, khoan) nên tiết kiệm được rất nhiều chi phí.

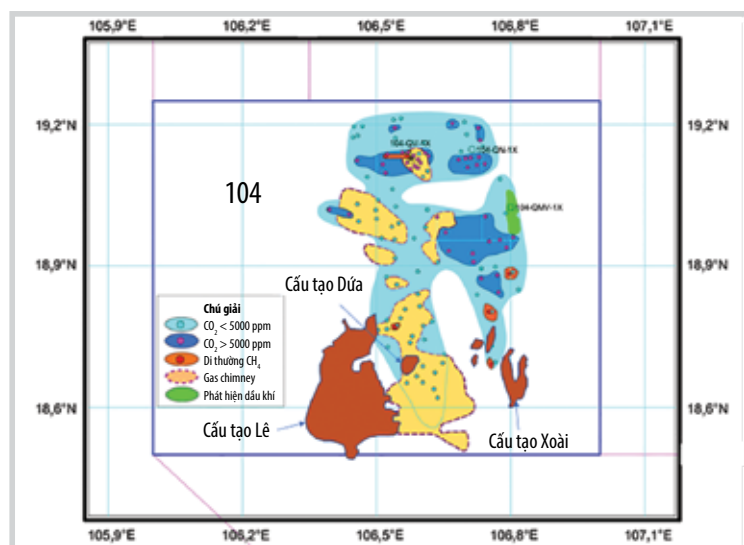
SAR (Synthetic Aperture Radar) là một phương pháp tương đối chuẩn để xác nhận sự rò rỉ của sản phẩm từ hệ thống dầu khí ở các khu vực còn ít hoặc chưa có thăm dò ngoài khơi. Các cảm biến SAR phát ra tín hiệu radar ở một góc xiên so với bề mặt đại dương và xây dựng hình ảnh từ tín hiệu tán xạ ngược trở lại vệ tinh. Sự tán xạ trở lại ở bề mặt đại dương khi gặp màng dầu loang, màng tự nhiên từ lớp vi sinh vật biển, vật liệu sinh học hoặc các quá trình vật lý như dòng chảy - gió sẽ tạo ra tán xạ thấp bất thường. Trên cơ sở thu thập số liệu theo chu kỳ, quan trắc phân bố của các vết dầu loang do các tác động của sóng, gió và phân tích đặc tính của các vết dầu loang trên ảnh vệ tinh có thể cho phép đưa ra được những định hướng cho công tác tìm kiếm thăm dò tiếp theo.

Ngoài ra, một số công cụ địa vật lý như sonar quét sườn, đo độ sâu swath, multi-beam và phân tích tán xạ ngược cũng là phương pháp gián tiếp được sử dụng trong nghiên cứu địa hóa trầm tích nông.

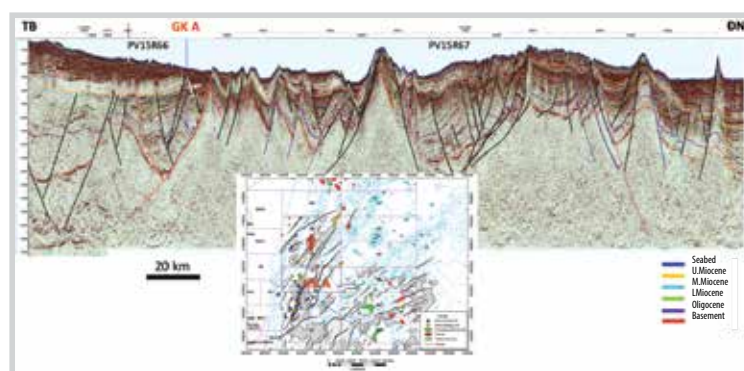
3.3. Phương pháp tổng hợp tài liệu, khoanh vùng triển vọng, đánh giá rủi ro

Trên cơ sở kết quả phân tích số liệu địa hóa bề mặt, kết hợp tài liệu địa chấn, địa chất và các tài liệu đánh giá gián tiếp (nếu có) có thể khoanh vùng khu vực có dị thường hydrocarbon trên bề mặt và mối quan hệ với cấu trúc nằm dưới sâu. Từ đó, có thể đưa ra các đánh giá, dự báo triển vọng dầu khí của đối tượng nghiên cứu. Nghiên cứu tương tự với các loại khí như CO_2 ..., cũng được tiến hành để tìm ra quy luật, dự báo phân bố nhằm giảm thiểu rủi ro trong định hướng nghiên cứu tìm kiếm thăm dò tiếp theo.

Nhìn chung, phương pháp nghiên cứu địa hóa có chi phí thấp nhưng mang lại hiệu quả cao trong công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí. Tuy nhiên, phương pháp này cũng có hạn chế nhất định, chủ yếu do sự phức tạp của địa chất và cách thức triển khai phương pháp; số lượng mẫu, mạng lưới không đủ hoặc không tập trung vào đúng khu vực dẫn đến việc minh giải kết quả không chính xác; dị thường trên bề mặt không phản ánh quy mô, trữ lượng các tích tụ phía dưới. Ngoài ra, do ảnh hưởng của dòng chảy biển nên các dị thường có thể không phản ánh đúng dị thường của nguồn bên dưới. Việc lấy và bảo quản mẫu chưa hợp lý, hoặc chọn sai các chỉ tiêu phân tích,... dẫn đến thông tin thu được không chính xác hoặc không đầy đủ cũng dẫn đến thất bại của nghiên cứu.



Hình 7. Bản đồ phân bố dị thường hàm lượng CO_2 và CH_4 khu vực Lô 104 bể Sông Hồng (theo Premier Oil).



Hình 8. Mặt cắt địa chấn qua giếng khoan A (nền bản đồ phân bố dị thường khí CO_2 và CH_4) cho thấy mối liên quan của các dị thường đứt gãy trong khu vực nghiên cứu.

4. Một số kết quả nghiên cứu địa hóa trầm tích nông trên biển và thềm lục địa Việt Nam

Trong tìm kiếm thăm dò khu vực Lô 104 bể Sông Hồng, sau khi khoan thăm dò giếng 104-QMV-1X cho thấy hàm lượng CO_2 cao (99% hàm lượng trong mẫu DST), Premier Oil đã tiến hành nghiên cứu địa hóa bề mặt để đánh giá rủi ro CO_2 . Kết quả bản đồ khoanh vùng những vùng có rủi ro CO_2 và CH_4 cho thấy các dấu hiệu dị thường khí đều ít nhiều liên quan đến các cấu tạo tiềm năng; 3 giếng khoan trong khu vực là 104-QN-1X, 104-QV-1X và 104-QMV-1X đều nằm trong vùng có dị thường CO_2 cao (Hình 7). Kết quả nghiên cứu cho thấy hiệu quả của phương pháp nghiên cứu địa hóa trầm tích nông trong đánh giá rủi ro thăm dò - khai thác dầu khí.

Nghiên cứu địa hóa trầm tích nông khu vực Lô 129 - 132 do Vietgazprom thực hiện đã khoanh vùng được các dị thường hàm lượng CO_2 , CH_4 , dị thường hydrocarbon nặng từ C_{10} - C_{24} trong khu vực. Các điểm dị thường này chủ yếu phân bố gần với các đứt gãy lớn, hoạt động từ Oligocene đến Miocene giữa - muộn, xuyên cắt qua các tầng trầm tích, đóng vai trò như kênh dẫn các sản phẩm di thoát lên bề mặt đáy biển. Hình 8 là mặt cắt địa chấn hướng Tây Bắc - Đông Nam qua giếng khoan A (nền bản đồ phân bố dị thường

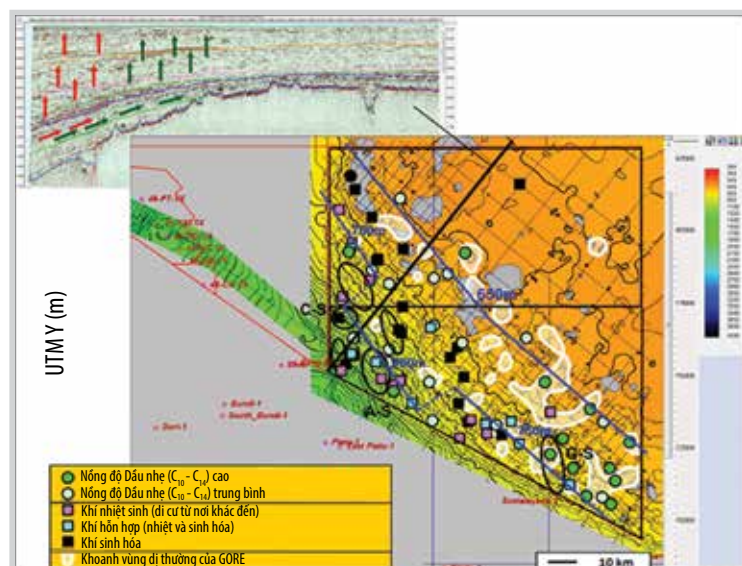
khí CO_2 và CH_4) cho thấy mối liên quan của các dị thường với hệ thống đứt gãy trong khu vực nghiên cứu. Giếng A được khoan vào cấu tạo hình thành giữa 2 đứt gãy. Trên nền bản đồ phân bố dị thường khí CO_2 và CH_4 , giếng khoan nằm lân cận vùng có dị thường CO_2 và CH_4 đã được dự báo là có nguồn gốc từ dưới sâu đưa lên theo các đứt gãy.

Tại giếng khoan A đã phát hiện khí khô CH_4 chiếm 90% khối lượng, CO_2 chiếm 2% khối lượng ở độ sâu trên 2.500 mMD. Kết quả này cho thấy có hệ thống dầu khí đã hoạt động sinh hydrocarbon trong khu vực.

Để tìm kiếm dấu hiệu hoạt động của hệ thống dầu khí trong khu vực, thành phần hydrocarbon khoảng gasoline từ C_6 - C_9 và khoảng hydrocarbon từ C_{10} - C_{14} được đánh giá chi tiết nhằm xác định dấu hiệu di thoát dầu từ dưới sâu đưa lên. Phương pháp này được nhà thầu JOGMEC thực hiện tại khu vực Lô 39 & 40/02 năm 2013 cho kết quả rất hữu ích. Tại khu vực Lô 39 & 40/02 nằm ở rìa của bể Malay - Thổ Chu (mực nước biển dưới 70 m), ở thời điểm nghiên cứu, ngoài tài liệu địa chấn 2D chưa có bất kỳ giếng khoan thăm dò nào được thực hiện. Tài liệu địa chấn cho thấy tầng sinh và tầng chắn đều khá mỏng, các cấu tạo trong khu vực khá xa so với trung tâm bể - vùng cung cấp hydrocarbon chính.

Nghiên cứu mô hình địa hóa 2D đã kết luận hydrocarbon từ trung tâm có thể di xa và nạp vào các bẫy trong khu vực Lô 39 & 40/02. Kết quả nghiên cứu mô hình địa hóa cũng khẳng định có sự di cư của dầu và khí vào 6 cấu tạo triển vọng và cấu tạo, trong đó có nhiều cấu tạo đa tầng. Tổng trữ lượng thu hồi 3 prospect xếp loại cao ước tính khoảng hơn 200 triệu thùng dầu.

Kết quả nghiên cứu địa hóa mẫu trầm tích nông cho thấy có sự di cư của nguồn khí nhiệt sinh (ký hiệu đánh dấu vòng màu hồng trên Hình 9) và khí hỗn hợp nhiệt - sinh hóa (ký hiệu đánh dấu vòng màu xanh lơ) từ phần trung tâm lên. Dầu nhẹ có tỷ trọng lớn hơn khí, di chuyển xa hơn trong tầng chứa và di thoát lên ở phần nông hơn (Hình 9) với những điểm có hàm lượng dầu nhẹ cao tập trung ở khu vực Đông Nam của Lô 39 & 40/02 (ký hiệu đánh dấu tròn màu xanh lá).



Hình 9. Kết quả nghiên cứu địa hóa mẫu trầm tích nồng khu vực Lô 39 & 40/02 bể Malay - Thổ Chu [8].

Kết quả khoan giếng 40/02-CS-1X có biểu hiện dầu là bằng chứng quan trọng cho thấy tính hiệu quả của phương pháp nghiên cứu địa hóa trầm tích nồng ứng dụng trong dầu khí.

5. Kết luận

Phương pháp nghiên cứu địa hóa trầm tích nồng ứng dụng rất hiệu quả trong tìm kiếm thăm dò dầu khí. Đối với công tác đánh giá tiềm năng các cấu tạo triển vọng, kết quả khảo sát địa hóa có thể hỗ trợ đánh giá rủi ro tốt hơn thông qua việc xác định các cấu tạo có biểu hiện dị thường hydrocarbon, từ đó xếp hạng cấu tạo dựa trên khả năng nạp bẫy dầu khí.

Nghiên cứu địa hóa bề mặt sử dụng phương pháp trực tiếp hay gián tiếp giúp giảm đáng kể chi phí tìm kiếm thăm dò, đặc biệt ở các khu vực chưa có giếng khoan hoặc còn ít nghiên cứu tìm kiếm thăm dò.

Tài liệu tham khảo

- [1] Dietmar Schumacher, "Surface geochemical exploration for oil and gas: New life for an old technology", *The Leading Edge*, Vol. 19, No. 3, 2000. DOI: 10.1190/1.1438582.
- [2] Walter K. Link, "Significance of oil and gas seeps in world oil exploration", *AAPG Bulletin*, Vol. 36, No. 8, p. 1505 - 1540, 1952. DOI: 10.1306/5CEADB3F-16BB-11D7-8645000102C1865D.
- [3] D. Schumacher, "Geochemical exploration for oil and gas-strategies for success", National Geophysical Research Institute, Hyderabad, India, December 8: p.1 - 175, 2003.
- [4] Dietmar Schumacher and Michael A. Abrams, "Hydrocarbon migration and its near-surface expression", *AAPG Memoir*, Vol. 66, 1996. DOI: 10.1306/M66606.
- [5] Murphy, "Interpretation piston core analysis report Block 144 - 145", 2016.
- [6] PVEP, "Sedimentary gas exploration interpretive report", 2016.
- [7] Alan Williams, Anne Kloster, Roger Duckworth, and Neil Piggott, "The role of the Airborne Laser Fluorosensor (ALF) and other seepage detection methods in exploring frontier basins", Norwegian Petroleum Society Special Publications, Vol. 4, p. 421 - 431, 1995. DOI: 10.1016/S0928-8937(06)80054-8.
- [8] JOGMEC, "Joint study in the Block 39-40/02 offshore Vietnam between Petrovietnam and JOGMEC", 2013.

APPLICATION OF SURFACE GEOCHEMISTRY IN PETROLEUM EXPLORATION OFFSHORE VIETNAM

Le Hoai Nga, Phi Ngoc Dong, Do Manh Toan, Nguyen Thi Thanh, Nguyen Thi Tuyen Lan, Nguyen Hoang Son, Ho Thi Thanh Dao Ngoc Huong, Bui Quang Huy, Nguyen Thi Thanh Thuy, Nguyen Thi Tham, Nguyen Thi Thanh Nga

Vietnam Petroleum Institute

Email: ngalh@vpi.pvn.vn

Summary

Surface geochemical techniques have been applied in oil and gas exploration for more than 100 years. It is a useful tool to reduce exploration and development risks and costs. A number of surface geochemical exploration surveys carried out by oil and gas contractors offshore Vietnam have produced good results to facilitate the contractors' orientation work.

This paper provides the results of some case studies in oil and gas exploration offshore Vietnam.

Key words: Surface geochemistry, seepage, hydrocarbon.

ĐẶC TRƯNG VẬT LÝ THẠCH HỌC CỦA ĐÁ CHỨA CARBONATE TUỔI DEVONIAN MỎ BẮC OSHKHOTYNSKOYE, LIÊN BANG NGA

Trần Thị Thanh Thúy, Nguyễn Tiến Thịnh, Nguyễn Hoàng Anh, Lê Mạnh Hưng, Nguyễn Tuấn Anh, Trần Xuân Quý

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: thuyttt@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.03-02>

Tóm tắt

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã tích hợp các kết quả phân tích mẫu thạch học, mẫu lõi, phân tích ảnh thành hệ (FMI) và minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan để làm rõ đặc trưng của đá chứa carbonate khu vực mỏ Bắc Oshkhotynskoye, Liên bang Nga. Theo đó, đá chứa carbonate trong khu vực nghiên cứu thuộc hệ tầng Devonian hình thành trong môi trường biển nông, ấm với sự xuất hiện của các loài tảo xanh (blue-green algae) và stromatoporoid. Đá carbonate ở đây trải qua nhiều quá trình biến đổi thứ sinh như xi măng hóa, tái kết tinh, dolomite hóa, rửa lửa... ảnh hưởng lớn đến đặc tính rỗng thấm của đá chứa. Chất lượng đá chứa carbonate mỏ Bắc Oshkhotynskoye được đánh giá từ trung bình đến tốt với độ rỗng chủ yếu là độ rỗng giữa hạt, độ rỗng nứt nẻ và hang hốc.

Bài báo đã phân chia đá chứa carbonate mỏ Bắc Oshkhotynskoye thành 3 loại khác nhau (loại 0 - đá carbonate chặt sít; loại 1 - đá carbonate có độ rỗng giữa hạt và loại 2 - đá carbonate phát triển hang hốc) để làm tiền đề quan trọng cho việc xây dựng mô hình địa chất mỏ sau này. Hiện nay, đá chứa carbonate đang là đối tượng khai thác chính của mỏ Bắc Oshkhotynskoye với sản lượng khai thác cộng dồn từ năm 2015 đến năm 2018 đạt trên 700.000 tấn dầu.

Từ khóa: Đá chứa, carbonate, thạch học, Devonian, Bắc Oshkhotynskoye.

1. Giới thiệu

Mỏ Bắc Oshkhotynskoye nằm ở phía Tây mỏ Tây Khosedayu thuộc đới nâng Trung tâm Khoreyver của trung Khoreyver và có phương Đông Bắc - Tây Nam song song với phương cấu trúc của dãy Ural vùng cực (Polar Ural) (Hình 1) [1, 2]. Cấu trúc của mỏ Bắc Oshkhotynskoye là kiểu ám tiêu san hô với kích thước khá nhỏ, thay đổi từ 10 - 15 km² [3].

Các phát hiện và trữ lượng trong khu vực này chủ yếu đều nằm trong các thành tạo Devonian và Permian, đặc biệt là đá chứa carbonate tuổi Devonian muộn đóng vai trò quan trọng nhất không chỉ riêng tại mỏ mà còn phân bố rộng khắp toàn bộ Timan-Pechora [4]. Hiện tại, với quỹ giếng là 16 giếng khoan thì sản lượng khai thác cộng dồn từ đá chứa carbonate này của mỏ từ năm 2015 - 2018 đạt trên 700.000 tấn dầu, sản lượng dầu trung bình của một giếng đạt trên 40 tấn/ngày với độ ngập nước là 41% (Hình 2) [3].

2. Đặc trưng vật lý thạch học của đá chứa carbonate mỏ Bắc Oshkhotynskoye

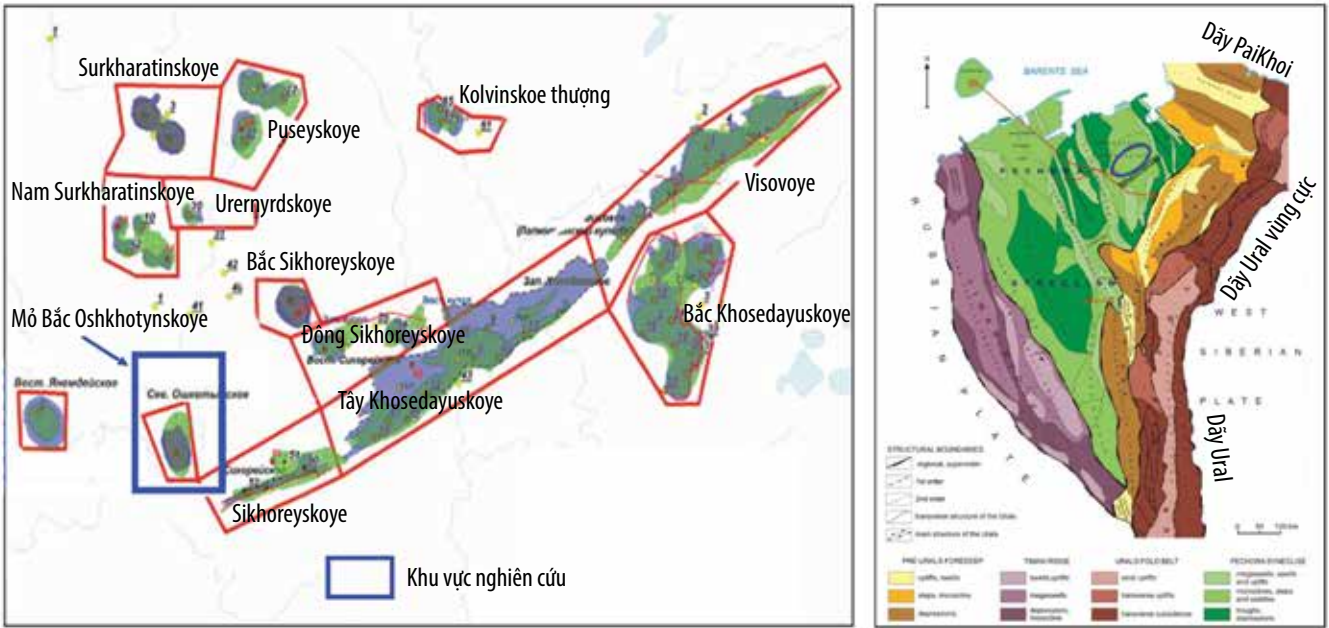
2.1. Kết quả phân tích mẫu thạch học

Trên cơ sở mô tả mẫu (macro-micro), chụp ảnh mẫu dưới ánh sáng tự nhiên và cực tím, đo hàm lượng phóng xạ tự nhiên, phân tích vật lý thạch học cho thấy đá chứa carbonate ở khu vực nghiên cứu được hình thành trong môi trường biển nông, ấm chủ yếu có nguồn gốc sinh vật gồm các loại như grainstone, boundstone, mudstone kết hợp với sự có mặt của các loài tảo xanh (blue-green algae), stromatoporoid... với mật độ và phân bố khác nhau tạo nên sự biến đổi đa dạng về cấu trúc (texture) cũng như tính chất rỗng thấm của đá chứa. Bên cạnh nguồn gốc thành tạo, các yếu tố như cấu trúc, biến đổi thứ sinh... cũng là những cơ sở dùng để phân loại đá carbonate. Phân loại chi tiết đá chứa carbonate tuổi Devonian trong khu vực nghiên cứu được thể hiện ở Bảng 1 theo thứ tự các loại đá chính từ trên xuống.

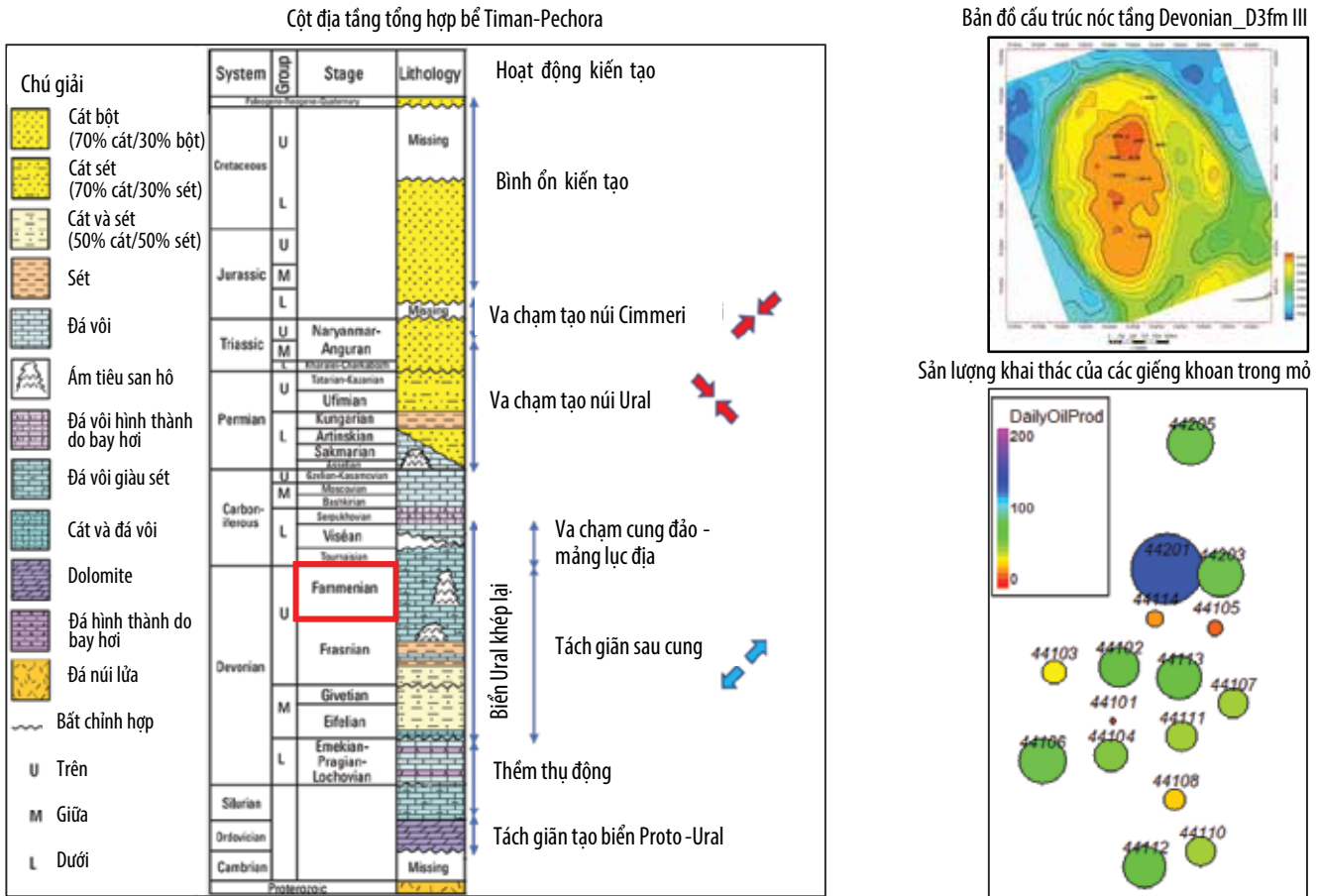
Kết quả nghiên cứu lát mỏng cho thấy kiểu độ rỗng của đá chứa carbonate khu vực mỏ Bắc Oshkhotynskoye



Ngày nhận bài: 21/8/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 21/8 - 13/10/2020.
Ngày bài báo được duyệt đăng: 9/3/2021.



Hình 1. Vị trí khu vực mỏ Bắc Oshkhotynskoye, Liên bang Nga [1 - 3].



Hình 2. Đá chứa carbonate tuổi Devonian là đối tượng khai thác chính của mỏ Bắc Oshkhotynskoye [3, 4].

gồm chủ yếu là độ rỗng giữa hạt (interparticle), độ rỗng hang hốc (vuggy/carven), vi độ rỗng (microporosity), độ rỗng trong hạt (intraparticle) và phần nhỏ độ rỗng nứt nẻ

(minor fractures). Đối với giếng 441x1, kết quả phân tích 16 mẫu thuộc hệ tầng Devonian cho thấy giá trị độ rỗng thay đổi từ 1,56 - 9,43% và 12 mẫu được phân tích ở giếng

Bảng 1. Phân loại đá chứa carbonate theo tài liệu mẫu lõi.

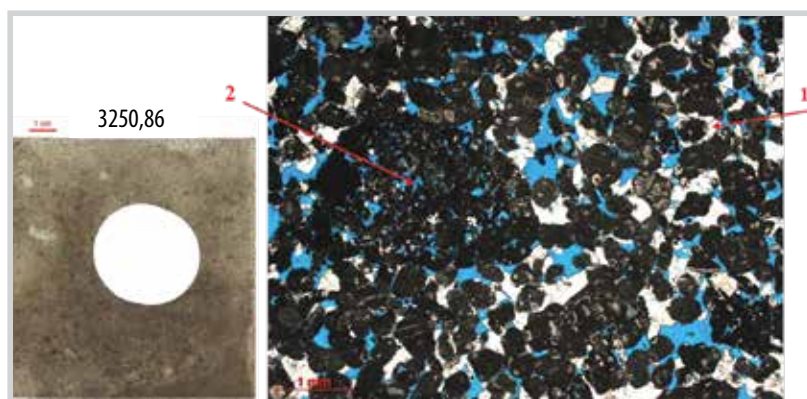
Giếng khoan	Hệ tầng	Phân loại thạch học
441x1	D3fm (16 mẫu) (3164 - 3277)	Đá vôi Algal-lumpy (greenstone) Đá vôi Stromatopor-polyphytic (boundstone) Đá vôi Stromatopor-polyphytic (bounds) Đá vôi Stromatolite (ít) Đá vôi Polyphytic (bounds) Đá vôi Stromatolite (dày đặc) Đá vôi Knotty-layered dolomite và ankeritize Đá vôi Knotty clayey Đá vôi kết hợp với mảnh vụn Đá vôi sét Aleuritic
441x8	D3fm (12 mẫu) (3115 - 3210,1)	Đá vôi Stromatolite Đá vôi Lumpy-intraclast (greenstone) Đá vôi Bioherm clot-lumpy-algal (boundstone) Đá vôi Biogerm algal-stromathoporic (boundstone) Đá vôi Bioherm stromatopor-polyphytic (boundstone) Đá vôi Bioherm algal (boundstone) Đá vôi Stromatolite Đá vôi Knotty-layered Đá vôi Algal clot Đá vôi Aleuritic clay

Bảng 2. Đặc điểm đá chứa theo kết quả phân tích thạch học lát mỏng.

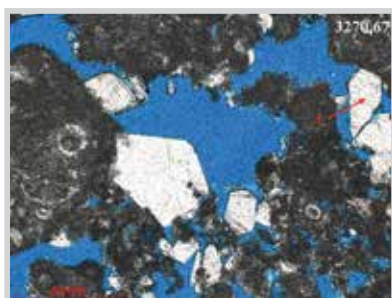
Giếng khoan	Hệ tầng	Phân loại thạch học	Đặc điểm đá chứa
441x1	D3fm (16 mẫu)	Đá vôi Algal-lumpy (Grainstone)	Độ rỗng 7,08%, độ rỗng giữa hạt (6,11%), độ rỗng trong hạt (0,2%), vi độ rỗng (0,77%)
		Đá vôi Stromatopor-polyphytic (boundstone)	Độ rỗng 1,56 - 9,43% (4,3%), độ rỗng giữa hạt (3,2%), độ rỗng trong hạt (0,25%), vi độ rỗng (0,63%), độ rỗng hang hốc (2,3%) và độ rỗng nứt nẻ (< 0,01%)
		Đá vôi Stromatopor-polyphytic (bounds)	Độ rỗng 1,64 - 6,29% (4,09%), Độ rỗng giữa hạt (1,62%), độ rỗng trong hạt (0,06%), vi độ rỗng (0,34%), độ rỗng hang hốc (5,51%) và độ rỗng nứt nẻ (< 0,24%)
		Đá vôi Stromatolite (ít)	Độ rỗng 8,18%, độ rỗng giữa hạt (7,07%), độ rỗng trong hạt (0,11%), vi độ rỗng (1%)
441x8	D3fm (3115 - 3210,1) (12 mẫu)	Đá vôi Stromatolite (porous-cavernous)	Độ rỗng 14,6%, độ rỗng giữa hạt (4,38%), độ rỗng trong hạt (0,16%), vi độ rỗng (0,85%), độ rỗng hang hốc (1,8%) độ rỗng nứt nẻ (6,97%)
		Đá vôi Lumpy-intraclast (greenstone)	Độ rỗng 4,35%, độ rỗng giữa hạt (2,28%), vi độ rỗng (0,21%), độ rỗng nứt nẻ (4,35%)
		Đá vôi Bioherm clot-lumpy-algal (boundstones)	Độ rỗng 3,66%, độ rỗng giữa hạt (2,41%), độ rỗng trong hạt (0,44%), vi độ rỗng (0,67%), độ rỗng hang hốc (0,11%), độ rỗng nứt nẻ (0,03%)
		Đá vôi Biogerm algal-stromathoporic (bounds)	Độ rỗng 6,54%, độ rỗng giữa hạt (1,46%), độ rỗng trong hạt (0,24%), vi độ rỗng (0,42%), độ rỗng hang hốc (4,41%), độ rỗng nứt nẻ (0,01%)
		Đá vôi Biogerm stromatopor-polyphytic (boundstone)	Độ rỗng 5,64 - 8,68%, độ rỗng giữa hạt (6,61%), độ rỗng trong hạt (0,26%), vi độ rỗng (1,57%), độ rỗng hang hốc (12,3%)

441x8 cho thấy độ rỗng thay đổi từ 2,56 - 38,68%. Độ rỗng hang hốc xuất hiện chủ yếu ở đá chứa carbonate thuộc phần dưới của hệ tầng Devonian, thay đổi từ 0,11 - 12,3%. Kết quả phân tích được trình bày chi tiết ở Bảng 2 cho thấy đá chứa carbonate có độ rỗng giữa hạt (loại 1) và đá chứa carbonate có độ rỗng hang hốc (loại 2) là 2 loại chứa

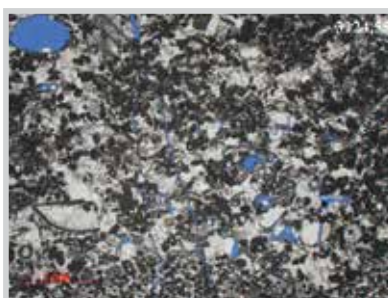
chính của khu vực nghiên cứu. Bên cạnh đó, đá carbonate không có khả năng thấm chứa hoặc thấm chứa rất kém cũng sẽ được coi là đá chứa chặt sít (loại 0) để phục vụ cho việc xây dựng mô hình địa chất mỏ trong quá trình nghiên cứu tiếp theo.



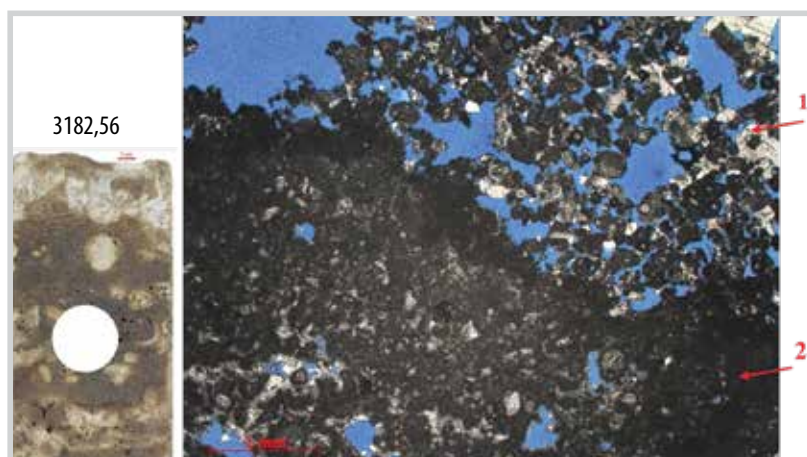
Hình 3. Độ rỗng giữa hạt của đá vôi Algal-lumpy (greenstone) (loại 1) bị giảm do quá trình xi măng hóa (1) và đới thoát khí (2), giếng khoan 441x1.



Hình 4. Độ rỗng của đá vôi Algal-lumpy (greenstone) bị giảm do quá trình xi măng hóa và rửa lửa, giếng khoan 441x1.



Hình 5. Độ rỗng của đá vôi Stromatolite bị giảm do quá trình xi măng hóa lấp nhét vào các khe nứt, độ rỗng giữa hạt và quá trình tái kết tinh, giếng khoan 441x8.



Hình 6. Độ rỗng hang hốc của đá vôi Biogerm stromatopor-polyphytic (bounds) (loại 2) bị giảm do quá trình xi măng hóa (1) và tái kết tinh (2), giếng khoan 441x8.

Phân tích mẫu thạch học lát mỏng cho thấy, đá chứa carbonate ở khu vực nghiên cứu đã trải qua nhiều quá trình biến đổi thứ sinh như quá trình xi măng hóa, tái kết tinh, rửa lửa, dolomite hóa, kết hạch, stylolite... Các quá trình biến đổi thứ sinh này phụ thuộc vào thành phần thạch học - đặc biệt có sự xuất hiện của các loài tảo xanh, quá trình thăng giáng tương đối của mực nước biển (relative sea level), ảnh hưởng bởi đới thoát khí (vadose zone) hay đới nước ngầm (phreatic zone)... dẫn đến tính chất bất đồng nhất theo diện và độ sâu làm ảnh hưởng đến tính chất thấm chứa của đá carbonate (Hình 3 - 6).

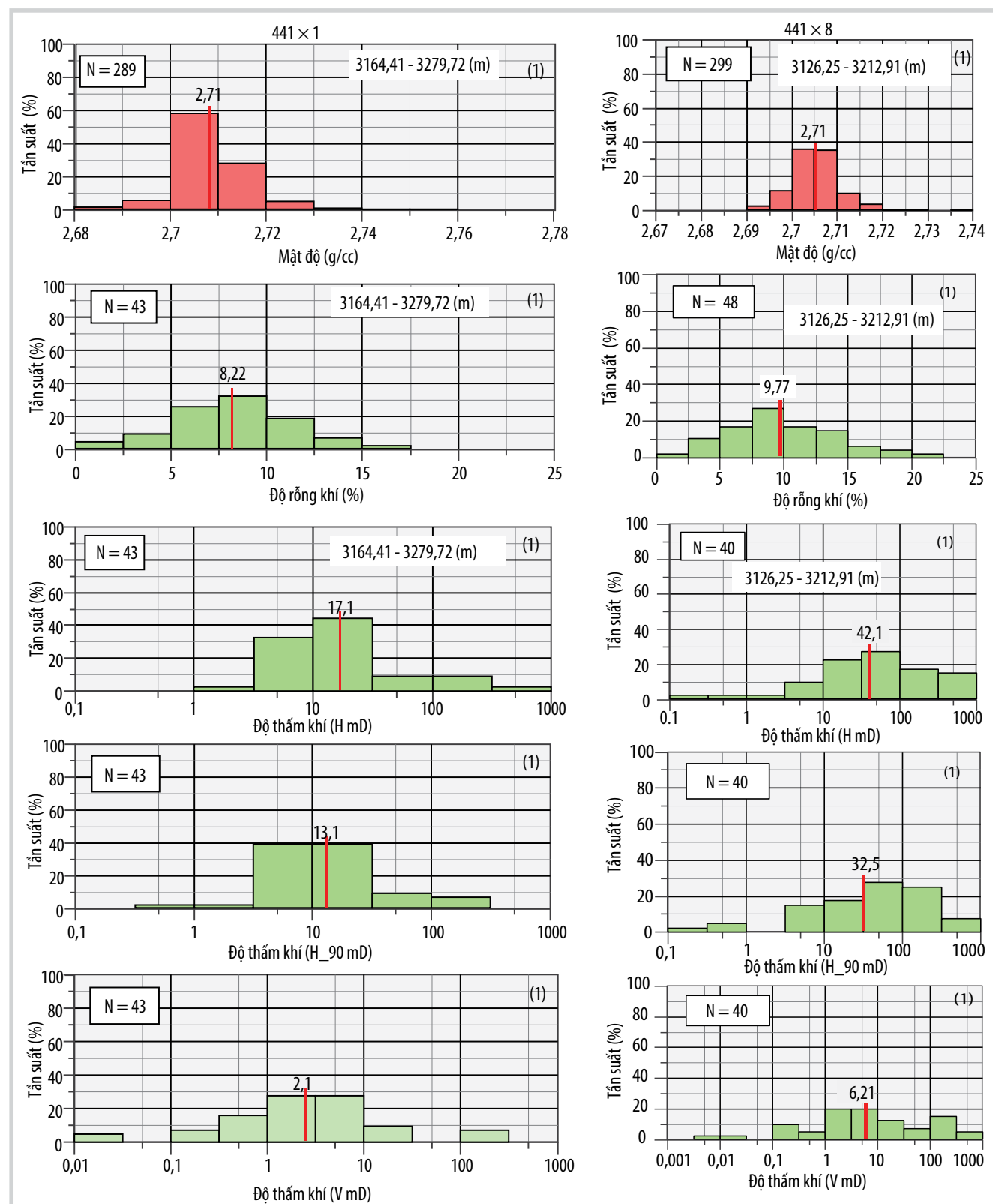
2.2. Kết quả phân tích mẫu lõi và tài liệu FMI

Kết quả xây dựng phân bố của các tham số vật lý thạch học như mật độ, độ rỗng và độ thấm được thể hiện trên Hình 7. Nhìn chung, độ rỗng và độ thấm ở giếng khoan 441x8 tốt hơn so với giếng khoan 441x1. Ngoài ra, kết quả phân tích của cả 2 giếng khoan cho thấy sự giảm mạnh độ thấm khí theo các phương nằm ngang (H), phương vuông góc (H₉₀) và đặc biệt theo phương thẳng đứng (V). Điều này chứng tỏ tính chất bất đồng nhất của đá chứa có sự thay đổi mạnh theo chiều thẳng đứng có thể gây ra bởi sự phân lớp, sự tồn tại của những mảnh vỏ lớn (shell detritus) hay ảnh hưởng bởi quá trình biến đổi thứ sinh.

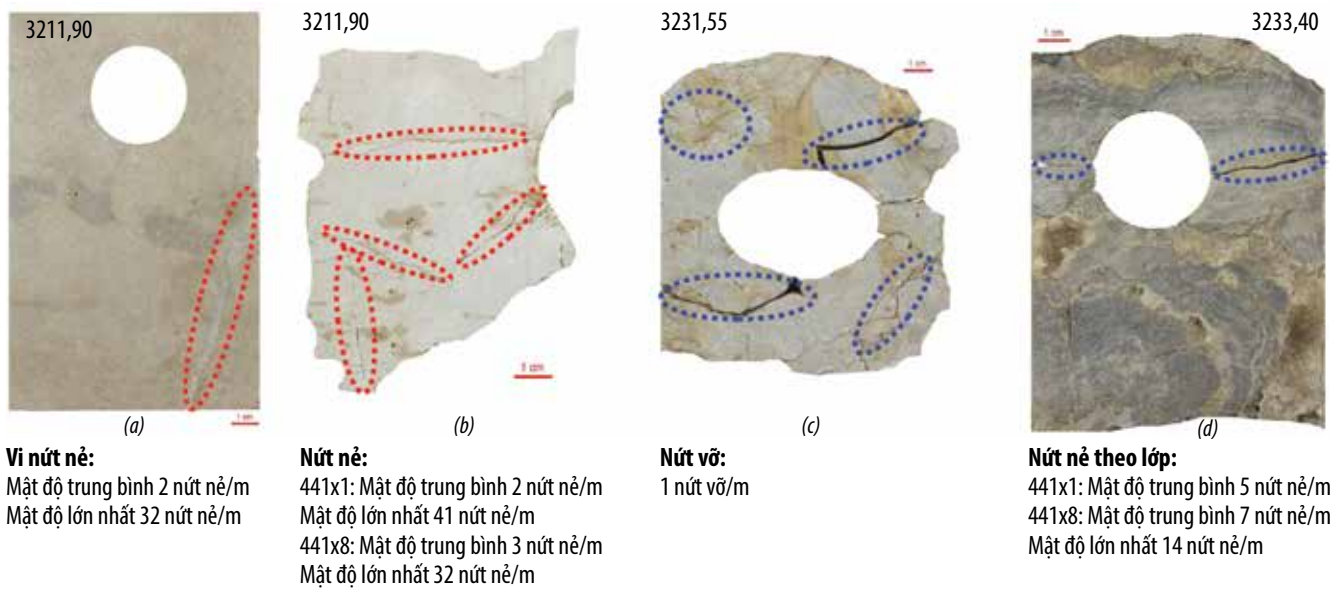
Khu vực mỏ Bắc Oshkhotynskoye nhìn chung chịu ảnh hưởng ở mức độ vừa phải của các hoạt động kiến tạo. Kết quả nghiên cứu từ 2 giếng khoan 441x1 và 441x8 cho thấy nứt nẻ được gây ra bởi các hoạt động kiến tạo, tính chất vật lý thạch học của đá chứa (Hình 8a và b - vùng đỏ) và ảnh hưởng bởi quá trình lấy/gia công mẫu (Hình 8c và d - vùng xanh). Kết quả phân tích mẫu cho thấy thành phần vi nứt nẻ và nứt nẻ chiếm chủ yếu, ảnh hưởng trực tiếp đến chất lượng đá chứa carbonate khu vực này. Nhiều khoảng chiều sâu như nóc của hệ tầng Devonian cho thấy mặc dù tồn tại nhiều vi nứt nẻ, nứt nẻ nhưng độ rỗng chỉ khoảng 1 - 2% và độ thấm vẫn dưới giá trị tới hạn 1 mD do hệ thống nứt nẻ đã bị lấp nhét bởi các khoáng vật thứ sinh như calcite và các mảnh vụn (Hình 9 và 10 - khoảng mũi tên xanh). Trong khi đó, mật độ nứt nẻ và vi nứt nẻ tại phần bên dưới vừa nhiều hơn, vừa được bảo tồn tốt do đá vôi chủ yếu là loại Algal-lumpy, Stromatopor-polyphytic (boundstone), Bioherm clot-lumpy-algal (boundstone) nên độ rỗng tốt hơn (lên tới 15%), độ thấm từ vài mD đạt tới hàng trăm mD (Hình 9 và 10 - khoảng mũi tên hồng). Tương tự, trên tài liệu FMI cũng chỉ ra rằng trên cả hai giếng khoan 441x1 và 441x8

đều có các khoảng có sự bất đồng nhất về thẩm chứa được biểu hiện bằng các vùng màu “trắng - nâu” xen kẽ, rất dễ minh giải là nứt nẻ do đặc tính hình sin của chúng đi kèm với đới chặt sít. Các nứt nẻ dạng này được minh giải

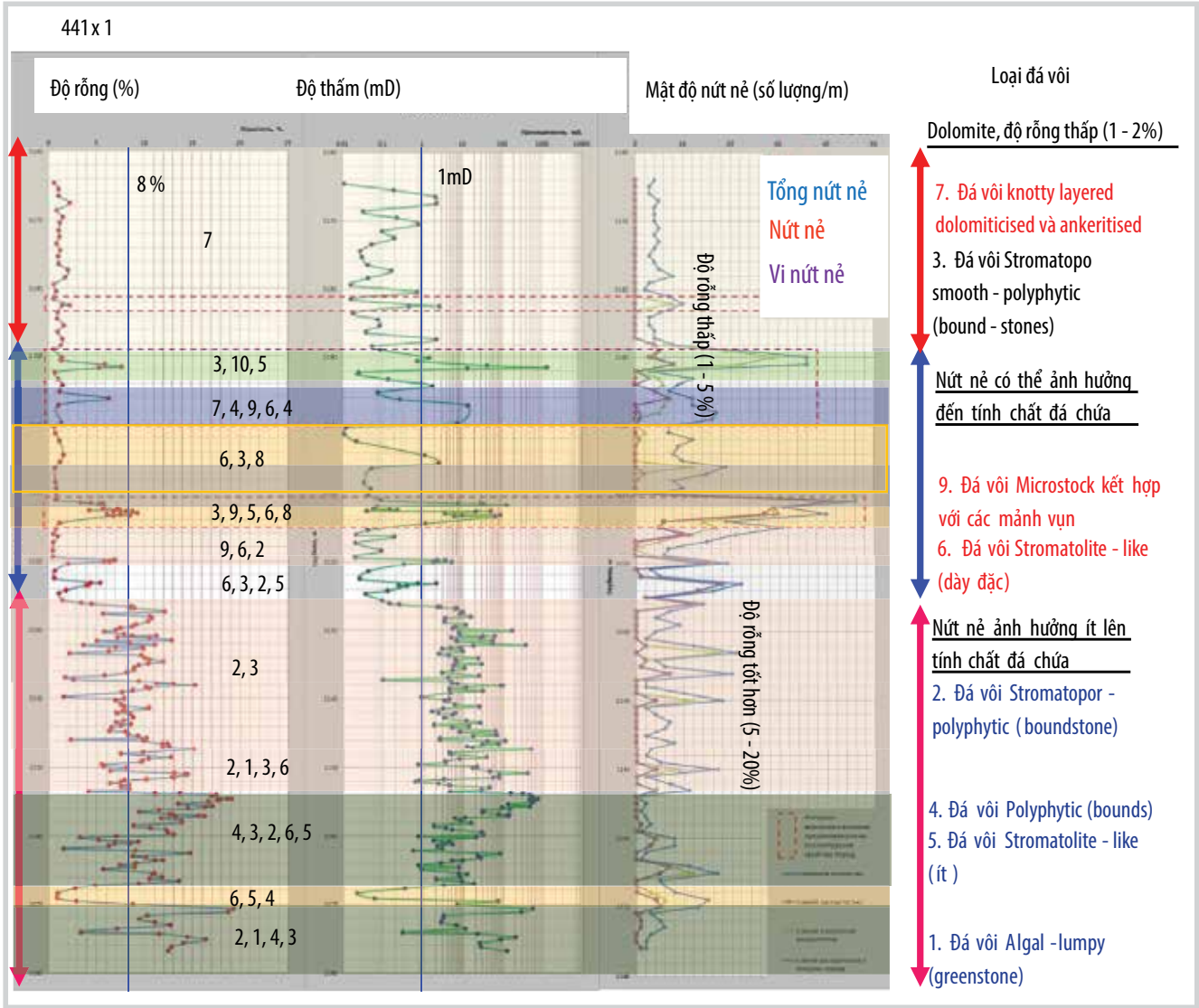
với mật độ lớn (10 - 30 nút nẻ/m) và có góc dốc lớn ($> 45^\circ$) được kiểm tra với tài liệu ảnh mẫu, X-ray (Hình 11). Vì vậy, trong khu vực này, ảnh hưởng của nứt nẻ lên tính chất đá chứa được đánh giá định tính trên cơ sở tương quan giữa



Hình 7. Phân bố các tham số vật lý thạch học xác định từ kết quả phân tích mẫu lõi.



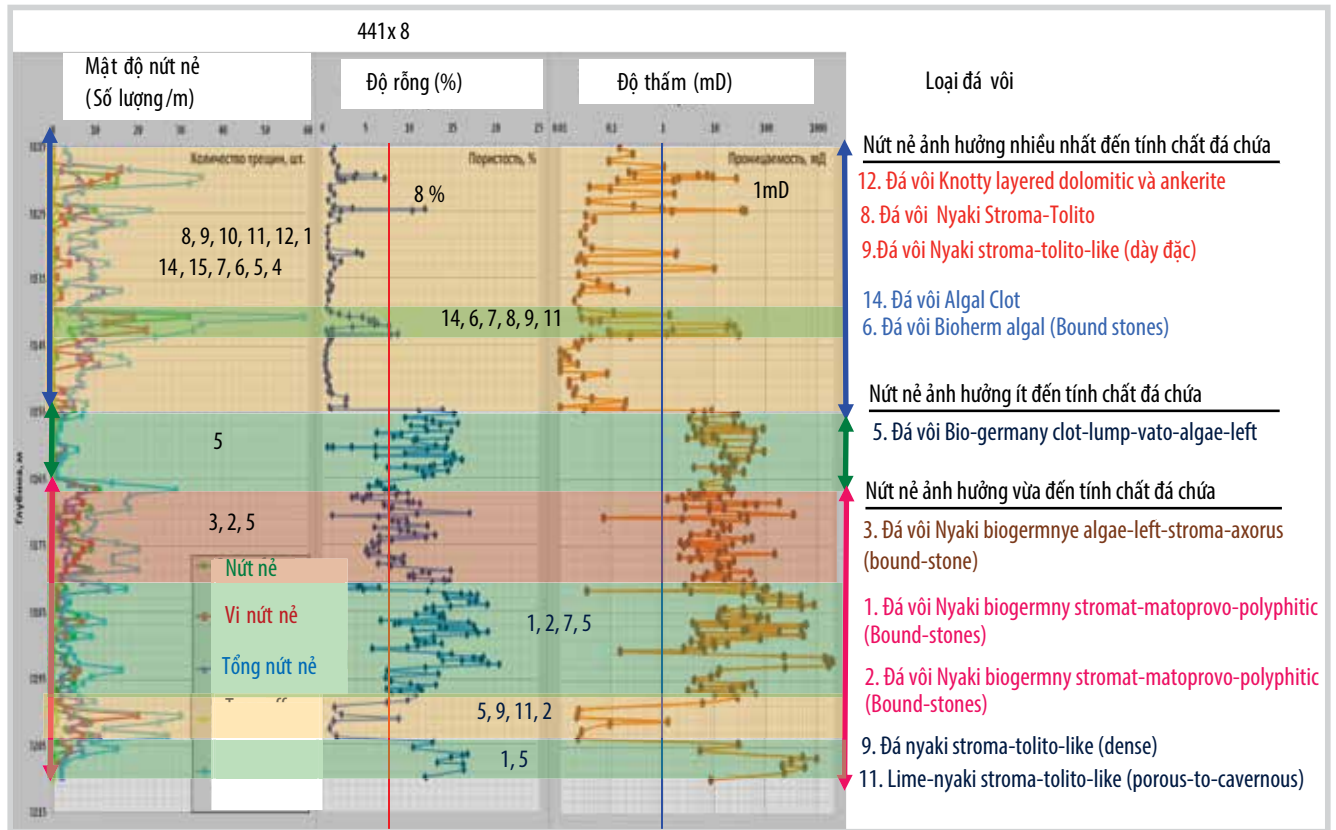
Hình 8. Biểu hiện nứt nẻ trên tài liệu mẫu lõi.



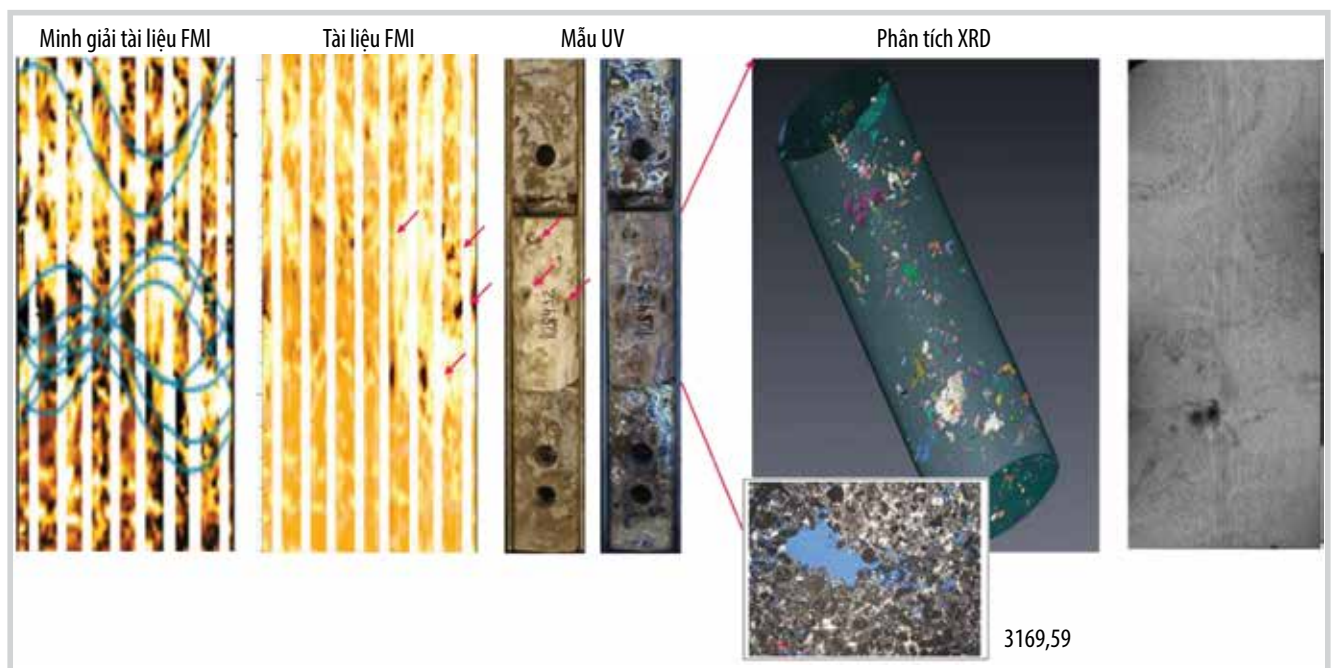
Hình 9. Phân bố nứt nẻ của đá carbonate giếng khoan 441x1.

mật độ nứt nẻ, độ rỗng, độ thấm và các kết quả khai thác cho đá chứa carbonate của hệ tầng Devonian là từ ít đến vừa phải. Tuy nhiên, đến thời điểm hiện tại chưa có nghiên cứu cụ thể nào để đánh giá định lượng mức độ ảnh hưởng nứt nẻ lên tính chất của đá chứa ở khu vực nghiên cứu.

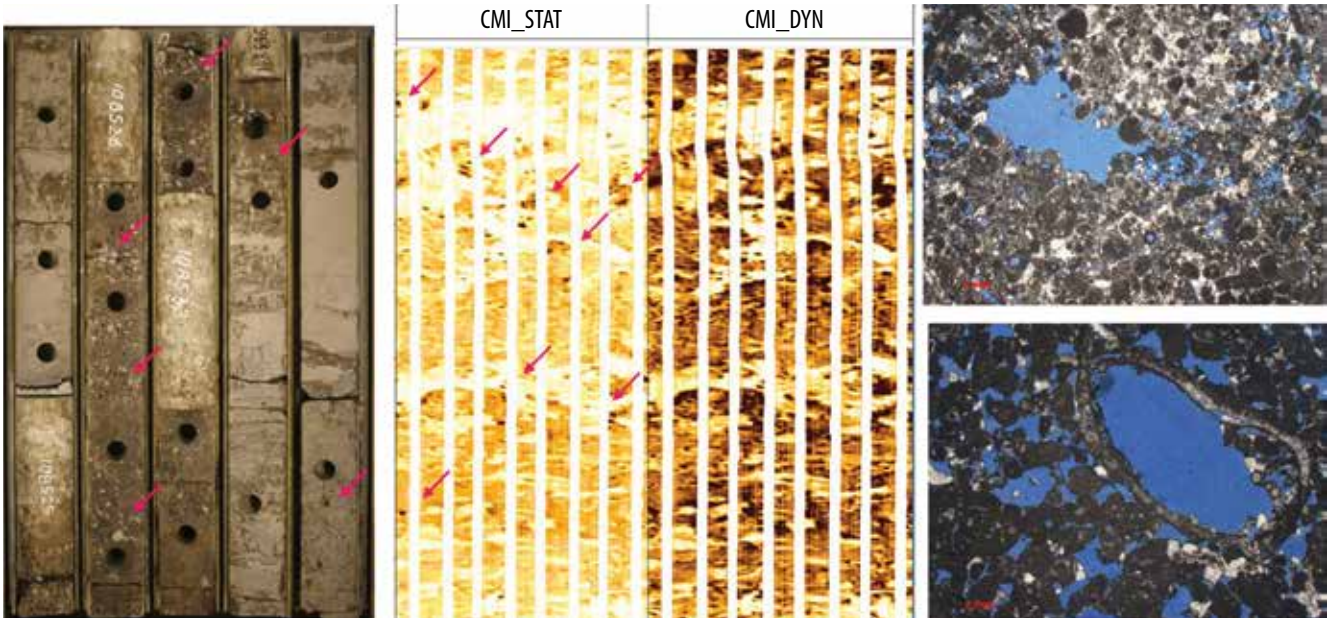
Ngoài đặc trưng nứt nẻ của đá chứa thì hang hốc (vugs) có thể được thấy khá rõ ràng trên tài liệu ảnh mẫu lõi cùng với hình ảnh xung quanh thành giếng khoan do FMI đem lại (các đới hang hốc có điện trở suất thấp thể hiện các đốm màu nâu - đen trên hình ảnh, chỗ mũi tên



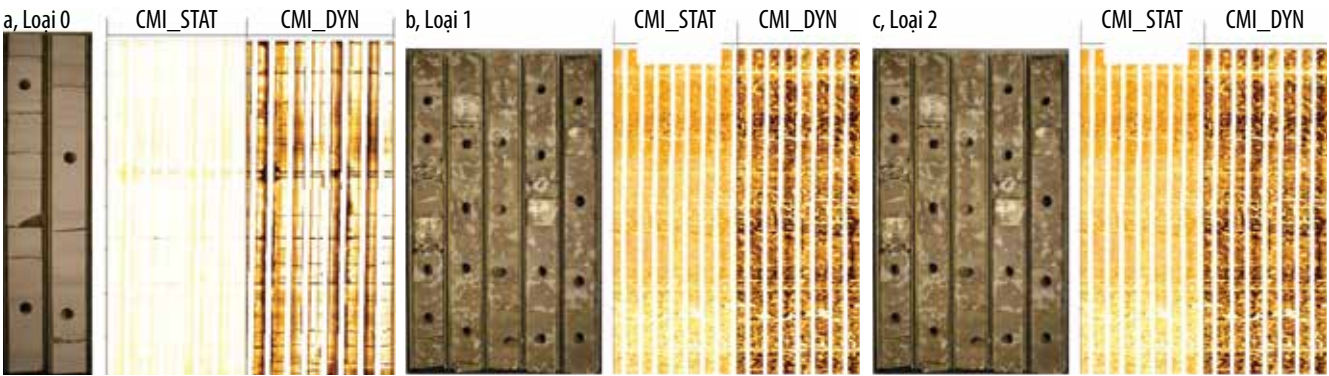
Hình 10. Phân bố nứt nẻ của đá carbonate, giếng khoan 441x8.



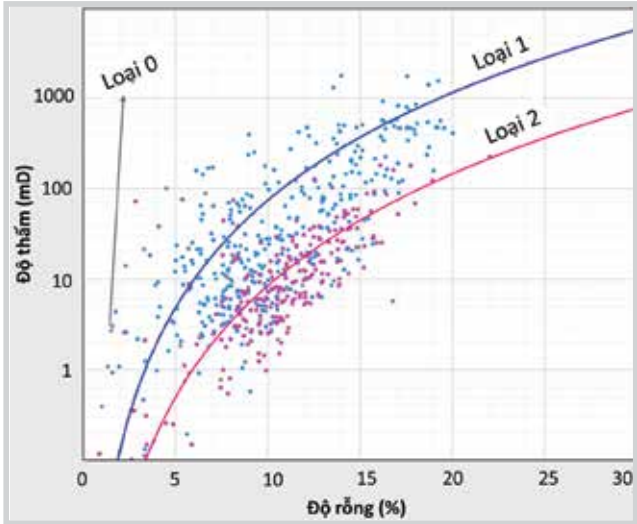
Hình 11. So sánh kết quả minh giải FMI (các đới hang hốc là các đốm màu nâu đen theo mũi tên hồng) và tài liệu chụp X-ray mẫu lõi (các đới hang hốc được bơm màu xanh nước biển).



Hình 12. Hình ảnh hàng hốc (mũi tên hồng) quan sát trên tài liệu ảnh mẫu lõi, FMI và thạch học lát mỏng, giếng khoan 441x8.



Hình 13. Các loại đá chứa carbonate trên tài liệu ảnh mẫu lõi và FMI.



Hình 14. Quan hệ giữa độ rỗng và độ thấm của đá chứa carbonate.

hồng). Kết hợp với tài liệu chụp cắt lớp tomography có thể thấy sự phát triển của các hệ thống hàng hốc này trong đá chứa (màu xanh nước biển) (Hình 11). Hệ thống hàng hốc

quan sát được tại các giếng khoan cho thấy các hàng hốc có kích thước từ milimet cho tới gần 1 cm được phân loại thành hàng hốc rời rạc (separate vugs) hoặc hàng hốc kết nối được với nhau (touching vugs) (Hình 12). Các đới phát triển hàng hốc làm gia tăng độ rỗng và độ thấm của đá chứa và là yếu tố ảnh hưởng chính tới chất lượng đá chứa của mỏ Bắc Oshkhotynskoye. Tuy nhiên việc xác định diện phân bố của các hệ thống phát triển hàng hốc theo các tài liệu hiện có vẫn còn là một thử thách khó khăn.

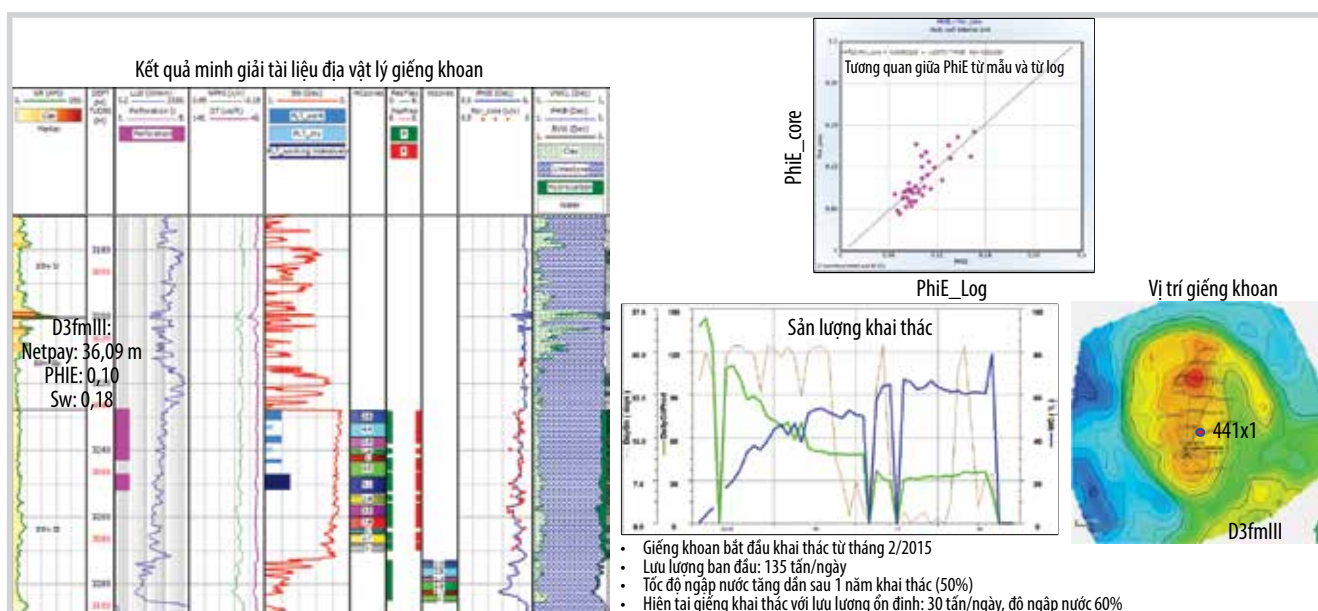
2.3. Kết quả minh giải địa vật lý giếng khoan

Kết hợp với các kết quả nghiên cứu tính chất vật lý thạch học, đặc trưng chứa của đá carbonate mỏ Bắc Oshkhotynskoye còn được đánh giá thông qua kết quả phân tích chỉ số rỗng - thấm từ tài liệu mẫu lõi và các thông số xác định được từ minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan.

Theo đó, kết quả phân tích tài liệu mẫu lõi cũng chỉ ra rằng đá chứa carbonate trong khu vực nghiên cứu chủ

Bảng 3. Đặc điểm đá chứa carbonate theo kết quả minh giải địa vật lý giếng khoan

TT	Giếng khoan	Hệ tầng	Nóc (mTVDss)	Đáy (mTVDss)	Tổng chiều dày (m)	Vía chứa					Vía sản phẩm				
						Chiều dày (m)	NTG (v/v)	Av Phi (v/v)	Av Sw (v/v)	Av Vcl (v/v)	Chiều dày (m)	NTG (v/v)	Av Phi (v/v)	Av Sw (v/v)	Av Vcl (v/v)
1	441x1	D3fm_III	3041,25	3113,43	72,15	51,29	0,71	0,12	0,45	0,11	36,09	0,50	0,10	0,18	0,10
2	441x2	D3fm_III	3043,21	3105,36	62,12	46,46	0,75	0,12	0,33	0,07	37,21	0,60	0,13	0,20	0,08
3	441x3	D3fm_III	3054,49	3077,53	23,03	15,43	0,67	0,13	0,19	0,08	15,43	0,67	0,13	0,19	0,08
4	441x4	D3fm_III	3043,28	3078,98	35,07	18,56	0,52	0,12	0,20	0,08	18,03	0,51	0,12	0,19	0,08
5	441x5	D3fm_III	3500,14	3556,29	56,14	40,73	0,73	0,15	0,21	0,06	33,27	0,59	0,15	0,11	0,06
6	441x6	D3fm_III	3046,17	3082,46	36,29	11,38	0,31	0,09	0,12	0,06	11,38	0,31	0,09	0,12	0,06
7	441x7	D3fm_III	3051,42	3102,58	51,17	25,73	0,50	0,12	0,16	0,07	25,73	0,50	0,12	0,16	0,07
8	441x8	D3fm_III	3045,42	3107,32	61,90	42,90	0,69	0,13	0,35	0,04	32,80	0,53	0,13	0,18	0,04
9	441x9	D3fm_III	3053,31	3058,72	16,67	12,22	0,73	0,12	0,11	0,06	12,22	0,73	0,12	0,11	0,06
10	441x0	D3fm_III	3046,17	3105,43	59,23	33,28	0,56	0,13	0,41	0,07	24,56	0,42	0,12	0,20	0,07
11	442x1	D3fm_III	3029,75	3114,05	84,30	58,40	0,69	0,12	0,46	0,07	36,10	0,43	0,12	0,20	0,08
12	442x2	D3fm_III	3042,41	3119,81	77,45	64,90	0,84	0,14	0,50	0,09	40,60	0,52	0,13	0,21	0,09

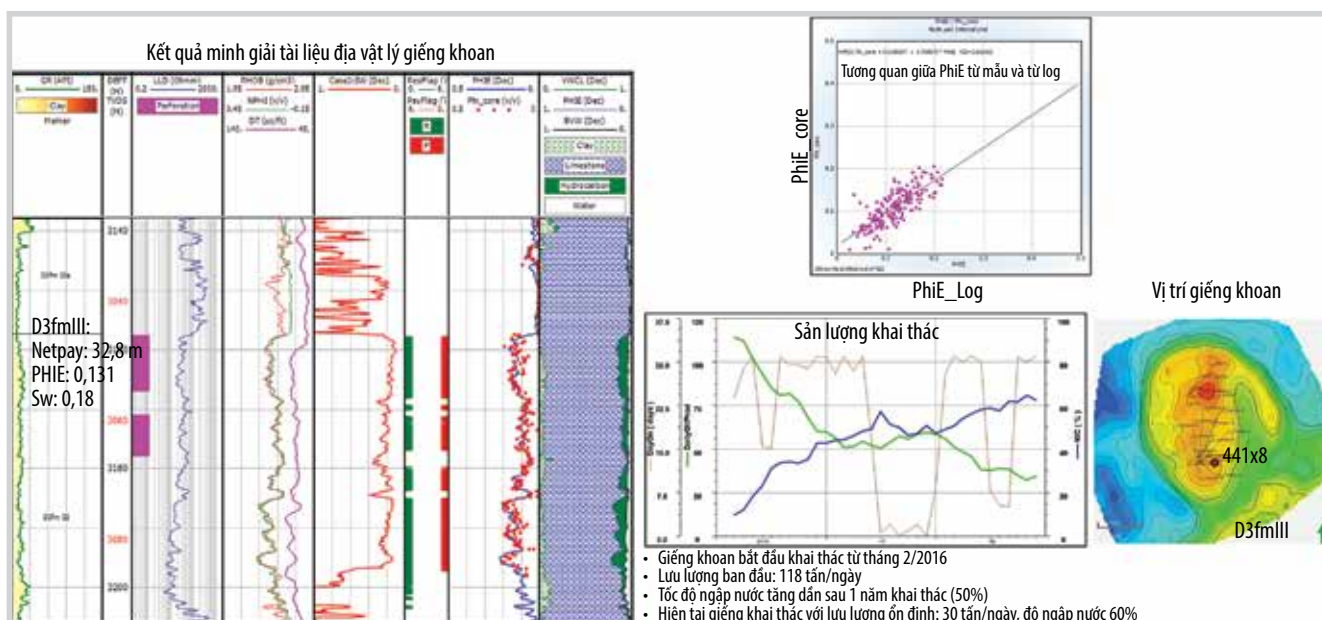


Hình 15. Kết quả minh giải địa vật lý giếng khoan giếng 441x1.

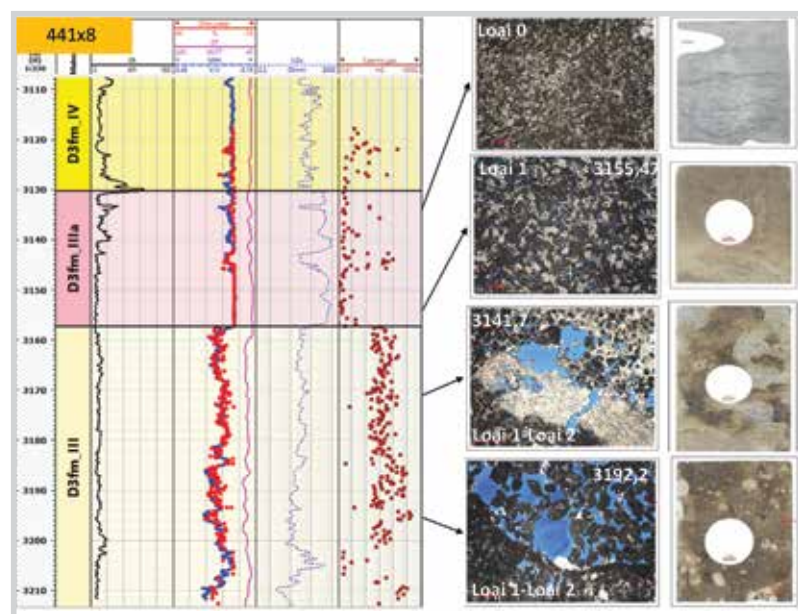
yếu gồm 3 loại: đá carbonate chặt sít (loại 0), đá carbonate có độ rỗng giữa hạt (loại 1) và đá carbonate có phát triển hang hốc (vuggy) (loại 2). Trong đó, trên tài liệu mẫu lõi và FMI thể hiện đá carbonate chặt sít cho thấy sự đồng nhất về màu sắc, đôi chỗ thấy phân lớp song song (stylolite); không quan sát thấy lỗ rỗng cùng với hang hốc trên cả 2 tài liệu này (Hình 13a). Một số chỗ được phân tích RCAL cũng thể hiện độ rỗng và thấm rất kém (Hình 14). Đá carbonate có độ rỗng giữa hạt là đá vôi, ít quan sát được vugs trên tài liệu mẫu lõi và FMI, tuy nhiên vẫn có khả năng thấm chứa của lỗ rỗng giữa hạt. Hình ảnh cho thấy đá có màu sắc “lốm đốm” do các khoảng thấm - không thấm xen kẽ (Hình 13b). Trên tài liệu mẫu lõi cho thấy đá chứa loại này có độ rỗng từ 8 - 17% và độ thấm chủ yếu 2 - 50 mD (Hình 14). Loại 2 là các đới đá chứa hang hốc (mũi tên hồng) có thể quan sát được trên tài liệu ảnh mẫu và FMI

với kích thước từ < 1 mm cho tới 10 mm (Hình 13c); độ rỗng có thể lên tới 20% và độ thấm một số mẫu lên tới > 1.000 mD (Hình 14).

Bên cạnh đó, kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan cũng cho kết quả tương đối phù hợp với tài liệu phân tích mẫu (Hình 15 và 16). Bảng 3 cho thấy, đá chứa carbonate theo minh giải địa vật lý giếng khoan có độ rỗng dao động từ 9 - 15%, độ bão hòa nước tương đối thấp (< 20%) với chiều dày các vỉa chứa biến đổi từ > 10 m đến khoảng 40 m. Các thông số đều cho thấy đá chứa carbonate hệ tầng Devonian đang là những khoảng vỉa chính được khai thác tốt trong mỏ với lưu lượng đều đạt trên 100 tấn dầu/ngày trong thời gian mở vỉa ban đầu. Sau đó, được duy trì lưu lượng khai thác là 30 tấn dầu/ngày để hạn chế mức độ ngập nước của mỏ.



Hình 16. Kết quả minh giải địa vật lý giếng khoan giếng 441x8.



Hình 17. Đặc điểm các loại đá chứa qua tài liệu địa vật lý giếng khoan, mẫu thạch học lát mỏng và mẫu lõi.

Hình 17 thể hiện đặc trưng từng loại đá chứa carbonate của khu vực nghiên cứu qua tài liệu minh giải địa vật lý giếng khoan, kết quả phân tích thạch học lát mỏng và mẫu lõi.

3. Kết luận

Từ tài liệu phân tích mẫu thạch học lát mỏng, mẫu lõi, FMI cũng như kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan có thể rút ra kết luận sau:

- Kết quả đáng chú ý nhất là việc phân tích các loại tài liệu và tích hợp lại đã giúp cho việc phân loại đá chứa carbonate trong khu vực nghiên cứu được rõ ràng hơn với 3 loại có đặc trưng khác nhau: loại 0 - đá carbonate chặt sít, loại 1 - đá carbonate có độ rỗng giữa hạt, loại 2 - đá

carbonate phát triển hàng hốc. Đây chính là cơ sở quan trọng cho việc mô phỏng mô hình địa chất mở sau này.

- Đá carbonate Devonian mỏ Bắc Oshkhotynskoye được đánh giá có khả năng chứa từ trung bình đến tốt với đặc trưng độ rỗng giữa hạt và độ rỗng hang hốc sau khi đã trải qua nhiều quá trình biến đổi thứ sinh như xi măng hóa, rửa lỗ, tái kết tinh...; chủ yếu được hình thành trong môi trường biển nông, ẩm có năng lượng từ yếu đến trung bình; phần lớn là đá có nguồn gốc sinh vật gồm các loại như grainstone (Algal-lumpy), boundstone (Stromatoporopolyphytic, biogerm stromatoporopolyphytic) với sự có mặt của các loài tảo xanh (blue-green algae), stromatoporoid... có mật độ và phân bố khác nhau tạo nên sự biến đổi đa dạng về cấu trúc cũng như tính chất rỗng thấm của đá. Độ rỗng và độ thấm của đá chứa tập trung trong khoảng từ 8 - 17% và 2 - 500 mD;

- Đá chứa này đang là đối tượng khai thác chính của mỏ Bắc Oshkhotynskoye với sản lượng khai thác cộng dồn từ năm 2015 - 2018 đạt trên 700.000 tấn dầu, trong đó giếng khoan đang có lưu lượng lớn nhất là 150 tấn/ngày.

Tài liệu tham khảo

- [1] Lê Thế Hùng và nnk, Báo cáo “Chính xác hóa cấu trúc địa chất và xây dựng mô hình mô phỏng cho mỏ Tây Khosedayuskoye thuộc cụm mỏ Nenets, Liên bang Nga”, Viện Dầu khí Việt Nam, 2017.
- [2] S.S. Klimenko, L.A. Anischenko, and A.I. Antoshkina, “Chapter 13: The Timan-Pechora sedimentary basin: Palaeozoic reef formations and petroleum systems”, *Geological Society Memoirs*, Vol. 35, pp. 223 - 236, 2011. DOI: 10.1144/M35.13.
- [3] Lê Mạnh Hùng và nnk, Báo cáo “Cập nhật, chính xác hóa trữ lượng và mô hình địa chất đối tượng đá chứa carbonat mỏ Bắc Oshkhotynskoye và Đông Yanemdeyskoye thuộc dự án Nenets, Liên bang Nga”, Viện Dầu khí Việt Nam, 2018.
- [4] O.M. Prischepa, T.K. Bazhenova, and V.I. Bogatskii, “Petroleum systems of the Timan-Pechora sedimentary basin (including the offshore Pechora Sea)”, *Russian Geology and Geophysics*, Vol. 52, No. 8, pp. 888 - 905, 2011. DOI: 10.1016/j.rgg.2011.07.011.

CHARACTERISTICS OF DEVONIAN CARBONATE RESERVOIR IN NORTH OSHKHOTYNSKOYE FIELD, RUSSIA

Tran Thi Thanh Thuy, Nguyen Tien Thinh, Nguyen Hoang Anh, Le Manh Hung, Nguyen Tuan Anh, Tran Xuan Quy

Vietnam Petroleum Institute

Email: thuyttt@vpi.pvn.vn

Summary

Results of petrography and core analysis, FMI and log interpretation have been integrated by the Vietnam Petroleum Institute (VPI) to characterise carbonate reservoirs in the North Oshkhotynskoye field in Russia. In this area, carbonate reservoirs were deposited in warmly shallow marine environment with blue-green algae and stromatoporoid in Devonian formation. These carbonate reservoirs experienced multiple diagenetic processes such as cementation, recrystallisation, dolomitisation or dissolution which affected the poroperm properties of reservoir rocks. The quality of carbonate reservoirs in the North Oshkhotynskoye field is rated from average to good with mainly interparticle porosity, fractures and vugs.

The paper divides the carbonate reservoirs in the North Oshkhotynskoye field into three types: Type 0 - tight carbonate reservoir, Type 1 - interparticle carbonate reservoir, and Type 3 - vuggy carbonate reservoir, to support the building of structural model in the next study process. Currently, oil has mainly been produced in this carbonate reservoir of the North Oshkhotynskoye field with cumulative oil production from 2015 to 2018 reaching more than 700.000 tons.

Key words: Reservoir, carbonate, petrography, Devonian, North Oshkhotynskoye field.

SỬ DỤNG THUẬT TOÁN DI TRUYỀN ĐỂ XÂY DỰNG PHƯƠNG TRÌNH THỰC NGHIỆM XÁC ĐỊNH GIÁ TRỊ ÁP SUẤT HÒA TRỘN TỐI THIỂU (MMP) TRONG BƠM ÉP KHÍ CO₂ VÀO VỈA DẦU KHÍ

Nguyễn Viết Khôi Nguyên^{1,2,3}, Đỗ Quang Khánh^{1,3}, Hoàng Văn Hiếu², Phạm Hữu Tài²

¹Trường Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh

²Đại học Dầu khí Việt Nam

³Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh

Email: nguyennvk@pvu.edu.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.03-03>

Tóm tắt

Bài báo trình bày phương pháp sử dụng thuật toán di truyền (Genetic Algorithm - GA) để xây dựng phương trình thực nghiệm xác định giá trị áp suất hòa trộn tối thiểu (Minimum Miscibility Pressure - MMP) trong quá trình bơm ép khí CO₂ vào vỉa dầu. Kết quả so sánh với các mô hình đã được công bố cho thấy, phương pháp sử dụng thuật toán GA giúp dễ dàng xác định giá trị MMP, có độ tin cậy cao, giúp tiết kiệm thời gian và kinh phí so với phương pháp thí nghiệm truyền thống như Slimtube, Rising Bubble, hoặc Vanishing Interfacial Tension (VIT)...

Từ khóa: Thuật toán di truyền (GA), áp suất hòa trộn tối thiểu (MMP), bơm ép CO₂, tăng cường thu hồi dầu (EOR).

1. Giới thiệu

Khi áp suất vỉa dầu suy giảm, độ linh động của dầu giảm, độ nhớt của dầu tăng, các công ty dầu khí thường sử dụng phương pháp bơm ép CO₂ nhằm tăng cường thu hồi dầu. Vào thập niên 1950, Whorton và nnk (1952) lần đầu tiên nhận ra lợi ích của quá trình bơm ép CO₂ vào vỉa dầu và đã xin cấp bằng sáng chế cho phương pháp khai thác dầu bằng bơm ép CO₂ tại Mỹ [1]. Từ đó, phương pháp này tiếp tục được cải tiến và phát triển, trở thành giải pháp tăng cường thu hồi dầu phổ biến nhất hiện nay.

Nền tảng chính trong quá trình bơm ép CO₂ là việc CO₂ trộn lẫn với dầu và mang lại hiệu quả thu hồi dầu cao nhất. Trong bằng sáng chế của Whorton và nnk đã chứng minh rằng khả năng thu hồi cao nhất trong vỉa đạt được khi CO₂ hòa tan hoàn toàn vào dầu trong vỉa tại một áp suất nhất định. Bên cạnh đó, các nhà nghiên cứu đã chứng minh được rằng, nếu khí bơm ép là CO₂ thì áp suất tối thiểu cần thiết để khí hòa trộn hoàn toàn vào trong dầu thường thấp hơn đáng kể so với các loại khí khác như khí tự nhiên, khí nitơ [2].

Phương pháp để xác định giá trị MMP của khí đối với dầu một cách chính xác nhất đó là thực hiện các thí nghiệm như Slimtube, Rising Bubble, hoặc Vanishing Interfacial Tension (VIT), dù có nhược điểm là mất rất nhiều thời gian và chi phí. Do đó, các nghiên cứu trên thế giới tập trung đề xuất các phương trình thực nghiệm để xác định giá trị MMP nhanh chóng và đơn giản. Bài báo đề xuất phương pháp sử dụng thuật toán di truyền để xây dựng phương trình thực nghiệm xác định MMP cho CO₂ và dầu thô có độ tin cậy cao.

2. Các mô hình thực nghiệm nhằm xác định giá trị MMP của CO₂ - dầu thô

Theo các tác giả Holm và Josendal (1974), Alston và nnk (1985), Johnson và Pollin (1981), giá trị MMP của CO₂-dầu thô là hàm phụ thuộc vào thành phần của dầu và nhiệt độ vỉa. Các công trình nghiên cứu chỉ ra nhiệt độ vỉa có ảnh hưởng đáng kể đến giá trị MMP của CO₂ - dầu thô [3 - 5]. Đối với thành phần dầu thô, Rathmell và nnk (1971) đã chỉ ra rằng thành phần nhẹ (C₁) sẽ làm tăng giá trị MMP và thành phần trung bình (từ C₂ - C₆) sẽ làm giảm giá trị MMP [6]. Bên cạnh đó, Metcalfe và Yarbrough (1974) đề xuất mô hình tổng quát xác định MMP, trong đó xem xét ảnh hưởng của cả 2 thành phần dầu nhẹ và trung bình cùng với nhiệt độ vỉa [7]. Alston và nnk (1985) cũng xây



Ngày nhận bài: 16/1/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 16/1 - 3/2/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 9/3/2021.

dựng một loạt các thí nghiệm Slimtube để chứng minh rằng giá trị MMP bị ảnh hưởng bởi sự hiện diện của C_1 và những thành phần nhẹ khác trong dầu (ví dụ khí nitơ). Các tác giả này chứng tỏ rằng sự hiện diện của các thành phần nhẹ sẽ làm tăng giá trị MMP và những thành phần trung bình trong dầu lại làm giảm giá trị này (như thành phần từ $C_2 - C_4$, H_2S , CO_2). Các tác giả cùng kết luận rằng thông số khối lượng phân tử của C_{5+} quan trọng hơn tỷ trọng API của dầu trong phương trình thực nghiệm xác định MMP [4].

Bảng 1 tóm tắt các phương trình thực nghiệm đã được công bố và các nhận xét nhược điểm ngắn gọn cho từng mô hình tương ứng. Trong Bảng 1, các phương trình thực nghiệm sử dụng các thông số vật lý của vỉa và hỗn hợp dầu khí để xác định giá trị MMP như nhiệt độ vỉa (T_R), khối lượng phân tử hydrocarbon C_{5+} (MWC_{5+}), đồng thời đề cập đến tỷ số giữa thành phần hydrocarbon dễ bay hơi với thành phần hydrocarbon trung bình (Volatiles/Intermediate), áp suất điểm bọt khí (P_b , bubble point pressure).

3. Áp dụng thuật toán di truyền để xây dựng phương trình thực nghiệm xác định giá trị MMP của CO_2 - dầu thô

Thuật toán di truyền (GA) được dựa trên thuyết tiến hóa muôn loài trong tự nhiên của Charles Darwin. Thuyết tiến hóa của Darwin đã chỉ ra rằng, khi môi trường tự nhiên thay đổi, các cá thể hoặc quần thể buộc phải thay đổi để có thể thích nghi và sinh tồn trong môi trường sống mới. Những quần thể hoặc cá thể có độ thích nghi cao sẽ

có khả năng sống sót tốt hơn so với quần thể hoặc cá thể có độ thích nghi thấp, quá trình này được gọi chung là chọn lọc tự nhiên.

GA sử dụng một số thuật ngữ được lấy từ di truyền học như cá thể, quần thể, nhiễm sắc thể, kiểu gen. Một cá thể trong GA sẽ biểu diễn một giải pháp của bài toán. Tuy nhiên, không giống với trong tự nhiên là một cá thể có nhiều nhiễm sắc thể mà để giới hạn trong GA, ta quan niệm một cá thể chỉ có một nhiễm sắc thể. Do đó, khái niệm cá thể và nhiễm sắc thể trong GA coi như là tương đương. Trong toán học, 1 nghiệm của phương trình chính là nhiễm sắc thể, 1 thành phần trong nghiệm chính là 1 gen, tập hợp nghiệm của phương trình chính là quần thể.

Cụ thể thuật toán di truyền được diễn giải thông qua các phép sau [12]:

- Phép chọn: Là quá trình loại bỏ các cá thể xấu trong quần thể chỉ giữ lại những cá thể tốt dựa trên độ thích nghi của mỗi cá thể. Độ thích nghi là một hàm gán một giá trị thực cho các cá thể trong quần thể. Thông thường, sẽ lấy 50% số cá thể tốt nhất, ngoài ra có thể sử dụng phương pháp chọn lọc dựa trên độ thích nghi hay còn gọi là bánh xe Roulette.

- Phép lai: Là quá trình hình thành nhiễm sắc thể mới trên cơ sở các nhiễm sắc thể bố - mẹ, bằng cách ghép một hay nhiều đoạn gen của 2 (hay nhiều) nhiễm sắc thể bố - mẹ với nhau với xác suất (khả năng) lai tạo P_c . Xác suất lai tạo sẽ quyết định khả năng nhiễm sắc thể bố mẹ có thể tạo ra nhiễm sắc thể mới hay không.

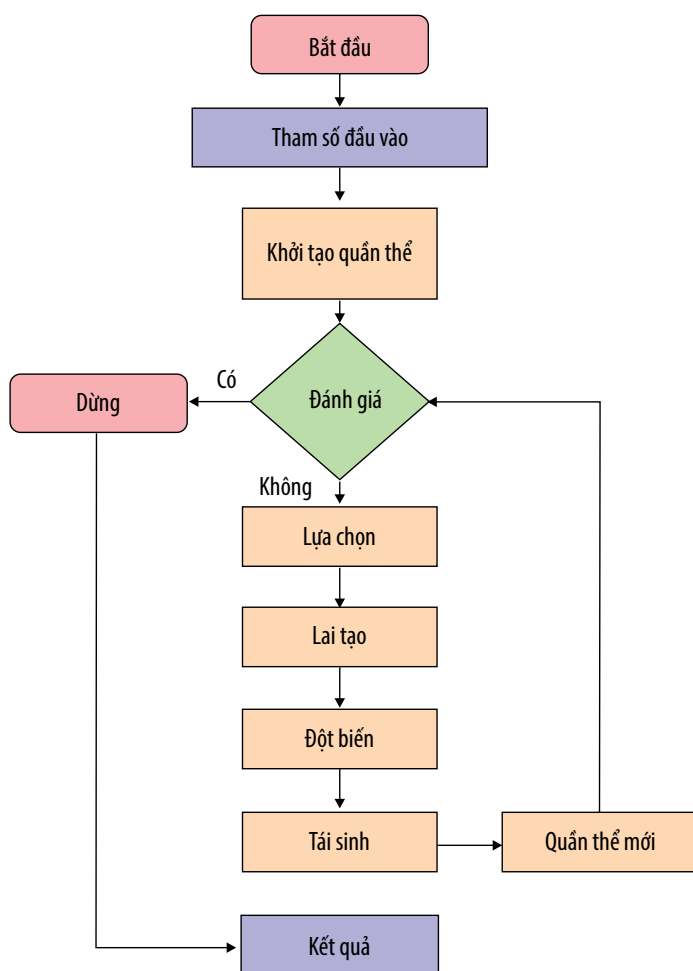
Bảng 1. Các mô hình thực nghiệm xác định giá trị MMP của CO_2 - dầu thô

Tác giả	Phương trình thực nghiệm	Ghi chú
Cronquist (1978) [8] Stalkup (1984) [9]	$MMP = 0,11027 \times (1,8T_R + 32)^Y$ Với: $Y = 0,744206 + 0,0011038 MWC_{5+} + 0,0015279 Vol$	Giới hạn: - Tỷ trọng API của dầu từ 23,7 - 44°. - T_R từ 21,67 - 120 °C. - Giá trị MMP từ 7,4 - 34,5 MPa.
Lee (1979) [10]	Mô hình được phát triển dựa vào giả thiết tương đồng giữa MMP với áp suất hơi của CO_2 khi $T_R <$ nhiệt độ tới hạn của CO_2 , ngược lại thì sử dụng mô hình khi $T_R \geq$ nhiệt độ tới hạn của CO_2 $MMP = 7,3924 \times 10^b$ Với: $b = 2,772 - \left(\frac{1519}{492 + 1,8T_R} \right)$	- Nếu $MMP < P_b$, lấy giá trị $MMP = P_b$.
Yellig và Metcalfe (1980) [11]	$MMP = 12,6472 + 0,015531 \times (1,8T_R + 32) + 1,24192 \times 10^{-4} \times (1,8T_R + 32)^2 - \frac{716,9427}{(1,8T_R + 32)}$	Nếu $MMP < P_b$, lấy giá trị $MMP = P_b$. Giới hạn: - Nhiệt độ vỉa từ 35 - 88,9 °C.
Alston và nnk. (1985) [4]	$MMP = 6,056 \times 10^{-6} \times (1,8T_R + 32)^{1,06} \times MWC_{5+}^{1,78} \times \left(\frac{Volatiles}{Interm.} \right)^{0,136}$ Nếu $P_b < 0,345$ MPa: $MMP = 6,056 \times 10^{-6} \times (1,8T_R + 32)^{1,06} \times MWC_{5+}^{1,78}$	Nếu $MMP < P_b$, lấy giá trị $MMP = P_b$.

- Đột biến: Là hiện tượng cá thể con mang một số tính trạng không có trong mã gen di truyền của bố - mẹ (thay đổi một gen hoặc nhiều gen trên nhiễm sắc thể). Phép đột biến xảy ra với xác suất P_m nhỏ hơn rất nhiều so với xác suất lai P_c . Tương tự như trên, xác suất đột biến sẽ quyết định xem nhiễm sắc thể đó có thể xảy ra đột biến hay không.

- Tái tạo quần thể mới: Tính toán độ thích nghi của từng nhiễm sắc thể trong quần thể hiện tại và lấy khoảng 50% số cá thể tốt nhất chuyển vào quần thể mới. Với số nhiễm sắc thể còn lại, sẽ ngẫu nhiên bắt đầu vòng lặp mới cho đến khi nghiệm hội tụ hoặc chạy hết số vòng lặp được thiết lập.

Giá trị MMP của CO_2 - dầu thô bị ảnh hưởng bởi các thông số nhiệt độ vỉa và thành phần dầu thô. Các thông số này đều được xem xét trong mô hình thuật toán GA. Sau khi xây dựng được phương trình từ thuật toán, nhóm tác giả so sánh sai số giữa giá trị MMP được xác định từ phương trình và giá trị MMP từ thí nghiệm so với sai số của các mô hình tương quan trong Bảng 1. Hình 1 biểu diễn lưu đồ của thuật toán GA.



Hình 1. Lưu đồ thuật toán di truyền.

3.1. Thông số đầu vào của thuật toán

Metcalf và Yarborough (1974) cho rằng bất kỳ mô hình thực nghiệm tổng quát nào xác định giá trị MMP của CO_2 - dầu thô cần phải xem xét ảnh hưởng của nhiệt độ vỉa cùng với thông số thành phần hydrocarbon nhẹ và trung bình [7]. Ngoài ra, Alston và nnk (1985) cũng cho rằng thông số khối lượng phân tử của thành phần C_{5+} cho kết quả tốt hơn thông số tỷ trọng API của dầu [4].

Do đó, phương trình thực nghiệm được xác định từ thuật toán GA của bài báo sẽ xem xét đến các thông số sau đây:

- Nhiệt độ vỉa (T_R);
- Khối lượng phân tử C_{5+} (MWC_{5+});
- Thành phần hydrocarbon nhẹ (C_1 và khí nitơ);
- Thành phần hydrocarbon trung bình ($C_2 - C_4$, khí H_2S và khí CO_2).

Bộ dữ liệu đầu vào của bài toán được tổng hợp trong Bảng 2 được trích dẫn từ các bài báo của Emera và Sarma (2005), Li và nnk (2012), Zhang và nnk (2015) [13 - 15]. Sau đó, nhóm tác giả sử dụng 50% dữ liệu trong Bảng 2 để làm thông số đầu vào cho thuật toán GA và sau khi chạy mô hình thuật toán sẽ áp dụng phương trình thực nghiệm được xác định từ GA cho toàn bộ cơ sở dữ liệu trong Bảng 2 và tính toán sai số trung bình và độ lệch tuyệt đối trung bình. Kết quả sẽ được so sánh với các phương trình thực nghiệm đã được trình bày trong Bảng 1.

Trong Bảng 2, số liệu có thứ tự từ 1 - 28 được trích dẫn từ bài báo của Emera và Sarma [13]; từ 29 - 39 được trích dẫn từ bài báo của Li và nnk [14]; từ 40 - 44 được trích dẫn từ bài báo của Zhang và nnk [15].

3.2. Các bước thực hiện thuật toán GA

Thuật toán di truyền được viết trên ngôn ngữ Python 3.8.6 với phần mềm Visual Studio Code. Chương trình tính toán sử dụng các giá trị thông số sau:

- Số vòng lặp: 1.000;
- Tỷ lệ lai tạo: 50%;
- Tỷ lệ đột biến: 20%;
- Điều kiện dừng: sai số trung bình giữa giá trị thực nghiệm và dự đoán nhỏ hơn 10%.

Bảng 2. Cơ sở dữ liệu giá trị MMP thực nghiệm đã được công bố [13 - 15].

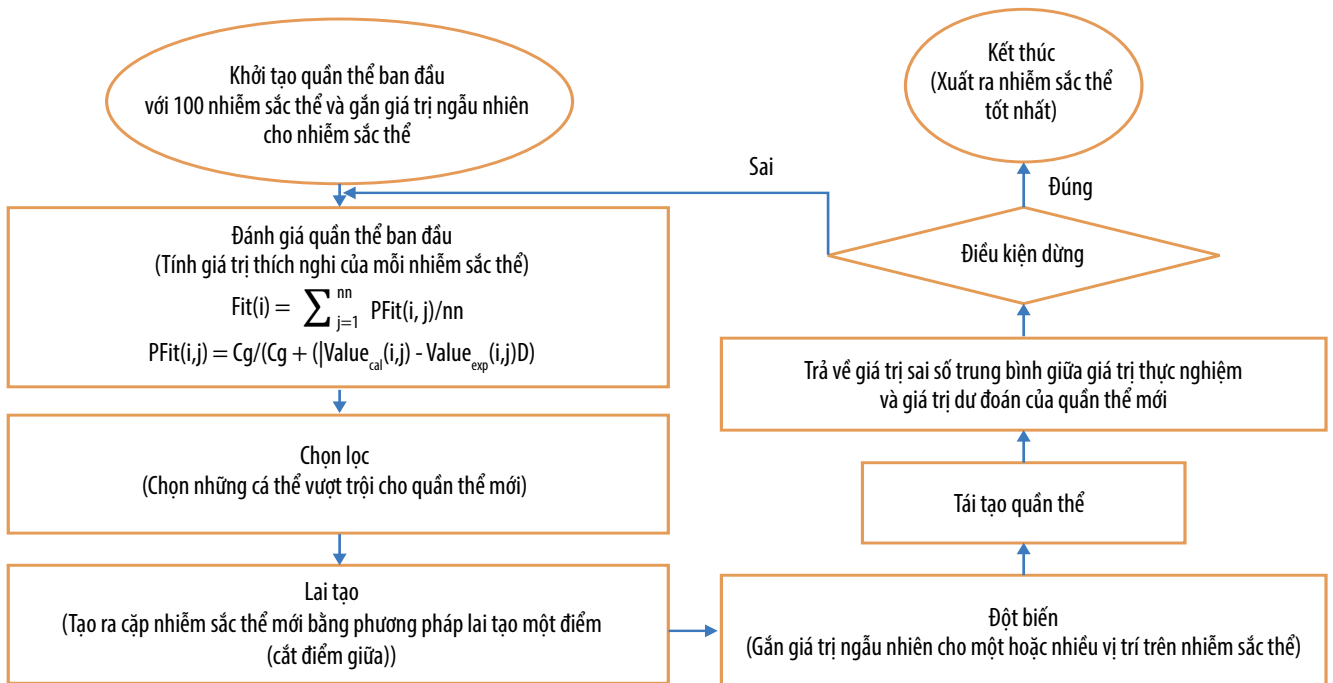
TT	Nhiệt độ vỉa, T _R (°C)	Khối lượng phân tử C ₅₊ , M _{w5+}	Thành phần nhẹ, volatiles (%)	Thành phần trung bình, intermediate (%)	Tỷ số vol/int	Khối lượng phân tử C ₇₊ , M _{w7+}	Giá trị MMP từ thí nghiệm (MPa)
1	54,4	185,83	5,4	38,4	0,1406	-	9,48
2	61,1	185,83	5,4	38,4	0,1406	-	10,35
3	54,4	185,83	5	7,5	0,6667	-	10,35
4	54,4	185,83	22,9	38,4	0,5964	-	10,35
5	57,8	202,61	0,5	1,2	0,4167	-	11,72
6	54,4	235,56	5,4	35,5	0,1521	-	12,76
7	67,8	203,81	31	22,9	1,3537	210	16,9
8	112,2	213,5	32,7	28,1	1,1637	222	24,15
9	99	190,7	40,14	2,95	13,6068	195	30,28
10	110	180,6	32,51	35,64	0,9122	185	20,21
11	71,1	221	41,27	6,99	5,9041	227	23,45
12	102,2	205	51,28	9,84	5,2114	210	28,17
13	80	240,7	53,36	8,6	6,2047	245	26,76
14	71,1	207,9	4,4	13,9	0,3165	227,94	15,52
15	54,4	171,2	29,48	31,82	0,9265	197,4	11
16	42,8	196,1	19,35	26,8	0,7220	221	10,62
17	118,3	171,1	34,2	28,6	1,1958	192	23,45
18	32,2	187,77	10,5	14,28	0,7353	206	6,9
19	40,6	187,77	10,5	14,28	0,7353	206	8,28
20	57,2	187,77	10,5	14,28	0,7353	206	11,86
21	49	187,25	34,34	22,82	1,5048	200	11,04
22	57,2	182,6	0	5,11	0,0000	197	13,1
23	87,8	182,6	0	5,11	0,0000	197	17,24
24	54,4	170,5	0	1,57	0,0000	178	12,07
25	42,8	204,1	17,07	20,95	0,8148	222	10,35
26	59	205	5,45	11,35	0,4802	220	12,8
27	34,4	212,56	16,78	10,76	1,5595	227	10
28	48,9	205,1	12,5	22,62	0,5526	227	10,59
29	137,22	136,17	24,68	39,37	0,6269	149,6	19,38
30	115,56	189	32,99	42,44	0,7773	216	25,3
31	82,22	263	6,74	20,59	0,3273	281	21,99
32	115,56	263	6,74	20,59	0,3273	281	25,54
33	118,33	172	34,94	27,53	1,2692	190	23,442
34	65,6	187,25	34,34	22,82	1,5048	200	13,45
35	43,33	218	7,31	26,67	0,2741	248	8,62
36	40,56	207	9,01	25,22	0,3573	229	8,27
37	54,44	168	29,73	29,43	1,0102	190	11,78
38	81,11	198	9,82	16,78	0,5852	220	15,96
39	90,56	232	40,08	18,76	2,1365	256,14	27,68
40	137,22	136,48	24,68	39,37	0,6269	149,69	18,379
41	100	138,53	13,53	26,76	0,5056	151,74	14,634
42	80	160,59	12,15	2,63	4,6198	170,08	16,062
43	89,7	211,21	13,77	11,79	1,1679	229,17	22,63
44	53	182,8	18,706	12,933	1,4464	205,74	13,09

Với mỗi vòng lặp chương trình sẽ thực hiện những bước sau:

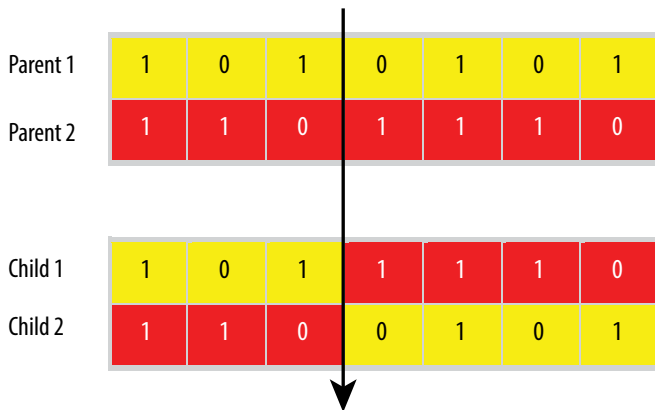
- Khởi tạo quần thể ban đầu: thuật toán sẽ bắt đầu quần thể với 100 nhiễm sắc thể và thuật toán sẽ gán giá trị ngẫu nhiên cho mỗi gen trong nhiễm sắc thể.
- Đánh giá độ thích nghi và chọn lọc: thuật toán sẽ tiến hành đánh giá độ thích nghi của mỗi nhiễm sắc thể

bằng cách gán giá trị thực của nhiễm sắc thể dựa vào hàm thích nghi như Hình 2, sau đó thuật toán sẽ tiến hành chọn 50 nhiễm sắc thể có độ thích nghi cao nhất trong quần thể hiện tại và loại bỏ những nhiễm sắc thể xấu.

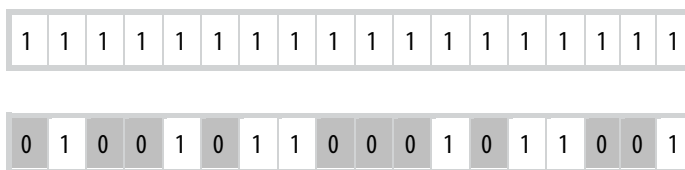
- Lai tạo là một bước quan trọng trong thuật toán GA. Mục đích của lai tạo là các nhiễm sắc thể mới sao cho vẫn giữ lại được những đặc tính của nhiễm sắc thể cha mẹ.



Hình 2. Lưu đồ thuật toán GA xác định giá trị MMP.



Hình 3. Quá trình lai tạo.



Hình 4. Quá trình đột biến.

Sau khi đánh giá độ thích nghi, thuật toán sẽ chọn lọc những nhiễm sắc thể tốt nhất tiến hành bắt cặp để lai tạo với tỷ lệ 50%, có nghĩa là 50% các cặp nhiễm sắc thể trong quần thể sẽ tiến hành bắt cặp và lai tạo. Phương pháp lai tạo trong bài báo sử dụng phương pháp lai tạo một điểm với điểm cắt ở giữa để tạo ra cặp nhiễm sắc thể mới (Hình 3).

- Đột biến là cơ chế được sử dụng nhằm giúp bài toán thoát khỏi các cực trị địa phương và khám phá vùng tìm kiếm

mới. Trong bài báo, tỷ lệ đột biến được chọn là 20%, nghĩa là sẽ có 20% các nhiễm sắc thể trong quần thể sẽ bị đột biến. Phương pháp đột biến được sử dụng sẽ là đột biến một điểm (một gen trong nhiễm sắc thể), ta sẽ thay đổi giá trị điểm xảy ra hiện tượng đột biến tại vị trí bất kỳ trong nhiễm sắc thể. Hình 4 miêu tả quá trình đột biến nhiều điểm trên một nhiễm sắc thể biểu diễn dưới dạng nhị phân.

- Tái tạo quần thể: Cuối cùng chương trình sẽ có 50 nhiễm sắc thể mới sau các bước chọn lọc, lai tạo và đột biến. Để bù số nhiễm sắc thể còn thiếu, thông thường các thuật toán sẽ tạo lại ngẫu nhiên. Để tránh trường hợp trong quần thể ban đầu tồn tại nhiễm sắc thể có thể tạo ra được nhiễm sắc thể vượt trội nhất, thuật toán của bài báo sẽ lấy 50 nhiễm sắc thể tại quá trình chọn lọc bù vào số nhiễm sắc thể còn thiếu.

- Điều kiện dừng: Sau khi tái tạo quần thể mới, chương trình sẽ tiến hành đánh giá sai số trung bình giữa giá trị được dự đoán của mỗi nhiễm sắc thể với giá trị thực nghiệm trong Bảng 2. Nếu sai số trung bình của nhiễm sắc thể dưới 10%, chương trình sẽ xuất ra kết quả và sẽ chạy cho đến khi kết thúc số lần lặp để tìm ra kết quả tốt nhất.

4. Kết quả chạy thuật toán GA

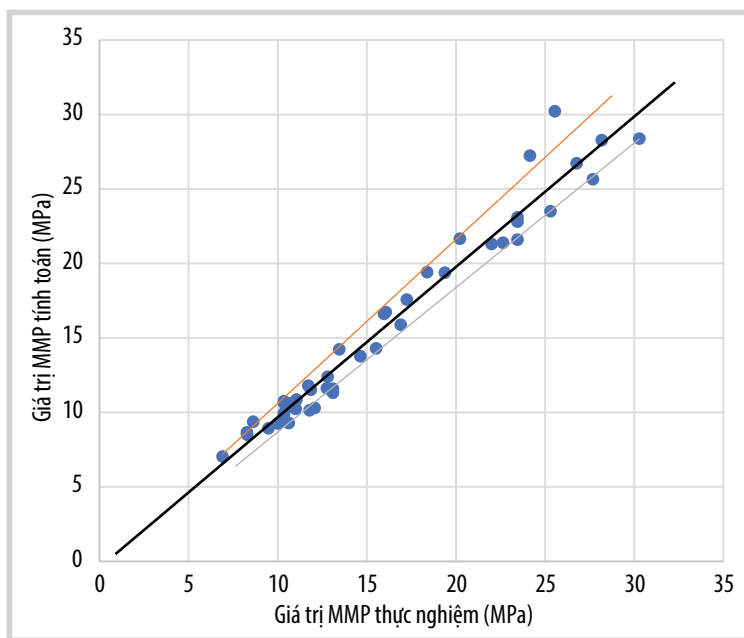
Thuật toán GA từ nghiên cứu cho thấy mô hình hàm mũ cho kết quả tốt nhất trong việc xác định giá trị MMP của CO₂ - dầu thô. Phương trình thực nghiệm xác định MMP cho CO₂ - dầu thô được rút ra từ thuật toán như sau:

- Trường hợp tổng quát:

$$MMP = 1,131427 \times 10^{-4} \times (1,8T_R + 32)^{1,215644} \times (MW_{C5+})^{1,070527} \times \left(\frac{Volatiles}{Interm.} \right)^{0,118693} \quad (1)$$

Bảng 3. Bảng so sánh kết quả và sai số giữa mô hình GA với các mô hình xác định giá trị MMP thông dụng.

Mô hình	GA		Alston và nnk (1985)		Cronquist (1978)		Lee (1979)		Yellig và Metcalfe (1980)	
Giá trị thực nghiệm MMP (MPa)	Giá trị MMP tính toán (MPa)	Error %	Giá trị MMP tính toán (Mpa)	Error %	Giá trị MMP tính toán (Mpa)	Error %	Giá trị MMP tính toán (Mpa)	Error %	Giá trị MMP tính toán (MPa)	Error %
9,48	8,94	5,74	8,83	6,88	-	-	11,64	22,76	11,26	18,76
10,35	9,95	3,83	9,70	6,29	-	-	13,11	26,62	12,32	19,04
10,35	10,75	3,85	10,91	5,39	-	-	11,64	12,44	11,26	8,78
10,35	10,61	2,49	10,74	3,81	-	-	11,64	12,44	11,26	8,78
11,72	11,79	0,62	12,53	6,93	-	-	12,37	5,53	11,80	0,71
12,76	11,63	8,89	13,61	6,65	-	-	11,64	8,80	11,26	11,77
16,9	15,87	6,07	16,96	0,35	19,11	13,06	14,69	13,08	13,35	21,03
24,15	27,24	12,78	28,10	16,37	31,95	32,31	28,31	17,21	20,02	17,09
30,28	28,37	6,31	28,67	5,32	25,90	14,46	23,68	21,81	18,00	40,56
20,21	21,67	7,21	19,82	1,92	25,10	24,19	27,50	36,07	19,68	2,62
23,45	21,59	7,93	24,91	6,23	23,66	0,89	15,51	33,84	13,84	40,97
28,17	28,27	0,35	29,45	4,54	31,89	13,22	24,75	12,13	18,48	34,39
26,76	26,72	0,14	32,30	20,72	31,91	19,24	17,88	33,18	15,17	43,33
15,52	14,29	7,93	15,01	3,30	17,87	15,13	15,51	0,04	13,84	10,82
11	10,24	6,93	9,86	10,38	14,83	34,84	11,64	5,80	11,26	2,35
10,62	9,29	12,53	10,08	5,10	13,07	23,03	9,36	11,84	9,26	12,80
23,45	22,80	2,79	19,97	14,85	28,29	20,62	30,62	30,57	20,98	10,52
6,9	7,03	1,94	7,63	10,54	9,38	35,98	7,56	9,63	7,10	2,93
8,28	8,50	2,61	8,99	8,61	10,94	32,11	8,97	8,30	8,85	6,84
11,86	11,52	2,90	11,72	1,14	14,01	18,09	12,24	3,18	11,71	1,28
11,04	10,86	1,64	11,37	3,03	14,41	30,51	10,54	4,55	10,36	6,16
13,1	11,59	11,50	11,63	11,20	12,33	5,87	12,24	6,59	11,71	10,63
17,24	17,57	1,94	16,72	3,02	17,14	0,60	20,14	16,81	16,32	5,33
12,07	10,29	14,78	9,89	18,07	10,73	11,07	11,64	3,58	11,26	6,72
10,35	9,84	4,97	11,00	6,29	12,92	24,84	9,36	9,54	9,26	10,53
12,8	12,38	3,29	13,27	3,64	14,90	16,37	12,63	1,31	11,99	6,31
10	9,25	7,46	11,03	10,27	11,36	13,62	7,92	20,84	7,59	24,11
10,59	10,61	0,19	11,65	10,04	14,14	33,55	10,52	0,69	10,34	2,33
19,38	19,37	0,05	16,20	16,41	22,83	17,81	38,49	98,58	24,08	24,28
25,3	23,51	7,09	22,00	13,04	31,72	25,37	29,57	16,87	20,55	18,78
21,99	21,30	3,16	25,96	18,06	27,77	26,28	18,51	15,84	15,49	29,54
25,54	30,21	18,30	35,22	37,90	37,72	47,71	29,57	15,77	20,55	19,54
23,442	23,09	1,49	20,32	13,30	28,12	19,97	30,63	30,67	20,99	10,47
13,45	14,22	5,75	14,39	7,01	18,06	34,28	14,16	5,25	13,01	3,26
8,62	9,37	8,73	10,77	24,89	13,91	61,35	9,46	9,73	9,36	8,56
8,27	8,65	4,58	9,69	17,17	12,17	47,19	8,96	8,35	8,84	6,88
11,78	10,14	13,90	9,65	18,07	14,29	21,30	11,65	1,14	11,26	4,37
15,96	16,61	4,07	16,75	4,96	19,84	24,29	18,19	13,99	15,33	3,95
27,68	25,64	7,36	29,18	5,41	34,23	23,67	20,98	24,22	16,73	39,55
18,379	19,42	5,64	14,04	23,61	22,84	24,30	38,49	109,40	24,08	31,04
14,634	13,77	5,88	10,47	28,48	16,27	11,20	24,01	64,06	18,15	24,02
16,062	16,73	4,17	15,10	5,99	15,03	6,45	17,88	11,33	15,17	5,58
22,63	21,38	5,53	22,55	0,35	23,48	3,75	20,71	8,47	16,60	26,63
13,09	11,31	13,63	11,53	11,93	14,04	7,26	11,35	13,33	11,03	15,74
Sai số TB		5,89		10,40		21,99		19,00		14,99
Độ lệch chuẩn		6,61		7,23		7,72		8,20		4,41



Hình 5. Mô hình GA cho giá trị MMP tính toán chính xác nằm trong khoảng 90%.

- Nếu dầu không chứa thành phần hydrocarbon nhẹ:

$$MMP = 1,131427 \times 10^{-4} \times (1,8T_R + 32)^{1,215644} \times (MW_{C_{5+}})^{1,070527} \quad (2)$$

Trong đó:

MMP: Giá trị áp suất hòa trộn tối thiểu của CO₂ - dầu thô (MPa);

TR: Nhiệt độ vỉa chứa chất lưu đang xét (°C);

MW_{C₅₊}: Khối lượng phân tử C₅₊ của chất lưu vỉa đang xét (g/mol);

Volatiles: Tỷ lệ hydrocarbon nhẹ (%);

Interm.: Tỷ lệ hydrocarbon trung bình (%);

Bảng 3 thể hiện giá trị MMP được xác định từ phương trình (1) hoặc (2) và các mô hình tương quan trong Bảng 1. Bảng 3 cũng cho thấy kết quả sai số trung bình và độ lệch chuẩn giữa các mô hình với nhau.

Kết quả từ Bảng 3 cho thấy mô hình xác định giá trị MMP của CO₂ - dầu thô có độ tin cậy cao, có thể sử dụng thay cho phương pháp thí nghiệm truyền thống tốn kém về chi phí và thời gian.

5. Kết luận

Nghiên cứu đã tổng hợp cơ sở dữ liệu giá trị MMP thực nghiệm của CO₂ - dầu thô, sau đó áp dụng thuật toán di truyền cho 50% cơ sở dữ liệu ban đầu; 50% còn lại để kiểm tra độ tin cậy sau khi xác định được phương trình thực nghiệm. Bài báo áp dụng thuật toán di truyền với tỷ lệ lai tạo là 50%, tỷ lệ đột biến khi lai tạo là 20%.

Kết quả so sánh với các mô hình đã được công bố cho thấy hiệu quả của phương trình xác định MMP được xây dựng dựa trên thuật toán GA: giá trị sai số trung bình khi xác định MMP từ phương trình của nghiên cứu so với giá trị MMP thực nghiệm cho

toàn bộ dữ liệu ban đầu là 5,89%, độ lệch chuẩn là 6,61%.

Như vậy, có thể xem xét sử dụng phương trình thực nghiệm để xác định giá trị MMP trong phương án bơm ép khí CO₂ tăng cường thu hồi dầu thay cho phương pháp thí nghiệm, vốn mất nhiều thời gian và chi phí.

Lời cảm ơn

Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn Trường Đại học Bách Khoa - Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh và Đại học Dầu khí Việt Nam đã hỗ trợ chúng tôi trong quá trình thực hiện nghiên cứu này.

Tài liệu tham khảo

- [1] Leonidas P. Whorton, Eugene R. Brownscombe, Alvin B. Dyes, "Method for producing oil by means of carbon dioxide", Patent US2623596A, 30/12/1952.
- [2] F.I. Stalkup, "Carbon dioxide miscible flooding: Past, present, and outlook for the future", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 30, No. 8, pp. 1102 - 1112, 1978. DOI: 10.2118/7042-PA.
- [3] L.W Holm and V.A. Josendal, "Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 26, No. 12, pp. 1427 - 1436, 1974. DOI: 10.2118/4736-PA.
- [4] R.B. Alston, G.P. Kokolis, and C.F. James, "CO₂ minimum miscibility pressure: A correlation for impure CO₂ streams and live oil systems", *Society of Petroleum Engineers Journal*, Vol. 25, No. 2, pp. 268 - 274, 1985. DOI: 10.2118/11959-PA.
- [5] James P. Johnson and James S. Pollin, "Measurement and correlation of CO₂ miscibility pressures", *SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 1981*. DOI: 10.2118/9790-MS.
- [6] J.J. Rathmell, F.I. Stalkup, and R.C. Hassinger, "A laboratory investigation of miscible displacement by carbon dioxide", *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, New Orleans, Louisiana, October 1971*. DOI: 10.2118/3483-MS.
- [7] R.S. Metcalf and L. Yarborough,

"Discussion", *Journal of Petroleum Technology*, pp. 1436 - 1437, 1974.

[8] C. Cronquist, "Carbon dioxide dynamic displacement with light reservoir oils", *U.S DOE Annual Symposium*, Tulsa, 1978.

[9] Jr.F. Stalkup, "Miscible displacement", *SPE Monograph Series*, 1984.

[10] J. Lee, "Effectiveness of carbon dioxide displacement under miscible and immiscible conditions", Petroleum Recovery Institute, 1979.

[11] W.F. Yellig and R.S. Metcalfe, "Determination and prediction of CO₂ minimum miscibility pressures", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 32, No. 1, pp. 160 - 168, 1980. DOI: 10.2118/7477-PA.

[12] David A. Coley, *An introduction to genetic algorithms for scientists and engineers*. World Scientific, 1999. DOI: 10.1142/3904.

[13] M.K. Emera and H.K. Sarma, "Use of genetic algorithm to estimate CO₂ - oil minimum miscibility pressure - A key parameter in design of CO₂ miscible flood", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 46, No. 1-2, pp. 37 - 52, 2005.

[14] Huazhou Li, Jishun Qin, and Daoyong Yang, "An improved CO₂-oil minimum miscibility pressure correlation for live and dead crude oils", *Industrial & Engineering Chemistry Research*, Vol. 51, No. 8, pp. 3516 - 3523, 2012. DOI: 10.1021/ie202339g.

[15] Hao Zhang, Dali Hou, and Kai Li, "An improved CO₂-crude oil minimum miscibility pressure correlation", *Journal of Chemistry*, 2015.

USING GENETIC ALGORITHM FOR EXPERIMENTAL CORRELATION IN DETERMINING MINIMUM MISCIBILITY PRESSURE FOR CO₂ INJECTION

Nguyen Viet Khoi Nguyen^{1,2,3}, Do Quang Khanh^{1,3}, Hoang Van Hieu², Pham Huu Tai²

¹Ho Chi Minh City University of Technology (HCMUT)

²Petrovietnam University

³Vietnam National University Ho Chi Minh City

Email: nguyennvk@pvu.edu.vn

Summary

The paper presents the method of using the genetic algorithm (GA) to build the empirical equation for determining the minimum miscibility pressure (MMP) during CO₂ injection into oil reservoirs. Compared with conventional experimental models such as Slimtube, Rising Bubble, or Vanishing Interfacial Tension (VIT), the GA method makes it easier to determine MMP, has high reliability as well as saves time and costs.

Key words: Genetic algorithm (GA), minimum miscibility pressure (MMP), CO₂ injection, enhanced oil recovery (EOR).

GIẢI PHÁP THU HỒI KHÍ PERMEATE TỪ NHÀ MÁY XỬ LÝ KHÍ CÀ MAU ĐỂ LÀM NHIÊN LIỆU CHO NỒI HƠI PHỤ TRỢ VÀ Lò ĐỐT REFORMING SƠ CẤP TẠI NHÀ MÁY ĐẠM CÀ MAU

Nguyễn Văn Bình, Phạm Tuấn Anh, Nguyễn Trường Giang, Nguyễn Duy Hải

Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau

Email: binhnv@pvcfc.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.03-04>

Tóm tắt

Khí permeate chủ yếu chứa CO_2 (54%) và CH_4 (43,6%), có nhiệt trị cao khoảng 16.625 KJ/Nm^3 (bằng khoảng 47% nhiệt trị của khí tự nhiên mà Nhà máy Đạm Cà Mau đang sử dụng). Tại Nhà máy xử lý khí Cà Mau, khoảng 36% lượng khí permeate được tận dụng để đốt tại các thiết bị gia nhiệt (heater), còn lại (khoảng $70.000 \text{ Sm}^3/\text{ngày}$) phải đốt tại đuốc, gây lãng phí lớn về mặt năng lượng.

Bài báo đánh giá khả năng sử dụng khí permeate để làm nhiên liệu cho nồi hơi phụ trợ và lò đốt reforming sơ cấp tại Nhà máy Đạm Cà Mau; đề xuất các giải pháp khả thi về kỹ thuật và hiệu quả về kinh tế để thu hồi toàn bộ lượng khí permeate đang được đốt bỏ tại đuốc của Nhà máy xử lý khí Cà Mau.

Từ khóa: Khí permeate, nồi hơi phụ trợ, lò đốt reforming, Nhà máy Đạm Cà Mau, Nhà máy xử lý khí Cà Mau.

1. Giới thiệu

Nhà máy Đạm Cà Mau, công suất thiết kế là 800.000 tấn urea hạt đục/năm, được đưa vào vận hành thương mại từ tháng 4/2012. Nguồn khí tự nhiên cung cấp làm nguyên liệu và nhiên liệu cho Nhà máy Đạm Cà Mau được lấy từ mỏ PM3-CAA. Theo cấu hình thiết kế, 65% tổng lượng khí tự nhiên tiêu thụ tại Nhà máy Đạm Cà Mau sẽ được sử dụng làm nguyên liệu để sản xuất NH_3 , còn lại (35%) sẽ được sử dụng làm nhiên liệu cấp nhiệt cho lò reforming sơ cấp và nồi hơi phụ trợ.

Nhà máy xử lý khí Cà Mau, công suất xử lý 6,2 triệu m^3 khí/ngày từ nguồn khí PM3-CAA, được đưa vào vận hành thương mại từ tháng 10/2017. Theo thiết kế, trong quá trình hoạt động ổn định, Nhà máy xử lý khí Cà Mau phát sinh lượng khí permeate (side product - sản phẩm phụ) khoảng $110.000 \text{ Sm}^3/\text{ngày}$. Trong đó, khoảng 36% lượng khí này được tận dụng để đốt tại các thiết bị gia nhiệt (heater), còn lại (khoảng $70.000 \text{ Sm}^3/\text{ngày}$) phải đốt tại đuốc. Khí permeate là sản phẩm chứa phần lớn CO_2 (54,0%) và CH_4 (43,6%), có nhiệt trị cao khoảng 16.625 KJ/

Nm^3 (bằng khoảng 47% nhiệt trị của khí tự nhiên mà Nhà máy Đạm Cà Mau đang sử dụng).

Trên thế giới chưa công bố nghiên cứu về việc sử dụng dòng khí giàu CO_2 hoặc khí permeate từ nhà máy xử lý khí để làm nguyên/nhiên liệu bổ sung cho nhà máy sản xuất urea. Tuy nhiên, có một số nhà máy lọc dầu đã nghiên cứu thu hồi các cấu tử có trong khí đốt tại đuốc. Một số trường hợp đã nghiên cứu thu hồi khí đốt tại đuốc ở các nhà máy lọc dầu như sau:

- Nhà máy Lọc dầu Tabriz (Iran) [1]:

Ở điều kiện hoạt động ổn định, Nhà máy Lọc dầu Tabriz đốt bỏ lượng khí với thành phần và tính chất như sau: 43% H_2 , 10% C_1 , 30% C_2 , 2% C_3 , 10% C_{4+} , 5% H_2S ; nhiệt độ 80°C ; áp suất 1 barg; khối lượng 19,9 g/mol; lưu lượng 630 kg/giờ.

Sau quá trình nghiên cứu, Nhà máy Lọc dầu Tabriz đã lắp đặt hệ thống thu hồi khí đốt bỏ tại đuốc làm nguyên liệu để sinh hơi như sau: Sử dụng máy nén để nâng áp suất khí trước khi đưa vào cụm amine để tách H_2S ; dòng khí sạch H_2S đầu ra cụm amine sẽ được thu gom để làm nhiên liệu sản xuất hơi.

- Nhà máy Lọc dầu Shahid Hashemi-Nejad (Khangiran) (Iran) [1]:



Ngày nhận bài: 8/5/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 8/5 - 16/10/2020.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 9/3/2021.

Bảng 1. Lưu lượng và tính chất khí được đốt bỏ tại đuốc của Nhà máy Lọc dầu Shahid Hashemi-Nejad (Khangiran)

	Nhỏ nhất	Trung bình	Lớn nhất
Áp suất (Psig)	2	6	10
Nhiệt độ (°C)	-29	30	75
Lưu lượng (Nm ³ /giờ)	2.500	25.000	100.000
Thành phần (%)			
CH ₄	47,07	47,07	47,07
C ₂ H ₆	0,16	0,16	0,16
C ₃ H ₈	0,0058	0,0058	0,0058
C ₄ H ₁₀	0,0019	0,0019	0,0019
CO ₂	40,85	40,85	40,85
H ₂ S	8,06	8,06	8,06
N ₂	0,94	0,94	0,94
H ₂ O	2,91	2,91	2,91

Ở điều kiện hoạt động ổn định, Nhà máy Lọc dầu Shahid Hashemi-Nejad đốt bỏ lượng khí với lưu lượng và tính chất như Bảng 1.

Sau quá trình nghiên cứu, Nhà máy Lọc dầu Shahid Hashemi-Nejad (Khangiran) đã đề xuất lắp đặt hệ thống tương tự như Nhà máy Lọc dầu Tabriz để thu hồi khí đốt bỏ tại đuốc.

Việc đốt bỏ lượng lớn khí permeate tại Nhà máy xử lý khí Cà Mau gây lãng phí lớn về năng lượng cũng như làm tăng phát thải khí nhà kính (CO₂) ra môi trường. Do đó, việc nghiên cứu để thu hồi toàn bộ lượng khí permeate là cấp bách, giúp tối ưu về điều kiện hoạt động của Nhà máy xử lý khí Cà Mau cũng như Cụm Khí - Điện - Đạm Cà Mau.

2. Phương pháp và đối tượng nghiên cứu

2.1. Phương pháp nghiên cứu

Nhóm tác giả dựa vào hệ thống dữ liệu thực tế để xây dựng và hiệu chỉnh mô hình lý thuyết; dựa vào mô hình lý thuyết để xác định các kịch bản trong tương lai khi thực hiện thay đổi các biến; đánh giá và lựa chọn giải pháp tối ưu. Nội dung triển khai cụ thể như sau:

- Xác định thông số độ giảm áp trên đường ống từ Nhà máy xử lý khí Cà Mau qua Nhà máy Đạm Cà Mau bằng các phương pháp tính toán theo tiêu chuẩn ASME B31.3;
- Đánh giá các giải pháp có thể thu hồi khí permeate (bằng máy nén hoặc bằng ejector);
- Tính toán khả năng sử dụng ejector bằng phương pháp khoa học trên mô hình HYSIS [2];
- Đánh giá khả năng sử dụng khí permeate để làm nhiên liệu cho nồi hơi phụ trợ và lò đốt reforming sơ cấp tại Nhà máy Đạm Cà Mau;
- Tính toán việc phối trộn và liên hệ các nhà cung

cấp thiết bị để đánh giá khả năng làm việc của hệ thống đốt trong điều kiện mới (đánh giá của John Zink cho hệ thống đầu đốt của lò reformer, đánh giá của SAACKE cho hệ thống đầu đốt của nồi hơi phụ trợ);

- Đề xuất các giải pháp khả thi về kỹ thuật và hiệu quả về kinh tế để thu hồi toàn bộ lượng khí permeate (khí thấp áp) đang được đốt bỏ tại đuốc của Nhà máy xử lý khí Cà Mau.

Quá trình nghiên cứu được thực hiện qua 2 bước:

- Bước 1:
 - + Đánh giá và xác định áp suất khí tại cuối nguồn đoạn ống cấp khí permeate từ Nhà máy xử lý khí Cà Mau qua Nhà máy Đạm Cà Mau;
 - + Đề xuất giải pháp sơ bộ và xác định thành phần khí sau khi phối trộn giữa khí tự nhiên (khí cao áp) và khí permeate ở các tỷ lệ phối trộn khác nhau;
 - + Đề xuất cấu hình ejector (có tham khảo ý kiến của các nhà cung cấp thiết bị);
 - + Đánh giá khả năng đáp ứng của hệ thống đầu đốt (burner) với hỗn hợp khí ở các tỷ lệ phối trộn khác nhau giữa khí tự nhiên và khí permeate dựa vào tài liệu thiết kế của các nhà cung cấp thiết bị;
 - + Đánh giá khả năng đáp ứng của toàn bộ thiết bị với hỗn hợp khí ở các tỷ lệ phối trộn khác nhau giữa khí tự nhiên và khí permeate dựa vào mô hình giả lập (mô phỏng bằng phần mềm HYSYS) [2];
 - + Xác định và lựa chọn tỷ lệ phối trộn giữa khí tự nhiên và khí permeate.
- Bước 2:
 - + Đánh giá các giải pháp/phương án (kịch bản) thu hồi lượng khí permeate với tỷ lệ phối trộn giữa khí tự nhiên và khí permeate đã được xác định ở Bước 1;
 - + Xác định và lựa chọn phương án tối ưu về kỹ thuật và kinh tế.

2.2. Đối tượng nghiên cứu

2.2.1. Khí permeate

Khí permeate là sản phẩm phụ được sinh ra sau màng lọc rây phân tử trong quá trình hoạt động của Nhà máy xử lý khí Cà Mau. Theo thiết kế của Nhà máy xử lý khí Cà Mau, để đảm bảo nhiệt trị của khí cấp cho các hộ tiêu thụ, khí tự nhiên sau khi tách các thành phần nặng sẽ được đưa đến màng lọc rây phân tử để tách một phần CO₂. Sau màng lọc rây phân tử, khí tự nhiên sẽ được chia thành 2 dòng:

- Dòng khí không đi qua màng lọc rây phân tử (membrane residue) là dòng khí sẽ phối trộn với dòng sản phẩm lỏng, chủ yếu là C_2 , (condensate) để thành khí thương mại cấp cho các hộ tiêu thụ (nhà máy đạm và nhà máy điện);

- Dòng khí đi qua màng lọc rây phân tử là dòng khí permeate mà Nhà máy Đạm Cà Mau dự định sẽ thu hồi. Thành phần khí permeate được thể hiện như Bảng 2.

Bảng 2 cho thấy khí permeate chứa các cấu tử có thể đốt cháy để sinh nhiệt là methane (43,57%) và ethane (1,74%).

2.2.2. Khí tự nhiên

Nhà máy Đạm Cà Mau được thiết kế để hoạt động với nguồn khí tự nhiên được khai thác từ mỏ PM3-CAA tại vùng biển chồng lấn giữa Malaysia và Việt Nam. Đặc điểm khí tự nhiên mà Nhà máy Đạm Cà Mau sử dụng được thể hiện như Bảng 3 [4].

Bảng 2. Thành phần khí sau các công đoạn tại Nhà máy xử lý khí Cà Mau

	Khí đi qua màng lọc rây phân tử [3]
Nhiệt độ (°C)	42,9
Áp suất (barg)	1,7
Thành phần (%)	
Carbon dioxide	54,02
Nitrogen	0,67
Methane	43,57
Ethane	1,74
Nhiệt trị thấp (kJ/Nm ³)	15.113

Bảng 3. Thành phần khí tự nhiên cấp cho Nhà máy Đạm Cà Mau

Thông số	Thiết kế	Thực tế
Nhiệt độ (°C)	30	41,2
Áp suất (barg)	40	40
Thành phần (%)		
Carbon dioxide	8	7,24
Nitrogen	1,42	1,14
Methane	77,66	83,34
Ethane	7,38	7,96
Propane	3,53	0,03
i-Butane	0,79	0,00
n-Butane	0,72	0,01
i-Pentane	0,23	0,16
n-Pentane	0,12	0,12
n-Hexane	0,15	0,01
Nhiệt trị thấp (LHV), kJ/Nm ³	38.265	35.123

Thành phần, áp suất và nhiệt độ khí cấp cho Nhà máy Đạm Cà Mau tương đối ổn định qua các năm.

2.2.3. Hệ thống cấp khí nhiên liệu cho lò reformer và nồi hơi phụ trợ tại Nhà máy Đạm Cà Mau

Nhiên liệu chính sử dụng tại lò reformer và nồi hơi phụ trợ là khí tự nhiên. Mô hình cấp nhiên liệu cho các thiết bị này như sau: Khí tự nhiên được cấp từ nhà máy xử lý khí với áp suất khoảng 39 barg; sau quá trình tách bụi và tách lỏng, khí tự nhiên được giảm áp về 4,5 barg đến 5 barg để làm nhiên liệu cung cấp cho các hộ tiêu thụ.

2.2.4. Lò đốt reformer

Lò đốt reformer là lò cấp nhiệt cho phản ứng reforming hơi nước thông qua việc đốt cháy khí tự nhiên tại 360 đầu đốt được bố trí đều tại 4 tường lò. Lò đốt gồm 2 khu vực: Khu vực bức xạ nhiệt (radiant section) và khu vực thu hồi nhiệt thừa (convection section).

Lò đốt reformer trong dây chuyền sản xuất NH₃ của Nhà máy Đạm Cà Mau được xây dựng và lắp đặt theo công nghệ của Haldor Topsoe AS. Thiết bị reforming sơ cấp gồm 2 phần:

- Phần buồng đốt (buồng bức xạ, đây là phần chính) là khu vực cấp nhiệt cho phản ứng reforming hơi nước. Việc cấp nhiệt cho phản ứng được thực hiện thông qua ống xúc tác, bao gồm:

+ 2 buồng đốt A-B, C-D và 360 đầu đốt lắp đặt trên tường của các buồng đốt (2 tường/buồng, 6 hàng/tường, 15 đầu đốt/hàng) cấp nhiệt cho 150 ống xúc tác (75 ống/buồng).

+ 60 cửa quan sát (peepholes) được bố trí trên các tường (giữa hàng đầu đốt thứ nhất và thứ 2) để nhân viên vận hành theo dõi hoạt động của các ống xúc tác và các đầu đốt.

+ Loại gạch cách nhiệt chính sử dụng tại các tường tại buồng đốt như sau:

Tường bên (sidewall): Gạch chịu nhiệt (insulating fire-brick); sợi gốm cách nhiệt (ceramic fiber modules);

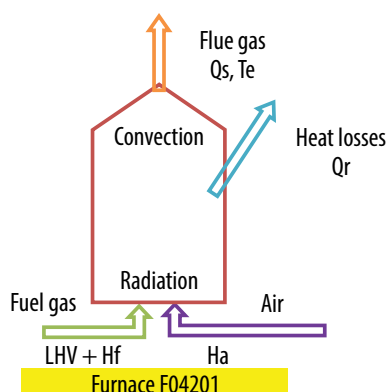
Tường cuối (endwall): Sợi gốm cách nhiệt (ceramic fiber modules);



Hình 1. Mô hình cấp khí nhiên liệu cho lò reformer và nồi hơi phụ trợ của Nhà máy Đạm Cà Mau theo thiết kế

Bảng 4. Các loại nhiên liệu sử dụng tại lò reformer

TT	Nhiên liệu	Khối lượng mol (g/mol)	Nhiệt trị (kJ/Nm ³)
1	Khí tự nhiên	20,96	38.265
2	Khí thu hồi từ công đoạn thu hồi hydro (off gas)	19,94	9.414
3	Khí thu hồi từ công đoạn tách CO ₂ (flash gas)	31,16	2.921



Ký hiệu	Mô tả	Đơn vị
T _e	Nhiệt độ khói lò	°C
T _f	Nhiệt độ khí nhiên liệu	°C
T _t	Nhiệt độ không khí	°C
T _d	Nhiệt độ tiêu chuẩn (15,6 °C)	°C
LHV	Nhiệt trị của khí nhiên liệu	Gj
H _a	Năng lượng trong không khí theo nhiệt độ	Gj
H _f	Năng lượng trong khí nhiên liệu theo nhiệt độ	Gj
Q _s	Năng lượng mất mát qua ống khói	Gj
Q _r	Năng lượng thất thoát qua bức xạ giả thuyết	Gj

Hình 2. Mô hình lò reformer với các nguồn năng lượng vào và ra

Bảng 5. Nhiên liệu sử dụng tại nồi hơi phụ trợ theo thiết kế

TT	Nhiên liệu	Khối lượng mol (g/mol)	Nhiệt trị (kJ/Nm ³)
1	Khí tự nhiên	20,96	38.265

Phần sàn (floor): Gạch chịu nhiệt (insulating firebrick);

Phần nóc (roof): Sợi gốm cách nhiệt (ceramic fiber modules).

- Phần thu hồi nhiệt thừa (convection section) là khu vực được thiết kế để tận dụng nguồn khí nhiệt độ (sau khu vực bức xạ nhiệt) để gia nhiệt các dòng công nghệ khác trong nhà máy.

Các loại nhiên liệu tại lò đốt reformer theo thiết kế như Bảng 4 [5].

Hiệu suất sử dụng nhiệt trong lò đốt reformer được tính theo công thức:

$$\text{Efficiency} = \left(\frac{\text{Total heat input} - \text{stack heat losses} - \text{Radiation heat losses}}{\text{Total heat input}} \right)$$

$$e = \frac{((LHV + H_a + H_f) - Q_s - Q_r) \times 100}{LHV + H_a + H_f}$$

Trong đó:

$$H_a = m_{air} \times c_{p, air} \times (T_{air} - T_d)$$

$$H_f = H_{f1} + H_{f2} + H_{f3}$$

$$H_{f1} = m_{fuel} \times c_{p, fuel} \times (T_{fuel} - T_d)$$

$$H_{f2} = m_{flash\ gas} \times c_{p, flash\ gas} \times (T_{flash\ gas} - T_d)$$

$$H_{f3} = m_{off\ gas} \times c_{p, off\ gas} \times (T_{off\ gas} - T_d)$$

Theo thiết kế, hiệu suất thu hồi nhiệt của lò đốt reformer đạt khoảng 90%.

2.2.5. Nồi hơi phụ trợ

Nồi hơi phụ trợ là nơi sản xuất hơi cao áp quá nhiệt (38 barg, 370 °C) của nhà máy. Theo thiết kế, nồi hơi sử dụng khí tự nhiên làm nhiên liệu chính.

Nồi hơi phụ trợ trong hệ thống sinh hơi được cung cấp bởi WESTERN POWER, có công suất 200 T/giờ hơi cao áp.

Hệ thống đầu đốt thuộc loại DDG 16 trong hệ thống đầu đốt khí tự nhiên do SACKEE cung cấp.

Các loại nhiên liệu tại nồi hơi phụ trợ theo thiết kế như Bảng 5 [6].

Hiệu suất nồi hơi được xác định như sau:

$$\eta = [D \times (H_{steam} - H_{bfw}) + D_{pw} \times (H_{pw} - h')]/(B \times Q_{dw})$$

Trong đó:

η: Hiệu suất nồi hơi;

D: Lưu lượng hơi sinh ra;

H_{steam}: Enthalpy của hơi;

H_{bfw}: Enthalpy của nước cấp nồi hơi;

D_{pw}: Lưu lượng dòng xả đáy của nồi hơi;

H_{pw}: Enthalpy của dòng xả đáy;

B: Lưu lượng khí nhiên liệu;

Q_{dw}: Nhiệt trị của khí nhiên liệu (tính theo nhiệt trị thấp).

Ở điều kiện hoạt động ổn

định, hiệu suất sinh hơi của nồi hơi phụ trợ đạt khoảng 85%.

2.2.6. Ejector

Ejector là thiết bị sử dụng dòng chất lưu có áp suất cao để nâng áp và phối trộn với dòng chất lưu có áp suất thấp. Áp suất dòng chất lưu đầu ra ejector sẽ là biến giữa tỷ lệ phối trộn và áp suất của các dòng chất lưu đầu vào.

Ejector hoạt động dựa trên định luật Bernoulli “vận tốc của dòng chất lưu tăng sẽ làm giảm áp suất của chính nó và ngược lại”.

$$V^2/2 + gz + P/\rho = \text{constant}$$

Trong đó:

V: Vận tốc dòng chất lưu;

g: Gia tốc trọng trường;

z: Cao độ so với vị trí tham chiếu;

P: Áp suất dòng chất lưu;

ρ : Khối lượng riêng dòng chất lưu.

Một ejector bao gồm các bộ phận chính như sau:

- Vòi phun là bộ phận quan trọng và chính yếu của ejector. Khí động lực sau khi qua vòi phun sẽ bị giảm áp và tăng vận tốc.

- Buồng phối trộn: Khi dòng động lực ra khỏi vòi phun và đi vào vùng phối trộn sẽ tạo 1 vùng áp thấp tại đây. Chất lưu thấp áp sẽ được phối trộn với dòng chất lưu cao áp đầu ra vòi phun tại buồng phối trộn.

- Buồng khuếch tán: Hỗn hợp chất lưu cao áp và thấp áp sau khi phối trộn sẽ đi đến buồng khuếch tán, tại vùng này hỗn hợp chất lưu sẽ giảm vận tốc và phục hồi áp suất trở lại.

2.3. Đánh giá tác động đến hoạt động của lò reformer và nồi hơi phụ trợ khi thành phần và nhiệt trị khí nhiên liệu thay đổi

Lò reformer và nồi hơi phụ trợ được thiết kế với các loại nhiên liệu cố định (chủ yếu là khí tự nhiên). Dải nhiệt trị hoạt động của hệ thống đầu đốt tại các thiết bị này tương đối hẹp. Do đó, khi thành phần và nhiệt trị khí nhiên liệu thay đổi và vượt quá giá trị thiết kế, lò reformer và nồi hơi phụ trợ có thể sẽ gặp phải một số vấn đề sau:

- Khi thành phần khí thay đổi làm nhiệt trị thấp hơn giá trị thiết kế:

- + Các đầu đốt sẽ không cung cấp đủ nhiệt lượng để lò reformer hoặc nồi hơi phụ trợ duy trì được công suất. Để duy trì được công suất, cần tăng áp suất vận hành của khí nhiên liệu. Việc tăng áp suất sẽ làm tăng rủi ro ngọn lửa tiếp xúc trực tiếp vào các vật liệu/thiết bị dẫn nhiệt trong lò;

- + Hiệu suất sử dụng nhiệt của lò reformer và nồi hơi phụ trợ sẽ giảm do lưu lượng khối lò sẽ tăng (thành phần trơ trong nhiên liệu nhiều không những không sinh nhiệt mà còn lấy nhiệt được sinh ra bởi các thành phần khác).

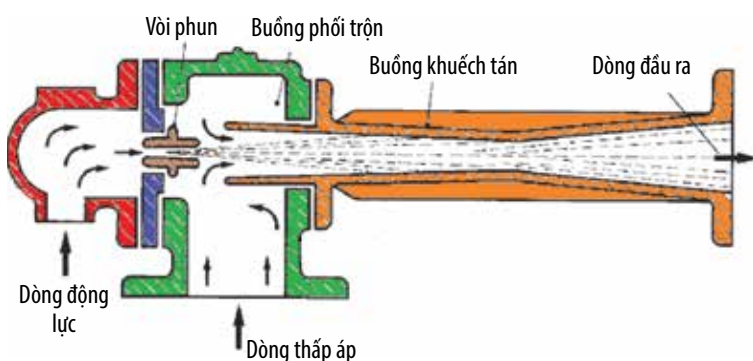
- Khi thành phần khí thay đổi làm nhiệt trị cao hơn giá trị thiết kế:

- + Nhiên liệu sẽ cháy không hoàn toàn và sẽ tạo muội carbon, theo thời gian sẽ làm tắc đầu đốt và giảm hiệu suất hoạt động;

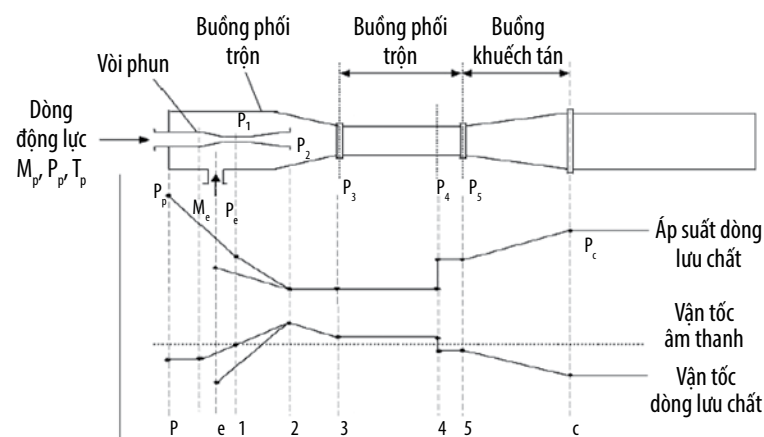
- + Gây quá nhiệt cục bộ tại từng đầu đốt và ảnh hưởng trực tiếp đến các vật liệu/thiết bị dẫn nhiệt trong lò tại khu vực bị quá nhiệt. Trường hợp phải điều chỉnh giảm áp suất nhiên liệu hoặc tắt đầu đốt, sẽ làm tăng rủi ro cháy ngược hoặc sẽ làm nhiệt trong lò reformer hoặc nồi hơi phụ trợ phân bố không đều, làm ảnh hưởng đến tuổi thọ cũng như hiệu suất sử dụng nhiệt của thiết bị;

- + Lưu lượng khối lò giảm làm ảnh hưởng đến hoạt động của các thiết bị thu hồi nhiệt thừa của khói thải.

Vì vậy, việc kiểm soát thành phần và nhiệt trị khí nhiên liệu là yếu



Hình 3. Cấu tạo của 1 ejector điển hình



Hình 4. Đồ thị thể hiện sự biến thiên áp suất và vận tốc chất lưu đi tại các công đoạn của ejector

tổ quan trọng góp phần đảm bảo thiết bị hoạt động ổn định, an toàn và hiệu quả.

Các tiêu chí sau được sử dụng làm cơ sở đánh giá các trường hợp/giải pháp đề xuất:

- Nhiệt trị khí: để đánh giá khả năng hoạt động của hệ thống đầu đốt (của các lò đốt) khi thu hồi khí permeate;
- Hiệu suất thu hồi nhiệt và hiệu suất nổi hơi: để đánh giá hiệu quả của việc thu hồi khí permeate;
- Cấu hình hệ thống: để đánh giá lựa chọn phương án/giải pháp thu hồi khí permeate;
- Chi phí đầu tư (CAPEX) và chi phí vận hành (OPEX): để đánh giá tính kinh tế của phương án thu hồi khí permeate được lựa chọn.

3. Kết quả nghiên cứu

3.1. Đánh giá khả năng sử dụng khí permeate để làm nhiên liệu cho nổi hơi phụ trợ và lò đốt reforming sơ cấp tại Nhà máy Đạm Cà Mau

3.1.1. Đề xuất giải pháp sơ bộ và đánh giá tỷ lệ phối trộn

Theo thiết kế, nhiệt lượng yêu cầu cấp cho nổi hơi phụ trợ và lò reformer ở các trường hợp thể hiện ở Bảng 6 [5, 6].

Từ các điều kiện hiện hữu: (i) áp suất khí permeate thấp hơn áp suất hệ thống khí nhiên liệu cấp cho lò reformer và nổi hơi phụ trợ, (ii) hệ thống cấp khí nhiên liệu tại Nhà máy Đạm Cà Mau phải sử dụng hệ thống van để giảm áp nhằm tạo ra nguồn khí có áp suất phù hợp, để thu hồi khí permeate từ Nhà máy xử lý khí Cà Mau, có thể xem xét áp dụng một trong các giải pháp sau:

- Sử dụng máy nén (do áp suất khí permeate thấp

Bảng 6. Nhiệt lượng yêu cầu cấp cho nổi hơi phụ trợ và lò reformer ở các trường hợp khác nhau

TT	Thông số	Đơn vị	Giá trị	
			Nổi hơi phụ trợ	Lò reformer
1	Nhỏ nhất	GJ/giờ	118	463
2	Bình thường	GJ/giờ	237	515
3	Lớn nhất	GJ/giờ	591	566

Bảng 7. Lưu lượng khí permeate thu hồi, tổng lưu lượng khí phối trộn và lưu lượng khí phối trộn sử dụng tại nổi hơi phụ trợ và lò reformer cho trường hợp sử dụng máy nén

Điều kiện vận hành	Tải nổi hơi phụ trợ (%)	Khí permeate thu hồi (Nm ³ /giờ)	Khí tự nhiên bổ sung ^(*) (Nm ³ /giờ)	Khí phối trộn			Nhiệt trị (kJ/Nm ³)
				Lưu lượng (Nm ³ /giờ)			
				Tổng	Nổi hơi phụ trợ	Lò reformer ^(**)	
Nhỏ nhất	20	3.500	1.853	5.353	5.353	0	20.041
	20	4.500	1.423	5.923	5.923	0	19.921
Hiện tại	40	3.500	5.242	8.742	8.742	0	27.111
	40	4.500	4.811	9.311	9.311	0	25.452

Ghi chú: (*) Khí tự nhiên bổ sung được xác định nhằm đảm bảo nguồn khí phối trộn đủ cấp cho nổi hơi phụ trợ hoạt động; (**) Lượng khí thiếu để đáp ứng đủ nhiệt lượng đã nêu ở Bảng 6 sẽ được bù bằng khí tự nhiên (thông qua hệ thống van giảm áp). Trường hợp lượng khí cấp dư và vượt quá nhiệt lượng ở Bảng 6 sẽ giảm lượng khí permeate thu hồi.

hơn áp suất hệ thống khí nhiên liệu cấp cho lò reformer và nổi hơi phụ trợ): để nâng áp suất dòng khí permeate từ 1,1 barg (tại đầu vào của hút máy nén) lên 6,5 barg; dòng khí permeate đầu ra máy nén sẽ được phối trộn với dòng khí tự nhiên (làm nhiên liệu) để tạo thành khí hỗn hợp trước khi đi vào hệ thống các đầu đốt tại nổi hơi phụ trợ và lò reformer.

- Sử dụng ejector: để phối trộn dòng khí permeate với dòng khí tự nhiên làm nhiên liệu hiện hữu. Trong đó dòng động lực (motive gas) là dòng khí tự nhiên (38 barg) trước khi qua hệ thống van giảm áp; dòng khí áp thấp là dòng khí permeate (áp suất là 1,1 barg tại cửa hút ejector).

Ở trường hợp sử dụng máy nén, lượng khí permeate thu hồi gần như sẽ đạt tối đa, do đó, khả năng áp dụng phụ thuộc rất lớn vào mức độ đáp ứng của hệ thống đầu đốt hiện hữu, cụ thể như Bảng 7.

Bảng 7 cho thấy, trường hợp sử dụng máy nén để thu hồi khí permeate, nhiệt trị khí nhiên liệu cấp cho các hộ tiêu thụ thấp nhất là 19.921 kJ/Nm³. Điều này xảy ra khi lò reformer không hoạt động và nổi hơi phụ trợ hoạt động ở tải tối thiểu và lượng khí permeate gas thu hồi là lớn nhất.

Ở trường hợp sử dụng ejector, lượng khí permeate có thể thu hồi ở các trường hợp khác nhau như Bảng 8.

Bảng 8 cho thấy, mặc dù nhiệt trị khí nhiên liệu cấp cho các hộ tiêu thụ có giảm so với khí tự nhiên, nhưng mức độ giảm này không đáng kể. Do đó, ở trường hợp này, vấn đề cần quan tâm là lượng khí permeate tổng được thu hồi.

Việc thu hồi khí permeate sẽ phụ thuộc vào tải của nổi hơi phụ trợ. Ở điều kiện hoạt động ổn định, lượng khí permeate mà Nhà máy Đạm Cà Mau có thể sử dụng lớn nhất là 4.000 Nm³/giờ. Điều này xảy ra khi nổi hơi phụ trợ hoạt động ở tải bình thường (40% tải).

3.1.2. Đánh giá khả năng đáp ứng của hệ thống đầu đốt với hỗn hợp khí ở các tỷ lệ phối trộn khác nhau

Nhiệt trị khí nhiên liệu sau khi thu hồi khí permeate cấp cho các hộ tiêu thụ ở các trường hợp như Bảng 9.

Bảng 8. Lưu lượng khí permeate thu hồi, tổng lưu lượng khí phối trộn và lưu lượng khí phối trộn sử dụng tại nồi hơi phụ trợ và lò reformer cho trường hợp sử dụng ejector

Điều kiện vận hành	Tải nồi hơi phụ trợ (%)	Khí permeate (Nm ³ /giờ)	Khí tự nhiên làm khí động lực (Nm ³ /giờ)	Khí phối trộn			Nhiệt trị (kJ/Nm ³)
				Lưu lượng (Nm ³ /giờ)		Lò reformer (*)	
				Tổng	Nồi hơi phụ trợ		
		500	2.814	3.314	1.105	2.209	32.121
		1.000	5.629	6.629	2.210	4.419	32.121
Nhỏ nhất	20	1.500	8.443	9.943	3.680	6.263	32.121
	24	2.000	11.257	13.257	4.419	8.838	32.121
	30	2.500	14.071	16.571	5.524	11.047	32.121
	36	3.000	16.886	19.886	6.629	13.257	32.121
Hiện tại	40	3.500	19.700	23.200	7.410	15.790	32.121
	40	4.000	22.514	26.514	7.410	19.104	32.121
	40	4.500	25.329	29.829	7.410	22.419	32.121

Ghi chú: (*) Lượng khí thiếu để đáp ứng đủ nhiệt lượng đã nêu ở Bảng 8 sẽ được bù bằng khí tự nhiên. Trường hợp lượng khí cấp dư và vượt quá nhiệt lượng ở Bảng 8 sẽ giảm lượng khí permeate thu hồi.

Bảng 9. Nhiệt trị khí nhiên liệu phối trộn sau khi thu hồi khí permeate cấp cho các hệ tiêu thụ ở các trường hợp có so sánh với dải nhiệt trị hoạt động của hệ thống đầu đốt

TT	Trường hợp	Đơn vị	Nhiệt trị nhỏ nhất/lớn nhất (LHV)	Dải nhiệt trị hoạt động của hệ thống đầu đốt (LHV) [5, 6]	
				Nồi hơi phụ trợ	Lò reformer
1	Sử dụng máy nén	kJ/Nm ³	19.921	31.000 - 39.000	26.000 - 39.000
2	Sử dụng ejector	kJ/Nm ³	32.121	31.000 - 39.000	26.000 - 39.000

Bảng 10. Kết quả tính toán khả năng đáp ứng của lò reformer và nồi hơi phụ trợ với hỗn hợp khí ở các tỷ lệ phối trộn khác nhau

TT	Thông số	Đơn vị	Giá trị			
			Nồi hơi phụ trợ		Lò reformer	
			Khí hiện tại	Khí phối trộn	Hiện tại	Khí phối trộn
1	Nhiệt độ khói lò	°C	115	115	158	158
2	Hàm lượng oxy dư	%	3	3,5	2,5	2,5
3	Hiệu suất thu hồi nhiệt	%			90,25	90,25
4	Hiệu suất lò hơi	%	85	85		

Ở trường hợp sử dụng máy nén, nếu khí thu hồi chỉ được sử dụng cho 1 hệ tiêu thụ (lò reformer hoặc nồi hơi phụ trợ), hệ thống của đầu đốt của các hệ tiêu thụ này không thể đáp ứng. Để đảm bảo nhiệt trị nguồn khí nằm trong dải nhiệt trị hoạt động của hệ thống đầu đốt, nhà máy buộc phải cấp bù thêm khí tự nhiên vào hỗn hợp khí sau khi phối trộn (thông qua hệ thống van giảm áp).

Ở trường hợp sử dụng ejector, hệ thống đầu đốt của lò reformer và nồi hơi phụ trợ đều đáp ứng. Nhà máy không cần cấp bù thêm khí tự nhiên vào hỗn hợp khí sau khi phối trộn thông qua hệ thống van giảm áp.

Như vậy, ở tiêu chí đánh giá này, giải pháp sử dụng ejector phù hợp hơn so với giải pháp sử dụng máy nén.

3.1.3. Đánh giá khả năng đáp ứng của toàn bộ thiết bị (lò reformer và nồi hơi phụ trợ) với hỗn hợp khí ở các tỷ lệ phối trộn khác nhau

Kết quả tính toán ở mục này dựa trên giả định, hệ thống đầu đốt của các hệ tiêu thụ đều đáp ứng với hỗn hợp khí phối trộn.

Theo kết quả tính toán của nhóm tác giả bằng Hysys [2], hệ thống nồi hơi phụ trợ và lò reformer ở các trường hợp đều đáp ứng được điều kiện hoạt động với thành phần khí nhiên liệu mới theo các chỉ tiêu trong Bảng 10.

Các thông số cần điều chỉnh trong cấu hình hệ thống điều khiển công suất của nồi hơi phụ trợ và lò reformer khi sử dụng khí phối trộn như sau:

- Đối với nồi hơi phụ trợ: Điều chỉnh lại hệ số Stoich nhằm đảm bảo oxy dư trong khói lò nằm trong khoảng an toàn và tối ưu khi đốt ngót mất nguồn khí permeate;
- Đối với lò reformer: Điều chỉnh giá trị nhiệt trị của bộ điều khiển công suất đốt nhằm đảm bảo nhiệt lượng cấp cho lò reformer chính xác và ổn định.

3.1.4. Xác định và lựa chọn tỷ lệ phối trộn giữa khí tự nhiên và khí permeate phù hợp

Ở trường hợp sử dụng ejector, do hệ thống đầu đốt của nồi hơi phụ trợ và lò reformer đáp ứng được tất cả các tỷ lệ phối trộn nêu trên nên tỷ lệ phối trộn sẽ được lựa chọn sao cho hỗn hợp khí sau khi phối trộn sẽ được sử

Bảng 11. Lưu lượng khí sau phối trộn tương ứng với lượng khí permeate thu hồi cho trường hợp sử dụng máy nén

Tải nổi hơi phụ trợ (%)	Lưu lượng khí permeate thu hồi (Nm ³ /giờ)	Lưu lượng khí tự nhiên cần để phối trộn (Nm ³ /giờ)	Lưu lượng khí sau khi phối trộn (Nm ³ /giờ)		
			Tổng	Nổi hơi phụ trợ	Lò reformer (*)
20	3.500	14.000	17.500	3.792	13.708
20	4.500	18.000	22.500	3.792	18.708
40	3.500	14.000	17.500	7.615	9.885
40	4.500	18.000	22.500	7.615	14.885

Ghi chú: (*) Lượng khí thiếu để đáp ứng đủ nhiệt lượng đã nêu ở Bảng 11 sẽ được bù bằng khí tự nhiên. Trường hợp lượng khí cấp dư và vượt quá nhiệt lượng ở Bảng 11 sẽ giảm lượng khí permeate thu hồi

dùng hết ở nổi hơi phụ trợ và lò reformer. Do đó, việc lựa chọn tỷ lệ phối trộn sẽ sử dụng là 3.500 Nm³/giờ khí permeate để phối trộn với 19.700 Nm³/giờ khí tự nhiên (theo như kết quả tính toán ở Mục 3.1.1).

Ở trường hợp sử dụng máy nén, tỷ lệ phối trộn sẽ được lựa chọn sao cho nhiệt trị khí sau khi phối trộn nằm trong dải nhiệt trị hoạt động của hệ thống đầu đốt. Do dải nhiệt trị hoạt động của đầu đốt nổi hơi phụ trợ hẹp hơn dải nhiệt trị hoạt động của đầu đốt lò reformer nên sẽ dựa vào đầu đốt của nổi hơi phụ trợ để lựa chọn tỷ lệ phối trộn.

Với nhiệt trị của khí tự nhiên và khí permeate như đã nêu thì tỷ lệ phối trộn tối đa là 20/80 (để nhiệt trị khí sau phối trộn đạt mức tối thiểu là 31.000 kJ/Nm³), tức là lượng khí permeate thu hồi tối đa sẽ chiếm 20% tổng lượng khí sau phối trộn.

Với tỷ lệ phối trộn này, lượng khí sau phối trộn tương ứng với lượng khí permeate thu hồi như Bảng 11.

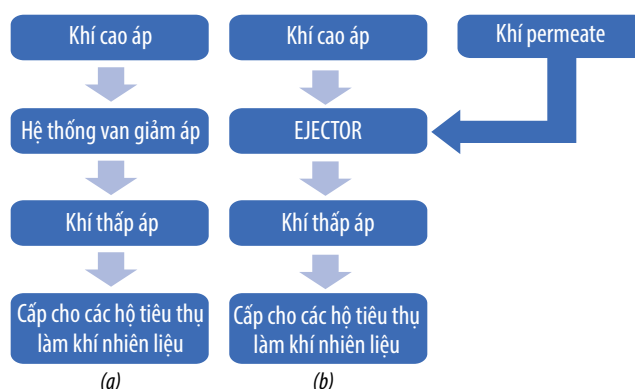
3.2. Đánh giá tính khả thi về kỹ thuật và hiệu quả về kinh tế của các giải pháp thu hồi toàn bộ lượng khí permeate

3.2.1. Giải pháp kỹ thuật

Với các đánh giá đã nêu ở trên, xét về mặt tổng thể, cả 2 giải pháp (sử dụng máy nén và sử dụng ejector) đều có thể áp dụng nhằm thu hồi toàn bộ lượng khí permeate tại Nhà máy xử lý khí Cà Mau để làm nhiên liệu tại Nhà máy Đạm Cà Mau.

Đối với trường hợp sử dụng ejector, nhóm tác giả đề xuất giải pháp khả thi về kỹ thuật như sau:

- Nhà máy xử lý khí Cà Mau điều chỉnh công nghệ và duy trì áp suất cấp tối thiểu khoảng 2,5 barg tại đầu nguồn.
- Nhà máy Đạm Cà Mau sẽ lắp đặt 1 bộ ejector và các thiết bị phụ trợ đi kèm để phối trộn dòng khí nhiên liệu với dòng khí permeate trước khi đưa vào đốt tại nổi hơi phụ trợ.
- Phương án kết nối với hệ thống hiện hữu như sau:
 - + Lắp đặt đường ống 8 inches để dẫn khí permeate từ Nhà máy xử lý khí Cà Mau về Nhà máy Đạm Cà Mau.



Hình 5. Mô hình cấp khí nhiên liệu cho lò reformer và nổi hơi phụ trợ theo thiết kế (a) và khí thu hồi khí permeate (b) cho trường hợp sử dụng ejector

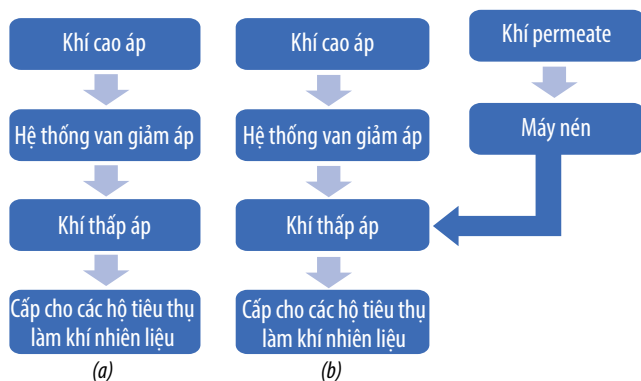
+ Sử dụng dòng khí tự nhiên (38 barg) cấp làm dòng động lực tại ejector để nâng áp dòng khí permeate trước khi phối trộn vào hệ thống cấp khí nhiên liệu cho nổi hơi phụ trợ và lò reformer.

Đối với trường hợp sử dụng máy nén, nhóm tác giả đề xuất giải pháp khả thi về kỹ thuật như sau:

- Nhà máy xử lý khí Cà Mau điều chỉnh công nghệ và duy trì áp suất cấp tối thiểu khoảng 2,5 barg tại đầu nguồn.
- Nhà máy Đạm Cà Mau sẽ lắp đặt 1 cụm máy nén và các thiết bị phụ trợ đi kèm để nâng áp dòng khí permeate trước khi phối trộn với dòng khí nhiên liệu hiện hữu.
- Phương án kết nối với hệ thống hiện hữu như sau:
 - + Lắp đặt đường ống 8 inches để dẫn permeate gas từ Nhà máy xử lý khí Cà Mau về Nhà máy Đạm Cà Mau;
 - + Dòng khí permeate sẽ được dẫn vào máy nén để nâng áp từ 1,1 barg (tại cửa hút của máy nén) lên 6,5 barg trước khi phối trộn vào hệ thống cấp khí nhiên liệu cho nổi hơi phụ trợ và lò reformer.

3.2.2. Đánh giá tính khả thi về kỹ thuật

Cả 2 giải pháp trên đều khả thi về kỹ thuật, tuy nhiên nếu xét về cấu hình hệ thống thì giải pháp sử dụng ejector có cấu hình đơn giản hơn giải pháp sử dụng máy nén. Cấu hình hệ thống ejector đơn giản giúp quá trình vận hành và bảo dưỡng dễ dàng. Bên cạnh đó, xét về mặt tiêu hao năng lượng, giải pháp sử dụng ejector tiêu thụ năng lượng thấp hơn giải pháp sử dụng máy nén.



Hình 6. Mô hình cấp khí nhiên liệu cho lò reformer và nồi hơi phụ trợ theo thiết kế (a) và khí thu hồi khí permeate (b) cho trường hợp sử dụng máy nén

3.2.3. Đánh giá sơ bộ hiệu quả về kinh tế

Xét về hiệu quả kinh tế, giải pháp sử dụng ejector sẽ hiệu quả hơn giải pháp sử dụng máy nén do:

- Giải pháp sử dụng ejector có chi phí đầu tư thấp hơn giải pháp sử dụng máy nén;
- Chi phí vận hành của giải pháp sử dụng ejector thấp hơn chi phí sử dụng máy nén (sử dụng máy nén sẽ tiêu tốn điện với công suất tiêu thụ dự kiến khoảng 170 kW).

4. Kết luận

Kết quả nghiên cứu cho thấy có thể sử dụng khí permeate từ Nhà máy xử lý khí Cà Mau để phối trộn với nguồn khí tự nhiên hiện hữu để làm nhiên liệu cho nồi hơi phụ trợ và lò reformer tại Nhà máy Đạm Cà Mau.

Việc sử dụng khí permeate làm nhiên liệu không ảnh hưởng xấu đến hoạt động của nồi hơi phụ trợ và lò reformer.

Trong 2 giải pháp thu hồi khí permeate (giải pháp sử dụng ejector và giải pháp sử dụng máy nén) thì giải pháp sử dụng ejector là giải pháp khả thi nhất về kỹ thuật cũng như về hiệu quả kinh tế. Do đó, giải pháp sử dụng ejector cần được lựa chọn để nghiên cứu và áp dụng vào thực tế.

Tài liệu tham khảo

- [1] O. Zadakbar, Ali Vatani, and K. Karimpour, "Flare gas recovery in oil and gas refineries", *Oil & Gas Science and Technology*, Vol. 63, No. 6, pp. 705 - 711, 2008. DOI: 10.2516/ogst:2008023.
- [2] AspenTech Pte. Ltd., "Software License Agreement (Product Name: AspenONE Engineering r11; Product Number: 79001117)", 2019.
- [3] UOP LLC, "Ca Mau GPP design basis", 2015.
- [4] Nie Ningxin, "Ca Mau Fertilizer Plant design basis", Wuhan Engineering Co., Ltd, 2009.
- [5] G. Tiballi, "Primary reformer F04201 - Burner datasheet & curves (Ca Mau Fertilizer Plant)", Hamworthy Combustion Engineering Limited, 2010.
- [6] M. Mantyk, "Technical datasheet for SAACKE firing system (Auxiliary boiler -Ca Mau Fertilizer Plant)", SAACKE GmbH, 2011.

SOLUTION FOR RECOVERY OF PERMEATE GAS FROM CA MAU GAS PROCESSING PLANT TO USE AS FUEL FOR AUXILIARY BOILER AND REFORMER FURNACE AT CA MAU FERTILIZER PLANT

Nguyen Van Binh, Pham Tuan Anh, Nguyen Truong Giang, Nguyen Duy Hai

Petrovietnam Camau Fertilizer Joint Stock Company

Email: binhnv@pvcfc.com.vn

Summary

Permeate gas mainly contains CO_2 (54%) and CH_4 (43.6%), with a high calorific value of about 16,625 KJ/Nm³ (equivalent to about 47% of the calorific value of the natural gas that Ca Mau Fertilizer Plant is using). At the Ca Mau Gas Processing Plant, approximately 36% of permeate gas is used for burning in the heater, while the rest (about 70,000 Sm³/day) is burned at the flare stack, causing huge waste in terms of energy.

The paper evaluates the possibility of using permeate gas as fuel for the auxiliary boiler and the reformer furnace at Ca Mau Fertilizer Plant, and propose feasible and cost-effective technical solutions to fully recover the permeate gas currently disposed by burning at the flare stack of the Ca Mau Gas Processing Plant.

Key words: Permeate gas, auxiliary boiler, reformer furnace, Ca Mau Fertilizer Plant, Ca Mau Gas Processing Plant.

PHƯƠNG PHÁP XÂY DỰNG LẠI TỔ CHỨC TỪ ĐIỂM “KHÔNG”

Hoàng Thị Đào, Hoàng Thị Phượng, Đào Minh Phượng

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: daoht@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.03-05>

Tóm tắt

Để ứng phó với sự thay đổi về nhu cầu thị trường, sự phát triển của công nghệ, xu hướng chuyển dịch năng lượng và đại dịch Covid-19..., các công ty dầu khí phải thay đổi chiến lược và xây dựng lại tổ chức theo hướng triệt để nhằm hoạt động đạt hiệu quả và tăng khả năng thích ứng. Bài báo giới thiệu phương pháp tiếp cận xây dựng lại tổ chức bắt đầu từ điểm “không” (Zero-based organisation, ZBO) đang được các doanh nghiệp trên thế giới nghiên cứu, áp dụng. Phương pháp này tạo ra sự khác biệt trong hoạt động; hướng đến cách thức làm việc đơn giản, tinh gọn, trọng tâm, linh hoạt, hiệu quả; tăng khả năng cạnh tranh và phát triển bền vững.

Từ khóa: Tổ chức lại, xây dựng lại tổ chức từ điểm “không”.

1. Giới thiệu

Thay đổi tổ chức, dù ở quy mô lớn hay nhỏ, đều nhằm mục tiêu xây dựng tổ chức tinh gọn, linh hoạt và hoạt động hiệu quả hơn. Tuy nhiên, đi kèm sự thay đổi theo cách tiếp cận truyền thống là các vấn đề như: gián đoạn hoạt động kinh doanh; “sa lầy” vào việc sắp xếp các hoạt động hiện có; sửa đổi quy trình cũ không hiệu quả; tốn thời gian và nguồn lực cho các quy trình cốt lõi (như nghiên cứu, thiết kế, phát triển và thực hiện); chưa áp dụng giải pháp kỹ thuật số linh hoạt cho cả hoạt động cốt lõi và quy trình hỗ trợ.

Phương pháp ZBO giúp doanh nghiệp giải quyết các thách thức trên, loại bỏ những cách làm đã được thể chế hóa hoặc theo lối mòn, thúc đẩy tư duy mới, tận dụng tối đa các giải pháp kỹ thuật số và công nghệ mới nhất [1]: (i) Loại bỏ các ràng buộc hiện có để phát triển kịch bản tối ưu; (ii) Loại bỏ những hoạt động dư thừa, không còn phù hợp; (iii) Tiếp cận từ nhiều góc độ dựa vào kiến thức chuyên môn để giải quyết các hạn chế; (iv) Tập trung hợp tác; (v) Các điều kiện (bắt buộc phải có) đưa tuần tự vào cuối quy trình để không ảnh hưởng tới tư duy sáng tạo ở giai đoạn đầu ZBO, từ đó tạo ra được quy trình tối ưu nhất.

Phương pháp tiếp cận ZBO giúp các nhà lãnh đạo cân bằng tham vọng chiến lược cấp cao và chiến thuật

ngắn hạn, thúc đẩy phát triển/đưa ra ý tưởng và chiến lược trong khi doanh nghiệp vận hành/hoạt động như thường lệ. ZBO đưa các ý tưởng đột phá, tái tạo dịch vụ khách hàng và thay đổi cách kinh doanh thông qua việc loại bỏ hết các hạn chế bất cập hiện tại để xây dựng một tổ chức chuyển đổi thực sự [2]. Sự chuyển đổi này hướng tới các ưu tiên chiến lược và tạo cơ hội để ứng phó với các thách thức trên thị trường. Để thực hiện ZBO đòi hỏi đầu tư về nguồn lực, sẵn sàng chấp nhận thách thức và thử nghiệm. Nếu áp dụng thành công, ZBO sẽ mang lại lợi nhuận đầu tư cao nhờ cắt giảm chi phí, loại bỏ sự phức tạp mà không ảnh hưởng tới an toàn, chất lượng hoặc niềm tin của khách hàng, nắm bắt cơ hội mới và xây dựng khả năng phục hồi cho tương lai.

Theo nghiên cứu của Bain&Company, phương pháp ZBO phù hợp áp dụng cho những doanh nghiệp đã thực hiện hàng loạt thay đổi/sáp nhập dẫn đến nhiều chi phí chung không cần thiết; chịu áp lực về lợi nhuận do yêu cầu phát triển của ngành (vấn đề về thay đổi các quy định); chi phí chung lớn hơn đáng kể so với chuẩn ngành; ngân sách cho chức năng hỗ trợ tăng mà quy mô không tăng; các doanh nghiệp gặp khó khăn do quy trình phức tạp ảnh hưởng đến thời gian đưa ra quyết định [3].

2. Phương pháp xây dựng lại tổ chức bắt đầu từ điểm “không”

Phương pháp ZBO, là cách tiếp cận bắt đầu từ con số không, các doanh nghiệp thông qua việc xóa bỏ mọi cấu



Ngày nhận bài: 18/10/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 18/10 - 23/12/2020.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 9/3/2021.

trúc, quy trình hoạt động sẵn có và các bên liên quan để tập trung vào sự phát triển trong tương lai; hiểu rõ chức năng cốt lõi của doanh nghiệp và tạo sự liên kết với câu hỏi “Tổ chức tương lai hoàn hảo như thế nào nếu được xây dựng từ đầu?” [4] từ đó xây dựng lại quy trình dịch vụ khách hàng, thay đổi cách làm việc để thiết kế tổ chức linh hoạt phù hợp bằng việc sắp xếp lại mô hình vận hành, thiết lập lại quy trình làm việc, cải tiến năng suất nhờ áp dụng kỹ thuật số.

Các hoạt động trọng tâm của phương pháp ZBO [2, 5]:

- Xác định điểm “không” (zero point): điểm “không” là điểm cốt lõi của doanh nghiệp, một công ty không thể hoạt động nếu thiếu giá trị cốt lõi. Khi tái tổ chức, cần rà soát quy trình, hệ thống và sản phẩm thiết yếu/tối thiểu cần giữ (để xuất khả thi tối thiểu).
- Thiết kế mô hình mục tiêu lý tưởng (sao Bắc Đẩu): Phải xác định rõ ràng mục tiêu để doanh nghiệp, người lao động và khách hàng có thể thấy và hiểu được. Đây là bước quan trọng trong cách tiếp cận ZBO. Nếu không có mô hình mục tiêu rõ ràng, doanh nghiệp có thể rơi vào các cạm bẫy tiềm tàng như (i) quá chú trọng thống kê (statical focus) mà không đạt được kết quả đột phá cần thiết; (ii) quá tập trung vào mục tiêu lớn, doanh nghiệp có thể bị doanh nghiệp khác vượt qua vì có mục tiêu rõ ràng hơn và thị trường hấp dẫn hơn với khách hàng.
- Lập kế hoạch kết nối từ mô hình mục tiêu tương lai về hiện tại, quá trình này gọi là back-casting (Hình 1).

ZBO thúc đẩy lợi thế cạnh tranh và tăng trưởng trên 2 khía cạnh [6]: (i) Tập trung vào “trở nên xuất sắc ở những điều cơ bản” với sự xuất sắc trong quy trình và thực hiện hiệu quả hơn các chức năng lõi; (ii) Luôn “khai phá nền tảng mới” để thúc đẩy sự đổi mới, xây dựng năng lực để tạo sự cạnh tranh khác biệt và thu hút khách hàng theo cách hoàn toàn mới. ZBO thách thức tham vọng chiến

lược và các năng lực cạnh tranh khác biệt, tư duy về những gì sẽ (không) làm và điều gì làm ra sự khác biệt, từ đó xây dựng chiến lược tăng trưởng và liên kết với một tổ chức linh hoạt hơn. Các nguồn lực được phân bổ cho các lĩnh vực có giá trị cao nhất của doanh nghiệp; tạo hệ sinh thái không biên giới cho tài năng, năng lực “plug & play” [3, 7]; cơ cấu tổ chức và chi tiêu phù hợp với chiến lược và định hướng khách hàng.

Kết quả nhận được từ ZBO thường rất lớn nếu làm đúng cách và đòi hỏi có sự thay đổi trong văn hóa của doanh nghiệp [5]. Các lợi ích khi thực hiện ZBO thành công:

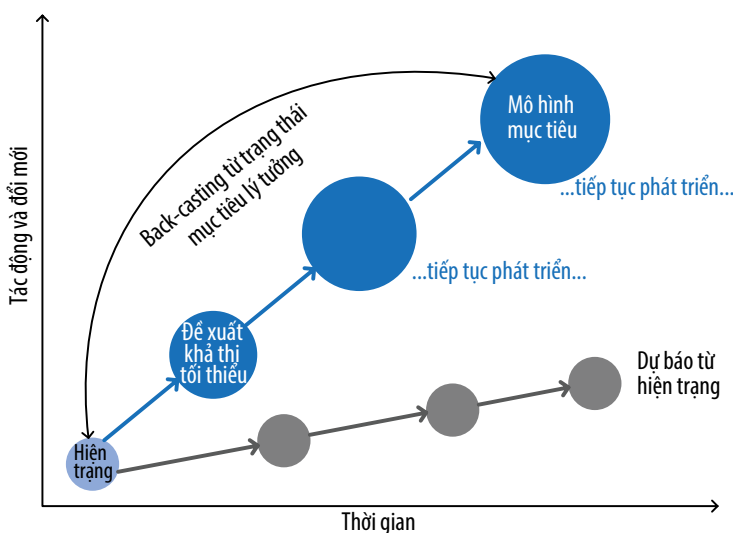
- Kết quả mang tính chuyển đổi hơn: thay vì chỉ dịch chuyển một số đơn vị/bộ phận, ZBO có được đội hình linh hoạt, tập trung năng lực chuyên môn cho các dự án/chương trình mới. Linh hoạt điều chỉnh tổ chức để thích nghi với chiến lược hiện tại và tương lai [4].

- Tiết kiệm đáng kể chi phí: xác định được những vấn đề thực sự cần thiết, với quy trình mới, các hoạt động không cần thiết và quan liêu sẽ không còn được sử dụng [4]. Các doanh nghiệp áp dụng ZBO đã nhanh chóng cắt giảm được 25% chi tiêu cho các chức năng hỗ trợ và chi phí chung (overhead cost), đồng thời tăng hiệu quả và khả năng cạnh tranh [3].

- Tiếp sức thay vì rút cạn kinh nghiệm (draining experiences): tiếp thêm năng lượng từ khả năng có thể tạo ra một tổ chức tương lai mà người lao động thấy rằng họ sẽ được tham gia để đi đến thành công. Điều này đem lại cho tổ chức một tầm nhìn rõ ràng hơn để người lao động đều có thể cùng hỗ trợ [4].

- Loại bỏ được tính chủ quan ra khỏi quy trình, đem đến một tiếng nói chung về những gì quan trọng nhất của tổ chức [8].

Để ZBO phát huy tối đa hiệu quả, cần áp dụng công nghệ mới ngay từ đầu và sử dụng tư duy từ điểm “không” để liên tục suy nghĩ lại các quy trình và chi phí để tạo ra hiệu quả. Từ đó, xây dựng các năng lực tổ chức để duy trì kết quả, trao quyền cho tài năng, khai thác văn hóa có ý thức về năng suất và khích lệ/khuyến khích phù hợp.



Hình 1. Thiết kế mô hình mục tiêu lý tưởng [2].

3. Điểm khác biệt giữa phương pháp truyền thống và ZBO

Cả 2 cách tiếp cận đều bắt đầu từ việc đánh giá và hiểu các năng lực của tổ chức từ đó tinh chỉnh và đưa ra giải pháp tốt nhất trên cơ sở một thiết kế lý tưởng, thực tế. Cả 2 cách tiếp cận đều đòi hỏi một sự hiểu biết sâu sắc về các giải pháp trước khi xác định thách thức hoặc cơ hội thiết kế tổ chức tương lai.

Phương pháp truyền thống cần có thời gian và nỗ lực đáng kể để: (1) Chi tiết nhiều cấp độ của quy trình hiện tại; (2) xác định và loại bỏ những thứ không cần thiết; (3) thực hiện việc cải tiến.

Phương pháp ZBO tiếp cận tập trung vào kết quả, gồm: (1) Bắt đầu với một quy trình tối ưu; (2) vừa làm vừa sửa những hạn chế, phát sinh và để lại những thứ cần thiết cho quy trình mới.

Các điểm khác biệt cơ bản giữa phương pháp thiết kế tổ chức truyền thống và phương pháp ZBO [2, 9] như Bảng 1.

4. Nguyên tắc 5 “đúng” của ZBO

Nguyên tắc 5 “đúng” khi thiết kế tổ chức theo phương pháp ZBO [3, 7]:

- Đúng việc (Right work): Xem xét các công việc thúc đẩy giá trị kinh doanh lớn nhất, xác định thói quen và các dự án quan trọng nhất. Loại bỏ công việc bằng cách giảm sự phức tạp và đầu tư không cần thiết.

- Đúng quy mô (Right size): Xác định thời gian, nỗ lực và tần suất công việc cần thiết để đạt được các mục tiêu chiến

lược. Từ đó, doanh nghiệp tập hợp và sắp xếp lực lượng lao động dựa theo công việc hàng ngày và theo dự án. Sử dụng kỹ thuật số và đưa nguồn lực vào khu vực chiến lược nếu có thể.

- Đúng cấu trúc (Right structure): Chuyển từ cấu trúc cứng nhắc, nhiều tầng nấc (nhiều cấp quản lý trung gian) sang cấu trúc quản lý theo dự án (project-based structures), mục tiêu đưa ra tổ chức linh hoạt hơn, cân bằng phạm vi kiểm soát và tập trung vào năng lực cốt lõi, làm rõ vai trò và trách nhiệm.

- Đúng người (Right people): Xây dựng một tổ chức thực sự từ dưới lên (a true bottom-up), xem xét kỹ năng, cấp độ, tiền lương, thời hạn và địa điểm làm việc. Tất cả nhân viên ở mọi vị trí đều phải được đánh giá để đảm bảo có các kỹ năng phù hợp với vai trò hiện tại và phù hợp với văn hóa mới giữa người lao động và mô hình mới. Cần đảm bảo họ có khả năng linh hoạt và kỹ năng trong các lĩnh vực mới phù hợp với những thay đổi trong tương lai.

- Đúng phương pháp (Right measures): Mục tiêu rõ ràng, trách nhiệm giải trình cá nhân và tính minh bạch là nền tảng cho việc thúc đẩy và đo lường thành công của tổ chức. Phát triển mục tiêu cá nhân định hướng nâng cao trách nhiệm, nâng cao trách nhiệm giải trình, ý thức làm chủ, minh bạch và cho phép ra quyết định từ tuyến đầu (frontline) để xây dựng tổ chức linh hoạt hơn.

Bảng 1. Sự khác biệt giữa phương pháp truyền thống và ZBO

	Phương pháp truyền thống	Phương pháp ZBO
Tư duy thiết kế	- Thiết kế thường tập trung vào điểm yếu (pain points) cụ thể và các sản phẩm/tương tác riêng biệt (được áp dụng ở cấp độ chi tiết).	- Thiết kế tổ chức đạt mức chiến lược: Trọng tâm là chiến lược và tham vọng (tạo ra thị trường mới hoặc cung cấp giá trị ở quy mô hiện tại ngay cả khi các ngành công nghiệp bị gián đoạn).
Cách tiếp cận	- Bắt đầu từ việc cắt giảm chi phí, dẫn đến ép các hoạt động hiện có vào mức ngân sách mới mà không đánh giá các lĩnh vực quan trọng, mang lại giá trị cho doanh nghiệp (điều chỉnh cơ bản (baseline)). - Tập trung vào các chỉ tiêu ngắn hạn, tạm thời (chỉ thay đổi dòng quy trình). - Nỗ lực 1 lần, thực hiện đơn lẻ với trách nhiệm không rõ ràng.	- Bắt đầu việc xác định các hoạt động và nguồn lực cần thiết để cạnh tranh trong điều kiện thị trường hiện tại và tương lai (trong 3 - 5 năm) - Kiểm tra toàn diện các khoản mục chi tiêu để xác định các hoạt động cần thiết, mức độ, tần suất, cách có thể thực hiện tốt hơn (thuê ngoài, sắp xếp hợp lý, tự động hóa, tiêu chuẩn hóa), hướng tới đáp ứng nhu cầu khách hàng và tối ưu hiệu quả của tuyến đầu (thay đổi hoàn toàn baseline, các hoạt động và ngân sách bắt đầu từ số không). - Tập trung vào dài hạn, tích hợp quy trình từ đầu tới cuối (thay đổi hành vi, quản trị và tổ chức). - Liên tục cải tiến, thực hiện tích hợp với trách nhiệm rõ ràng.
Tác động	- Các lần cắt giảm chi phí liên tiếp có thể làm giảm tinh thần của nhân viên (vắt cạn kinh nghiệm).	- Xác định được điểm đến tương lai rõ ràng, nhờ đó khích lệ người lao động (tiếp thêm năng lượng).
Kết quả	- Gia tăng cắt giảm chi phí.	- Tạo ra hiệu quả từ việc chuyển đổi trong tổ chức, thay đổi cách làm việc (tạo sự khác biệt), cắt giảm chi phí cho chức năng hỗ trợ và chi phí chung.

5. Các bước xây dựng lại tổ chức theo phương pháp ZBO

Mục tiêu điều chuyển nguồn lực cho khu vực có giá trị cao hơn trong tổ chức và có thể đảm bảo cơ cấu tổ chức và các khoản chi tiêu phù hợp với chiến lược kinh doanh của doanh nghiệp. Theo McKinsey [4, 9], có 4 cách để xây dựng các điểm lõi của tổ chức mới từ đầu và nắm bắt cơ hội mới theo phương pháp ZBO:

- Thiết lập tầm nhìn và tính nhất quán về cơ cấu tổ chức: xây dựng tầm nhìn của tổ chức để phân bổ các nguồn lực trong toàn doanh nghiệp, xác định cấp độ nhân viên và đánh giá vai trò của từng người. Bằng cách thiết lập các quy trình quản trị, doanh nghiệp có thể theo dõi sự thay đổi nhân sự theo thời gian.

- Đảm bảo điểm chuẩn toàn diện: Bằng cách tiến hành đánh giá 360°, doanh nghiệp có thể hiểu rõ hơn về các khía cạnh năng suất, bao gồm quy mô và cấu trúc tổ chức, lương thưởng, số cấp quản lý và phạm vi quản lý, tự động hóa, sự kết hợp/hợp tác giữa các hoạt động. Sử dụng dữ liệu bên trong và bên ngoài để đối sánh, từ đó thiết lập các mục tiêu bằng cách so sánh mức năng suất giữa các đơn vị kinh doanh trong tổ chức cả về hiệu quả (như chi phí/tổng thời gian quy đổi) và hiệu suất (như tỷ lệ lỗi).

- Hiểu và khám phá mối liên kết chiến lược và năng lực: tìm cách liên kết các thiết kế tổ chức với các ưu tiên chiến lược, tránh sử dụng cấu trúc cho toàn doanh nghiệp, xây dựng cấu trúc có thể phát triển/thay đổi khi các ưu tiên kinh doanh thay đổi bằng cách thiết kế tổ chức dựa trên năng lực cần thiết trong tương lai.

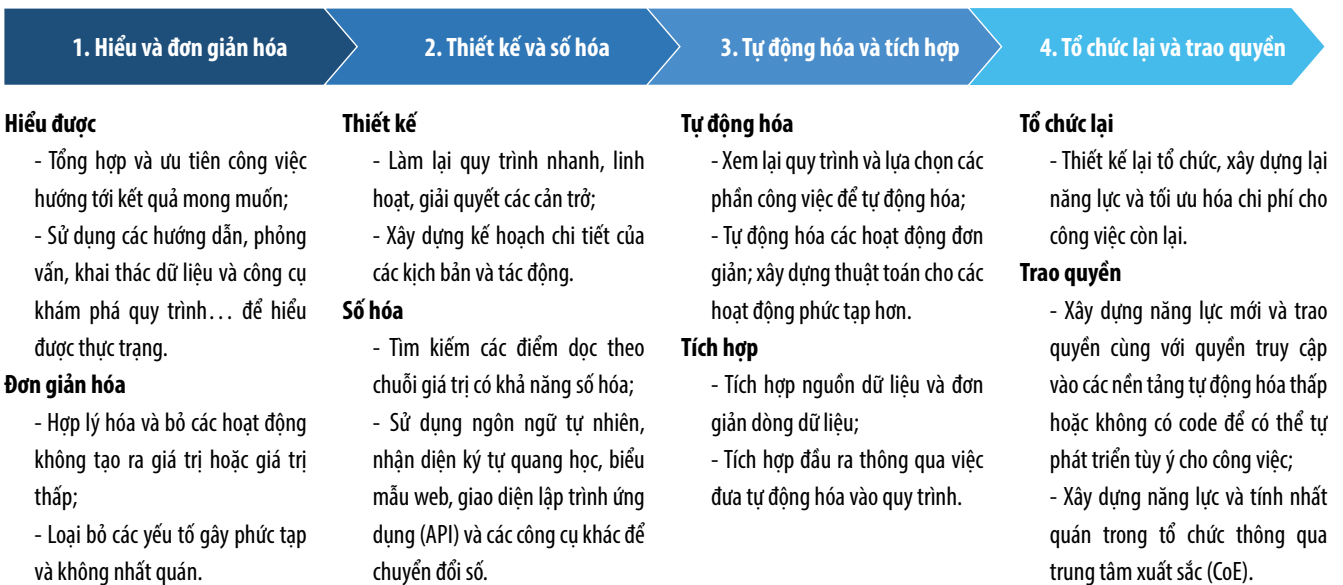
- Khám phá “làm những điều có thể hơn là làm những điều mong muốn” (art of the possible): doanh nghiệp cần tạo ra văn hóa đổi mới sáng tạo vượt ra khỏi khuôn mẫu để thay đổi cách thức thực hiện công việc, tạo ra một tổ chức linh hoạt, nhạy bén, có vị thế tốt hơn để theo đuổi các cơ hội mới.

Sử dụng nguyên tắc từ điểm “không” để đánh giá các khoản chi tiêu và năng lực của tổ chức cả trên phương diện hiệu quả (điều mà doanh nghiệp mong đợi mọi người sẽ hoàn thành) và hiệu suất (tổ chức tinh gọn, linh hoạt và phản ứng nhanh). Với cách tiếp cận này, các doanh nghiệp có thể thu được hiệu quả đáng kể trong khi nâng cao được năng lực và gia tăng giá trị của chức năng hỗ trợ. Đồng thời, có thể xác định được các khu vực có giá trị cao nhất trong tổ chức và bố trí nhân sự trình độ cao tương ứng. Quy trình 5 bước xây dựng ZBO [10]:

Tạo sự minh bạch: bằng cách đưa ra quan điểm từ đầu đến cuối về cả chi phí nhân công và phi nhân công để đánh giá nhất quán và hiểu ngân sách tổng thể của doanh nghiệp; so sánh với các doanh nghiệp khác trong ngành; nêu bật các cơ hội có thể giảm chi phí như dịch vụ chia sẻ, thiết kế lại quy trình và tự động hóa.

Xác định mức tối thiểu để tồn tại: xác định năng lực cần thiết để duy trì doanh nghiệp bao gồm việc tuân thủ các quy định và cam kết của cổ đông - thường do các lãnh đạo cấp cao của doanh nghiệp quyết định.

Xây dựng một chiến lược tối ưu: bao gồm các hoạt động cần thiết để hỗ trợ chiến lược chức năng. Khôi phục các hoạt động được xem là trọng yếu để theo đuổi các



Hình 2. Thực hiện sắp xếp và thiết kế tổ chức [1].

mục tiêu kinh doanh (ví dụ: đầu tư vào văn hóa doanh nghiệp hoặc xây dựng một trung tâm phân tích xuất sắc).

Thực hiện sắp xếp và thiết kế tổ chức: về cấu trúc tổ chức (số cấp quản lý và phạm vi quản lý), quản trị, con người và công nghệ (tự động hóa). Xây dựng bản mẫu (template) cho các chức năng cụ thể theo hướng có thể mở rộng/thu hẹp quy mô theo nhu cầu (Hình 2).

Kiểm tra khả năng chịu đựng của tổ chức trước khi đưa vào hoạt động và sau đó phát triển kế hoạch quản lý thay đổi, đảm bảo cấu trúc tổ chức mới hoạt động đúng chức năng và hỗ trợ các hoạt động kinh doanh. Trong quá trình thử nghiệm, cần truyền đạt cho nhân viên về cách tiếp cận/phương pháp để cải thiện hoạt động, cũng như cách thực hiện để gắn với mục tiêu tổng thể của tổ chức.

6. Các điểm thay đổi tổ chức cơ bản sau khi thực hiện ZBO

Tổ chức thay đổi đột phá với các công việc cần thực hiện và cách thức thực hiện công việc đó [3], cụ thể:

- Loại bỏ được các hoạt động/dịch vụ không cần thiết hoặc có cũng được (nice to have); giảm bớt mức độ (level) dịch vụ; giảm tần suất hoặc số lượng sản phẩm chuyển giao.
- Điều chỉnh cách thức làm việc: nhúng tự động hóa, tập trung hóa và hợp nhất các quy trình, chuẩn hóa các hoạt động và hợp lý hóa việc mua sắm.
- + Tự động hóa và số hóa cho các hoạt động bắt buộc theo quy định; áp dụng công nghệ mới vào các quy trình, ví dụ như trí tuệ nhân tạo (AI).
- + Các quy trình và các hoạt động được thực hiện theo hướng tập trung hóa và hợp nhất; chuẩn hóa và tinh gọn hơn.
- + Hợp lý hóa việc mua sắm và tăng giá trị thuê ngoài phù hợp.
- Tăng số lượng báo cáo trên đầu người (spans) và giảm số lượng cấp báo cáo (layers), làm rõ vai trò và trách nhiệm trong quy trình.

7. Các yếu tố quan trọng để thực hiện ZBO thành công [4]

- Tư duy (Mindset): Nhóm triển khai ZBO phải loại bỏ sự thiên vị, thành kiến về hiện trạng, làm được điều này bằng việc tổ chức các hội thảo trong tổ chức để đưa ra những yếu tố tối thiểu để tồn tại, từ đó hình dung một tổ chức khung (điểm khởi đầu). Thông qua các hội thảo để

người tham dự đồng cảm với đồng nghiệp và khách hàng; khuyến khích các ý tưởng mới về mô hình tương lai và xây dựng kế hoạch để đi tới.

- Chiến lược rõ ràng (Strategic clarity): Xác định những yếu tố cần tối ưu cho tổ chức trong tương lai trước khi quyết định tổ chức khung. Trước tiên, cần xác định rõ chiến lược và sau đó xây dựng mô hình tổ chức theo chiến lược đề ra.

- Đầu vào sáng tạo và truyền cảm hứng (Creative and inspiring input): Trên bảng trắng sạch ban đầu, đưa ra nhiều phương án trên cơ sở tham khảo cách làm của các tổ chức đã thực hiện thành công.

8. Kết luận

Theo thời gian, mô hình tổ chức sẽ không còn phù hợp với chiến lược kinh doanh, do tăng trưởng hữu cơ, theo đuổi các cơ hội mới, thay đổi môi trường kinh doanh... Đặc biệt đối với các công ty dầu khí, trong bối cảnh môi trường kinh doanh thay đổi rất nhiều, chịu ảnh hưởng của giá dầu giảm từ cuối năm 2014 và đại dịch Covid-19 từ đầu năm 2020 đến nay đã tác động tiêu cực tới hiệu quả kinh doanh, đồng thời thúc đẩy quá trình chuyển đổi năng lượng sang năng lượng xanh và sạch. Điều này, đòi hỏi các công ty dầu khí phải thay đổi chiến lược, tổ chức, cách thức hoạt động và bổ sung năng lực để thích ứng với tình hình mới. Các công ty dầu khí cần có đánh giá toàn diện lại từ mục tiêu chiến lược, mô hình kinh doanh mong muốn trong tương lai, thay đổi cách làm việc để đảm bảo một đầu mối chịu trách nhiệm giải trình duy nhất, tối ưu các chức năng hỗ trợ và hành chính, giảm số lượng cấp quản lý và tăng phạm vi kiểm soát, áp dụng kỹ thuật số... hướng nguồn lực tới các khu vực có tác động lớn nhất tới chiến lược kinh doanh trong dài hạn. ZBO là phương pháp tiếp cận phù hợp cho các công ty dầu khí để xây dựng lại cấu trúc tổ chức.

Để ZBO thành công, kinh nghiệm từ các công ty đã áp dụng, đòi hỏi sự quyết tâm của lãnh đạo, chỉ đạo và trực tiếp tham gia với nhóm triển khai; lôi kéo được sự tham gia của nhân viên vào quá trình thực hiện để nâng cao nhận thức về ZBO và khích lệ thực hiện theo mục tiêu và tiêu chí hướng tới của mô hình tương lai; cần xây dựng kế hoạch quản lý thay đổi và duy trì chăm chút trong suốt quá trình bởi ZBO không chỉ là nỗ lực và thực hiện một lần, đó là một quá trình lặp đi lặp lại, theo đó cần liên tục kiểm tra khả năng chịu đựng và suy nghĩ lại các quy trình và mục tiêu khi điều kiện và môi trường thay đổi. Đổi lại, kết quả nhận được cũng rất lớn, doanh nghiệp có nhiều thay

đổi đột phá, tạo ra sự khác biệt thực sự về hoạt động và cách thức làm việc theo hướng đơn giản, tinh gọn, trọng tâm, linh hoạt và hiệu quả hơn, tăng khả năng cạnh tranh và phát triển bền vững.

Tài liệu tham khảo

[1] Charles-Henri Marque, Rohit Panikkar, and Sai Tunuguntla, "Unlocking enterprise efficiencies through zero-based design", 25/6/2020. [Online]. Available: <https://www.mckinsey.com/business-functions/operations/our-insights/unlocking-enterprise-efficiencies-through-zero-based-design>.

[2] Kearney, "How zero-based design makes radical business transformation real". [Online]. Available: <https://www.kenney.com/strategy-and-top-line-transformation/article?/a/radical-business-transformation-through-zero-based-design-article>.

[3] Jason Heinrich and Bradford Martin, "Radical change through Zero-Based redesign", 18/3/2020. [Online]. Available: <https://www.bain.com/insights/radical-change-through-zero-based-redesign/>.

[4] Benjamin Bouraoui and Alexander Thiel, "Organization redesign: start with a blank page", 14/5/2018. [Online]. Available: <https://www.mckinsey.com/business-functions/organization/our-insights/the-organization-blog/org-redesign-start-with-a-blank-page>.

[5] Monique Gibara, "The zero-based approach and digital transformation", 13/2/2019. [Online]. Available: [https://www.finxl.com.au/blog/2019/02/the-zero-](https://www.finxl.com.au/blog/2019/02/the-zero-based-approach-and-what-it-can-bring-to-your-digital-transformation)

[based-approach-and-what-it-can-bring-to-your-digital-transformation](https://www.finxl.com.au/blog/2019/02/the-zero-based-approach-and-what-it-can-bring-to-your-digital-transformation).

[6] Kris Timmermans and Chris Roark, "The zero-based mindset", 18/9/2019. [Online]. Available: <https://www.cfo.com/budgeting/2019/09/the-zero-based-mindset/>.

[7] Paul Jeruchimowitz, Esther Colwill, Naomi Hudson, and Kent McMillan, "Zeroing out the past", 2018. Available: https://www.accenture.com/_acnmedia/PDF-60/Accenture-Zeroing-Out-the-Past-P OV.pdf.

[8] Mark Austin, Karin von Funck, Gregor Gossy, Christoph Hilberath, and Reinhard Messenböck, "Zero-based budgeting comes to business functions", 31/1/2019. [Online]. Available: <https://www.bcg.com/publications/2019/zero-based-budgeting-comes-to-business-functions.aspx>.

[9] Onno Boer, Shaun Callaghan, Mita Sen, and Alexander Thiel, "Zero-based productivity-organization: Using zero-based principles to forge a purpose-built organization", 3/12/2018. [Online]. Available: <https://www.mckinsey.com/business-functions/operations/our-insights/zero-based-productivity-organization-using-zero-based-principles-to-forge-a-purpose-built-organization>.

[10] Sarah Kruger, "The essential elements of zero-based organization", 22/10/2018. [Online]. Available: <https://talentorganizationblog.accenture.com/financialservices/the-essential-elements-of-zero-based-organisations>.

METHODOLOGY FOR REORGANISATION OF A BUSINESS FROM "ZERO POINT"

Hoang Thi Dao, Hoang Thi Phuong, Dao Minh Phuong

Vietnam Petroleum Institute

Email: daoht@vpi.pvn.vn

Summary

In order to respond to changes in oil and gas market demand, technological developments, energy transition, and the Covid-19 pandemic, oil and gas companies are radically changing their strategies and organisation models to increase efficiency and resilience. The paper introduces a new approach recently being applied by companies around the world which is to rebuild an organisation starting from zero (zero-based organisation, ZBO). This approach can make a real difference in business operation and how to work in a simpler and more streamlined, focused, flexible and efficient way, thus increasing companies' competitiveness and sustainable development.

Key words: Reorganisation, zero-based organisation.

ĐỘT PHÁ TRONG MINH GIẢI TÀI LIỆU ĐỊA CHẤN 3D ĐỂ PHÁT HIỆN CÁC BẦY CHỨA ĐỊA TẦNG

Nguyễn Xuân Thịnh¹, Hà Quang Mẫn²

¹Eliis Pty Ltd, Australia

²Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

Email: manhq@pvep.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.03-06>

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu phương pháp minh giải địa chấn toàn phần (global seismic interpretation method) được phát triển bởi Pauget và nnk. [1]. Mô hình 3D thời gian địa chất tương đối (3D relative geologic time, RGT) được xây dựng trực tiếp từ tài liệu địa chấn là kết quả của phương pháp này. Trong mô hình RGT, tuổi địa chất có sự tiếp diễn liên tục, được nội suy và xác định trên mọi điểm của tài liệu địa chấn 3D.

Tài liệu sử dụng trong nghiên cứu này là khối địa chấn Maui 3D, bể trầm tích Taranaki, ngoài khơi New Zealand. Mô hình RGT với số lượng 400 mặt phản xạ được đưa ra nhanh chóng trong quá trình minh giải. Kết quả cho thấy rõ ràng và chi tiết các đặc điểm địa chất ngay cả với khu vực địa chất phức tạp mà phương pháp minh giải địa chấn truyền thống khó minh giải. Ngoài ra, việc tích hợp các thuộc tính địa chấn (như Root Mean Square - RMS, Spectral Decomposition...) cho phép minh giải chi tiết hơn về địa tầng, chính xác hóa các yếu tố về cấu trúc địa chất, đặc trưng vỉa chứa và môi trường cổ trầm tích, từ đó có thể phát hiện các bẫy chứa địa tầng.

Từ khóa: Minh giải địa chấn, thuộc tính địa chấn, mặt phản xạ, bẫy chứa địa tầng, bể trầm tích Taranaki.

1. Giới thiệu

Gần đây, các kỹ thuật minh giải địa chấn đã phát triển nhanh chóng, giúp xác định các cấu tạo địa chất, phát hiện và nghiên cứu đặc trưng của vỉa chứa. Nhìn chung, các phương pháp minh giải truyền thống thường phức tạp và tốn nhiều thời gian, phụ thuộc vào việc minh giải bằng tay một số tầng phản xạ quan trọng. Mặc dù các công cụ liên kết tự động xác định độ tương quan biên độ địa chấn (auto-tracking) là tiến bộ lớn nhưng phương pháp này chỉ có thể tự động minh giải 1 tầng phản xạ/lần và chỉ giới hạn trong khu vực có tín hiệu địa chấn tốt, rõ ràng, hoặc cấu trúc địa chất đơn giản.

Nhiều phương pháp minh giải địa chấn mới đã và đang được giới thiệu để khai thác triệt để tính 3 chiều của dữ liệu và minh giải đồng thời cùng lúc các tầng phản xạ ở trong khối địa chấn 3D [2 - 6]. Năm 2009, Pauget và nnk. đề xuất phương pháp minh giải địa chấn toàn phần, giúp xây dựng mô hình địa chất trực tiếp từ tài liệu địa chấn 3D [1]. Phương pháp giúp tối

ưu hóa quy trình minh giải địa chấn với độ chính xác và tin cậy cao hơn. Các mặt địa tầng có tuổi giống nhau ở mọi vị trí có thể được đưa ra trên mọi điểm của tài liệu địa chấn 3D, cho phép khắc phục hạn chế của sự thay đổi pha địa chấn.

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả áp dụng phương pháp minh giải địa chấn toàn phần và tích hợp các thuộc tính địa chấn liên quan như RMS và Spectral Decomposition để làm sáng tỏ hình ảnh các ranh giới địa tầng, làm nổi bật môi trường trầm tích cổ và đặc tính của vỉa chứa trong khối địa chấn Maui 3D.

2. Đối tượng và phương pháp nghiên cứu

2.1. Khu vực nghiên cứu

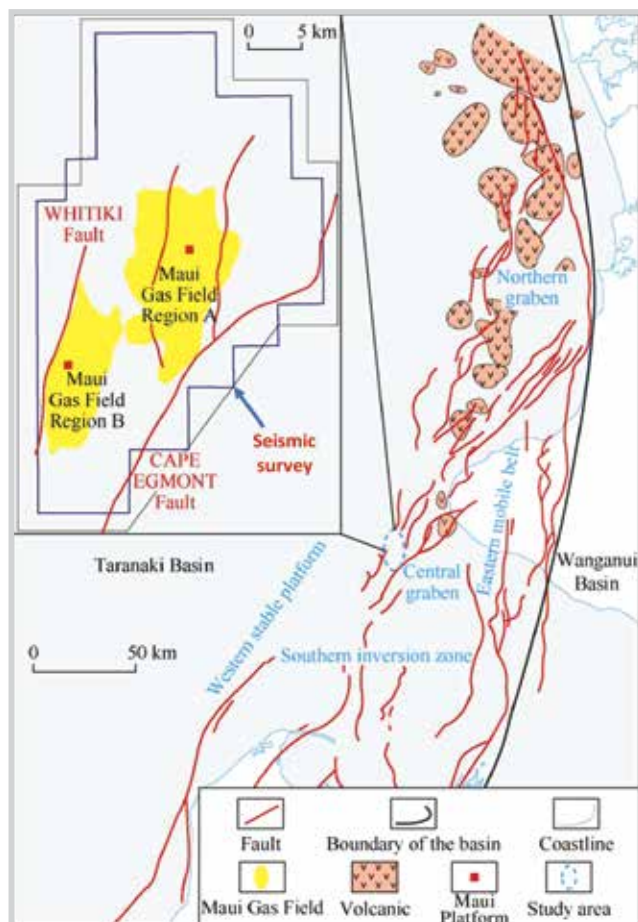
Taranaki là bể trầm tích lớn nhất ở New Zealand, có diện tích 100.000 km² với độ dày trầm tích Cretaceous-Cenozoic khoảng 10 km (Hình 1). Quá trình tách giãn bắt đầu từ cuối Cretaceous và kết thúc hoàn toàn trong Paleocene, với sự lắng đọng trầm tích nhanh trong các khu vực địa hào, đi cùng với



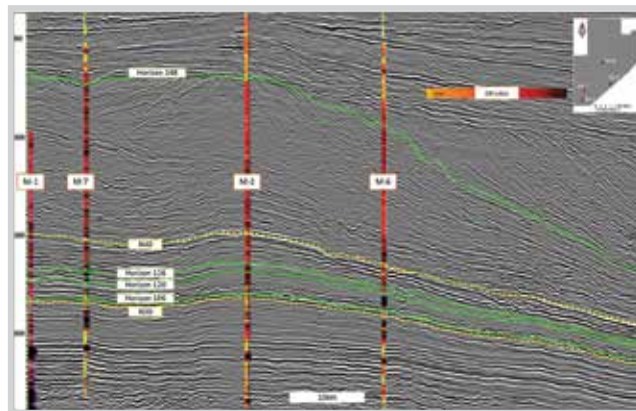
Ngày nhận bài: 26/10/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 26/10/2020 - 4/2/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 9/3/2021.

dòng nhiệt cao. Trong thời kỳ từ Paleocene đến Eocene, rìa thụ động được hình thành và phát triển trên toàn bộ tiểu lục địa, tốc độ lắng đọng chậm cho phép trầm tích được tích tụ trên khu vực thềm và đồng bằng ven biển trong bể Taranaki [7]. Thời kỳ từ Eocene muộn đến Oligo-



Hình 1. Vị trí của mỏ khí Maui và khu vực khảo sát địa chấn Maui 3D, bể trầm tích Taranaki, New Zealand. Chỉnh sửa từ King và Thrasher (1996), Higgs và nnk. (2012), Haque và nnk. [9].



Hình 2. Mặt cắt từ tài liệu địa chấn Maui 3D đi qua các giếng khoan Maui (M) 1, 7, 2, 6. Đường đứt đoạn màu vàng là những tầng phản xạ N40 và N30 trong Miocene giữa, được minh giải từ Thrasher và nnk. [10]. Các đường màu xanh tương ứng với các tầng phản xạ số 106, 120, 126 và 248 được đưa ra từ tập mặt phản xạ - Horizon Stack (Hình 5 - 7).

cene sớm đánh dấu sự thiếu hụt trầm tích hạt vụn. Sau đó, bể trầm tích Taranaki trải qua giai đoạn lắng đọng từ Oligocene đến Miocene sớm, gây ra bởi sự phát triển của ranh giới giữa mảng Australia và Thái Bình Dương ở khu vực phía Đông. Tiếp theo là sự phát triển của trầm tích đá vôi và sét vôi ở khu vực ngoài của thềm cho đến phần trên của biển thềm [8]. Sự gia tăng của vật liệu trầm tích đóng góp vào sự phát triển của hệ thống gờ thềm lục địa trong thời kỳ Miocene, dẫn đến sự lắng đọng của cát kết, sét, bột kết xen kẽ ở khu vực ngoài thềm. Sự phát triển của ranh giới mảng cũng dẫn tới việc tăng móng nghịch chồm lên đứt gãy Taranaki và sự hình thành của khu vực nghịch chồm Tarata trong thời kỳ Miocene sớm. Cho đến giữa thời kỳ Miocene, sự nén ép lên khu vực phía Bắc và rìa phía Đông của bể đã giảm xuống, đồng thời với sự phát triển của vòng cung núi lửa dưới đáy biển. Trong suốt thời kỳ Pliocene, vòng cung núi lửa dịch chuyển về phía Đông Nam vào bờ và khu vực phía Bắc của bể Taranaki bắt đầu mở rộng, tạo không gian cho sự tiến triển của đường bờ trong khoảng Pliocene - Pleistocene và sự bồi tụ trầm tích của hệ tầng Giant Foresets ở khu vực địa hào phía Bắc và trung tâm của bể Taranaki.

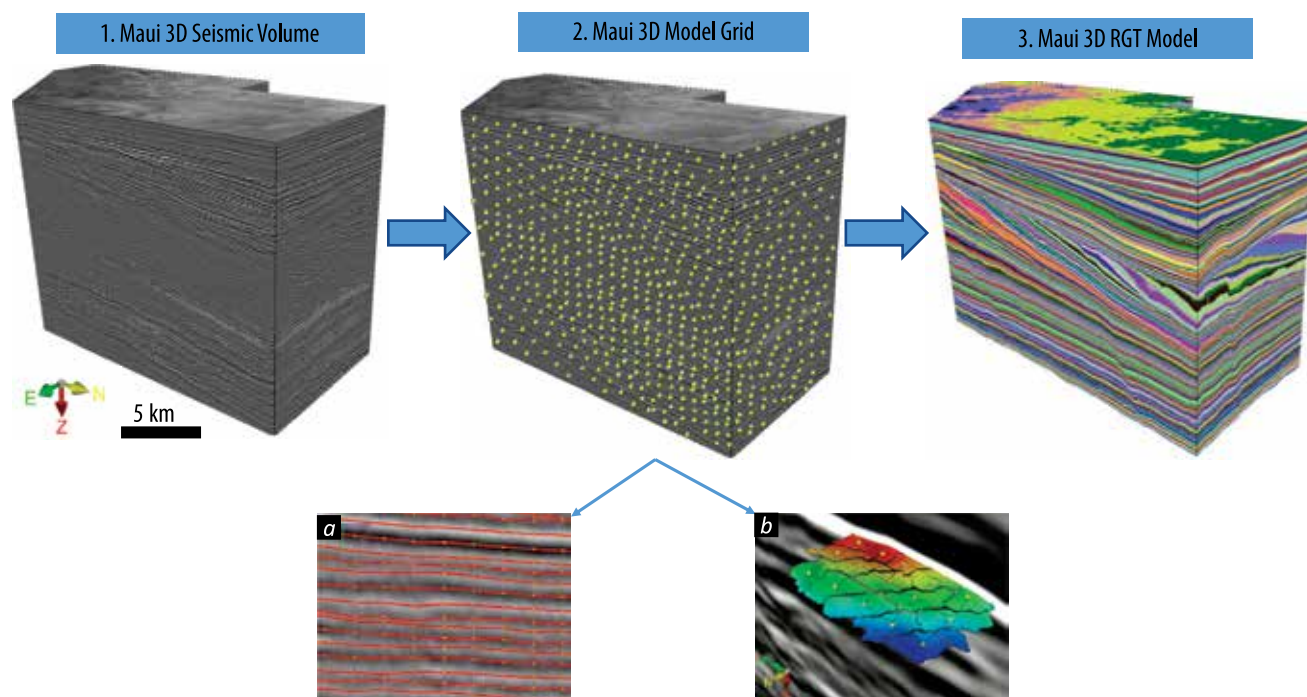
2.2. Tài liệu địa chấn 3D Maui

Tài liệu địa chấn 3D Maui có diện tích rộng khoảng 1.000 km² (Hình 1) được sử dụng trong nghiên cứu này là tài liệu xử lý dịch chuyển theo miền thời gian sau khi cộng. Tài liệu địa chấn đã được xử lý ở pha 0 (zero phase), trong đó sự gia tăng trở kháng âm học được hiển thị bằng biên độ dương (phản xạ đỉnh) và sự giảm trở kháng âm học được hiển thị bằng biên độ âm (phản xạ đáy) ở trên mặt cắt địa chấn (Hình 2). Khảo sát địa chấn 3D được thực hiện với bin size 25 × 25 m, 1.836 mẫu/xung, bước lấy mẫu 3 ms và thời gian ghi là 5.600 ms. Trong khu vực khảo sát địa chấn này, mỏ khí Maui với 17 giếng khoan thăm dò và khai thác là một trong những mỏ khí condensate lớn nhất New Zealand (Hình 1).

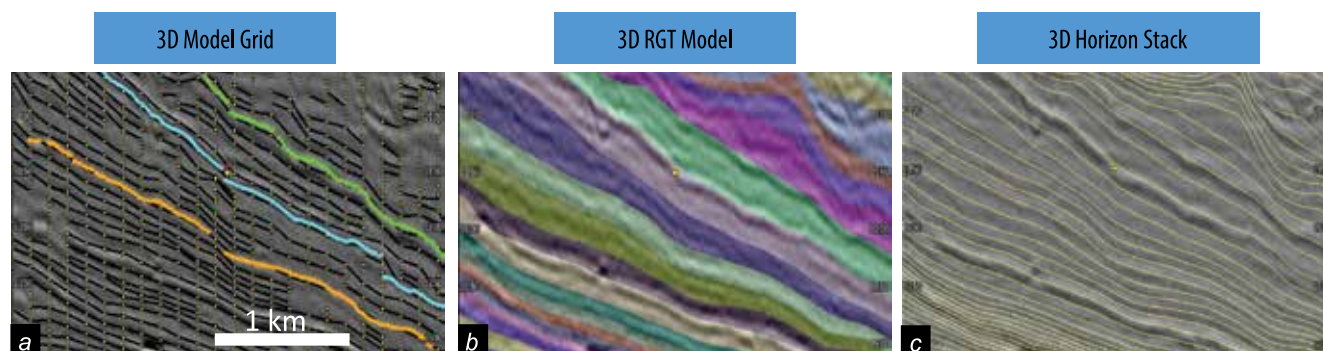
2.3. Phương pháp minh giải địa chấn toàn phần

Các phương pháp minh giải địa chấn truyền thống gồm minh giải bằng tay (manually-picking) hoặc minh giải tự động (auto-tracking) các tầng phản xạ chính trong khối địa chấn là quá trình tốn nhiều thời gian và công sức. Việc minh giải chi tiết hàng trăm mặt phản xạ (horizon) trong khối địa chấn 3D có diện tích hàng nghìn km², với độ tin cậy cao chỉ trong thời gian ngắn là khó khả thi với phương pháp minh giải truyền thống.

Để giải quyết vấn đề này, Pauget và nnk. [1] đã nghiên



Hình 3. Tóm tắt quy trình minh giải: (1) khối địa chấn Maui 3D, (2) 3D Model Grid được xây dựng, trong đó, toàn bộ các tầng phản xạ trong khối địa chấn được minh giải tự động cùng một lúc dựa vào độ tương quan của xung địa chấn, khi các điểm lưới màu vàng được kết nối lại trong 2D (a) và 3D (b), (3) Mô hình địa chất Maui - 3D RGT model là kết quả của việc nội suy 3D Model Grid.



Hình 4. (a) 3D Model Grid, trong đó người minh giải có thể tinh chỉnh, sắp xếp theo ý muốn các tầng phản xạ đã được minh giải tự động. (b) Mặt cắt trong mô hình địa chất RGT, chỉ ra sự ảnh hưởng của tướng địa chấn lên trên tướng địa chất trong mô hình. Thay vì có giá trị biên độ, các giá trị tuổi địa chất tương đối được chỉ định trong mô hình RGT. (c) Tập mặt phản xạ bao gồm các bề mặt địa tầng dày đặc tương ứng với giá trị tuổi địa chất tương đối trong mô hình RGT.

cứu ứng dụng phương pháp minh giải địa chấn mới, dựa trên thuật toán học máy (machine learning) có tên là “Cost function minimisation”, bao gồm 2 bước chính sau:

- Bước 1: Mạng lưới tầng phản xạ - 3D Model Grid (MDG) xây dựng trực tiếp từ khối địa chấn 3D, chứa hàng triệu mảng phản xạ sơ cấp (Hình 3). Điều này được thực hiện dựa trên hàng triệu điểm lưới được phân bố trong khối địa chấn 3D, trên các pha của xung địa chấn như: peaks, troughs, zero crossings hoặc inflection points với khoảng cách không đổi dựa trên bin size của tài liệu địa chấn (Hình 3a). Ví dụ, có thể phân bố các điểm lưới lên trên toàn bộ pha peak và trough của xung địa chấn, và cứ 3 xung địa chấn sẽ có 1 điểm lưới, qua đó có được độ phân giải dọc của MDG.

- Bước 2: Mỗi điểm lưới sẽ đại diện cho mảng phản xạ sơ cấp trong 3D, diện tích có thể điều chỉnh theo bin size của địa chấn, giúp xác định độ phân giải ngang của MDG (Hình 3b).

Sử dụng thuật toán trên [1], các mảng phản xạ sơ cấp được kết nối dựa vào độ tương quan của xung địa chấn như: tần số, biên độ và khoảng cách trong không gian 3 chiều. Ví dụ, 2 cực của 2 xung địa chấn cách nhau 3 bin size có độ tương quan 30%, 2 điểm lưới đặt trên 2 cực đó sẽ được liên kết, đồng nghĩa với 2 mảng phản xạ sơ cấp tương ứng với 2 điểm lưới đó cũng sẽ được kết nối lại, tạo ra một mảng phản xạ lớn hơn. Với quá trình liên kết này, cùng lúc tất cả tầng phản xạ có thể có trong khối địa

chấn 3D sẽ được tự động minh giải (Hình 3a và b), làm bộ khung cho mô hình địa chất sau này.

Thực tế khi 2 mảng phản xạ sơ cấp được kết nối, sẽ được chỉ định có cùng “tuổi địa chất tương đối”. Vì vậy, tất cả tầng phản xạ được minh giải cùng lúc sẽ được sắp xếp theo thứ tự địa tầng, không bao giờ cắt hoặc trùng nhau nhờ thuật toán nâng cao.

Trong bước thứ 2, mô hình thời gian địa chất tương đối - 3D Relative Geologic Time model - được tính toán từ việc nội suy mạng lưới MDG, trong đó, tuổi địa chất tương đối sẽ mang tính liên tục và được chỉ định cho mọi điểm của khối địa chấn 3D. Vai trò của người minh giải địa chấn sẽ là tinh chỉnh và sắp xếp lại các tầng phản xạ được đưa ra tự động trong MDG theo ý tưởng phù hợp nhất với mô hình địa chất của khu vực nghiên cứu (Hình 3).

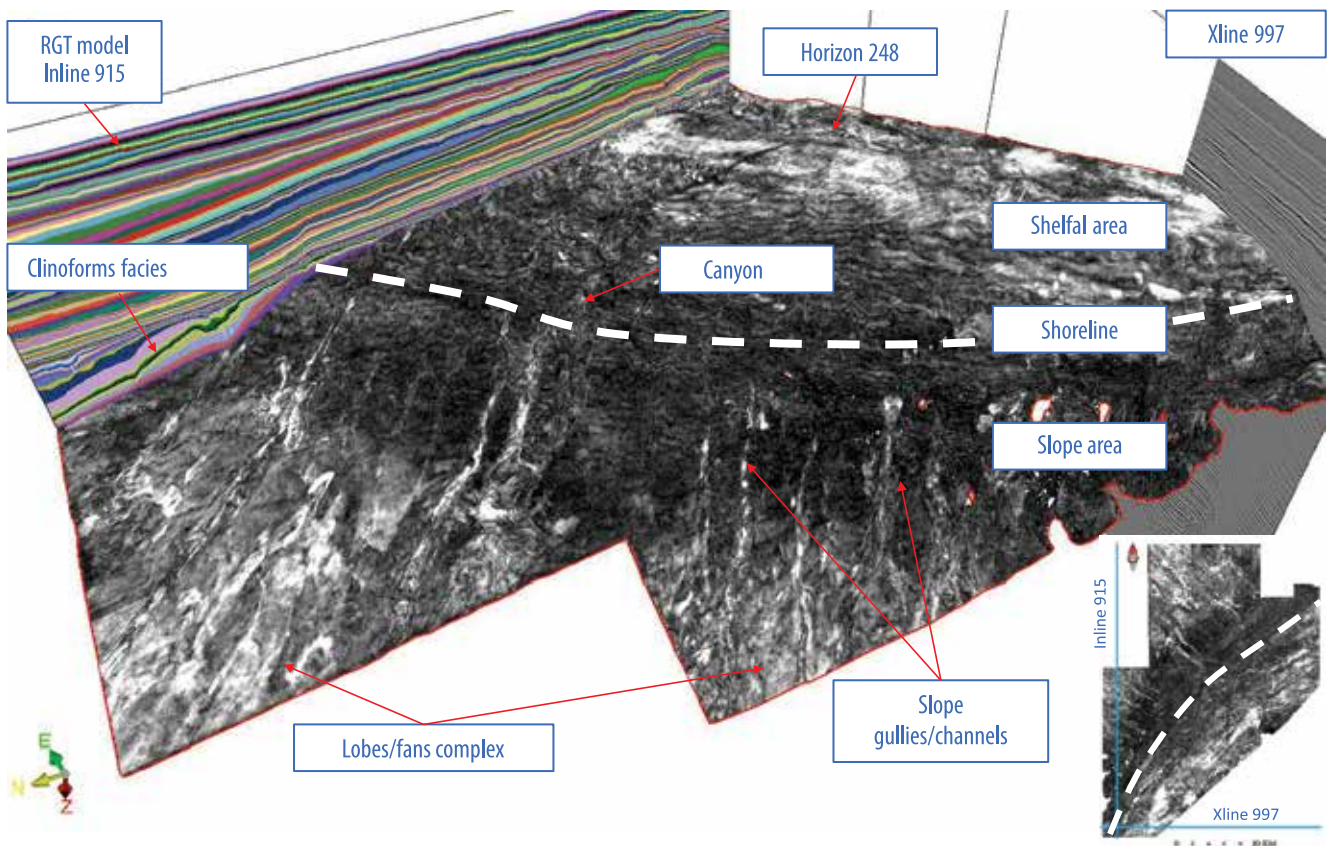
2.4. Tập mặt phản xạ

Từ mô hình địa chất RGT, tập mặt phản xạ (horizon stack) bao gồm không giới hạn các bề mặt phân cách địa tầng và trên mỗi bề mặt sẽ có tuổi giống nhau ở mọi vị trí, có thể được đưa ra để xác định rõ hơn các yếu tố và hiện tượng địa chất ở độ phân giải rất cao. Các mặt phản xạ này chỉ cách nhau từ 5 - 7 ms (Hình 4) và khác biệt hoàn

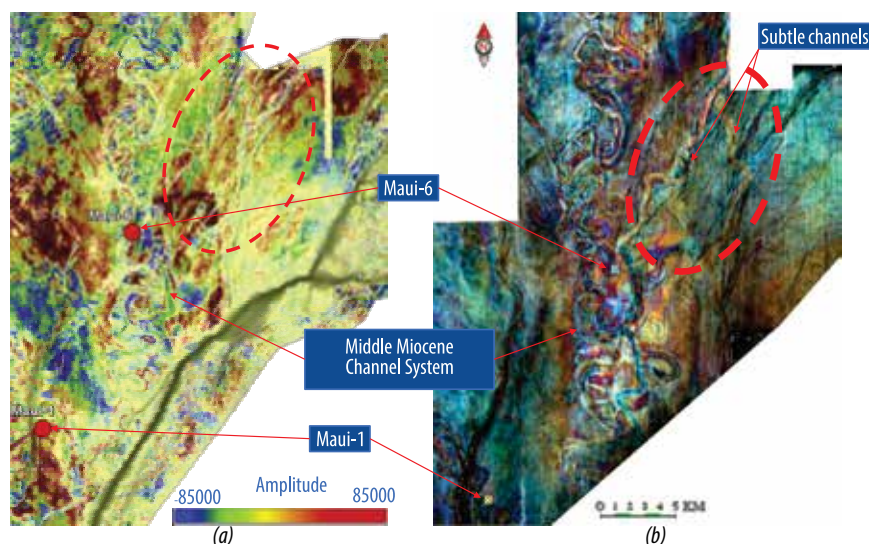
toàn so với các mặt cắt ngang (time slices) trong khối địa chấn 3D. Thuộc tính địa chấn có thể được tính toán nhanh và đưa ra ngay trên các mặt phản xạ, như thuộc tính RMS, Spectral Decomposition... Những thuộc tính trên được tính toán trong khoảng cửa sổ cố định (theo số lượng mẫu) cho mỗi mặt phản xạ đã minh giải. Ví dụ, cửa sổ thuộc tính là 5 mẫu trong trường hợp khoảng lấy mẫu dọc của tài liệu địa chấn là 4 ms nghĩa là cửa sổ thuộc tính có độ lớn 20 ms, thuộc tính sẽ được tính toán và đưa ra theo cửa sổ +/- 10ms của mỗi mặt phản xạ trong tập mặt phản xạ. Phương pháp này đã được áp dụng thành công trong nhiều công trình nghiên cứu, khoanh vùng được các bẫy dầu khí dạng địa tầng với thân vỉa mỏng, cũng như làm rõ hơn hình ảnh của môi trường trầm tích cổ, đứt gãy và các đới dập vỡ [5, 11 - 13].

3. Kết quả và thảo luận

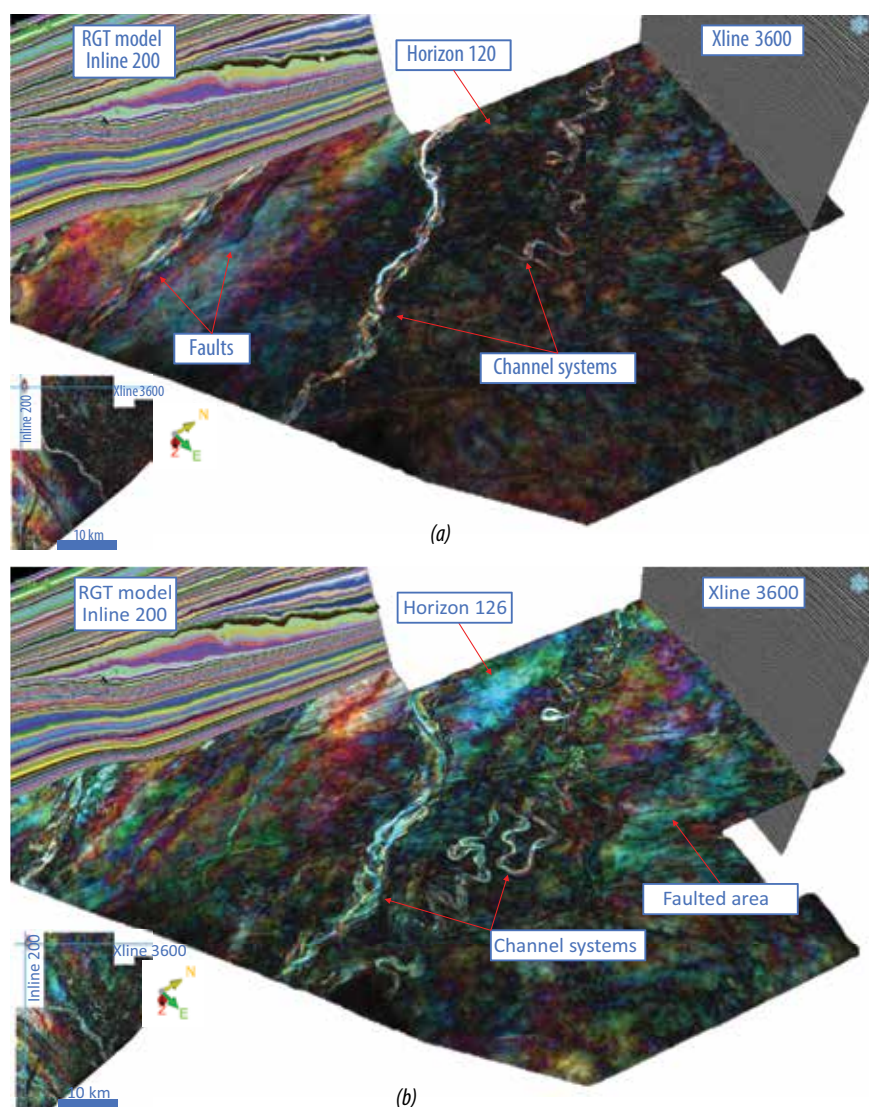
Sử dụng phần mềm PaleoScan™, tất cả tầng phản xạ đã được minh giải tự động cùng lúc, theo các pha peak, trough, zero-crossing, giảm thiểu tối đa thời gian so với các phương pháp minh giải truyền thống. Kết quả thu được là mô hình địa chất RGT, được xây dựng trực tiếp từ khối địa chấn Maui 3D. Trong quy trình minh giải, bước nội suy MDG đóng vai trò quan trọng nhất, chỉ định tuổi



Hình 5. Mặt phản xạ 248 với thuộc tính địa chấn RMS chỉ ra các thông tin, hiện tượng địa chất trong môi trường biển nông được hiển thị một cách chi tiết (vị trí mặt cắt chỉ ra trên Hình 2).



Hình 6. So sánh giữa mặt phản xạ được tính trong khoảng giữa N30 - N40, sử dụng phương pháp truyền thống (iso-proportional slicing) của tác giả Kroeger et al. [14] (a) và mặt phản xạ số 106 trong tập mặt phản xạ với thuộc tính địa chấn Spectral Decomposition cho 3 tần số khác nhau được pha trộn cùng lúc (b).



Hình 7. Sử dụng thuộc tính địa chấn Spectral Decomposition với 3 tần số khác nhau để làm rõ hơn sự phát triển của hệ thống dòng sông cổ tuổi Miocene giữa trên mặt cắt 120 (a) và 126 (b) trong tập mặt phản xạ.

địa chất tương đối cho mọi điểm của khối địa chấn dựa trên những tầng phản xạ đã được minh giải tự động, tạo nên sự liên tục về tuổi địa chất theo không gian và thời gian trong mô hình RGT.

Trong nghiên cứu này, 400 mặt phản xạ tương ứng với tuổi địa chất tương đối được đưa ra từ mô hình RGT. Kỹ thuật minh giải cho phép điều hướng khối địa chấn 3D theo các mặt phản xạ, đưa ra các thông tin nội tạng với độ phân giải rất cao, ngay cả với khu vực cấu trúc địa chất phức tạp hoặc trong môi trường trầm tích phức tạp như trầm tích biển nông, trầm tích rìa hoặc biển sâu (Hình 5) mà phương pháp minh giải truyền thống khó phát hiện được.

Trong các phương pháp minh giải địa chấn truyền thống, thuộc tính địa chấn thường được đưa ra trên mặt cắt thời gian, hoặc trên các mặt phản xạ quan trọng hoặc các ranh giới khác được dịch chuyển song song với những tầng phản xạ quan trọng đó. Phương pháp này mất nhiều thời gian và khó có thể đưa ra chi tiết về đặc điểm địa chất khu vực nhất là khu vực có địa chất phức tạp, khi các mặt cắt trong nội tạng không đi theo đúng hình dạng những mặt phản xạ. Ở nghiên cứu này, trong khoảng thời gian ngắn, hàng trăm thậm chí hàng nghìn mặt phản xạ theo địa tầng có thể được đưa ra từ mô hình địa chất RGT và cho mọi điểm trong khối địa chấn 3D. Ngoài ra, khác biệt với phương pháp iso-proportional slicing (các mặt cắt nội tạng được tạo ra khi chia đều tầng địa chất theo tầng phản xạ giới hạn đỉnh và đáy), tập mặt phản xạ đưa ra các mặt phản xạ, trong đó trên mỗi mặt phản xạ có tuổi địa chất tương đối theo địa tầng, thường liên tục từ trên xuống dưới

và đồng tuổi theo diện phân bố ở mọi vị trí. Các bề mặt phản xạ này có thể được chỉ ra trong những tầng địa chất phức tạp, nhưng vẫn tuân theo tướng địa chấn, là những tầng phản xạ được minh giải tự động trong MDG, do đó hiển thị tốt hơn và khai thác thông tin tối đa từ tài liệu địa chấn 3D (Hình 6).

Phương pháp này giúp minh giải địa chấn hiệu quả hơn, xác định được mô hình địa chất hoàn toàn nhất quán với tài liệu địa chấn 3D, cùng với các mặt phản xạ, hiển thị đứt gãy với độ chính xác cao để phục vụ cho bước kế tiếp như mô hình hóa cấu trúc địa chất, mô hình tướng... (Hình 6 và 7).

4. Kết luận

Trong nghiên cứu này, một kỹ thuật minh giải mới được giới thiệu và áp dụng lên tài liệu địa chấn 3D để từ đó xây dựng trực tiếp mô hình 3D tuổi địa chất tương đối RGT. Phương pháp này cho phép đưa ra không giới hạn số lượng mặt phản xạ trong những tầng địa chất phức tạp theo thứ tự địa tầng, giúp làm nổi bật hơn các thông tin, yếu tố, hiện tượng địa chất quan trọng không thể nhìn thấy được khi sử dụng các phương pháp minh giải địa chấn truyền thống có số lượng giới hạn mặt phản xạ được minh giải.

Từ tài liệu địa chấn Maui 3D, bể trầm tích Taranaki, ngoài khơi New Zealand, mô hình địa chất RGT đã được xây dựng trong khoảng thời gian ngắn, giúp minh giải 400 mặt phản xạ. Những mặt phản xạ đó được kết hợp với các thuộc tính địa chấn như Root Mean Square - RMS và Spectral Decomposition giúp cho người minh giải xây dựng lịch sử phát triển, kiến tạo địa chất trong khu vực nghiên cứu. Kết quả minh giải có thể áp dụng trong các bước tiếp theo như xây dựng mô hình cấu trúc địa chất cho khu vực nói chung và mỏ nói riêng. Việc phân chia các lớp (layer) trong mô hình cũng tiện cận hơn với mô hình địa chất... Quy trình minh giải địa chấn này tiết kiệm công sức và rút ngắn thời gian, từ đó giúp đẩy nhanh toàn bộ quá trình tìm kiếm thăm dò dầu khí, định hình một phương pháp minh giải địa chấn mới trong tương lai.

Lời cảm ơn

Kết quả trong nghiên cứu này đạt được từ phần mềm minh giải địa chấn PaleoScan™, phát triển bởi Eliis (www.elis.fr). Nhóm tác giả gửi lời cảm ơn đến Ministry of Business, Innovation, and Employment (MBIE), New Zealand, đã cho phép công bố tài liệu địa chấn Maui 3D và anh Nguyễn Tiến Thịnh - Viện Dầu khí Việt Nam, đã góp ý giúp tác giả hoàn thiện nghiên cứu này.

Tài liệu tham khảo

- [1] Fabien Pauget, Sébastien Lacaze, and Thomas Valding, "A global approach to seismic interpretation based on cost function and minimization", *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2009*. DOI: 10.1190/1.3255384.
- [2] Hilde G. Borgos, Thorleif Skov, Trygve Randen, and Lars Sonneland, "Automated geometry extraction from 3D seismic data", *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2003*. DOI: 10.1190/1.1817590
- [3] Paul de Groot, Arnaud Huck, Geert de Bruin, Nanne Hemstra, and Jonathan Bedford, "The horizon cube: A step change in seismic interpretation", *The Leading Edge*, Vol. 29, No. 9, pp. 1048 - 1055, 2010. DOI: 10.1190/1.3485765.
- [4] H.J. Ligtenberg, G. de Bruin, N. Hemstra, and C. Geel, "Sequence stratigraphic interpretation in the wheeler transformed (flattened) seismic domain", *68th EAGE Conference and Exhibition Incorporating SPE EUROPEC 2006*. DOI: 10.3997/2214-4609.201402337.
- [5] Jesse Lomask, Antoine Guitton, Sergey Fomel, Jon Claerbout, and Alejandro A. Valenciano, "Flattening without picking", *Geophysics*, Vol. 71, pp. 13 - 20, 2006. DOI: 10.1190/1.2210848.
- [6] Ingelise Schmidt, Sebastien Lacaze, and Gaynor Paton, "Spectral decomposition and geosignal interpretation - Combining advanced technologies to create new workflows", *75th EAGE Conference & Exhibition Incorporating SPE EUROPEC 2013, London, UK, 10 - 13 June 2013*. DOI: 10.3997/2214-4609.20130567.
- [7] Peter R. King, "Tectonic reconstructions of New Zealand: 40 Ma to the present", *New Zealand Journal of Geology and Geophysics*, Vol. 43, pp. 611 - 638, 2000. DOI: 10.1080/00288306.2000.9514913.
- [8] P.R. King and Glenn P. Thrasher, "Cretaceous-Cenozoic geology and petroleum systems of the Taranaki basin, New Zealand", *Institute of geological and nuclear sciences*, Vol. 13, No. 2, 1996.
- [9] Eahsanul Haque, Aminul Islam, and Mohamed Ragab Shalaby, "Structural modeling of the Maui gas field, Taranaki basin, New Zealand", *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, Vol. 43, No. 6, pp. 965 - 975, 2016. DOI: 10.1016/S1876-3804(16)30114-8.
- [10] Tracy J. Stark, "Relative geologic time (age) volumes - Relating every seismic sample to a geologically reasonable horizon", *The Leading Edge*, Vol. 23, No. 9, pp. 928 - 932, 2004. DOI: 10.1190/1.1803505.

[11] Marco Fonesu, Denis Palermo, Mauro Galbiati, Marco Marchesini, Enrico Bonamini, and Daniel Bendias, "A new world-class deep-water play-type, deposited by the syndepositional interaction of turbidity flows and bottom currents: The giant Eocene Coral field in northern Mozambique", *Marine and Petroleum Geology*, Vol. 111, pp. 179 - 201, 2020. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2019.07.047Ge.

[12] Tony Marsh and Anne Powell, "Regional stratal slice imaging of the Northern Carnarvon basin, Western Australia", *ASEG Extended Abstracts*, 2019. DOI: 10.1080/22020586.2019.12073062.

[13] G. Thrasher, H. Seebeck, P. Viskovic, S. Bull, M. Sarma, and K. Kroeger, "Time structure grids for the greater Maui-Maari-Tui region, Taranaki basin, New Zealand", *GNS Science Data Series*, 2018.

[14] Karsten F. Kroeger, Glenn P. Thrasher, and Monmoyuri Sarma, "The evolution of a Middle Miocene deep-water sedimentary system in northwestern New Zealand (Taranaki basin): Depositional controls and mechanisms", *Marine and Petroleum Geology*, Vol. 101, pp.355 - 372, 2019. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2018.11.052.

[15] Lia Turrini, Christopher A-L. Jackson, and Philip Thompson, "Seal rock deformation by polygonal faulting, offshore Uruguay", *Marine and Petroleum Geology*, Vol. 86, pp.892 - 907, 2017. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2017.06.038.

[16] Xinming Wu and Dave Hale, "Horizon volumes with interpreted constraints", *Geophysics*, Vol. 80, No. 2, 2015. DOI: 10.1190/geo2014-0212.1.

A BREAKTHROUGH IN 3D SEISMIC INTERPRETATION FOR STRATIGRAPHIC RESERVOIR DETECTION

Nguyen Xuan Thinh¹, Ha Quang Man²

¹Eliis Pty Ltd, Australia

²Petrovietnam Exploration Production Corporation (PVEP)

Email: manhq@pvep.com.vn

Summary

The paper presents the "global seismic interpretation method", developed by Pauget et al. [1]. A 3D Relative Geologic Time (RGT) model was obtained directly from the 3D seismic volume which is the outcome of this method. In the 3D RGT model, the geologic time is continuous, and a relative geologic age can be interpolated and assigned for to every voxel of the seismic volume.

The dataset in this study is the Maui 3D seismic volume from Taranaki Basin, offshore New Zealand. A stack of four hundred continuous stratigraphic horizons was quickly produced from the Maui RGT model, showing clearly and in detail the geological features of even complicated areas where classical methods failed to achieve good results. Besides, integrated with seismic attributes such as RMS amplitude and/or Spectral Decomposition, the horizon stack enables identification of geological elements, stratigraphic insights, and paleo-depositional environments in greater detail for stratigraphic reservoir detection and characterisation.

Key words: Seismic interpretation, seismic attributes, horizon, stratigraphic reservoir, Taranaki basin.

PHƯƠNG PHÁP KIỂM ĐỊNH KỸ THUẬT TRÊN CƠ SỞ PHÂN TÍCH RỦI RO (RBI) CHO BÌNH CHỊU ÁP LỰC CỦA CÁC CÔNG TRÌNH CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

Nguyễn Thanh Thái, Nguyễn Thành Hưng, Trần Nguyên Quý

Tổng công ty Bảo dưỡng - Sửa chữa Công trình Dầu khí (PVMR)

Email: hungnt@pvmr.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.03-07>

Tóm tắt

Phương pháp kiểm định kỹ thuật trên cơ sở phân tích rủi ro (Risk Based Inspection - RBI) là phương pháp kiểm định dựa trên cơ sở kết quả phân tích, đánh giá mức rủi ro của các thiết bị có thể gây ra, đặc biệt là thiết bị/hệ thống có mức rủi ro cao, giúp tối ưu hóa các nguồn lực trong việc xây dựng kế hoạch kiểm định và bảo dưỡng thiết bị.

Trên cơ sở quy định của pháp luật Việt Nam, các quy định của quốc tế (nền tảng là các tiêu chuẩn API, ASME) và thực tế áp dụng phương pháp RBI tại Việt Nam, Tổng công ty Bảo dưỡng - Sửa chữa Công trình Dầu khí (PVMR) đã nghiên cứu, xây dựng phương pháp RBI áp dụng cho việc kiểm định bình chịu áp lực của các công trình chế biến dầu khí.

Từ khóa: Kiểm định kỹ thuật, phân tích rủi ro (RA), bình chịu áp lực, chế biến dầu khí, RBI.

1. Giới thiệu

Trong các nhà máy chế biến dầu khí, số lượng và chủng loại thiết bị áp lực nói chung và bình chịu áp lực nói riêng rất lớn, hoạt động ở điều kiện khắc nghiệt, vận hành liên tục 24/24 giờ nên việc kiểm định loại thiết bị này chỉ có thể tiến hành vào thời điểm bảo dưỡng hay sửa chữa lớn.

Theo quy định của pháp luật Việt Nam, việc kiểm định thiết bị áp lực nói chung và bình chịu áp lực nói riêng phải được tiến hành định kỳ (phương pháp ấn định - Time-based inspection). Định kỳ kiểm định các loại thiết bị áp lực khác nhau nên không thể kiểm định tất cả các thiết bị áp lực cùng một lúc. Mặt khác, do yêu cầu kỹ thuật và kinh tế, thời gian các đợt bảo dưỡng hay sửa chữa lớn các công trình này rất ngắn, không thể kiểm định được 100% số lượng thiết bị đến chu kỳ phải kiểm định.

Ngoài ra, có thiết bị yêu cầu phải thử thủy lực nhưng đang trong chu kỳ công nghệ hoạt động nên không thể tiến hành được. Mặt khác, do thiết bị đã đi vào hoạt động một thời gian dài, kết cấu không còn được như khi chế tạo

nên phương pháp thử thủy lực sẽ làm ảnh hưởng đến kết cấu và tuổi thọ của thiết bị. Đây là khó khăn chính trong lĩnh vực kiểm định tại các công trình chế biến dầu khí.

Tổng công ty Bảo dưỡng - Sửa chữa Công trình Dầu khí (PVMR) đã khảo sát thực tế tại các công trình chế biến dầu khí như: Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Nhà máy Lọc dầu Nghi Sơn, Nhà máy chế biến khí Dinh Cố, Hệ thống đường ống dẫn khí (trạm, đường ống) trên bờ Cửu Long, Nhà máy xử lý khí Cà Mau, Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Nhà máy Đạm Cà Mau... Dữ liệu được thu thập, phân tích, đánh giá thực trạng công tác kiểm định nói chung và kiểm định bình áp lực nói riêng cũng như ghi nhận kiến nghị của các đơn vị để xây dựng phương pháp RBI cho các công trình chế biến dầu khí.

Trên cơ sở kết quả khảo sát, đồng thời phân tích các quy định của quốc tế (API, ASME...) và Việt Nam, PVMR đã nghiên cứu, xây dựng "Phương pháp kiểm định kỹ thuật trên cơ sở phân tích rủi ro (RBI) cho các thiết bị bình chịu áp lực của các công trình chế biến dầu khí".

2. Quy định về kiểm định bình chịu áp lực của Việt Nam và quốc tế

2.1. Quy định của Việt Nam

Hiện nay, bình chịu áp lực tại các công trình chế biến dầu khí được kiểm định theo quy định chung về kiểm định



Ngày nhận bài: 25/2/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 25/2 - 2/3/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 9/3/2021.

bình chịu áp lực với phương pháp ấn định (prescriptive methodology) hay còn gọi là TBI (time-based inspection). Theo đó, việc kiểm định thiết bị tuân theo các tiêu chuẩn và quy phạm kỹ thuật quy định chặt chẽ vị trí, chu kỳ và phương pháp kiểm định đối với từng loại thiết bị cụ thể.

Với đặc thù là thiết bị hoạt động có rủi ro cao nên các quy định về kiểm định các thiết bị áp lực nói chung và bình chịu áp lực nói riêng được thể hiện trong Luật, sau đó chi tiết, cụ thể hóa tại các bộ Quy chuẩn Việt Nam (QCVN), Quy trình kiểm định (ban hành theo Thông tư), Tiêu chuẩn Việt Nam (TCVN), Hướng dẫn thực hiện. Những văn bản dưới luật được các cơ quan quản lý Nhà nước (bộ, ngành) ban hành cho từng loại đối tượng bình chịu áp lực (theo áp suất) theo phân cấp quản lý.

Việt Nam quy định về thời điểm phải kiểm định bình chịu áp lực (kiểm định lần đầu, kiểm định định kỳ, kiểm định bất thường), nội dung, phương pháp, cách tiến hành kiểm định, trách nhiệm của đơn vị sở hữu công trình, cơ quan được phép kiểm định...

2.2. Quy định của quốc tế

Quy định của quốc tế được thể hiện dưới dạng các quy chế bắt buộc của các quốc gia (Mỹ, Anh, Brasil, Nam Phi, Malaysia...) hoặc quy định, hướng dẫn, tiêu chuẩn của các tổ chức quốc tế (NFPA, API, ASME...). Một số tiêu chuẩn về kiểm định như: AS/NZS 3788:2006, BS EN 764-5:2014, Bộ tiêu chuẩn API (API RP 510, API RP 570, API RP 579, API RP 580, API RP 581, API RP 653, API 1628, API 750, API RP 574, API RP 572, API RP 573...), ASME (ASME BPVC Section IV, ASME BPVC Section VIII, ASME PCC-2-2018, ASME PCC-3), ISO (ISO 16528-1:2007, ISO 55000:2014, ISO 55001:2014), DNV GL-RP-G101.

2.3. So sánh hệ thống TCVN/QCVN và hệ thống tiêu chuẩn nước ngoài trong lĩnh vực kiểm định bình chịu áp lực

So với TCVN/QCVN, các tiêu chuẩn/quy phạm quốc tế có ưu điểm sau:

- Xây dựng được hệ thống tiêu chuẩn/quy phạm chuyên biệt cho công tác kiểm định các chủng loại thiết bị khác nhau sử dụng trong ngành công nghiệp dầu khí và hóa chất.
- Phương pháp kiểm tra trực quan có hướng dẫn rất cụ thể về cách kiểm tra phát hiện cho từng dạng hư hỏng thường gặp, cách kiểm tra cho từng loại vật liệu, từng thành phần của hệ thống thiết bị dựa trên các nghiên cứu về mức độ ăn mòn và hư hỏng của vật liệu.

- Trong các tiêu chuẩn quốc tế, kết quả đo chiều dày thiết bị được sử dụng để tính toán tốc độ ăn mòn và dự báo được thời gian hoạt động còn lại của thiết bị, tần suất kiểm định thiết bị... Đây chính là điểm kiểm soát chủ yếu và quan trọng trong hệ thống kiểm định.

- Thời hạn/tần suất kiểm định thiết bị dựa trên tính toán cụ thể về tốc độ ăn mòn, cơ chế hư hỏng, xuống cấp của vật liệu/thiết bị và kết quả của các lần kiểm định trước. Trong trường hợp các thông số không đầy đủ, thời hạn và tần suất kiểm định sẽ dựa trên các thời hạn định kỳ đã được áp dụng từ trước đến nay cho thiết bị.

Như vậy, ưu điểm của các phương pháp kiểm định quốc tế được thực hiện liên tục, không ảnh hưởng bởi trạng thái hoạt động của thiết bị; còn các phương pháp kiểm định theo hệ thống TCVN/QCVN chỉ có thể kiểm tra kỹ thiết bị trong quá trình chế tạo và mới lắp ráp xong, sau khi đưa vào hoạt động thì chủ yếu là kiểm tra định kỳ. Do đó, kiểm định theo RBI giúp nâng cao tính chủ động trong việc phát hiện sớm, dự báo và khắc phục hư hỏng cho thiết bị đồng thời tạo điều kiện cho việc lập kế hoạch các chương trình bảo dưỡng/kiểm định chính xác hơn và khoa học hơn.

3. Xây dựng phương pháp kiểm định RBI cho bình chịu áp lực của các công trình chế biến dầu khí

3.1. Thực trạng

Các đơn vị đều ban hành quy định về việc lập kế hoạch và quản lý hoạt động kiểm định thiết bị dưới dạng quy trình (Inspection planning and Management Procedure), trong đó nêu rõ mục đích, phạm vi, quy trình thực hiện (đưa ra các bước dưới dạng lưu đồ và diễn giải chi tiết công việc phải tiến hành trong từng bước), lưu trữ thông tin, các bộ phận liên quan và trách nhiệm phải thực hiện.

Thiết bị cần kiểm định đều được các đơn vị phân loại theo đặc điểm, ký hiệu thiết bị, tên thiết bị, thông số thiết kế, thông số hoạt động, tần suất phải kiểm định, loại hình kiểm định, đơn vị thực hiện.

Việc thực hiện kiểm định các thiết bị áp lực cũng như bình áp lực được triển khai trên cơ sở ấn định thời gian - TBI, thực hiện kiểm tra kỹ thuật bên trong và tiến hành thử thủy lực.

Ngoài việc kiểm định theo quy định hiện hành với phương pháp TBI, các nhà máy lọc hóa dầu, chế biến khí và đạm của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang triển khai áp dụng phương pháp kiểm định trên cơ sở rủi ro.

- Thời hạn kiểm định bình áp lực: Theo quy định hiện

hành, thời gian kiểm định đối với mỗi loại bình chịu áp lực không giống nhau do số lượng thiết bị tại các công trình là rất lớn, không thể ngừng máy móc, thiết bị để phục vụ kiểm định. Việc kiểm định chỉ có thể thực hiện trong các đợt nhà máy dừng hoạt động để bảo dưỡng, sửa chữa lớn. Tuy nhiên, do thời hạn kiểm định thiết bị (2 năm/lần, 3 năm/lần) và chu kỳ bảo dưỡng, sửa chữa lớn của các nhà máy là khác nhau dẫn đến tình trạng:

- + Nếu thời hạn kiểm định của thiết bị đến trước chu kỳ bảo dưỡng/sửa chữa thì không thể dùng thiết bị để tiến hành kiểm tra bên trong thiết bị theo quy định.

- + Nếu thời hạn kiểm định thiết bị đến sau chu kỳ bảo dưỡng/sửa chữa thì bắt buộc phải tiến hành kiểm định thiết bị mặc dù chưa đến hạn kiểm định dẫn đến lãng phí.

- + Để đảm bảo sản xuất và yêu cầu công nghệ nên thời gian bảo dưỡng/sửa chữa rất ngắn, do vậy, khó có thể đáp ứng yêu cầu kiểm định toàn bộ các bình áp lực của công trình.

- Quy định thử thủy lực: Theo quy định hiện hành, bình chịu áp lực phải được tiến hành thử thủy lực nhưng trong nhiều trường hợp, việc này không thể thực hiện do:

- + Nhiều thiết bị có thể tích rất lớn, chứa xúc tác, các lớp vật liệu chịu lửa, chịu nhiệt bên trong nên không thể tiến hành thử bằng nước;

- + Khó khăn trong việc cách ly cơ khí, các thiết bị bảo vệ, đo lường ra khỏi thiết bị tiến hành thử thủy lực; một số thiết bị có cấu tạo cơ khí phức tạp không thể tháo hoặc cô lập do công nghệ đặc thù.

3.2. Phương pháp kiểm định RBI

Phương pháp kiểm định RBI được Det Norske Veritas (DNV) soạn thảo và phát triển, với sự tài trợ của 16 công ty dầu khí lớn trên thế giới và sự giám sát, hỗ trợ của Ủy ban về thiết bị lọc hóa dầu thuộc Viện Dầu mỏ Mỹ (API Committee on Refinery Equipment). RBI được phát triển nhằm áp dụng phân tích, đánh giá rủi ro vào công tác kiểm định, tối ưu hóa các nguồn lực cho công tác kiểm định, ưu tiên cho các thiết bị/hệ thống có khả năng gây rủi ro cao. Sau khi nghiên cứu, phương pháp này đã được đưa vào áp dụng thử trong công tác quản lý rủi ro và quản lý kế hoạch kiểm định tại các doanh nghiệp tài trợ và được đánh giá rất tốt cả trong công tác quản lý kỹ thuật cũng như kinh tế do có khả năng giảm thiểu chi phí. Vào năm 1996, phương pháp này được Viện Dầu mỏ Mỹ (API) và Hiệp hội Kỹ sư Cơ khí Mỹ (ASME) ban hành

dưới dạng các tiêu chuẩn dự thảo API RP 580 và API RP 581, như là một tài liệu hướng dẫn chung cho công tác kiểm định thiết bị dầu khí.

Lập kế hoạch kiểm định theo RBI dựa trên nguyên tắc phân cấp cho các hoạt động kiểm định/bảo dưỡng theo mức độ rủi ro mà các thiết bị đó có thể gây ra. Mục tiêu của phương pháp RBI là xây dựng kế hoạch kiểm định và bảo dưỡng thiết bị đảm bảo được độ tin cậy hoạt động của thiết bị và mức rủi ro chấp nhận được.

Thông thường sự cố rò rỉ của thiết bị trong công trình chế biến dầu khí liên quan đến các hư hỏng cơ khí chiếm tỷ lệ rất cao, khoảng 41%. Nguyên nhân chính là do hiện tượng ăn mòn, hay do thiết bị xuống cấp sau thời gian dài hoạt động... Tùy thuộc vào điều kiện làm việc, tiêu chuẩn thiết kế, chế tạo, lắp đặt cũng như chế độ kiểm định, bảo dưỡng, từng thiết bị sẽ có nguy cơ hư hỏng và mức độ rủi ro khác nhau.

Mức rủi ro do mỗi thiết bị/hệ thống gây ra được tính toán theo công thức sau:

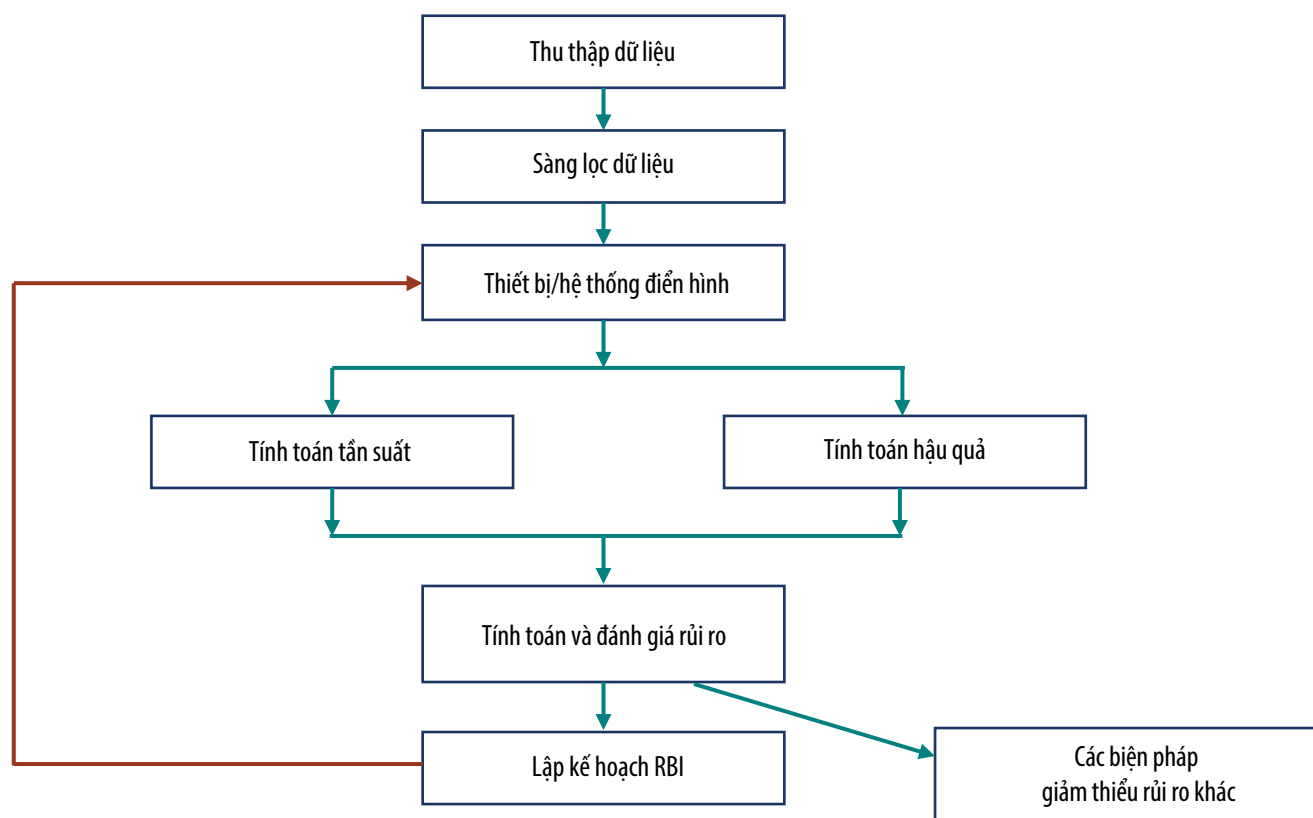
$$\text{Rủi Ro} = \text{Tần suất xảy ra sự cố} \times \text{Hậu quả do sự cố gây ra}$$

Vì vậy, tần suất xảy ra sự cố và hậu quả do sự cố gây ra quyết định mức độ rủi ro cho thiết bị/hệ thống. Trong đó, tần suất xảy ra sự cố và hậu quả do sự cố gây ra lại bị ảnh hưởng bởi các thông số khác nhau.

Kiểm định là phương pháp nhằm làm giảm thiểu nguy cơ xảy ra sự cố bằng cách giảm thiểu hư hỏng liên quan đến cơ khí. Mỗi thiết bị/hệ thống tùy theo tiêu chuẩn thiết kế, chế tạo, lắp đặt, các điều kiện hoạt động thực tế, tình trạng bảo dưỡng sửa chữa, thành phần chất lưu, thời gian hoạt động... sẽ có khả năng hư hỏng cơ khí khác nhau, điều này liên quan chặt chẽ đến giá trị rủi ro của thiết bị/hệ thống. Một kế hoạch kiểm định ưu tiên tập trung cho các thiết bị/hệ thống có rủi ro cao sẽ góp phần giảm thiểu chi phí cho việc kiểm định và tổn thất do việc ngừng hoạt động của thiết bị/hệ thống đó. Đây là cơ sở của phương pháp RBI.

Ngoài nền tảng là đánh giá rủi ro, phương pháp kiểm định RBI còn kết hợp với nhiều tiêu chuẩn và quy phạm đang được áp dụng rộng rãi trên thế giới như: API, ASME, CFR, NFPA... Vì vậy, RBI được đánh giá là phương pháp hiệu quả trong việc lập kế hoạch kiểm định và được áp dụng rộng rãi trên thế giới, đặc biệt là trong ngành công nghiệp dầu khí và năng lượng...

RBI ưu tiên cho hoạt động kiểm định dựa trên các giá



Hình 1. Lưu đồ phân tích RBI.

trị rủi ro đã được xác định. Quá trình phân tích RBI được thể hiện trong Hình 1.

- Thu thập dữ liệu về thiết bị/hệ thống: Đánh giá quản lý an toàn công nghệ - PSM/phân tích nguy hiểm công nghệ - PHA; điều kiện vận hành công nghệ; hệ thống quản lý; đánh giá thiết bị; chương trình kiểm định.

- Sàng lọc dữ liệu: Xác định sơ bộ rủi ro của thiết bị/hệ thống để tiến hành chọn phân tích RBI định tính hay định lượng, hoặc xác định trình tự phân tích cho các thiết bị/hệ thống.

- Lựa chọn thiết bị/hệ thống điển hình để tiến hành phân tích RBI: Các thiết bị chính có tầm ảnh hưởng quan trọng đến hoạt động của công trình được lựa chọn để tiến hành phân tích.

- Tính toán tần suất: Tần suất xảy ra hư hỏng của thiết bị/hệ thống được tính toán dựa trên các số liệu gốc (từ các cơ sở dữ liệu) và được hiệu chỉnh cho phù hợp với thực tế hoạt động của thiết bị/hệ thống.

- Tính toán hậu quả do thiết bị/hệ thống bị hư hỏng gây ra.

- Tính toán và đánh giá rủi ro: Xác định tần suất xảy ra hư hỏng và hậu quả của hư hỏng đó, giá trị rủi ro của các thiết bị/hệ thống được đánh giá và phân loại.

- Lập kế hoạch RBI: Việc lập kế hoạch RBI căn cứ vào việc phân hạng rủi ro của các thiết bị nhằm tập trung thời gian, khối lượng kiểm định cho các thiết bị có rủi ro cao cũng như giảm khối lượng kiểm định và trì hoãn thời gian kiểm định đối với các thiết bị có rủi ro thấp. Kế hoạch kiểm định và quy trình lập kế hoạch kiểm định trên cơ sở phân tích rủi ro (RBI).

- Các biện pháp giảm thiểu rủi ro khác giúp giảm rủi ro cho thiết bị/hệ thống.

Phân tích RBI gồm phân tích RBI định tính và phân tích RBI định lượng, tùy thuộc vào việc “sàng lọc dữ liệu” để quyết định lựa chọn loại phân tích. Phân tích RBI định lượng sẽ chi tiết hơn phân tích RBI định tính. Thông thường, các thiết bị/hệ thống sẽ được phân tích RBI định tính trước, sau đó sẽ chọn ra một số thiết bị/hệ thống cần được phân tích thêm để tiến hành phân tích RBI định lượng.

3.3. Đề xuất xây dựng phương pháp kiểm định RBI cho các bình chịu áp lực

PVMR đã xây dựng phương pháp kiểm định kỹ thuật trên cơ sở phân tích rủi ro (RBI) cho các bình chịu áp lực của các công trình chế biến dầu khí có phạm vi đối tượng áp dụng là các nhà máy lọc hóa dầu, xử lý khí và đạm.

Những quy định chung: Yêu cầu đối với cơ sở thực hiện đánh giá RBI; các thành phần chính cần có trong chương trình RBI; các dữ liệu cần thiết cho phân tích RBI; những yêu cầu về nhân sự tham gia đánh giá RBI.

Kế hoạch kiểm tra: Quy định về lập kế hoạch kiểm tra; nội dung cơ bản và bổ sung của kế hoạch này.

Kiểm tra trên cơ sở rủi ro: Quy định về đánh giá xác suất; đánh giá hậu quả; hồ sơ và tần suất đánh giá RBI.

Công việc chuẩn bị cho việc đánh giá: Quy định về những yêu cầu chung; thiết bị; liên lạc; vào bình và xem xét hồ sơ.

Kiểm tra các loại cơ chế hư hỏng: Các cơ chế hư hỏng được mô tả trong API RP 571 và API RP 572.

Các loại kiểm tra và giám sát đối với bình chịu áp lực: Quy định những loại kiểm tra và giám sát; kiểm tra bên trong bình áp lực; kiểm tra trong trạng thái hoạt động của bình áp lực; kiểm tra bên ngoài bình áp lực; kiểm tra chiều dày và kiểm tra ăn mòn dưới lớp bảo ôn.

Các vị trí giám sát trạng thái (CMLs): Quy định về kiểm tra CLM; lựa chọn và xác định vị trí giám sát.

Phương pháp đánh giá tình trạng: Quy định về việc lựa chọn kỹ thuật kiểm tra, phương pháp đo chiều dày.

Thử áp: Quy định về thời điểm, vị trí, áp suất thử, giải pháp thay thế.

Khoảng thời gian, tần suất và mức độ kiểm tra: Quy định về các loại kiểm tra bên ngoài; kiểm tra bên trong, kiểm tra trong trạng thái hoạt động và đo độ dày; phương pháp RBI; thiết bị giảm áp.

Ghi nhận, phân tích và đánh giá dữ liệu kiểm tra: Quy định việc xác định tốc độ ăn mòn; tính toán tuổi thọ còn lại; xác định áp suất làm việc tối đa cho phép; phân tích FFS cho các khu vực bị ăn mòn; đánh giá FFS; xác định độ dày yêu cầu; đánh giá thiết bị hiện có, tài liệu tối thiểu; báo cáo và hồ sơ.

Trách nhiệm của các tổ chức, cá nhân: Quy định về trách nhiệm của các tổ chức, cá nhân lắp đặt, sử dụng, sửa chữa, bảo dưỡng, kiểm tra, thử nghiệm, kiểm định bình chịu áp lực trong trường hợp thực hiện RBI và không thực hiện RBI.

4. Kết luận

Phương pháp kiểm định kỹ thuật RBI cho bình chịu áp lực của các công trình chế biến dầu khí được xây dựng trên cơ sở các phương pháp kiểm định hiện đại quốc tế và

tuân thủ quy định của luật pháp Việt Nam, giúp giải quyết vấn đề phát sinh trong công tác kiểm định và thử thủy lực các bình chịu áp lực. Phương pháp này sẽ được trình lên Bộ Công Thương xem xét ban hành dưới dạng Quy chuẩn kỹ thuật.

Tài liệu tham khảo

[1] Quốc hội, *Luật Tiêu chuẩn và quy chuẩn kỹ thuật*, Luật số 68/2006/QH11 ngày 29/6/2006.

[2] Bộ Lao động Thương binh và Xã hội, *Quyết định số 64/2008/QĐ-LĐTBXH về việc ban hành quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về an toàn lao động nổi hơi và bình chịu áp lực*, 27/11/2008.

[3] Bộ Công nghiệp, *Thông tư số 02/1998/TT-BCN về việc hướng dẫn về việc kiểm tra, kiểm định các thiết bị áp lực và thiết bị nâng trong ngành công nghiệp*, 9/3/1998.

[4] Bộ Lao động Thương binh và Xã hội, *Thông tư số 54/2016/TT-BLĐTBXH về việc Ban hành 30 quy trình kiểm định kỹ thuật an toàn đối với máy, thiết bị, vật tư có yêu cầu nghiêm ngặt về an toàn lao động thuộc thẩm quyền quản lý của Bộ Lao động - Thương binh và Xã hội*, 28/12/2016.

[5] Bộ Lao động Thương binh và Xã hội, *Thông tư số 36/2019/TT-BLĐTBXH về việc Ban hành danh mục các loại máy, thiết bị, vật tư, chất có yêu cầu nghiêm ngặt về an toàn, vệ sinh lao động*, 30/12/2019.

[6] Bộ Công Thương, *Thông tư số 12/2020/TT-BCT về việc sửa đổi, bổ sung, bãi bỏ một số điều của Thông tư số 09/2017/TT-BCT ngày 13/7/2017 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hoạt động kiểm định kỹ thuật an toàn lao động thuộc thẩm quyền quản lý của Bộ Công Thương và một số quy trình kiểm định ban hành kèm theo Thông tư số 10/2017/TT-BCT ngày 26/7/2017 của Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành quy trình kiểm định kỹ thuật an toàn lao động đối với máy, thiết bị, vật tư có yêu cầu nghiêm ngặt về an toàn lao động thuộc thẩm quyền quản lý của Bộ Công Thương*, 18/6/2020.

[7] Bộ Lao động Thương binh và Xã hội, *Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia QCVN: 01 - 2008/BLĐTBXH về an toàn lao động nổi hơi và bình chịu áp lực*, 27/11/2008.

[8] American Petroleum Institute (API), *API 510 - Pressure vessel inspection code*.

[9] American Petroleum Institute (API), *API RP 570 - Piping inspection code*.

[10] American Petroleum Institute (API), *API RP 579 - Recommended practice for Fitness-for-Service*.

- [11] American Petroleum Institute (API), *API RP 580 - Risk-Based inspection*.
- [12] American Petroleum Institute (API), *API RP 581 - Risk-Based inspection base resource document*.
- [13] American Petroleum Institute (API), *API RP 653 - Tank inspection, repair, alteration, and reconstruction, 3rd edition*.
- [14] American Petroleum Institute (API), *API 1628 - Risk-Based decision making*.
- [15] American Petroleum Institute (API), *API 750 - Piping inspection code - Inspection, repair, alteration and reinstating of In-service piping system*.
- [16] American Petroleum Institute (API), *API RP 574 - Inspection practices for piping system components*.
- [17] American Petroleum Institute (API), *API RP 572 - Inspection of pressure vessels (towers, drums, reactors, heat exchangers, and condensers)*.
- [18] American Petroleum Institute (API), *API RP 573 - Inspection of fired boilers and heaters*.
- [19] American Society of Mechanical Engineers (ASME), *ASME PCC-2 - 2018 - Repair of pressure equipment and piping*, 2018.
- [20] American Society of Mechanical Engineers (ASME), *ASME PCC-3 - 2017 - Inspection planning using Risk-Based methods*, 2017.
- [21] DNV, *DNV GL-RP-G101 Risk based inspection of offshore topsides static mechanical equipment*.

RISK BASED INSPECTION METHODOLOGY (RBI) FOR PRESSURE VESSELS OF OIL AND GAS PROCESSING FACILITIES

Nguyen Thanh Thai, Nguyen Thanh Hung, Tran Nguyen Quy

Petrovietnam Maintenance and Repair Corporation (PVMR)

Email: hungnt@pvmr.vn

Summary

Risk based inspection (RBI) is an inspection method which is based on the results of analysis and assessment of the levels of risks that equipment can cause, especially equipment/system with high level of risk, in order to optimise resources in the development of equipment inspection and maintenance plans.

Based on the provisions of Vietnamese law, international regulations (with API and ASME standards as the foundation) and the actual application of RBI methodology in Vietnam, the Petrovietnam Maintenance and Repair Corporation (PVMR) has studied and established the risk based inspection methodology for pressure vessels of oil and gas processing facilities.

Key words: Technical inspection, risk analysis (RA), pressure vessel, oil and gas processing, RBI.



CHÍNH PHỦ BAN HÀNH QUY CHẾ QUẢN LÝ TÀI CHÍNH CỦA CÔNG TY MẸ

Ngày 29/3/2021, Chính phủ đã ban hành Nghị định số 36/2021/NĐ-CP về Quy chế quản lý tài chính của Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, trong đó có quy định về chi phí tìm kiếm, thăm dò, phát triển dầu khí của dự án không thành công, sử dụng Quỹ tìm kiếm thăm dò dầu khí...

Chi phí tìm kiếm, thăm dò, phát triển dầu khí

Về chi phí thu hồi dầu khí tương ứng tiền dầu, khí được thu hồi theo Hợp đồng dầu khí, Nghị định số 36/2021/NĐ-CP quy định: Trường hợp, đến thời điểm kết

thúc hợp đồng dầu khí, hoặc kết thúc dự án phát triển khai thác, thu hồi chi phí theo hợp đồng không đủ bù đắp chi phí hoạt động dầu khí thì phần chi phí còn lại chưa được thu hồi, sau khi có quyết định kết thúc dự án và quyết toán chi phí của

cấp có thẩm quyền, được phân bổ vào chi phí doanh nghiệp (chi phí không được trừ khi xác định thu nhập chịu thuế thu nhập doanh nghiệp) trong thời gian không quá 5 năm. Các khoản chi phí không có khả năng thu hồi của dự án dầu khí đầu tư ra



Mô Bạch Hồ. Ảnh: PVN

Nghị định số 36/2021/NĐ-CP có hiệu lực từ ngày 15/5/2021, áp dụng từ năm tài chính 2021, thay thế Nghị định số 06/2015/NĐ-CP ngày 13/1/2015 của Chính phủ ban hành Quy chế tài chính của Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Giai đoạn từ ngày 1/1/2016 đến thời điểm Nghị định này có hiệu lực, Công ty mẹ thực hiện theo quy định tại Nghị định số 06/2015/NĐ-CP, đối với các nội dung Nghị định số 06/2015/NĐ-CP không có quy định thì thực hiện theo quy định pháp luật thời điểm ngày 1/1/2016 đến ngày Nghị định này có hiệu lực.

khí. Công ty mẹ có trách nhiệm thực hiện việc quản lý và bảo toàn Quỹ thu dọn mỏ, đảm bảo sử dụng Quỹ đúng quy định.

Khi lập báo cáo tài chính năm 2020, toàn bộ số dư của nguồn Quỹ tìm kiếm thăm dò dầu khí đến thời điểm ngày 31/12/2020, Công ty mẹ kết chuyển vào Quỹ đầu tư phát triển của Công ty mẹ để tiếp tục sử dụng theo kế hoạch và mục đích đã được cấp có thẩm quyền phê duyệt theo quy định.

Đối với các dự án được sử dụng từ nguồn Quỹ tìm kiếm thăm dò do Công ty mẹ và công ty con do Công ty mẹ nắm giữ 100% vốn điều lệ tham gia với tư cách là nhà đầu tư đang trong thời gian thực hiện các thủ tục quyết toán thì việc thực hiện quyết toán các dự án này được áp dụng theo các quy định tại Quyết định số 143/2008/QĐ-TTg ngày 29/10/2008 của Thủ tướng Chính phủ ban hành Quy chế trích lập, quản lý và sử dụng Quỹ tìm kiếm thăm dò dầu khí và Thông tư số 17/2011/TT-BTC ngày 10/2/2011 của Bộ Tài chính hướng dẫn một số nội dung của Quy chế trích lập, quản lý và sử dụng Quỹ tìm kiếm thăm dò dầu khí đến thời điểm ngày 31/12/2023.

nước ngoài thực hiện theo quy định của Chính phủ về đầu tư ra nước ngoài trong hoạt động dầu khí.

Về chi phí tìm kiếm, thăm dò, phát triển dầu khí của dự án tìm kiếm, thăm dò, phát triển dầu khí không thành công, Nghị định số 36/2021/NĐ-CP quy định “sau khi có quyết định kết thúc dự án và quyết toán chi phí của cấp có thẩm quyền, được phân bổ vào chi phí doanh nghiệp (chi phí không được trừ khi xác định thu nhập chịu thuế thu nhập doanh nghiệp) trong thời gian không quá 5 năm”.

Đối với Quỹ đảm bảo nghĩa vụ tài chính cho việc thu dọn công trình dầu khí (Quỹ thu dọn mỏ) do nhà thầu trích để bảo đảm nghĩa vụ tài chính cho việc thu dọn mỏ, Nghị định số 36/2021/NĐ-CP quy định: Trong thời gian chưa sử dụng Quỹ thu dọn mỏ, Công ty mẹ gửi số tiền của Quỹ vào các tài khoản tại các ngân hàng thương mại có hoạt động ổn định. Tiền lãi phát sinh hàng năm sau khi thực hiện các nghĩa vụ tài chính đối với Nhà nước được ghi tăng vào Quỹ thu dọn mỏ. Việc quản lý, sử dụng Quỹ thu dọn mỏ thực hiện theo quy định của pháp luật về hoạt động dầu

Đối với các dự án đã và đang triển khai được sử dụng từ nguồn Quỹ tìm kiếm thăm dò do Công ty mẹ và công ty con do Công ty mẹ nắm giữ 100% vốn điều lệ tham gia với tư cách là nhà đầu tư được tiếp tục sử dụng nguồn Quỹ đầu tư phát triển quy định tại khoản 2 Điều 24 Nghị định này để triển khai và quyết toán theo quy định pháp luật.

Trường hợp các dự án sử dụng Quỹ tìm kiếm thăm dò được thực hiện bởi công ty con do Công ty mẹ nắm giữ 100% vốn điều lệ tham gia với tư cách là nhà đầu tư có phát hiện thương mại nhưng công ty con chưa đủ điều kiện tăng vốn theo quy định thì công ty con sẽ hoàn trả Quỹ đầu tư phát triển (nguồn kết dư Quỹ tìm kiếm thăm dò) từ 100% dầu, khí thu hồi chi phí của công ty con trong dự án.

Nghị định số 36/2021/NĐ-CP cũng quy định xử lý chênh lệch chi phí thu hồi theo hợp đồng dầu khí và chi phí theo sổ sách kế toán tại thời điểm Nghị định này có hiệu lực: Đối với các lô dầu, khí có chi phí còn được thu hồi theo hợp đồng dầu khí lớn hơn chi phí theo sổ sách kế toán, Công ty mẹ thực hiện phân bổ chi phí tương ứng tiền dầu, khí được thu hồi theo hợp đồng dầu khí. Đối với các lô dầu khí có chi phí theo sổ sách kế toán lớn hơn chi phí còn được thu hồi theo hợp đồng dầu khí, Công ty mẹ thực hiện phân bổ phần chênh lệch theo cơ chế hiện hành (theo tỷ lệ sản lượng khai thác thực tế và sản lượng dự báo đến hết đời mỏ theo tiêu chí và công thức do Hội đồng thành viên Công ty mẹ phê duyệt).

Quản lý, sử dụng vốn đầu tư

Theo Nghị định số 36/2021/NĐ-CP, các khoản thu của Nhà nước gồm: Các khoản thuế và thu ngân sách phải nộp theo quy định của pháp luật; thu chênh lệch giá khí theo quyết định của Thủ tướng Chính phủ; thu tiền khí đồng hành mỏ Bạch Hổ và các mỏ khác theo quy định hiện hành. Thu vào ngân sách Nhà nước 100% tiền lãi dầu, khí nước chủ nhà được chia từ các hợp đồng phân chia sản phẩm dầu khí (sau khi đã trừ 1,5% để Công ty mẹ bù đắp



chi phí quản lý, giám sát các hợp đồng dầu khí), tiền lãi dầu khí và các khoản khác được chia từ Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”, tiền độc và sử dụng tài liệu dầu khí. Thu vào ngân sách nhà nước 100% tiền thu về hoa hồng dầu khí các loại (hoa hồng chữ ký, hoa hồng phát hiện, hoa hồng sản xuất...); khoản tiền đền bù do không thực hiện đầy đủ cam kết tối thiểu của nhà thầu trong các hợp đồng dầu khí. . .

Nghị định số 36/2021/NĐ-CP quy định Nhà nước đầu tư trở lại nguồn lãi nước chủ nhà từ ngân sách Nhà nước

cho Công ty mẹ theo hình thức đầu tư bổ sung vốn điều lệ cho Công ty mẹ theo quy định tại Luật Ngân sách Nhà nước và Luật Quản lý, sử dụng vốn Nhà nước đầu tư vào sản xuất, kinh doanh tại doanh nghiệp.

Quy trình thủ tục đầu tư bổ sung vốn điều lệ cho Công ty mẹ từ nguồn lãi nước chủ nhà thực hiện theo quy định pháp luật về quản lý, sử dụng vốn Nhà nước đầu tư vào sản xuất, kinh doanh tại doanh nghiệp và các quy định sau: Căn cứ chiến lược phát triển ngành dầu khí, kế hoạch phát triển sản xuất kinh doanh



Giàn xử lý trung tâm Hải Thạch. Ảnh: Phan Ngọc Trung

5 năm đã được cấp có thẩm quyền phê duyệt, khả năng huy động và cân đối các nguồn vốn, Công ty mẹ xây dựng phương án đầu tư bổ sung vốn điều lệ báo cáo Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp trình Thủ tướng Chính phủ xem xét, quyết định. Hàng năm, căn cứ nhu cầu, phương án đầu tư bổ sung vốn điều lệ đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, Công ty mẹ dự kiến mức đầu tư bổ sung vốn điều lệ gửi Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp xem xét cho ý kiến, gửi Bộ Tài chính, Bộ Kế hoạch và Đầu tư tổng hợp vào dự toán chi ngân sách Nhà nước (nguồn lãi nước chủ

nhà đầu tư trở lại), báo cáo Chính phủ trình Quốc hội xem xét, quyết định.

Căn cứ dự toán đầu tư bổ sung vốn điều lệ từ nguồn chi đầu tư phát triển (nguồn lãi nước chủ nhà đầu tư trở lại) của ngân sách Nhà nước hàng năm được Quốc hội quyết định, Thủ tướng Chính phủ giao, Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp chỉ đạo Công ty mẹ lập hồ sơ đầu tư bổ sung vốn điều lệ theo quy định của pháp luật về quản lý, sử dụng vốn Nhà nước đầu tư vào sản xuất, kinh doanh tại doanh nghiệp, pháp luật về ngân sách Nhà nước.

Hội đồng thành viên Công ty mẹ chịu trách nhiệm quản lý, sử dụng, bảo toàn và phát triển nguồn lãi dầu, khí nước chủ nhà đầu tư trở lại theo đúng quy định pháp luật. Khoản lãi dầu, khí nước chủ nhà đầu tư trở lại bổ sung vốn điều lệ cho Công ty mẹ được sử dụng để tham gia thực hiện các dự án trọng điểm dầu khí (theo tiêu chí, danh mục do Bộ Công Thương đề xuất, được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt), các dự án tìm kiếm thăm dò dầu khí phục vụ mục đích an ninh quốc phòng và các dự án khác được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Nguyễn Hoàng

VPI VÀ GICON® HỢP TÁC NGHIÊN CỨU, ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ MỚI Ở VIỆT NAM



TS. Hagen Hilse - Giám đốc điều hành GICON® và TS. Nguyễn Anh Đức - Viện trưởng VPI ký Biên bản ghi nhớ. Ảnh: VPI

Ngày 29/3/2021, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) và Großmann Ingenieur Consult GmbH (GICON®) đã tổ chức trực tuyến Lễ ký Biên bản ghi nhớ hợp tác giữa TS. Hagen Hilse - Giám đốc điều hành GICON® và TS. Nguyễn Anh Đức - Viện trưởng VPI.

VPI và GICON® sẽ hợp tác nghiên cứu, ứng dụng các công nghệ mới ở Việt Nam, trọng tâm là sản xuất điện gió ngoài khơi và sử dụng khí không được huy động để sản xuất hydro bằng nước biển; sử dụng công nghệ sinh học và điện phân nước để chuyển hóa sinh khối thành methane sinh học. Hai bên tăng cường hợp tác trong lĩnh vực đào tạo, trọng tâm là quản lý năng lượng (lập kế hoạch, cung cấp các giải pháp tối ưu hóa năng lượng); công nghệ sản xuất hydro và điện từ nguyên liệu tái tạo và khí sinh học; nghiên cứu đa dạng sinh học; đánh giá độc tính sinh thái.

Đại sứ đặc mệnh toàn quyền Việt Nam tại CHLB Đức Nguyễn Minh Vũ cho biết Đức là nhà tài trợ lớn thứ hai cho Việt Nam trong lĩnh vực năng lượng, sau Nhật Bản. Nhiều doanh nghiệp Đức đã tham gia đầu tư vào quá trình chuyển đổi năng lượng ở Việt Nam, đặc biệt là năng lượng mặt trời, năng lượng gió và sinh khối, cũng như phát triển lưới điện thông minh.

Đại sứ Nguyễn Minh Vũ cho biết Chính phủ Việt Nam quyết tâm dành ưu tiên cao

cho các nỗ lực phát triển ngành năng lượng theo hướng phát triển bền vững với mục tiêu đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia và giảm phát thải khí nhà kính. Việt Nam đang dành các khoản đầu tư lớn cho lĩnh vực năng lượng, tái cơ cấu toàn diện ngành năng lượng, hoàn thiện các thể chế chính sách cũng như xây dựng quy hoạch chiến lược phát triển ngành năng lượng theo xu hướng mới cho phát triển bền vững.

Nhấn mạnh “việc ký kết MOU giữa VPI và GICON® là sự cụ thể hóa hơn nữa hợp tác giữa Việt Nam - Đức trong lĩnh vực năng lượng”, Đại sứ Nguyễn Minh Vũ hy vọng GICON® và VPI sẽ xây dựng và triển khai các hoạt động, dự án cụ thể nhằm hiện thực hóa các mục tiêu đã đề ra. Trong đó, có các lĩnh vực tiềm năng Việt Nam rất quan tâm như: năng lượng hydro, năng lượng sinh khối, quản lý năng lượng, bảo vệ môi trường cho phát triển năng lượng. Đại sứ mong rằng GICON® cũng như các tập đoàn/công ty khác của Đức sẽ tham gia mạnh mẽ hơn nữa trong quá trình chuyển đổi năng lượng của Việt Nam.

GS. TS. Jochen Grossmann - Chủ tịch GICON® cho biết sẽ tăng cường hợp tác



TS. Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐTV PVN chứng kiến Lễ ký Biên bản ghi nhớ giữa VPI và GICON®. Ảnh: VPI

ngiên cứu, chia sẻ kinh nghiệm với VPI trong các lĩnh vực sản xuất năng lượng tái tạo (từ gió, mặt trời và sinh khối), quản lý năng lượng, công nghệ xử lý chất thải, công nghệ sinh học (như hệ thống lên men kỵ khí và phản ứng quang sinh, nghiên cứu đa dạng sinh học và đánh giá độc tính môi trường)... GICON® đang sở hữu số lượng lớn bằng sáng chế, đặc biệt là các công nghệ năng lượng tái tạo và bảo vệ môi trường. GICON® quan tâm đến việc áp dụng và tiếp tục triển khai các công nghệ này tại Việt Nam cùng với đối tác VPI.

TS. Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) cho biết trong chiến lược xây dựng hệ sinh thái sáng tạo cho PVN, VPI được giao trọng trách đóng vai trò hạt nhân, liên kết với các tổ chức/cá nhân trên thế giới để nghiên cứu phát triển, cung cấp các sản phẩm, giải pháp công nghệ mới, đột phá để nâng cao hiệu quả hoạt động, năng lực cạnh tranh cho các đơn vị trong ngành Dầu khí Việt Nam. Lãnh đạo PVN đánh giá cao các ý tưởng, kế hoạch về việc phối hợp triển khai chương trình nghiên cứu khoa học, ứng dụng công nghệ, đào tạo của VPI và GICON®.

TS. Nguyễn Anh Đức - Viện trưởng VPI cho biết Diễn đàn đổi mới sáng tạo và kinh tế Đức - Việt là cầu nối cho sự hợp tác giữa VPI and GICON®: "Chúng tôi kết hợp thế mạnh của GICON® trong nghiên cứu, phát triển và kỹ thuật với sự am hiểu của VPI về điều kiện đặc thù ở khu vực Đông Nam Á, từ đó góp phần phát triển kinh tế - xã hội Việt Nam. Sản xuất điện và hydro xanh là chủ đề của tương lai mà chúng tôi lên kế hoạch triển khai các dự án thử nghiệm để tìm ra các công nghệ/giải pháp tối ưu".

GICON® là tập đoàn quốc tế (có trụ sở chính tại Dresden, Đức và văn phòng đại diện tại châu Mỹ, châu Âu, châu Á), cung cấp dịch vụ tư vấn và kỹ thuật, nghiên cứu phát triển, xây dựng dự án. Trong đó, GICON® cung cấp dịch vụ tư vấn và giải pháp kỹ thuật cho các lĩnh vực hoạch định hệ thống kinh doanh, môi trường, quản lý tài nguyên đất và nước, công nghệ năng lượng, công nghệ thông tin...

Với sự hợp tác của các tổ chức nghiên cứu quốc tế, các nghiên cứu toàn diện được GICON® thực hiện nhằm đảm bảo sự đổi mới cần thiết cho GICON® và cho chính khách hàng. GICON® có thể tự phát triển các nghiên cứu mới cho đến khi sẵn sàng

Trong giai đoạn 2020 - 2025, VPI đặt mục tiêu triển khai thành công tối thiểu 4 chương trình nghiên cứu dài hạn để tạo ra các sản phẩm/giải pháp khoa học công nghệ, đón đầu các xu hướng chính trên thế giới (chuyển dịch năng lượng, kinh tế số); đăng ký bản quyền sở hữu trí tuệ/sản phẩm khoa học công nghệ (sáng kiến, sáng chế, giải pháp, bản quyền tác giả) tăng trưởng 10%/năm, có tối thiểu 2 phát minh sáng chế quốc tế; thử nghiệm áp dụng tối thiểu 5 công nghệ mới trên thế giới; thương mại hóa tối thiểu 3 sản phẩm khoa học công nghệ.

đưa vào sản xuất, giới thiệu ra thị trường và tự sản xuất sản phẩm độc quyền.

Chỉ tính riêng trong lĩnh vực kinh tế quản lý dầu khí, VPI đang tập trung rà soát, xây dựng chiến lược, quy hoạch phát triển ngành Dầu khí Việt Nam; lập, thẩm định, phản biện các báo cáo kế hoạch phát triển mỏ (ODP, FDP); nghiên cứu, đề xuất cơ chế chính sách quản lý Nhà nước trong các hoạt động dầu khí; phân tích, dự báo thị trường dầu khí và năng lượng; lập, thẩm định các định mức kinh tế kỹ thuật; nghiên cứu, tư vấn về quản trị doanh nghiệp, quản trị rủi ro...

Việt Hà

LNG VIETNAM KÝ HỢP ĐỒNG KHUNG CUNG CẤP LNG



Các đơn vị ký Hợp đồng khung cung cấp LPG. Ảnh: PV GAS

Ngày 26/3/2021, Công ty CP LNG Vietnam đã ký Hợp đồng khung cung cấp LNG với Công ty CP Khí thấp áp Việt Nam (PV GAS D) và Công ty CP CNG

Việt Nam (CNG Vietnam), đánh dấu bước chuyển đổi mô hình kinh doanh từ tiêu thụ khí nội địa sang mô hình sử dụng LNG nhập khẩu. Công ty Kinh doanh Sản phẩm

khí (PV GAS Trading) cũng ký Thỏa thuận hợp tác cung cấp LPG với PV GAS D và CNG Vietnam với thời hạn 3 năm.

Việc ký kết “Thỏa thuận hợp tác cung cấp LPG” và “Hợp đồng khung cung cấp LNG” là tiền đề quan trọng để Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) chuyển đổi mô hình kinh doanh, mở rộng thị phần và tiêu thụ tối đa nguồn LNG nhập khẩu; tối ưu hóa chuỗi giá trị trong hoạt động cung cấp khí, từng bước xây dựng chiến lược kinh doanh khí và sản phẩm khí.

Phó Tổng giám đốc PV GAS Phạm Văn Phong yêu cầu các đơn vị làm việc với các bên liên quan (cung cấp, phân phối, các hộ tiêu thụ công nghiệp) để đảm bảo tối đa hóa sản lượng khí LPG và khí LNG nhập khẩu, nâng cao năng lực cạnh tranh của PV GAS trên thị trường. **Hồng Minh**

MỞ CẢNG DẦU KHÍ NGOÀI KHƠI SAO VÀNG - ĐẠI NGUYỆT



Giàn xử lý trung tâm Sao Vàng. Ảnh: Phan Ngọc Trung

Bộ Giao thông - Vận tải vừa công bố mở cảng dầu khí ngoài khơi Sao Vàng - Đại Nguyệt, có khả năng tiếp

nhận tàu biển chở dầu, tàu dịch vụ dầu khí, tàu công trình biển và giàn khoan có trọng tải đến 150.000 DWT.

Vùng đón trả hoa tiêu trong điều kiện thời tiết bình thường là vùng nước được giới hạn bởi đường tròn có bán kính 1 hải lý, với tâm tại vị trí có tọa độ 08°25'00" N, 108°39'00" E.

Để bảo đảm hiệu quả khai thác cảng, Bộ Giao thông Vận tải yêu cầu Cảng vụ Hàng hải Vũng Tàu căn cứ điều kiện thực tế và các quy định của pháp luật có liên quan để cho phép tàu thuyền (có thông số kỹ thuật phù hợp với thiết kế của cảng) ra, vào hoạt động.

Chủ đầu tư căn cứ quyết định và các quy định của pháp luật có liên quan tổ chức khai thác đúng mục đích, đảm bảo an toàn, an ninh hàng hải, phòng chống cháy nổ, phòng ngừa ô nhiễm môi trường và được thu các khoản phí theo quy định của pháp luật. **Hồng Minh**

PVCFC ĐẶT MỤC TIÊU TĂNG GẤP ĐÔI DOANH THU VÀO NĂM 2025

Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) cho biết đang tập trung xây dựng mô hình kinh doanh mới để gia tăng giá trị, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh nhằm đạt mục tiêu gấp đôi doanh thu (khoảng 15.000 tỷ đồng) vào năm 2025.

Nhiệm vụ trọng tâm của PVCFC là tiếp tục vận hành Nhà máy Đạm Cà Mau an toàn, hiệu quả ở công suất tối ưu; vận hành và khai thác hiệu quả Phân xưởng NPK, đáp ứng tối đa nhu cầu thị trường, đặc biệt đẩy mạnh phát triển thị trường NPK, hữu cơ vi sinh, dịch vụ nông nghiệp cao...

Công ty cũng tập trung hoàn thiện hệ thống quản trị theo thông lệ tốt nhằm tăng sức cạnh tranh, duy trì vị thế là doanh



Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: PVCFC

ngiệp tiên phong trong công tác chuyển đổi số, tiếp tục hoàn thiện số hóa quy trình hoạt động và xây dựng cơ sở dữ liệu chung phục vụ công tác phân tích, dự báo; triển

khai thực hiện chiến lược phát triển Công ty đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035 phù hợp với tình hình mới.

Thúy Hằng

PV DRILLING I ĐẠT MỐC 14 NĂM VẬN HÀNH AN TOÀN



Giàn khoan tự nâng PV Drilling I. Ảnh: PVN

Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) cho biết đến ngày 9/3/2021, giàn khoan tự nâng PV Drilling I đã vượt qua cột mốc 14 năm liên tục vận hành an toàn, không để xảy ra sự cố gây mất thời gian lao động (Zero LTI), được công nhận bởi Hiệp hội các Nhà thầu khoan Dầu khí Quốc tế (IADC). Ngoài ra, giàn khoan PV Drilling II cũng đạt mốc trên 11 năm liên tục vận hành an toàn kể từ khi đưa vào sử dụng.

Từ cuối tháng 3/2021, giàn PV Drilling I thực hiện chiến dịch khoan của Công ty Liên doanh Điều hành Cù Long với 2 giếng chắc chắn và một số giếng tùy chọn ngoài khơi Việt Nam.

Minh Anh

BSR XUẤT BÁN SẢN PHẨM HẠT NHỰA MỚI T3045



Nhà máy sản xuất polypropylene. Ảnh: BSR

Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) cho biết đã xuất bán sản phẩm hạt nhựa mới Homo PP Yarn T3045 cho Công ty CP Hóa chất nhựa Đà Nẵng (P&C Đà Nẵng).

T3045 là vật liệu hạt nhựa polypropylene mới được cải tiến trong các chủng loại sản phẩm Yarn, có độ bền kéo lớn, dễ gia công và có thể sử dụng trên các dòng máy tạo - dệt sợi phẳng hiện đại và siêu tốc ngày càng được sử dụng rộng rãi ở Việt Nam và thế giới.

Sản phẩm hóa dầu polypropylene của BSR như T3034 và I3110 được khách hàng đánh giá cao, khi đưa vào sử dụng có chất lượng luôn ổn định, hiệu suất cao và tốt hơn so với các sản phẩm ngoại nhập từ Hàn Quốc, Thái Lan...

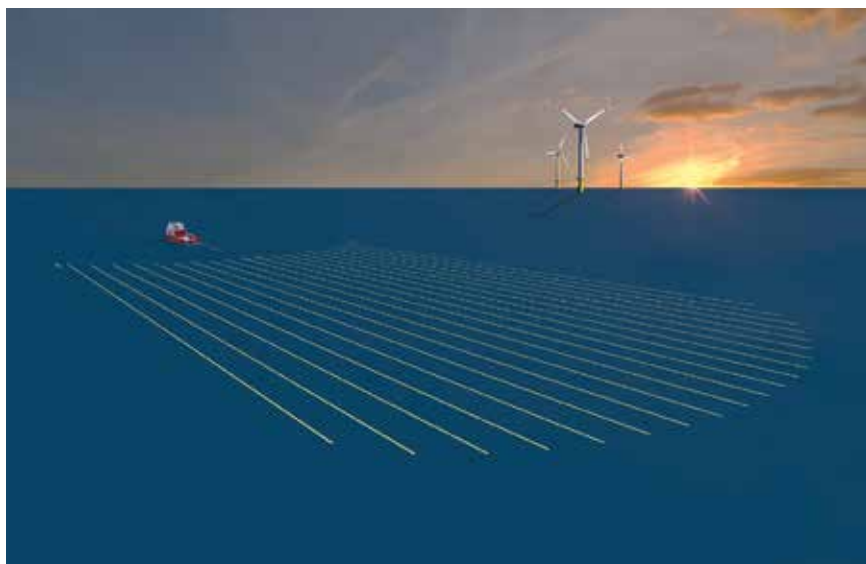
Khôi Nguyên

SERCEL VÀ KAPPA RA MẮT HỆ THỐNG ĐỊA CHẤN BIỂN 3D

Sercel và Kappa giới thiệu PIKSEL - giải pháp địa chấn biển nhỏ gọn được thiết kế đặc biệt phục vụ công tác thu nổ tài liệu địa chấn 3D với hình ảnh có độ phân giải cao.

PIKSEL được thiết kế dựa trên mức độ nhiễu thấp của mạng lưới máy thủy âm Sentinel cũng như tối ưu hóa hệ thống khoan và xử lý nhằm giảm thiểu tối đa độ rung. Để tăng cường hình ảnh bằng thông rộng, PIKSEL sử dụng chuỗi máy thu đa cảm biến Sercel's Sentinel MS 3-C nhằm đảm bảo tín hiệu không bị nhiễu và chính xác nhất có thể.

Công tác khảo sát, thu nổ địa chấn được thực hiện nhanh hơn nhờ tối ưu hóa thủy động học trong thiết kế hình dạng máy thu. Giải pháp PIKSEL giúp kéo cáp sâu hơn, cho phép ghi lại dữ liệu trong điều kiện biển động. Giải pháp PIKSEL có thể lắp đặt nhanh chóng trên nhiều loại tàu giúp cải thiện hiệu quả hoạt động. PIKSEL tương thích với QuietSea - hệ thống giám sát âm thanh thụ động của



Mô phỏng hệ thống PIKSEL. Nguồn: Sercel

Sercel; Nautilus - giải pháp định vị cáp thu của Sercel và SeaProNav Suite - giàn điều hướng của Sercel.

Theo Kappa, hệ thống PIKSEL giúp cải thiện hiệu quả công tác khảo sát đánh giá nguy cơ địa chấn và mở đường cho việc tích hợp tài liệu địa vật lý và địa kỹ thuật, vốn là mối quan tâm đặc biệt

đối với sự phát triển của năng lượng tái tạo ngoài khơi.

Emmanuelle Dubu, Giám đốc điều hành Sercel cho biết, giải pháp PIKSEL giúp tiến hành các khảo sát liên tục và dễ dàng hơn ngay cả trong điều kiện thời tiết xấu.

Anh Tuấn (theo World Oil)

FUGRO KHẢO SÁT ĐỊA KỸ THUẬT NGOÀI KHƠI CHO ENI



Tàu khảo sát đa năng Fugro Scout. Nguồn: FleetMon

Fugro đang thực hiện các khảo sát địa kỹ thuật và môi trường ngoài khơi Angola cho Eni từ nay đến tháng 5/2021. Hai tàu thuộc đội tàu địa kỹ

thuật và địa vật lý chuyên dụng lớn nhất thế giới của Fugro đang hoạt động trong khu vực này.

Tàu khảo sát đa năng Fugro Scout, được thiết kế đặc biệt để lấy mẫu đáy biển và đánh giá tại chỗ ở khu vực nước sâu lên đến 3.000 m, bắt đầu khảo sát môi trường nước sâu để thu thập, phân tích và minh giải các mẫu trầm tích và nước từ quá trình phát triển mỏ Agogo của Eni.

Trong quá trình khảo sát, các chuyên gia quan sát động vật biển (MFO) sẽ thu thập dữ liệu cơ bản về môi trường sinh vật đáy biển, đặc điểm trầm tích ngoài khơi Angola. Dữ liệu địa chất thu được giúp Eni mô tả địa tầng và xác định các đặc tính cơ lý của đất cho các công trình dưới biển.

Tàu Fugro Helmer thực hiện khảo sát ở các khu vực gần bờ Angola, bao gồm các khảo sát về môi trường, địa kỹ thuật và địa vật lý...

Nguyễn Anh (theo World Oil)

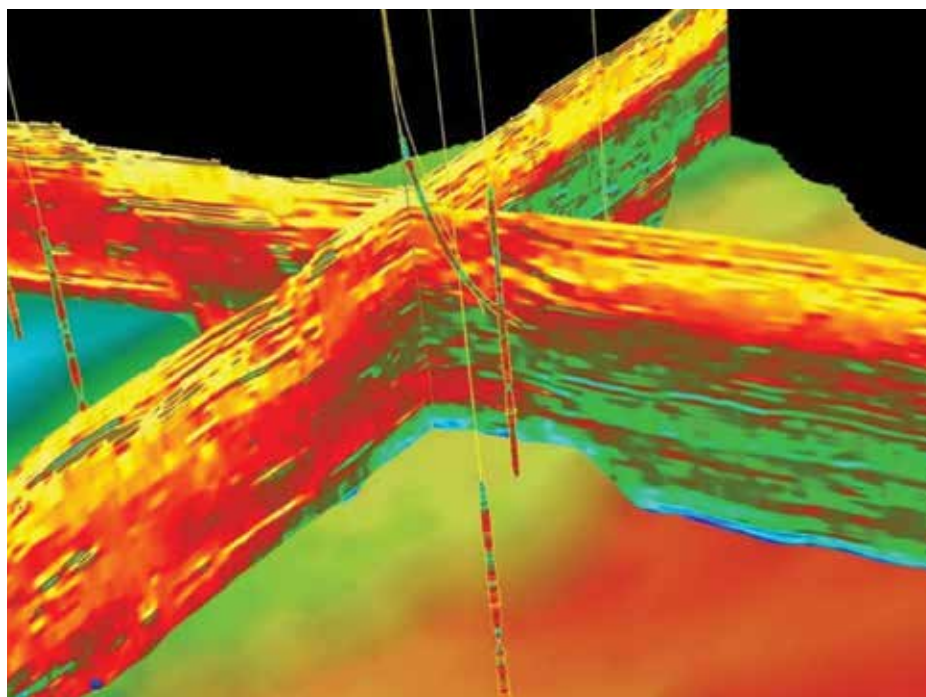
TGS, CGG VÀ PGS XÂY DỰNG HỆ SINH THÁI CHIA SẺ DỮ LIỆU ĐỊA CHẤN

TGS, CGG và PGS đã thiết lập quan hệ đối tác chiến lược để xây dựng hệ sinh thái chia sẻ cho phép truy cập trực tiếp vào thư viện dữ liệu địa chấn.

Hệ sinh thái sử dụng công nghệ điện toán đám mây giúp khách hàng dễ dàng truy cập, tìm kiếm và tải xuống các dữ liệu địa chấn.

Phiên bản thử nghiệm cho phép khách hàng tiếp cận công nghệ, các nhà cung cấp dữ liệu thương mại đánh giá tiềm năng hợp tác. Hệ sinh thái phiên bản đầy đủ dự kiến ra mắt vào cuối năm 2021.

Anh Tuấn (theo World Oil)



Mô phỏng dữ liệu địa chấn của CGG. Nguồn: World Oil

SỬ DỤNG ỐNG MỀM CHO CÁC MỎ CÓ HÀM LƯỢNG CO₂ CAO



Ống mềm của Baker Hughes. Nguồn: World Oil

Baker Hughes đã tiên phong trong giải pháp sử dụng ống mềm khắc phục vết nứt ăn mòn ứng suất (SCC) thường gặp trong các mỏ có hàm lượng khí CO₂ cao.

Lloyd's Register đã trao cho Baker Hughes giấy chứng nhận tài liệu thẩm định thiết kế (DAD), xác nhận chương

trình và kết quả thử nghiệm trên ống mềm. Đây là kết quả của chiến dịch thử nghiệm kéo dài trong 3 năm với hơn 120 thử nghiệm, phương pháp luận và đặc tính, bao gồm cả việc bóc tách các đường ống phục hồi từ các mỏ khai thác, đánh dấu bước tiến tới giải pháp sử dụng ống mềm cho các mỏ ngoài khơi có hàm lượng

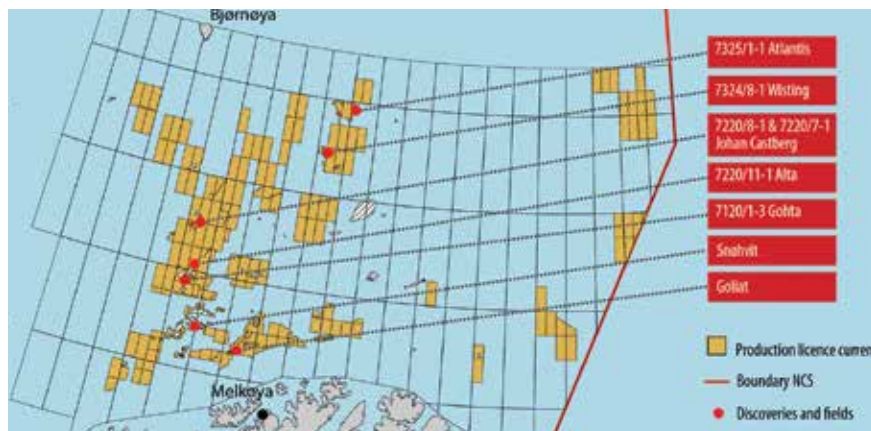
CO₂ cao. Giấy chứng nhận xác nhận, Baker Hughes có thể kéo dài tuổi thọ ống mềm lên tối thiểu 50%.

DAD đưa ra lộ trình phát triển ống mềm đáp ứng các yêu cầu về an toàn và quy định trong ngành dầu khí; xác nhận sự kết hợp của các vật liệu tiên tiến và quy trình sản xuất hiện đại tạo ra đường ống mềm chịu được các điều kiện vận hành khắc nghiệt nhất trong khi vẫn đảm bảo ưu điểm như: tính linh hoạt khi bố trí trong mỏ, cấu hình FPSO đơn giản và giảm thời gian vận chuyển dầu.

Trong tương lai, tất cả các ống mềm do Baker Hughes lắp đặt ở Brazil sẽ được DAD theo dõi và thông báo cho các nhà điều hành tuổi thọ của đường ống trước khi phải thay thế. Ngoài ra, DAD cho phép Baker Hughes đánh giá và dự báo tính toàn vẹn của các đường ống mềm hoạt động trong nhiều năm.

Nguyễn Anh (theo World Oil)

EQUINOR PHÁT HIỆN DẦU TẠI BIỂN BARENTS



Vị trí mỏ Johan Castberg ngoài biển Barents. Nguồn: Arctic Today

Equinor cùng các đối tác Vår Energi và Petoro vừa công bố phát hiện dầu tại giếng thăm dò 7220/7-4 tại khu vực giấy phép 532, ngoài khơi biển Barents. Trữ lượng thu hồi tại giếng

thăm dò 7220/7-4 ước khoảng 5 - 8 triệu m³ tiêu chuẩn dầu, tương đương 31 - 50 triệu thùng dầu.

Giếng 7220/7-4 được khoan cách giếng 7220/8-1 thuộc mỏ Johan Castberg

10 km về phía Tây Nam và 210 km về phía Tây Bắc so với mỏ Hammerfest.

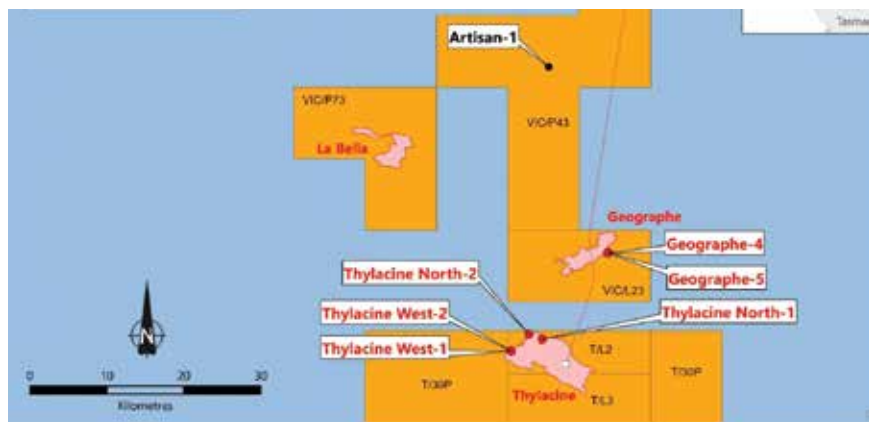
Giếng được khoan bằng giàn khoan Transocean Enabler đến hệ tầng Tubåen hình thành từ kỷ Jurassic sớm, tổng chiều sâu mét khoan đạt 2.080 m. Tại độ sâu 1.788 m dưới mực nước biển bắt gặp cột dầu 109 m tại vỉa chứa thuộc hệ tầng Stø và Nordmela.

Equinor có kế hoạch kết nối khu vực này với cơ sở hạ tầng được quy hoạch cho mỏ Johan Castberg.

Đây là giếng thăm dò thứ 11 tại giấy phép 532. Giếng hiện đã được đóng và hủy vĩnh viễn.

Linh Chi (theo Equinor)

BEACH ENERGY PHÁT HIỆN KHÍ ARTISAN 1



Phát hiện khí Artisan 1. Nguồn: Beach Energy

Beach Energy vừa công bố phát hiện khí tại khu vực Artisan 1, thuộc giấy phép VIC/P43, ngoài khơi bờ Victorian Otway.

Giếng thăm dò Artisan 1 mở đầu cho chiến dịch khoan ngoài khơi của Beach Energy, được khoan bằng giàn khoan Diamond Offshore Ocean Onyx.

Giếng được khoan đến tổng chiều sâu mét khoan đạt 2.205 m, cắt ngang hệ tầng sơ cấp Waarre trên, tại 1.921 m MD bắt gặp cột khí 69,5 m có bề dày tầng sản phẩm đạt 62,9 m, có tiếp xúc khí - nước tại

độ sâu 1.990 m MD. Tại hệ tầng Flaxman, ở độ sâu 1.902,8 m MD bắt gặp cột khí 20,9 m có bề dày tầng sản phẩm đạt 4,6 m.

Giếng đã đóng và dùng để phát triển thành cơ sở sản xuất, trong tương lai sẽ kết nối với hệ thống đường ống ngoài khơi hiện đang vận chuyển khí đốt từ mỏ Thylacine và Geographe đến nhà máy khí Otway.

Giếng Artisan 1 được điều hành bởi Beach (60%) cùng đối tác O.G.Energy (40%).

Linh Chi (theo ASX)

CHRYSAOR PHÁT HIỆN HYDROCARBON TẠI BIỂN BẮC



Giàn COSL Innovator. Nguồn: COSL

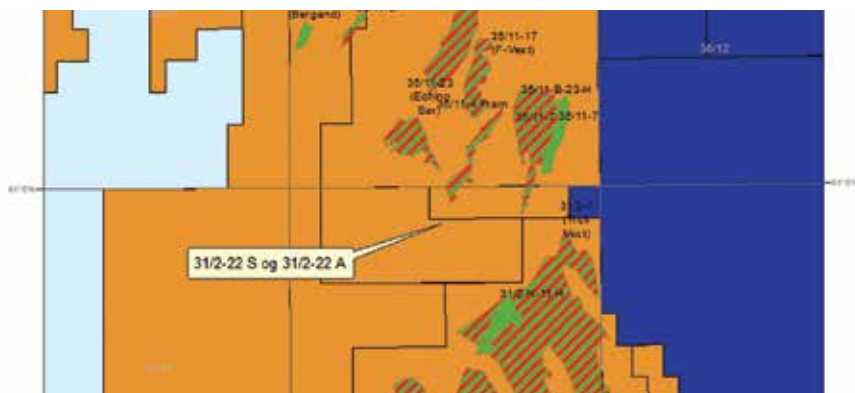
Chrysaor công bố đã phát hiện hydrocarbon tại vỉa chứa thuộc giếng thăm dò Jerv 15/12-25, khu vực giấy phép sản xuất (PL) 973, nằm ở phía Nam so với các phát hiện Grevling và Storskrynten, phía Nam Biển Bắc. Đây là giếng thăm dò đầu tiên được khoan thuộc giấy phép PL 973.

Giếng thăm dò 15/12-25 được khoan bằng giàn COSL Innovator với đối tượng thăm dò là vỉa chứa kỷ Paleocene (hệ tầng Ty). Giếng được khoan đến tổng chiều sâu mét khoan đạt 2.795 m, tại độ sâu 86 m nước bắt gặp cột khí condensate có bề dày tầng sản phẩm đạt 40 m nằm trong vỉa chứa chất lượng cao, không có tiếp xúc khí - nước.

Giếng được tiến hành khoan, lấy mẫu lõi và thu thập dữ liệu. Giếng đã được đóng và hủy. Chrysaor Norge AS (50%) điều hành khu vực giấy phép PL973 cùng các đối tác OKEA ASA (30%) và Petoro AS (20%).

Trần Anh (theo Chrysaor)

EQUINOR CÓ PHÁT HIỆN DẦU QUAN TRỌNG TẠI BIỂN BẮC



Vị trí giếng khoan 31/2-22 S và 31/2-22 A. Nguồn: NPD

Ngày 24/3/2021, Tổng cục Dầu khí Na Uy (NPD) công bố Equinor Energy AS và các đối tác phát hiện dầu tại triển vọng Blasto thuộc giấy phép PL 090/090I, cách mỏ Fram (Biển Bắc) 3 km về phía Tây Nam và cách Bergen 120 km về phía Tây Bắc. Tổng trữ lượng dầu thể thu hồi ước đạt 75 - 120 triệu thùng dầu quy đổi.

Hai giếng thăm dò 31/2-22 S và 31/2-22 A được khoan bằng giàn bán chìm West Hercules nhằm xác minh dầu tại hệ tầng Sognefjord, kỷ Jurassic muộn và đặc tính của vỉa chứa tại hệ tầng Fensfjord, kỷ Jurassic giữa.

Giếng 31/2-22 S được khoan thẳng đứng tới hệ tầng Heather, kỷ Jurassic giữa với tổng chiều sâu mét khoan 2.379

m dưới mực nước biển. Giếng bắt gặp 2 cột dầu có tổng bề dày tầng sản phẩm 80 m (30 m ở hệ tầng Sognefjord trên và 50 m ở hệ tầng Sognefjord dưới). Các điểm ranh giới dầu/nước được xác định lần lượt ở độ sâu 1.860 m và 1.960 m dưới mực nước biển.

Giếng 31/2-22 A được khoan theo phương thẳng đứng tới hệ tầng Sognefjord dưới với tổng chiều sâu mét khoan đo được đạt 2.207 m dưới mực nước biển. Giếng được xếp vào loại khô. Cả 2 giếng đều được đóng vĩnh viễn.

Equinor là nhà điều hành giấy phép PL090 (45%) với các đối tác Vår Energi AS (25%), Idemitsu Petroleum Norge AS (15%) và Neptune Energy Norge AS (15%).

Hiền Trang

(theo Norwegian Petroleum Directorate)

ADANI WELSPUN PHÁT HIỆN KHÍ NGOÀI KHƠI ẤN ĐỘ



Vị trí lô MB-OSN-2005/2 ngoài khơi Mumbai. Nguồn: Adani Welspun

Adani Welspun (AWEL) vừa công bố phát hiện khí tại lô MB-OSN-2005/2 tại khu vực Tapti Daman ngoài khơi Mumbai, Ấn Độ.

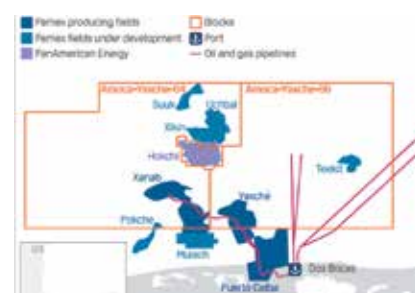
Lô MB-OSN-2005/2 có diện tích trải dài là 7.146 km². Trong quá trình khoan giếng tại lô này phát hiện 2 khu vực tiềm năng xuất hiện khí và condensate trên bề mặt: Object-I (3 m) là vỉa cát kết sạch, phát hiện khí có lưu lượng 9,7 triệu ft³ chuẩn/ngày và condensate có lưu lượng

378 thùng quy đổi/ngày. Object-II (15 m) là vỉa chứa cát kết dày sạch, phát hiện khí có lưu lượng 9,1 triệu ft³ chuẩn/ngày và condensate có lưu lượng 443 thùng quy đổi/ngày. Các vỉa chứa này thuộc hệ tầng Mahuva và Daman.

Lô MB-OSN-2005/2 thuộc quyền điều hành và sở hữu của AWEL (100%) - là liên doanh giữa Adani (65%) và Welspun (35%).

Trần Anh (Theo Offshore Technology)

PEMEX CÔNG BỐ PHÁT HIỆN DẦU KHỔNG LỒ TẠI BANG TABASCO



Vị trí các mỏ ngoài khơi Mexico dọc bờ biển Tabasco.

Nguồn: SPGlobal

Ngày 18/3/2021, Pemex công bố phát hiện dầu khổng lồ Dzimpona-1 tại bang Tabasco, với trữ lượng ước tính ban đầu đạt khoảng 500 - 600 triệu thùng.

Mỏ Dzimpona-1 sẽ kết nối với 2 mỏ Valeriana và Racemosa, giúp Pemex gia tăng trữ lượng dầu khí tại bang Tabasco từ 900 - 1.200 triệu thùng quy dầu.

Ông Octavio Romero Oropeza - Giám đốc điều hành Pemex cho biết Pemex sẽ khoan thêm 65 giếng trong khu phức hợp này, với mục tiêu sản lượng đạt 138.000 thùng dầu/ngày và 1.349 ft³ khí/ngày trong giai đoạn 2021 - 2023.

Trang Tạ (theo Pemex)

THỊ TRƯỜNG PIN SẼ TĂNG TRƯỞNG GẤP 10 LẦN VÀO NĂM 2030?

Theo nhận định của các chuyên gia, các quốc gia giành được sự thống trị trong lĩnh vực sản xuất pin sẽ có vị thế tương tự như các cường quốc dầu mỏ của thế kỷ XX. Thị trường pin phục vụ xe điện dự kiến sẽ tăng trưởng gấp 10 lần vào năm 2030 và các quốc gia sẽ chạy đua để tìm kiếm chỗ đứng trong lĩnh vực này.

Trung Quốc đặt mục tiêu đến năm 2035, các phương tiện được bán tại nước này phải đạt tiêu chuẩn "thân thiện với môi trường", ví dụ như xe chạy bằng điện, công nghệ hybrid hoặc pin nhiên liệu.

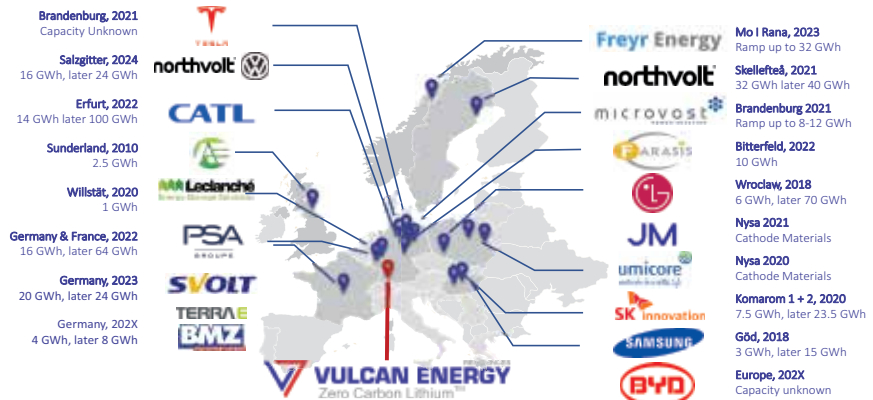
Đáng chú ý nhất là Contemporary Amperex Technology (CATL), doanh nghiệp sản xuất pin ô tô hàng đầu thế giới, có kế hoạch đầu tư hơn 10 tỷ USD để đáp ứng nhu cầu lớn trong nước và vươn tầm ra nước ngoài. Chủ tịch CATL, Robin Zeng, khẳng định đang cạnh tranh với các doanh nghiệp hàng đầu thế giới, đồng thời kêu gọi các nhà cung cấp tăng cường hợp tác.

CATL có kế hoạch xây dựng nhà máy đầu tiên ở nước ngoài trong năm 2021, tổng mức đầu tư 2 tỷ USD trên diện tích khoảng 230.000 m² ở bang Thuringia thuộc miền Trung Đông nước Đức. Hãng xe khổng lồ của Đức là BMW đã ký hợp đồng để trở thành khách hàng đầu tiên của nhà máy này. CATL đặt mục tiêu sản xuất các sản phẩm pin có công suất 14 gigawatt giờ (GWh) đến năm 2022.

Tại Trung Quốc, hồ muối Qarhan ở tỉnh Thanh Hải từng là đáy đại dương vào hàng triệu năm trước, hiện là nguồn cung cấp lithium, khoáng sản chiến lược giúp Trung Quốc chiếm đến 70% thị phần pin lithium-ion trên thế giới trong năm 2020.

Ngày 24/2/2021, Tổng thống Mỹ đã ký sắc lệnh hành pháp về việc xem xét lại chuỗi cung ứng của Mỹ để không phụ thuộc vào Trung Quốc, trong đó có 4 sản phẩm chủ chốt, bao gồm cả pin công suất cao.

Trong khi đó, châu Âu, nơi nhập khẩu khoảng 1/2 pin xe điện từ Trung Quốc, quan ngại về sự phụ thuộc của các sản phẩm quan trọng chiến lược vào nguồn cung từ Trung Quốc kể từ khi các chuỗi cung ứng bị gián đoạn do đại dịch Covid-19.



Dự báo thị trường pin lithium phát triển nhanh nhất trên toàn thế giới. Nguồn: Vulcan Energy Resources.

Đầu năm 2021, Liên minh châu Âu (EU) đã thông qua các khoản ưu đãi cho sản xuất pin tại 12 quốc gia thành viên. Điều này sẽ mang lại lợi ích cho các doanh nghiệp như BMW và Tesla, đang xây dựng nhà máy sản xuất pin ở Berlin.

Phó Chủ tịch điều hành Ủy ban châu Âu Margrethe Vestager cho rằng "việc các chính phủ châu Âu hợp tác với nhau để hỗ trợ các ngành công nghiệp sản xuất pin theo hướng bền vững và sáng tạo hơn là rất hợp lý".

Theo kế hoạch, đến năm 2030, EU sẽ bắt đầu yêu cầu việc sản xuất pin phải có tỷ lệ nguyên liệu tái chế nhất định, bao gồm cả pin lithium và cobalt, trong nỗ lực nhằm xây dựng chu trình sản xuất nội khối bền vững hơn.

Trong khi đó, bất chấp vai trò quan trọng của lithium trong việc phát triển năng lượng sạch, quá trình khai thác và tách xuất kim loại này từ đá và nước muối để tinh lọc cũng có nguy cơ phát thải khí nhà kính rất cao.

Tuy nhiên, Vulcan Energy Resources (Australia) cho biết đang đầu tư dự án tại Đức, dự kiến sẽ bơm nước muối từ lòng đất để tạo năng lượng địa nhiệt nhằm cung cấp cho thiết bị tách lithium và khẳng định công nghệ này gần như không phát thải khí nhà kính.

Ông Vincent Ledoux-Pedailles - Phó Chủ tịch của Vulcan Energy Resources cho biết sự xuất hiện của các dòng xe thân thiện với môi trường là chưa đủ để giảm lượng khí thải CO₂ trong lĩnh vực giao thông vận tải. Do đó, Vulcan Energy Resources xem xét lại toàn bộ chuỗi cung ứng từ quá trình khai thác và đảm bảo rằng các quy trình mang lại sản phẩm bền vững hơn.

Trong khi đó, Panasonic (Nhật Bản), doanh nghiệp nắm giữ khoảng 20% thị phần pin ô tô, đang tập trung vào vấn đề khác của chuỗi cung ứng. Trong vòng 3 năm tới, Panasonic sẽ thương mại hóa các loại pin không sử dụng cobalt để tránh vấn đề về nguồn cung và giảm sự phụ thuộc vào Trung Quốc. Phó Chủ tịch điều hành Panasonic Mototsugu Sato cho biết đã nhận được đơn đặt hàng từ các doanh nghiệp sản xuất ô tô châu Âu.

Nhật Bản là quốc gia đứng số 1 thế giới về các bằng sáng chế liên quan đến pin. Theo Cơ quan Sáng chế châu Âu và Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), tổng số đơn xin cấp bằng sáng chế của Nhật Bản trong lĩnh vực này là 2.339 đơn, cao gần gấp 3 lần so với Trung Quốc.

Theo ước tính, thị trường pin phục vụ xe điện dự kiến sẽ tăng trưởng gấp 10 lần vào năm 2030 và các quốc gia sẽ chạy đua để tìm kiếm chỗ đứng trong lĩnh vực này.

Phương Nga (theo Nikkei Asia)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Diễn biến giá dầu khí

Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ và đối tác (OPEC+) đã tổ chức Hội nghị lần thứ 15 dưới sự chủ trì của Bộ trưởng Bộ Năng lượng Saudi Arabia Abdul Aziz bin Salman và Phó Thủ tướng Liên bang Nga Alexander Novak.

Hội nghị đã thông qua việc điều chỉnh sản lượng cho các tháng 5, 6 và 7 năm

2021, tiếp tục tuân thủ cơ chế đã thống nhất tại Hội nghị lần thứ 12 (12/2020); đánh giá điều kiện thị trường và quyết định điều chỉnh sản lượng cho tháng tiếp theo với mỗi lần điều chỉnh không quá 0,5 triệu thùng/ngày [1].

Trước đó, OPEC+ đang thực hiện cắt giảm 7 triệu thùng/ngày và Saudi Arabia tự nguyện cắt giảm thêm 1 triệu thùng/ngày.

Tại Hội nghị này, OPEC+ đã nhất trí nới lỏng mức cắt giảm sản lượng khoảng 450.000 thùng/ngày trong tháng 5/2021, thêm 350.000 thùng/ngày trong tháng 6/2021 và thêm 440.000 thùng/ngày vào tháng 7/2021 (Bảng 1).

Kể từ cuộc họp vào tháng 4/2020, OPEC+ đã góp phần điều chỉnh nguồn cung dầu toàn cầu giảm 2,6 tỷ thùng dầu

Bảng 1. Mức cắt giảm sản lượng của OPEC+ từ tháng 5 - 7/2021 [1]

Đơn vị: nghìn thùng/ngày

Nước	Sản lượng tham chiếu	Tháng 5/2021		Tháng 6/2021		Tháng 7/2021	
		Mức cắt giảm	Sản lượng tối đa	Mức cắt giảm	Sản lượng tối đa	Mức cắt giảm	Sản lượng tối đa
Algeria	1.057	-170	887	-159	898	-145	912
Angola	1.528	-245	1.283	-230	1.298	-209	1.319
Congo	325	-52	273	-49	276	-44	281
Equatorial Guinea	127	-20	107	-19	108	-17	110
Gabon	187	-30	157	-28	159	-26	161
Iraq	4.653	-748	3.905	-699	3.954	-637	4.016
Kuwait	2.809	-451	2.358	-422	2.387	-384	2.425
Nigeria	1.829	-294	1.535	-275	1.554	-250	1.579
Saudi Arabia	11.000	-1.768	9.232	-1.653	9.347	-1.505	9.495
UAE	3.168	-509	2.659	-476	2.692	-433	2.735
Azerbaijan	718	-115	603	-108	610	-98	620
Bahrain	205	-33	172	-31	174	-28	177
Brunei	102	-16	86	-15	87	-14	88
Kazakhstan	1.709	-246	1.463	-240	1.469	-234	1.475
Malaysia	595	-96	499	-89	506	-81	514
Mexico	1.753	0	1.753	0	1.753	0	1.753
Oman	883	-142	741	-133	750	-121	762
Liên bang Nga	11.000	-1.582	9.418	-1.543	9.457	-1.505	9.495
Sudan	75	-12	63	-11	64	-10	65
Nam Sudan	130	-21	109	-20	110	-18	112
OPEC	26.683	-4.287	22.396	-4.010	22.673	-3.650	23.033
Ngoài OPEC	17.170	-2.263	14.907	-2.190	14.980	-2.109	15.061
OPEC+	43.853	-6.550	37.303	-6.200	37.653	-5.759	38.094

Bảng 2. Dự báo nhu cầu dầu toàn cầu theo khu vực đến năm 2026 [4]

Đơn vị: triệu thùng/ngày

Năm	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Khu vực							
Bắc Mỹ	22,2	23,8	24,5	24,7	24,7	24,6	24,6
Trung và Nam Mỹ	5,9	6,3	6,6	6,7	6,7	6,8	6,9
Châu Âu	13,8	14,6	14,8	15,0	15,0	14,9	14,9
Châu Phi	3,8	4,0	4,2	4,4	4,5	4,7	4,8
Trung Đông	7,6	7,9	8,2	8,4	8,5	8,7	8,9
Ấu - Á	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,6	4,7
Châu Á - Thái Bình Dương	33,4	35,6	36,9	37,7	38,2	38,9	39,3
Thế giới	91,0	96,5	99,4	101,2	102,3	103,2	104,1

Bảng 3. Cung - cầu dầu đến năm 2026 [4]

Đơn vị: triệu thùng/ngày

	2020	Quý I/2021	Quý II/2021	Quý III/2021	Quý IV/2021	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Tổng cầu	91,0	93,9	94,9	97,7	99,2	96,5	99,4	101,2	102,3	103,2	104,1
OECD	42,1	43,3	43,8	45,4	46,5	44,7	45,8	46,2	46,2	46,0	45,8
Châu Mỹ	22,6	23,3	23,7	24,7	25,1	24,2	24,9	25,1	25,1	25,0	25,0
Châu Âu	12,4	12,2	13,2	13,7	13,6	13,2	13,3	13,5	13,5	13,4	13,3
Châu Á - Thái Bình Dương	7,1	7,7	7,1	6,9	7,7	7,4	7,6	7,6	7,6	7,6	7,5
Ngoài OECD	48,9	50,7	51,1	52,3	52,7	51,7	53,7	55,0	56,1	57,2	58,3
FSU	4,6	4,5	4,5	4,9	4,9	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2
Châu Âu	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9
Trung Quốc	13,9	14,3	14,7	14,9	15,1	14,8	15,2	15,5	15,7	16,0	16,1
Các nước châu Á khác	12,6	13,6	13,7	13,3	13,9	13,6	14,3	14,8	15,2	15,6	15,9
Mỹ Latinh	5,6	5,8	5,8	6,1	6,0	5,9	6,2	6,3	6,4	6,5	6,5
Trung Đông	7,6	7,6	7,7	8,4	7,8	7,9	8,2	8,4	8,5	8,7	8,9
Châu Phi	3,8	4,0	4,0	4,0	4,1	4,0	4,2	4,4	4,5	4,7	4,8
Tổng cung	93,9										
OECD	27,9	27,8	28,1	28,3	28,7	28,2	29,0	29,6	29,9	29,9	29,7
Châu Mỹ	23,8	23,6	24,0	24,1	24,4	24,0	24,8	25,4	25,7	25,9	25,9
Châu Âu	3,5	3,6	3,6	3,6	3,8	3,6	3,7	3,6	3,6	3,5	3,4
Châu Á - Thái Bình Dương	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
Ngoài OECD	30,5	30,3	30,8	30,8	30,7	30,6	31,5	32,0	32,0	32,1	32,1
FSU	13,5	13,4	13,6	13,7	13,7	13,6	14,4	14,8	14,7	14,6	14,4
Châu Âu	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Trung Quốc	4,0	4,0	4,0	3,9	3,9	3,9	3,8	3,8	3,8	3,7	3,7
Các nước châu Á khác	3,0	3,0	3,0	3,0	2,9	3,0	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5
Mỹ Latinh	5,3	5,4	5,6	5,6	5,6	5,6	5,7	5,9	6,0	6,4	6,7
Trung Đông	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,3	3,4	3,4	3,4	3,5
Châu Phi	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2
Tổng cung ngoài OPEC	63,1	62,5	63,9	64,5	64,6	63,9	66,0	67,1	67,5	67,7	67,6
OPEC	30,9										
Dầu thô	25,7										
NGLs	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,3	5,5	5,5	5,6	5,6	5,7

tính đến cuối tháng 2/2021, góp phần thúc đẩy quá trình tái cân bằng thị trường dầu mỏ.

Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) cho biết sản lượng khai thác dầu thô

của Mỹ bắt đầu tăng trở lại, trung bình tuần kết thúc 26/3/2021 ở mức 11,1 triệu thùng/ngày, tăng 100.000 thùng/ngày so với tuần trước đó, sản lượng khai thác trung bình tháng 3/2021 đạt mức 10,975

triệu thùng, tăng 600.000 thùng/ngày so với tháng 2/2021 [2]. EIA dự báo sản lượng khai thác của Mỹ sẽ ở mức 11,15 triệu thùng/ngày trong năm 2021 và 12,02 triệu thùng/ngày vào năm 2022.

Bảng 4. Dự báo nhu cầu sản phẩm dầu đến năm 2026 [4]

Đơn vị: triệu thùng/ngày

Sản phẩm	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
LPG/ethane	12,8	13,4	13,5	13,8	14,2	14,5	14,8
Naphtha	6,3	6,5	6,9	7,1	7,2	7,3	7,5
Gasoline	23,7	25,4	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9
Jet/kerosene	4,7	5,5	6,9	7,7	8,0	8,1	8,2
Gasoil/diesel	27,0	28,5	28,9	29,1	29,3	29,4	29,5
Residual fuel oil	5,8	6,1	6,3	6,4	6,5	6,6	6,7
Sản phẩm khác	10,6	11,0	11,0	11,2	11,3	11,4	11,5
Tổng	91,0	96,5	99,4	101,2	102,3	103,2	104,1

Kết quả khảo sát gần 100 doanh nghiệp sản xuất dầu đá phiến của Mỹ (do Federal Reserve Bank of Dallas thực hiện) cho thấy chi phí sản xuất trong nước tăng cao, để khoan 1 giếng mới có lãi giá dầu cần đạt 52 USD/thùng, tăng 6% so với cùng kỳ năm 2020. Chi phí cho các giếng đang hoạt động tăng 3% lên mức 31 USD/thùng [3]. Nguyên nhân do các công ty dịch vụ dầu khí lớn như Schlumberger, Baker Hughes và Halliburton tập trung cho sự tăng trưởng ở thị trường nước ngoài, khiến chi phí khoan và hoàn thiện giếng ở Mỹ tăng cao.

Nhiều nhà đầu tư cho rằng, giá dầu xung quanh mốc 60 USD/thùng chỉ mang tính ngắn hạn và sẽ sớm tăng lên 70 - 80 USD/thùng trong mùa hè 2021, trong đó, Barclays đã nâng dự báo giá dầu Brent lên mức trung bình 66 USD/thùng trong năm nay và lên 71 USD/thùng trong năm 2022. Ngân hàng Phố Wall dự báo giá dầu Brent sẽ đạt 70 USD/thùng trong Quý II/2021 và 75 USD/thùng trong Quý III/2021. Morgan Stanley dự báo giá dầu thô Brent sẽ tăng lên 70 USD/thùng trong Quý III/2021 do triển vọng nhu cầu tăng. Chốt phiên giao dịch ngày 1/4/2021, giá dầu giao tháng 5 là 61,45 USD/thùng (WTI) và 64,86 USD/thùng (Brent).

Dự báo cung - cầu dầu thô đến năm 2026

Theo Báo cáo của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) [4], thị trường dầu thế giới đã phục hồi sau cú sốc nhu cầu lớn do

Covid-19 gây ra nhưng vẫn phải đối mặt với mức độ không chắc chắn cao.

Dự báo về nhu cầu dầu toàn cầu đã giảm xuống và nhu cầu có thể đạt đỉnh sớm hơn so với các dự báo trước đây nếu chính phủ các nước tập trung phát triển năng lượng sạch. IEA dự báo nhu cầu dầu toàn cầu sẽ tăng lên mức 104 triệu thùng/ngày vào năm 2026, tăng 4% so với năm 2019.

Áp lực cắt giảm chi tiêu và việc dừng/giãn tiến độ các dự án dầu khí đã, đang kìm hãm sự tăng trưởng nguồn cung trên toàn cầu. IEA dự báo nguồn cung dầu toàn cầu sẽ tăng thêm 5 triệu thùng/ngày vào năm 2026. Để đáp ứng sự tăng trưởng nhu cầu dầu đến năm 2026, IEA cho rằng nguồn cung cần phải tăng 10,2 triệu thùng/ngày. Sản lượng từ khu vực Trung Đông, đứng đầu là Saudi Arabia dự kiến sẽ đáp ứng 1/2 mức tăng trưởng nguồn cung này.

Giám đốc Điều hành của IEA Fatih Birol cho biết: Không có công ty dầu khí nào không bị ảnh hưởng bởi quá trình chuyển dịch năng lượng, vì vậy cần giảm thiểu phát thải từ các hoạt động, đặc biệt là khí methane. Những công nghệ quan trọng đối với quá trình chuyển dịch năng lượng có thể phù hợp với năng lực của doanh nghiệp dầu khí, chẳng hạn như thu giữ carbon, hydro carbon thấp, nhiên liệu sinh học và điện gió ngoài khơi...

Ngành lọc dầu toàn cầu phải đối diện với tình trạng dư thừa công suất, cần phải

giảm ít nhất 6 triệu thùng/ngày để cân cân trở lại cân bằng. Trong khi đó, Trung Quốc, Trung Đông và Ấn Độ tiếp tục tăng công suất lọc dầu mới. Do đó, nhập khẩu dầu thô của châu Á được dự báo sẽ tăng lên 27 triệu thùng/ngày vào năm 2026.

Ngành công nghiệp hóa dầu sẽ tiếp tục dẫn đầu tăng trưởng nhu cầu, với ethane, LPG và naphtha cùng chiếm 70% dự báo tăng nhu cầu sản phẩm dầu đến năm 2026.

Tài liệu tham khảo

- [1] OPEC, "15th OPEC and non-OPEC ministerial meeting concludes", 1/4/2021. [Online]. Available: https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/6400.htm.
- [2] EIA, "Weekly supply estimates", 31/3/2021.
- [3] David Wethe, "Shale patch feeling the cost creep as workers return to drilling", 24/3/2021. [Online]. Available: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-03-24/shale-patch-feeling-the-cost-creep-as-workers-return-to-drilling>.
- [4] IEA, "Oil 2021 analysis and forecast to 2026", 3/2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/oil-2021>.

Thu Huyền (tổng hợp)

CỤM CÔNG TRÌNH ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ DẦU KHÍ

“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”

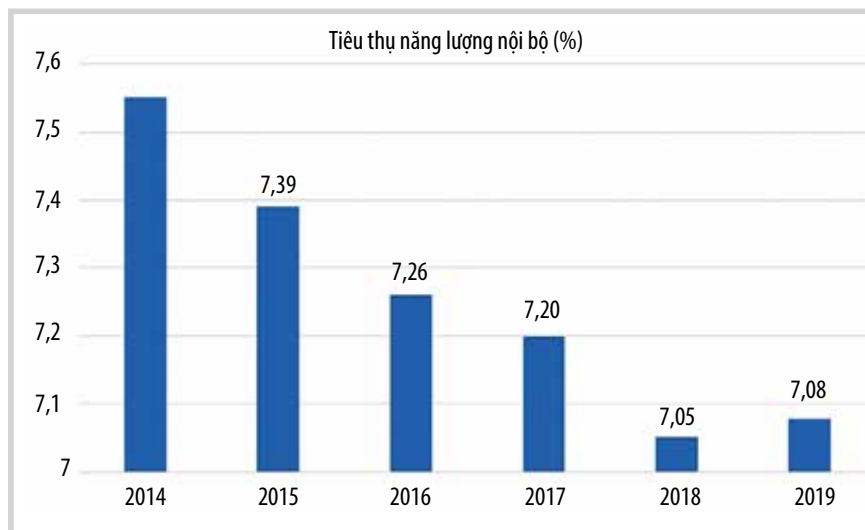
Cụm công trình ứng dụng công nghệ dầu khí của Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR), thực hiện trong giai đoạn 2015 - 2019, đã giúp BSR đa dạng hóa nguồn nguyên liệu dầu thô chế biến, tiết giảm chi phí vận hành đồng thời tối ưu hóa cơ cấu sản phẩm để đáp ứng nhanh và phù hợp với yêu cầu của thị trường, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh.

Cụm công trình nghiên cứu được thực hiện trên toàn bộ dây chuyền công nghệ của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, trong đó tập trung vào các khâu trọng yếu, ảnh hưởng trực tiếp đến chi phí sản xuất, hiệu quả chế biến, bao gồm: nguyên liệu - sản phẩm, công suất chế biến - điều kiện vận hành và tiêu thụ năng lượng. Nhiệm vụ nghiên cứu của cụm công trình gồm:

- Nghiên cứu và phát triển công nghệ phù hợp để chế biến dầu thô nhập ngoại;
- Nghiên cứu tối ưu hóa công nghệ, điều kiện vận hành sản xuất nhằm tạo ra sản phẩm mới và tăng độ linh hoạt cơ cấu sản phẩm của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất;
- Nghiên cứu cải tiến công nghệ nhằm tiết kiệm năng lượng và giảm tiêu thụ năng lượng nội bộ trong Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Quá trình nghiên cứu của cụm công trình được thực hiện trên cơ sở phân tích, đánh giá và tính toán lý thuyết kết hợp với thử nghiệm thực tế để kiểm chứng. Các phương pháp nghiên cứu chính được áp dụng gồm:

- Thu thập, thống kê, phân tích dữ liệu vận hành nhằm xác định nguyên nhân của các sự cố, vướng mắc kỹ thuật



Hình 1. Tiêu thụ năng lượng nội bộ của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất qua các năm 2014 - 2019.

hoặc đánh giá trạng thái, tính chất, tình trạng hoạt động của đối tượng nghiên cứu qua đó định hướng nghiên cứu/tìm kiếm giải pháp khắc phục hoặc cơ hội tối ưu hóa điều kiện hoạt động của các đối tượng nghiên cứu;

- Nghiên cứu tính chất của dầu thô; tính chất của các dòng công nghệ trong nhà máy; thông số vận hành của thiết bị, phân xưởng; cơ sở thiết kế, tiêu chuẩn thiết kế của dự án xây dựng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; sơ đồ công nghệ, nguyên lý điều khiển, giới hạn thiết kế của từng thiết bị, cụm thiết bị trong các phân xưởng;

- Nghiên cứu mô phỏng và tối ưu hóa tính chất dòng công nghệ, điều kiện công nghệ của các đối tượng nghiên cứu bằng phần mềm quy hoạch tuyến tính LP (Princeps - Pháp) và phần mềm mô phỏng công nghệ PetroSIM (KBC - Anh);

- Tham khảo cấu hình công nghệ, cơ sở thiết kế, kinh nghiệm vận hành... của một số nhà máy lọc dầu tiên tiến trong khu vực và trên thế giới; so sánh, đối chiếu

với thiết kế và điều kiện vận hành hiện tại của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; từ đó tổng kết các bài học kinh nghiệm có thể áp dụng để giải quyết các vấn đề kỹ thuật hiện hữu hoặc cải tiến thiết kế, nguyên lý điều khiển.

- Nghiên cứu thực nghiệm từ quy mô phòng thí nghiệm đến quy mô thiết bị, cụm thiết bị và mở rộng đến quy mô toàn phân xưởng và toàn bộ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Sau 5 năm nghiên cứu và ứng dụng trực tiếp vào công tác vận hành, sản xuất thực tế tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất từ 2015 - 2019, BSR đạt được kết quả như sau:

Về nguyên liệu dầu thô chế biến tại Nhà máy:

Kết quả nghiên cứu của các công trình hợp lý hóa nguyên liệu, đa dạng hóa sản phẩm đã đem lại các hiệu quả thiết thực sau:

- + Đảm bảo đủ nguyên liệu cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất hoạt động ổn định, hiệu quả trong bối cảnh nguồn dầu

thô Bạch Hổ ngày càng suy giảm về sản lượng cung ứng và có chất lượng không ổn định;

+ Là cơ sở xây dựng chiến lược cung ứng dầu thô cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất theo hướng tăng dần tỷ trọng dầu thô nhập khẩu với mục tiêu trên 51% trong tổng khối lượng dầu thô chế biến nhằm giảm dần sự phụ thuộc vào các nguồn dầu thô nội địa, đồng thời tạo điều kiện thuận lợi cho việc mở rộng thị trường

sản phẩm của BSR sang các nước trong khu vực khi tháo gỡ được các vướng mắc về chính sách thuế đối với các sản phẩm xuất khẩu được chế biến từ nguồn nguyên liệu dầu thô nội địa;

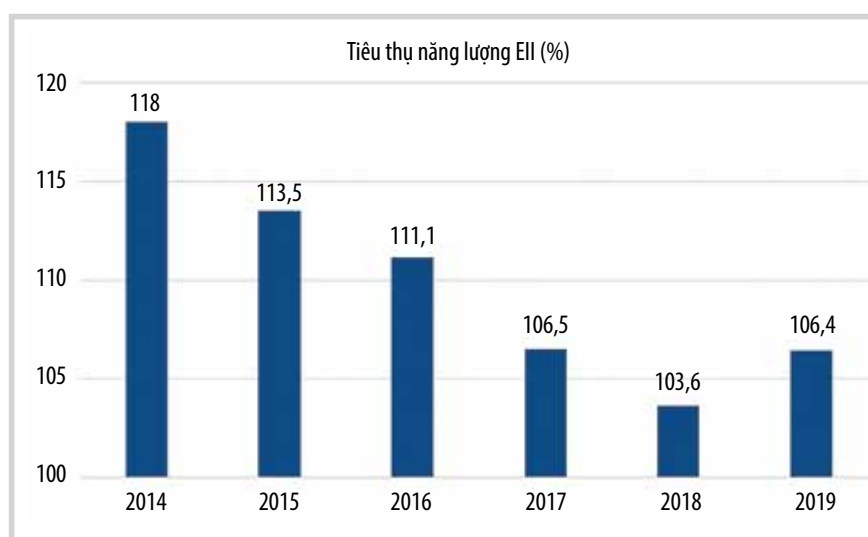
+ Sáng tạo ra một giải pháp kỹ thuật mới, trên cơ sở ứng dụng công nghệ tách loại tạp chất bằng phương pháp tạo bông kết tủa kết hợp trong ngành công nghiệp xử lý nước thải với công nghệ tách loại tạp chất trong dầu thô bằng điện trường

hiện hữu của hệ thống thiết bị tách muối tại phân xưởng CDU, giúp loại bỏ trên 70% các tạp chất kim loại Fe và Ca trong nguyên liệu dầu thô, góp phần đảm bảo vận hành an toàn, ổn định và giảm tiêu thụ xúc tác cho phân xưởng RFCC. Kết quả nghiên cứu này là cơ sở và tiền đề phát triển công nghệ xử lý tạp chất kim loại Fe và Ca trong dầu thô tại phân xưởng CDU mà hiện nay BSR đang tiếp tục nghiên cứu hoàn thiện;

+ Kết quả nghiên cứu hợp lý hóa nguồn nguyên liệu đã góp phần xây dựng và phát triển được một hệ thống quản lý các quy trình, quy định kỹ thuật tổng thể giúp BSR nhận diện rủi ro tiềm ẩn khi có sự thay đổi về chất lượng của nguyên liệu đầu vào nhằm đưa ra giải pháp phòng ngừa - khắc phục kịp thời đảm bảo duy trì vận hành an toàn - ổn định và hiệu quả của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Về sản phẩm của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất:

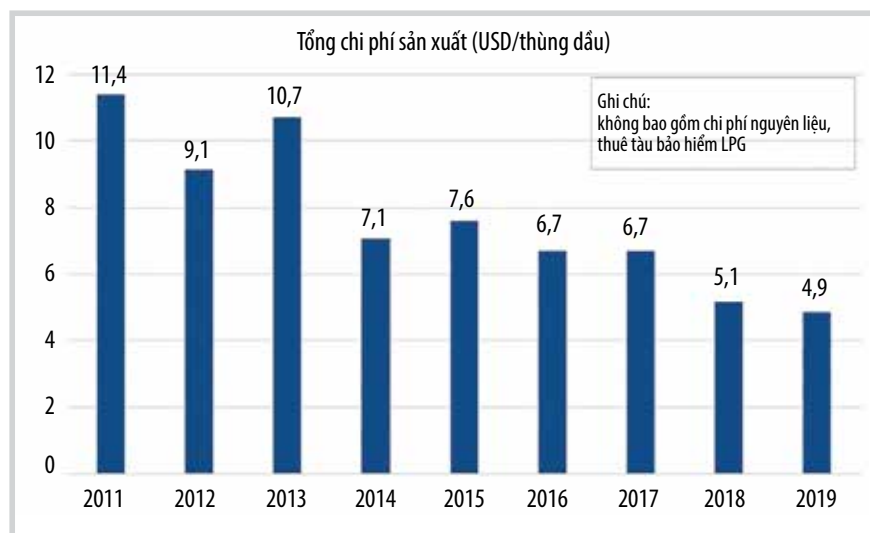
Đã nghiên cứu và phát triển thành công một loại sản phẩm mới là dầu nhiên



Hình 2. Chỉ số EII của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất qua các năm 2014 - 2019.



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR



Hình 3. Tổng chi phí sản xuất tính trên 1 thùng dầu thô của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất qua các năm 2011 - 2019

liệu hàng hải (MFO) theo Tiêu chuẩn quốc tế IMO - 2020 (hàm lượng lưu huỳnh nhỏ hơn 0,5% khối lượng).

Về tiết giảm chi phí sản xuất, tiết kiệm và sử dụng hiệu quả năng lượng nội bộ của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất:

Kết quả nghiên cứu ứng dụng, cải tiến công nghệ liên quan đến tối ưu hóa vận hành, điều khiển, quy trình công nghệ và tối ưu hóa năng lượng đã cải thiện rõ hiệu quả sử dụng năng lượng trong toàn nhà máy, góp phần giảm chi phí vận hành sản xuất, tăng hiệu quả sản xuất kinh doanh của BSR trong giai đoạn 2015 - 2019, cụ thể:

+ Mức tiêu thụ năng lượng nội bộ của toàn Nhà máy Lọc dầu Dung Quất tính trên lượng dầu thô chế biến (phần trăm khối lượng nguyên liệu dầu thô được dùng để chế biến ra các loại nhiên liệu nội bộ phục vụ cho chính quá trình sản xuất của nhà máy) đã giảm khoảng 0,5% sau 5 năm

thực hiện (Hình 1), tiết kiệm được khoảng 35 nghìn tấn/năm dầu FO làm nhiên liệu cho nhà máy, tương đương khoảng 15 triệu USD/năm (tính theo giá dầu FO năm 2018 là 425,59 USD/tấn); tương đương với khoảng 145 triệu kWh;

+ Chỉ số năng lượng EII (Energy Intensity Index), đặc trưng cho hiệu quả sử dụng năng lượng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, cũng đã giảm đáng kể từ mức 118% trong năm 2014 xuống mức 103 - 106% trong các năm 2018, 2019 (Hình 2). Theo báo cáo đánh giá của Tổ chức Solomon năm 2018, giảm được 1% chỉ số EII tương đương tiết kiệm được khoảng 2,6 triệu USD/năm;

+ Tổng chi phí sản xuất của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (bao gồm năng lượng và phí năng lượng, không bao gồm chi phí nguyên liệu, vận chuyển, bảo hiểm) tính trên 1 thùng dầu thô chế biến đã giảm dần từ 7,1 USD/thùng dầu trong năm

2014 xuống còn 4,9 USD/thùng dầu trong năm 2019 (Hình 3). Với mức công suất chế biến thông thường của Nhà máy là 103 - 108% giá trị thiết kế (152.440 - 159.840 thùng dầu thô/ngày), chi phí sản xuất giảm khoảng 0,44 USD/thùng dầu/năm tương đương tiết kiệm khoảng 24 - 43 triệu USD/năm;

Thành tựu của cụm công trình kết hợp với các thành tựu trước đây trong hoạt động khoa học và công nghệ của BSR từ lúc bắt đầu tiếp nhận Nhà máy Lọc dầu Dung Quất là cơ sở vững chắc cho việc công nhận BSR là một doanh nghiệp khoa học và công nghệ theo giấy chứng nhận do Sở Khoa học và Công nghệ tỉnh Quảng Ngãi cấp ngày 08/11/2017. Đây là sự khẳng định uy tín của BSR trong việc làm chủ khoa học công nghệ, sáng kiến cải tiến kỹ thuật, áp dụng thành công các kết quả nghiên cứu trong việc vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đảm bảo an toàn, ổn định, tối ưu và hiệu quả.

Các giải pháp kỹ thuật của cụm công trình đã đạt nhiều giải thưởng lớn về khoa học công nghệ trong ngành Dầu khí, toàn quốc và quốc tế. Cụ thể, có 16 giải pháp được công nhận là sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, 6 giải pháp được công nhận là sáng kiến cấp tỉnh Quảng Ngãi, 10 giải pháp đạt giải thưởng cấp Nhà nước do Quỹ Hỗ trợ Sáng tạo Kỹ thuật Việt Nam (VIFOTEC) trao tặng, 4 giải pháp giải thưởng Quốc tế về Khoa học Công nghệ (SIIF) do Hiệp hội Thúc đẩy Sáng chế Hàn Quốc (KIPA) trao tặng.

Nguyễn Văn Hội (giới thiệu)