

Dầu Khí



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

■ SỐ 8 - 2022

ISSN 2615-9902

PETROVIETNAM Số 8 - 2022





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Xuân Huyền

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

ThS. Lê Ngọc Sơn

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Vũ Đào Minh

ThS. Trần Thái Ninh

ThS. Dương Mạnh Sơn

PGS.TS. Lê Văn Sỹ

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

ThS. Phạm Xuân Trường

TS. Trần Quốc Việt

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

THIẾT KẾ

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

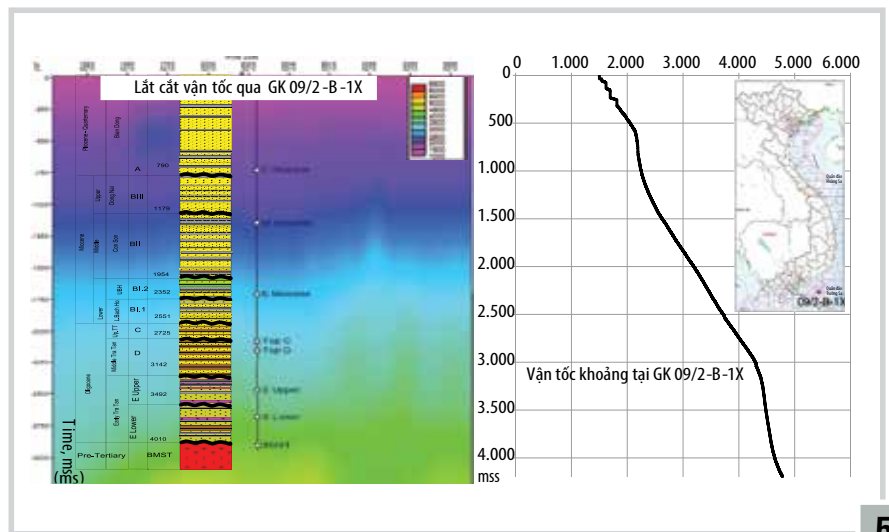
Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

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

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

Ảnh bìa: Bình minh trên cảng dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu. Ảnh: Vương Thái/Vietsovpetro



5

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

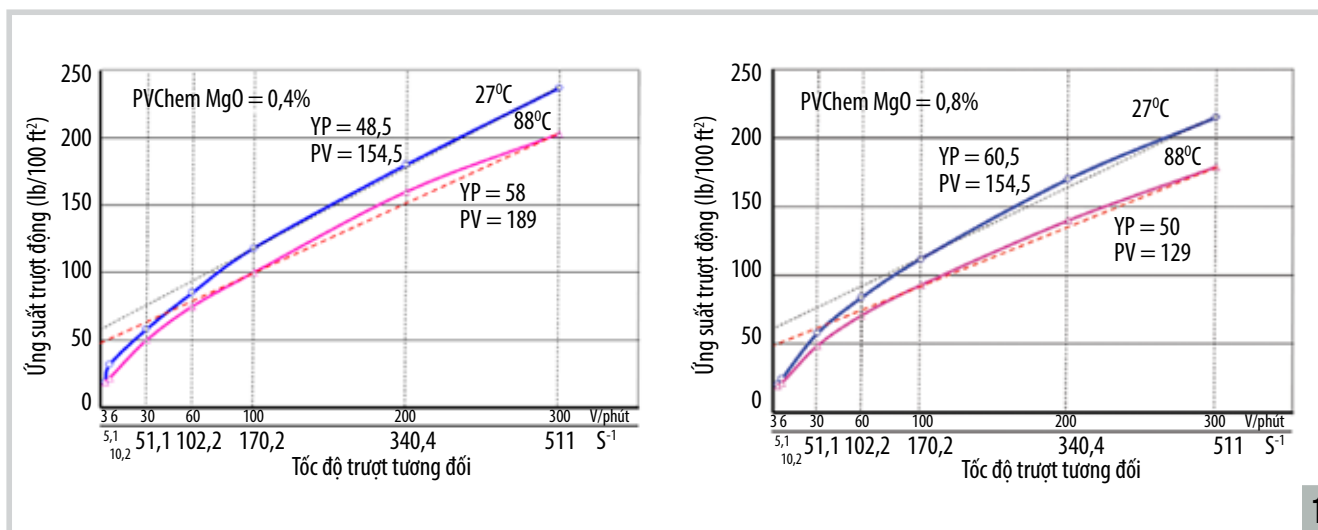
5. Sử dụng tài liệu địa chấn và giếng khoan để dự báo áp suất thành hệ trước khi khoan: Nghiên cứu cụ thể tại một số giếng khoan bể Cửu Long và bể Sông Hồng

13. Nghiên cứu chế tạo phụ gia giảm nở PVChem MgO và thiết lập đơn vũ xi măng trám giếng khoan nhằm ngăn chặn hiện tượng khí xâm nhập và dịch chuyển



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

22. Xây dựng mô hình kinh tế phục vụ công tác quản lý các dự án phát triển khai thác dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



13



AN TOÀN - MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

28. Đánh giá phân bố nhiệt độ bề mặt khu vực Liên hợp Lộ hóa dầu Nghi Sơn từ dữ liệu ảnh vệ tinh Landsat và Sentinel 2

RESEARCH AND DEVELOPMENT

Pre-drill pore pressure prediction using seismic interval velocity and wireline log: Case studies for some wells in Cuu Long and Song Hong basins **5**

Study on the preparation of PVCHEM MgO expansive additive and a recipe of cement slurry to prevent gas migration and channelling **13**

An economic model to manage the production of Petrovietnam’s oil and gas projects **22**

Analysing the spatial distribution of land surface temperature at Nghi Son Refinery and Petrochemical Complex using Landsat and Sentinel 2 satellite image data **28**



PETROVIETNAM

TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM



Hà Nội, ngày 30 tháng 8 năm 2022

Petrovietnam: Phát huy lòng tự hào, tự tin vượt qua những thách thức

Thân ái gửi các thế hệ lãnh đạo, người lao động Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam!

Nhân kỷ niệm 47 năm Ngày thành lập Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam - nay là Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (03/9/1975 - 03/9/2022), thay mặt Đảng ủy, lãnh đạo Tập đoàn, tôi xin bày tỏ sự trân trọng công lao to lớn của lớp lớp thế hệ đi trước, xin cảm ơn tinh thần đoàn kết, sáng tạo, lao động hăng say quên mình của cán bộ công nhân viên ngành Dầu khí đã góp phần xây dựng Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phát triển bền vững.

Với sứ mệnh góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, an ninh kinh tế, an ninh lương thực, an ninh quốc gia trên biển và là đầu tàu kinh tế trong xây dựng và phát triển đất nước, sau 47 năm xây dựng và trưởng thành, Petrovietnam đã có những bước phát triển vượt bậc và toàn diện cả về quy mô và chiều sâu, hoàn chỉnh đồng bộ từ tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí, đến công nghiệp khí, lọc hóa dầu, công nghiệp điện và dịch vụ kỹ thuật dầu khí chất lượng cao.

Năm 2022, mặc dù chính trị, kinh tế thế giới và khu vực có những diễn biến hết sức phức tạp, nguy hiểm, tác động không nhỏ tới thị trường dầu mỏ thế giới, nhưng Tập đoàn đã vượt qua một cách ngoạn mục. Chúng ta đã có các giải pháp quản trị, điều hành, dự báo chính xác, phản ứng kịp thời trước những biến động, tận dụng và phát huy hiệu quả nguồn lực trong chuỗi giá trị để giảm thiểu thiệt hại từ các tác động tiêu cực, tận dụng tốt cơ hội thị trường, duy trì hoạt động sản xuất kinh doanh ổn định, thông suốt, đạt hiệu quả cao. Nhờ vậy các chỉ tiêu tài chính của Tập đoàn duy trì tích cực, giữ đà tăng trưởng cao. Tổng doanh thu toàn Tập đoàn 7 tháng đầu năm 2022 ước đạt 547,7 nghìn tỷ đồng, vượt 64% so với kế hoạch 7 tháng, đạt 98% kế hoạch năm và tăng 56% so với cùng kỳ 2021.

Hiện nay, Đảng, Nhà nước đang tập trung hỗ trợ Tập đoàn tháo gỡ những vướng mắc về pháp luật, thể chế, quy chế, quy định không còn phù hợp với thực tiễn phát triển, đặc biệt dự thảo Luật Dầu khí sửa đổi đang được hoàn thành, trình Quốc hội phê duyệt. Đây thực sự là nguồn cổ vũ, động viên để chúng ta tự tin bước tiếp.

Với những thành công liên tiếp vượt qua “khủng hoảng kép”, chúng ta hoàn toàn có quyền tự hào về bản lĩnh, ý chí của người Dầu khí, là hành trang để chúng ta tiếp tục vượt qua thách thức, nắm bắt cơ hội viết tiếp những trang sử mới!

Một lần nữa, thay mặt Đảng ủy, lãnh đạo Tập đoàn tôi xin gửi tới toàn thể các đồng chí, đồng nghiệp và gia đình lời thăm hỏi chân tình, lời chúc sức khỏe, hạnh phúc và thành công!

**BÍ THƯ ĐẢNG ỦY,
CHỦ TỊCH HỘI ĐỒNG THÀNH VIÊN
TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM**

Hoàng Quốc Vượng

SỬ DỤNG TÀI LIỆU ĐỊA CHẤN VÀ GIẾNG KHOAN ĐỂ DỰ BÁO ÁP SUẤT THÀNH HỆ TRƯỚC KHI KHOAN: NGHIÊN CỨU CỤ THỂ TẠI MỘT SỐ GIẾNG KHOAN BỂ CỬU LONG VÀ BỂ SÔNG HỒNG

Nguyễn Văn Hoàng¹, Phạm Quý Ngọc², Nguyễn Minh Quý², Đoàn Huy Hiền²

¹Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

²Viện Dầu khí Việt Nam

Email: ngocpq@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.08-01>

Tóm tắt

Áp suất lỗ rỗng có thể thu được từ vận tốc khoảng của địa chấn bằng kỹ thuật biến đổi vận tốc thành áp suất lỗ rỗng. Trong bài báo này, nhóm tác giả trình bày phương pháp thực nghiệm Eaton để tính toán áp suất thành hệ cho một số giếng khoan ở bể Cửu Long và bể Sông Hồng, nơi trải qua quá trình sụt lún, chôn vùi, biến đổi địa chất và hoạt động địa nhiệt phức tạp, gây ra các đới dị thường áp suất.

Kết quả thu được cho thấy áp suất lỗ rỗng được tính toán dựa vào tài liệu vận tốc khoảng của địa chấn có sự tương quan với giá trị áp suất được đo bằng các phương pháp địa vật lý giếng khoan và tỷ trọng dung dịch sử dụng trong khi khoan. Do đó, việc sử dụng vận tốc khoảng của địa chấn để tính toán giá trị áp suất lỗ rỗng, xác định và dự đoán đới dị thường bằng phương pháp Eaton có thể được áp dụng hiệu quả tại các khu vực chưa có giếng khoan để nâng cao độ an toàn, giảm thiểu rủi ro cho quá trình thi công khoan.

Từ khóa: Áp suất thành hệ, áp suất lỗ rỗng, dị thường áp suất, phương pháp Eaton, bể Cửu Long, bể Sông Hồng.

1. Giới thiệu

Trong lĩnh vực tìm kiếm và thăm dò dầu khí, địa chấn là phương pháp địa vật lý nghiên cứu sự lan truyền sóng đàn hồi nhằm xác định đặc điểm môi trường địa chất. Đặc điểm của sóng địa chấn là lan truyền trong các lớp đất đá khác nhau với tốc độ khác nhau và có xu hướng tăng theo chiều sâu (Hình 1). Một số nguyên nhân làm giảm vận tốc của sóng địa chấn theo chiều sâu như: lắng đọng trầm tích nhanh, quá trình biến đổi vật chất hữu cơ, cracking khí, hoạt động kiến tạo, giãn nở thủy nhiệt và quá trình thẩm lọc...

Những đới vận tốc thấp thường liên quan tới dị thường áp suất cao, tiềm ẩn các mối nguy hiểm như hiện tượng phun không kiểm soát. Eaton [1], Bower [2] đã xây dựng mối liên hệ giữa vận tốc truyền sóng với áp suất để từ đó có thể xác định áp suất của thành hệ đất đá.

Trong bài báo này, nhóm tác giả sử dụng tài liệu vận tốc khoảng và áp dụng công thức thực nghiệm Eaton để

tính toán áp suất thành hệ, từ đó đối chiếu với kết quả tài liệu địa vật giếng khoan (như tài liệu áp suất) để đối sánh. Từ kết quả so sánh, cho thấy việc xác định/dự đoán dị thường áp suất trong thành hệ dựa vào tài liệu vận tốc khoảng là có cơ sở. Từ đó mở ra khả năng sử dụng tài liệu này kết hợp với phương pháp Eaton để dự báo áp suất trước khi khoan nhằm giảm thiểu rủi ro trong quá trình khoan, góp phần nâng cao hiệu quả kinh tế.

2. Các thành phần áp suất và nguyên nhân gây dị thường áp suất trong thành hệ đất đá

Trong thành hệ đất đá tồn tại những thành phần áp suất sau:

Áp suất lớp phủ (overburden stress, OBV) là áp suất gây ra bởi tổng trọng lượng của thành hệ phủ lên trên. Áp suất lớp phủ tăng theo chiều sâu bởi càng xuống sâu thì chiều dày lớp phủ và mật độ đất đá càng tăng còn độ rỗng càng giảm (Hình 2).

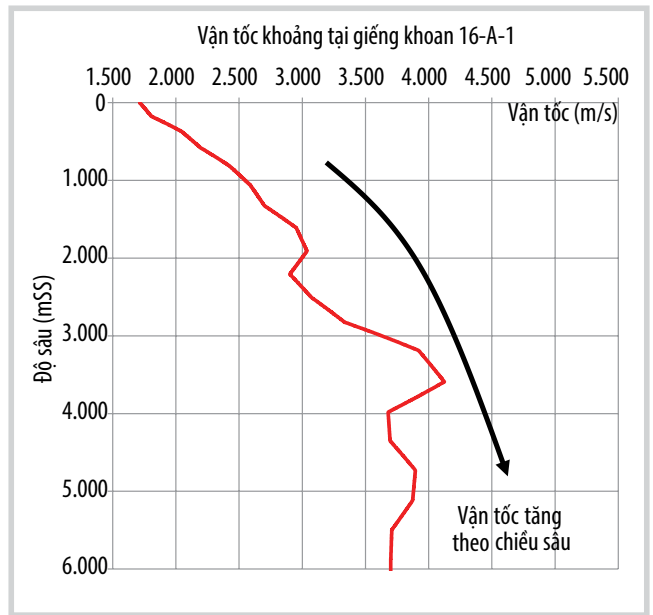
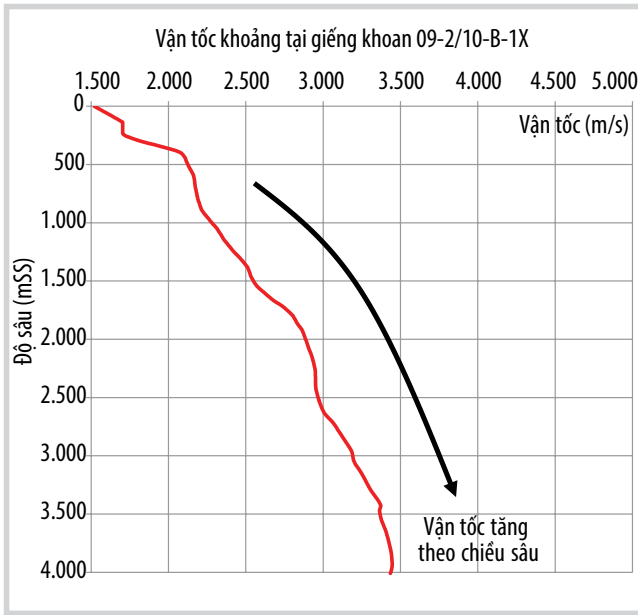
Áp suất vỡ vữa (fracture pressure, FP, psi) là áp suất đủ để gây ra phá hủy thành hệ.

Áp suất thủy tĩnh (hydrolic pressure, P_{hyd} , psi) là áp suất gây ra bởi tải trọng của toàn bộ cột dung dịch phía trên.

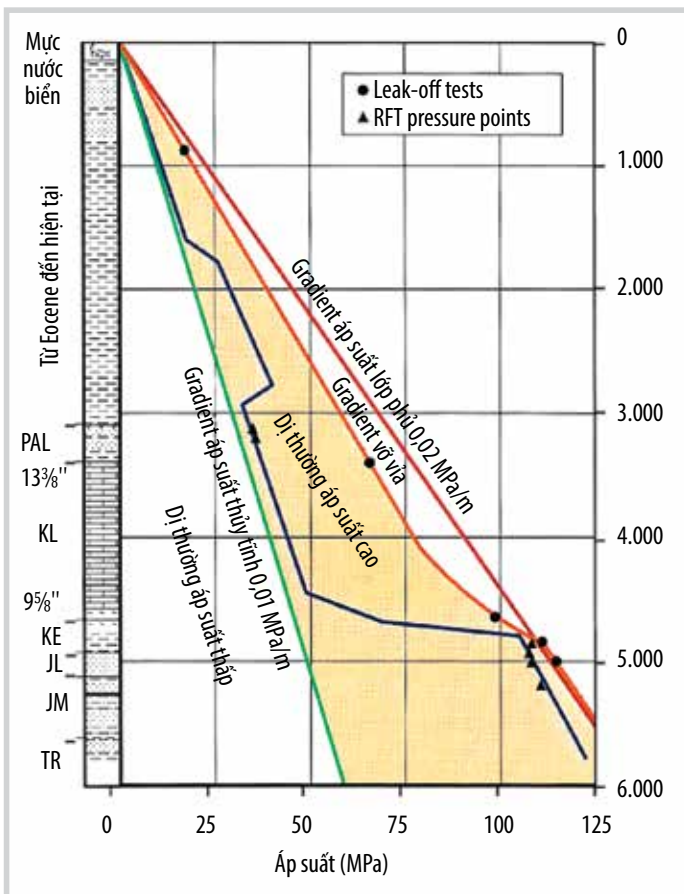


Ngày nhận bài: 30/7/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 30/7 - 5/8/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 12/8/2022.



Hình 1. Mô tả vận tốc địa chấn tại giếng khoan thuộc Lô 09-2 và Lô 16 thuộc bể Cửu Long [3].



Hình 2. Biểu đồ áp suất theo chiều sâu [4].

Dị thường áp suất (abnormal pressure, psi) là giá trị áp suất (pore pressure, psi) gây ra bởi sự tồn tại của chất lưu trong không gian rỗng của đất đá mà có thể lớn hơn hoặc nhỏ hơn so với áp suất thủy tĩnh ở điều kiện bình thường. Tại những nơi hydrocarbon tích tụ thường tồn tại dị thường áp suất dương.

Trong tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí, việc dự báo phân bố của áp suất là rất quan trọng, góp phần giảm thiểu rủi ro trong công tác thi công khoan. Các cơ chế gây ra dị thường áp suất như: cơ chế nén ép, biến đổi vật chất hữu cơ thành hydrocarbon, quá trình cracking khí, quá trình giãn nở thủy nhiệt, hoạt động kiến tạo, biến đổi khoáng vật và quá trình thấm lọc...

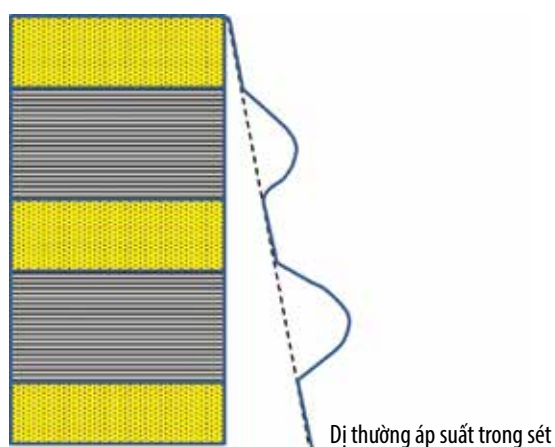
Các kết quả nghiên cứu cho thấy, dị thường áp suất thường xuất hiện ở các bể trầm tích rìa lục địa thụ động, nơi có quá trình sụt lún diễn ra nhanh và mạnh. Ở khu vực này, trầm tích hạt thô nhanh chóng bị bao bọc, phủ kín bởi các trầm tích hạt mịn. Các hạt mịn này sẽ bao bọc tạo thành màn chắn cản trở quá trình thoát nước trong khe rỗng trong khi vẫn chịu tải do quá trình trầm tích tiếp diễn, tạo nên vùng áp suất cao [5].

Quá trình biến đổi vật chất hữu cơ thành hydrocarbon: Ở các vỉa sét dày, khi đủ điều kiện nhiệt độ và áp suất, hàm lượng vật chất hữu cơ cao biến đổi thành hydrocarbon và dịch chuyển ra bên ngoài. Do sét có độ thấm kém, đôi chỗ chất lưu hình thành vẫn còn tồn tại giữa các lớp sét (Hình 3), trong khi đó quá trình sinh dầu khí vẫn đang tiếp tục sẽ tạo nên đối dị thường áp suất.

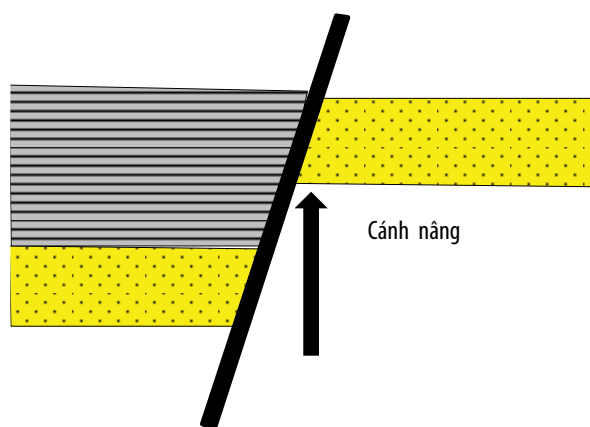
Đối với quá trình cracking khí: Do ảnh hưởng của nhiệt độ cao áp suất cao, hydrocarbon được sinh ra sẽ cracking thành các thành phần nhẹ hơn làm giãn nở thể tích tạo nên khu vực có áp suất cao.

Hoạt động kiến tạo (Hình 4): Sự dịch chuyển của đứt gãy có thể chia cắt hoặc tái phân bố áp suất ở những nơi đứt gãy cắt qua. Ở những khu vực này, dị thường áp suất sẽ hình thành ngay trong lớp sét nằm trên bề mặt đứt gãy (shale smear). Việc dịch chuyển của đứt gãy thuận có thể tạo nên sự tiếp xúc giữa vùng áp suất thấp với vùng áp suất cao dọc theo bề mặt đứt gãy.

Quá trình giãn nở thủy nhiệt (aquathermal pressuring): Dưới tác dụng của các dòng nhiệt, chất lưu trong các lỗ



Hình 3. Dị thường áp suất trong vỉa sét do ngậm nước và biến đổi vật chất hữu cơ [6].



Hình 4. Sự tiếp xúc giữa đới ngấm và không ngấm do dịch chuyển của đứt gãy có thể bảo tồn áp suất trong vỉa [6].



Hình 5. Bản đồ phân bố khu vực dị thường áp suất trong các bể trầm tích Đệ Tam trên thế giới [7].

rỗng bị đun nóng và giãn nở tạo nên vùng áp suất cao.

Quá trình thẩm lọc (osmosis) là quá trình dịch chuyển ion trong nước từ nơi có mật độ ion cao đến nơi có mật độ thấp hơn, tuy nhiên khi gặp đới không thấm các ion này không dịch chuyển được tạo thành vùng áp suất cao.

Quá trình biến đổi sét: Thông thường sét smectite có khả năng ngậm nước, còn sét illite thì không. Khi bị chôn vùi sâu, sét smectite sẽ biến đổi thành illite. Nước trên bề mặt của smectite được giải phóng và làm tăng thể tích khối đất đá tạo nên đới áp suất cao.

Trên thế giới nói chung và Việt Nam nói riêng, dị thường áp suất thường phân bố tại các bể trầm tích Đệ Tam nơi có quá trình bồi đắp và sụt lún diễn ra nhanh, mạnh. Ở Việt Nam thường gặp trong các tập sét Miocene, Oligocene thuộc bể Cửu Long và bể Sông Hồng (Hình 5).

3. Phương pháp nghiên cứu

Phương pháp nghiên cứu có độ tin cậy cao đang được sử dụng rộng rãi cho việc xác định dị thường áp suất là dựa vào các biểu hiện trên tài liệu địa vật lý giếng khoan như điện trở suất cao, mật độ thấp và khoảng thời gian truyền sóng cao khi gặp đới dị thường áp suất... Tuy nhiên, các thông tin này chỉ có được khi có giếng khoan. Do đó, đới với khu vực hoàn toàn mới và chưa có giếng khoan thì thông tin từ tài liệu địa chấn (Hình 6) cần được sử dụng để tính toán và dự báo đới dị thường áp suất nhằm hạn chế rủi ro trong thi công khoan và góp phần đảm bảo hiệu quả kinh tế trong công tác thăm dò và khai thác dầu khí [8 - 10].

Quá trình chôn vùi trầm tích làm độ rỗng giảm, sự tiếp xúc giữa các hạt tăng lên, nhất là với các hạt khoáng vật sét sắp xếp trùng với trường ứng suất tại chỗ làm cho vận tốc sóng đàn hồi tăng lên. Với giả thiết là nén ép đẳng hướng, độ rỗng và áp suất chỉ phụ thuộc vào thành phần thẳng đứng của ứng suất phân dị, bằng thực nghiệm Eaton [1] đã đưa ra công thức tính áp suất thành hệ như sau:

$$PP = OBV - (OBV - PP_{hyd}) \times a \times \left(\frac{Vp_{Obs}}{Vp_{normal}}\right)^n \quad (1)$$

Trong đó:

PP: Áp suất thành hệ (psi);

OBV: Áp suất lớp phủ trên (psi);

PP_{hyd}: Áp suất cột thủy tĩnh (psi);

Vp_{obs}: Vận tốc truyền sóng (m/s);

a, n: Hệ số kinh nghiệm;

$V_{p_{norm}}$: Vận tốc truyền sóng đường xu thế (m/s).

Áp suất lớp phủ trên (OBV) là tổng trọng lượng của lớp đất đá và chất lưu phía bên trên nó và được tính theo công thức:

$$OBV = g \int_0^z \rho(z) dz \quad (2)$$

Trong đó:

ρ : Mật độ đất đá (g/cm^3);

z : Chiều sâu thẳng đứng (m);

g : Gia tốc trọng trường.

Vì không có đường mật độ nên mật độ đất đá được xác định bằng công thức thực nghiệm của Gardner để chuyển đổi vận tốc sóng thành mật độ [11], như sau:

$$\rho = 0,31 \times V_p^{0,25} \quad (3)$$

Trong đó:

ρ : Mật độ đất đá (g/cm^3);

V_p : vận tốc sóng địa chấn (m/s).

Áp suất thủy tĩnh được tính là tổng khối lượng chiều cao cột thủy tĩnh phủ lên trên nó [12]:

$$PP_{hyd} = \rho_{hyd} \times h \times g \quad (4)$$

Trong đó:

PP_{hyd} : Áp suất thủy tĩnh (psi);

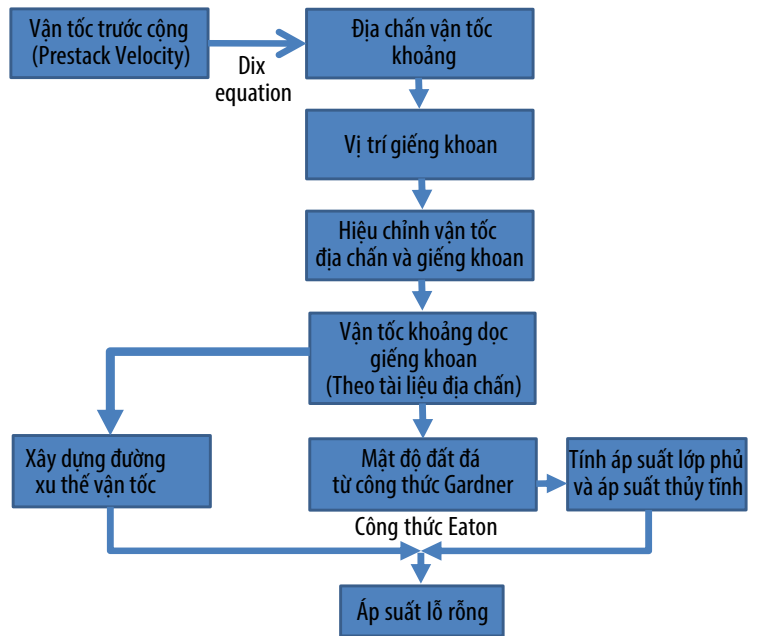
h : Chiều cao cột thủy tĩnh (m);

ρ_{hyd} : Mật độ cột thủy tĩnh (g/cm^3);

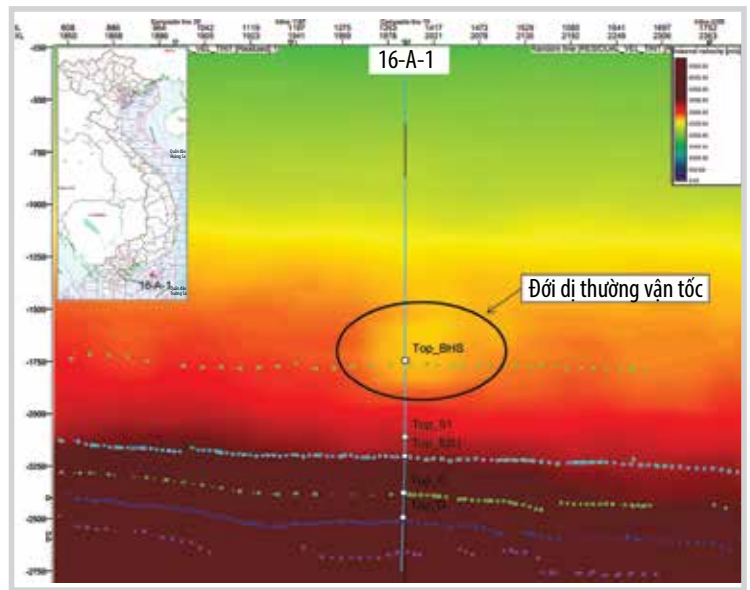
g : Gia tốc trọng trường.

Sự thay đổi về áp suất là nguyên nhân chính tạo ra các đới dị thường nghịch đảo vận tốc địa chấn ở một số tầng địa chất dưới sâu. Vì vậy, việc sử dụng các thông tin về dị thường vận tốc thu được trong các giếng đã khoan là số liệu kiểm chứng quan trọng để thiết lập mô hình dự báo dị thường áp suất cho các khu vực chưa có giếng khoan.

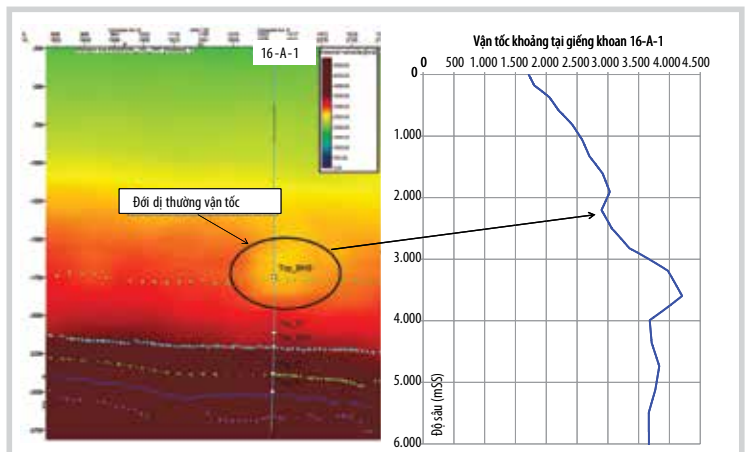
Áp dụng các công thức tính toán và phân tích đặc điểm truyền sóng địa chấn khi đi qua các môi trường địa chất có áp suất khác nhau, nhóm tác giả đưa ra lưu đồ các bước tiến hành xác định giá trị áp suất lỗ rỗng từ tài liệu địa chấn như Hình 6.



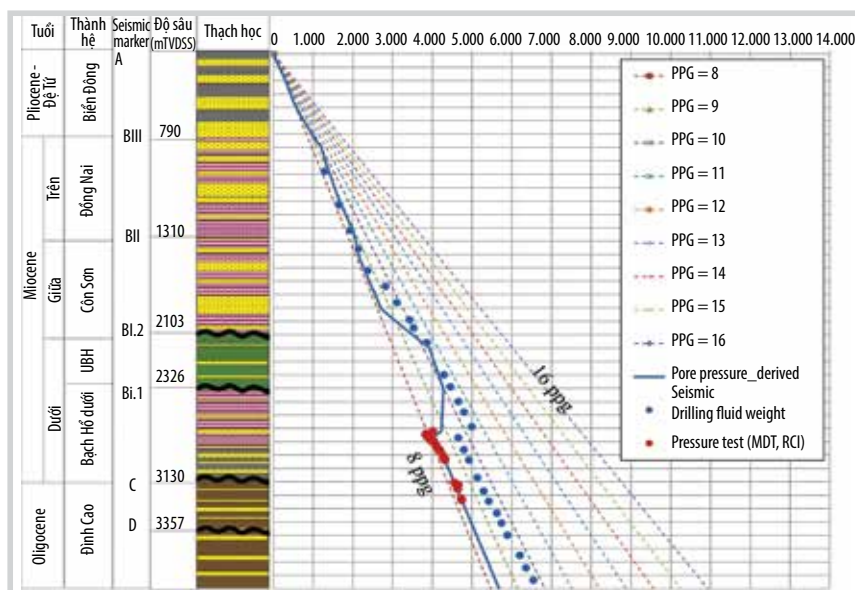
Hình 6. Các bước tiến hành xác định áp suất lỗ rỗng từ tài liệu vận tốc khoảng.



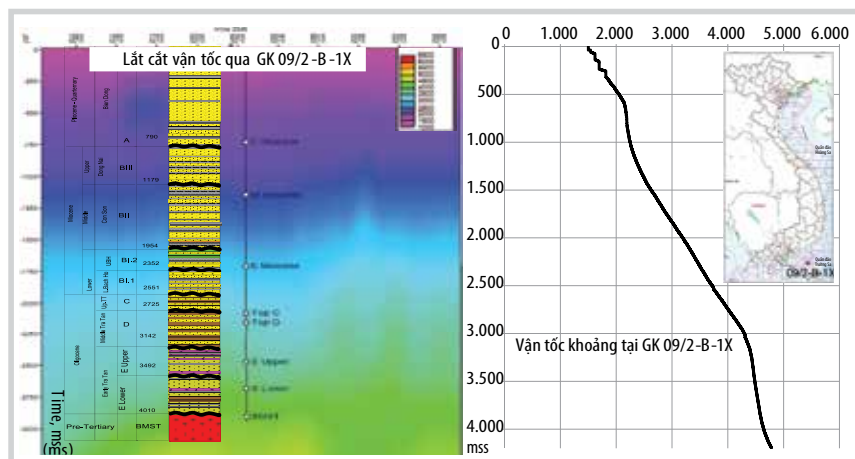
Hình 7. lát cắt vận tốc qua giếng khoan Lô 16, bể Cửu Long: Đới dị thường vận tốc tại tầng BHS.



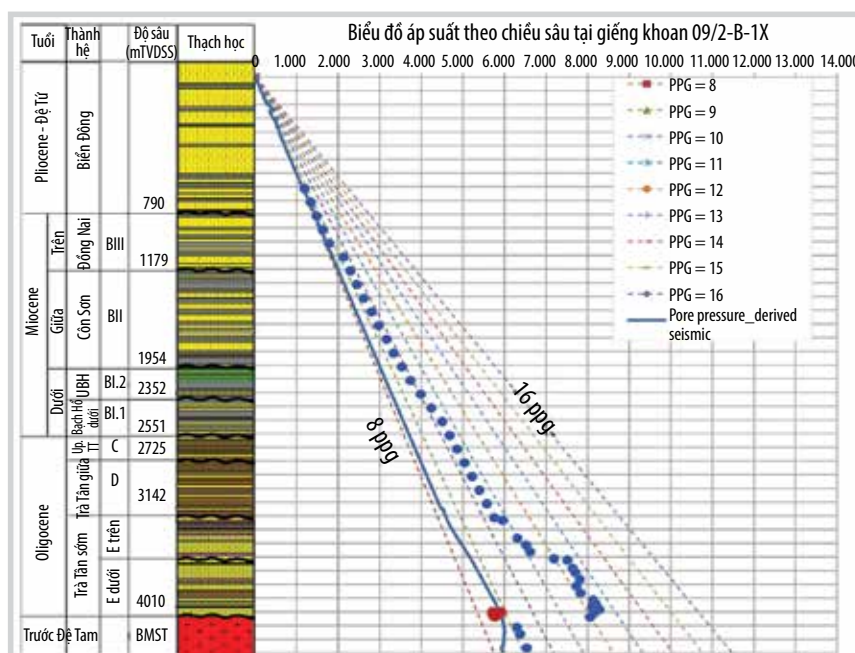
Hình 8. Vị trí đới dị thường trên lát cắt địa chấn và vận tốc địa chấn tại giếng khoan Lô 16, bể Cửu Long.



Hình 9. Biểu đồ áp suất và cột thạch học tại giếng khoan Lô 16, bể Cửu Long.



Hình 10. Lát cắt vận tốc và vận tốc chiết xuất theo giếng khoan Lô 09/2, bể Cửu Long.



Hình 11. Biểu đồ áp suất và cột thạch học tại giếng khoan Lô 09/2, bể Cửu Long.

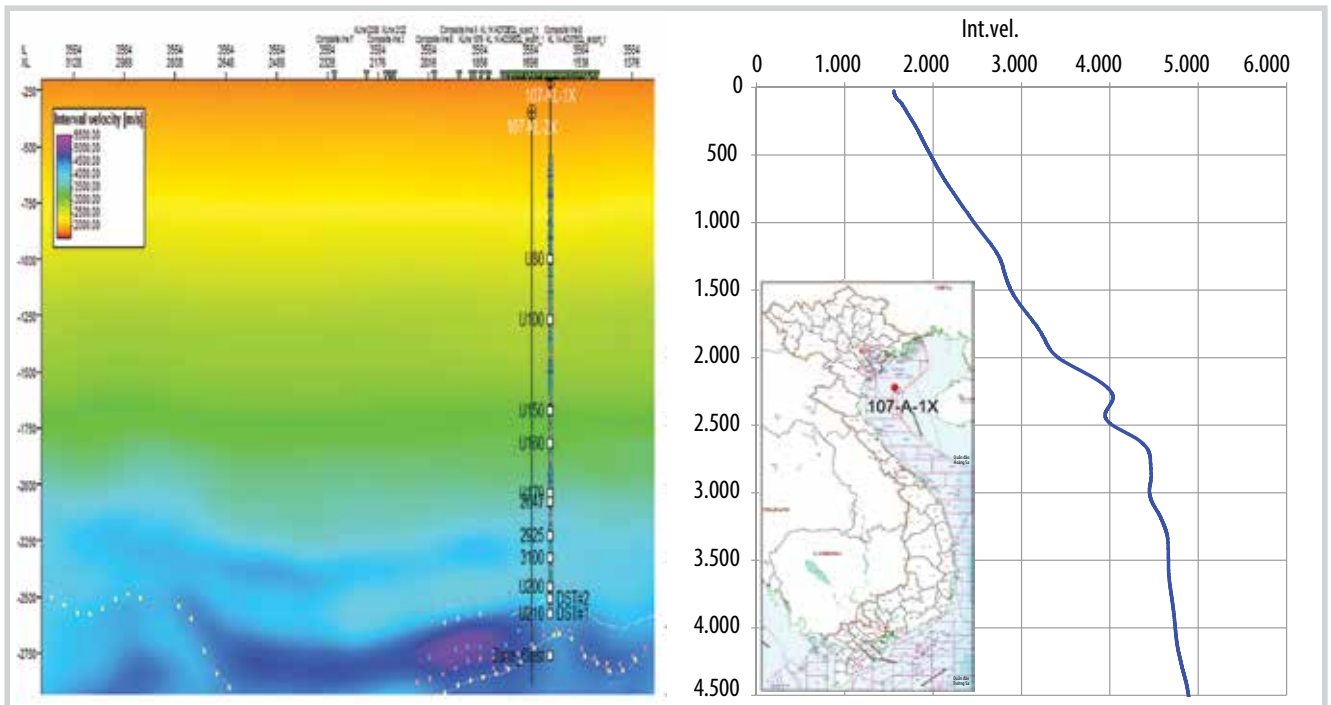
4. Áp dụng tài liệu địa chấn để tính áp suất thành hệ tại một số giếng khoan bể Cửu Long và bể Sông Hồng

4.1. Bể Cửu Long

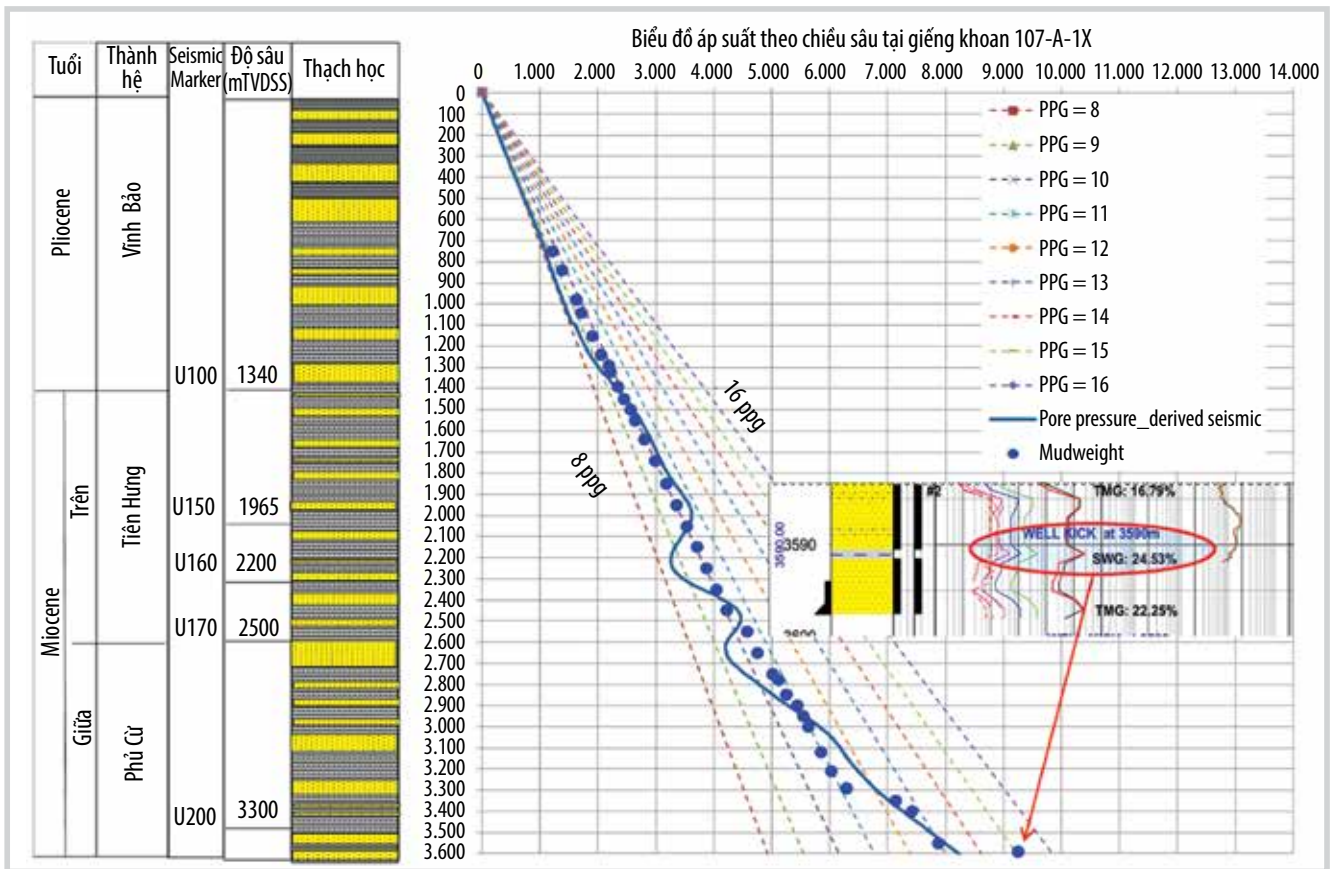
Tại lát cắt vận tốc qua giếng khoan Lô 16, bể Cửu Long xung quanh nóc tập sét Bạch Hồ (Hình 7, 8) ở khoảng độ sâu từ 2.000 - 3.000 mSS thuộc hệ tầng Bạch Hồ tuổi Miocene cho thấy sự thay đổi về màu sắc biểu thị vận tốc không liên tục, vận tốc chiết xuất dọc theo giếng khoan bị nghịch đảo, ngược với xu hướng vận tốc tăng theo chiều sâu. Khi xuống tới nóc tập C thuộc phụ hệ tầng Trà Tân trên (tuổi Oligocene muộn) thì xu hướng vận tốc sóng địa chấn trở lại bình thường, có thể hiểu là do thay đổi áp suất gây ra bởi cơ chế lắng đọng trầm tích trong hệ tầng tuổi Oligocene khác với trầm tích phía trên [13].

Dựa vào số liệu vận tốc khoảng có được tại giếng khoan và áp dụng công thức (1), kết quả tính toán cho thấy: áp suất tính theo vận tốc khoảng của địa chấn cho thấy dị thường áp suất xuất hiện tại của tập sét Miocene dưới ở khoảng độ sâu 2.000 - 2.900 mSS với giá trị dao động từ 8,6 - 10,5 ppg, áp suất trở về bình thường từ khoảng 2.900 mSS tới đáy giếng khoan. So sánh với kết quả lấy mẫu áp suất trong khi khoan (MDT, RCI) và tỷ trọng dung dịch sử dụng trong quá trình khoan (Hình 9), nhận thấy kết quả tính toán bằng tài liệu địa chấn khá tương đồng với tài liệu giếng khoan.

Tại lát cắt vận tốc qua giếng khoan Lô 09/2, bể Cửu Long (Hình 10): Màu sắc biểu thị sự liên tục từ vận tốc thấp đến vận tốc cao. Tại giếng khoan Lô 09/2, tồn tại 2 xu thế vận tốc ở tầng Miocene (khoảng độ sâu từ 1.000 - 2.700 mSS) và tầng Oligocene (khoảng độ sâu từ 2.700 - 4.000 mSS). Kết quả tính toán từ vận tốc địa chấn xác định toàn bộ lát cắt giếng khoan



Hình 12. Lát cắt vận tốc và vận tốc chiết xuất theo giếng khoan Lò 107, bể Sông Hồng.



Hình 13. Biểu đồ áp suất và cột thạch học tại giếng khoan Lò 107, bể Sông Hồng.

này không ghi nhận dị thường áp suất, áp suất tương đương với áp suất thủy tĩnh (Hình 10). Tuy nhiên, so sánh với kết quả thi công khoan, trong suốt quá trình khoan qua tập sét tuổi Miocene và Oligocene nhà điều hành sử

dụng tỷ trọng dung dịch từ 10,5 - 12,5 ppg cho thấy áp suất đo được từ tài liệu địa vật lý giếng khoan (MDT, RCI - màu đỏ, Hình 11) cho thấy tại các tập cát trong Oligocene có áp suất tương đương 8,6 - 8,7 ppg.

4.2. Bể Sông Hồng

Tại lát cắt vận tốc qua giếng khoan 107-A-1X: Từ độ sâu khoảng 2.200 mSS trở xuống biểu thị về màu sắc cho thấy sự không liên tục tại một số độ sâu (Hình 12). Vận tốc địa chấn trích xuất dọc giếng khoan có xu thế lệch về phía trái khi xuống sâu hơn [14]. Kết quả tính toán bằng vận tốc khoảng của tài liệu địa chấn xác định đới dị thường áp suất từ khoảng độ sâu 2.500 mSS trở xuống, với áp suất thay đổi từ 10 - 13,5 ppg (Hình 13), trong quá trình thi công nhà thầu đã sử dụng tỷ trọng dung dịch tương đối phù hợp với kết quả tính toán. Tuy nhiên, tại độ sâu khoảng 3.600 mSS thì tỷ trọng dung dịch tăng lên 153 ppg do xuất hiện hiện tượng phun không kiểm soát mức độ nhẹ (wellkick), khác so với kết quả tính toán, nhóm tác giả cho đây là hạn chế của phương pháp.

5. Kết luận

Bể Cửu Long và Sông Hồng là các bể trầm tích Đệ tam trải qua quá trình sụt lún, chôn vùi, biến đổi địa chất và hoạt động địa nhiệt phức tạp do đó rất dễ hình thành các đới dị thường áp suất. Công thức của Eaton miêu tả mối quan hệ giữa vận tốc sóng và áp suất được xây dựng trên việc nghiên cứu thực nghiệm ở khu vực vịnh Mexico. Kết quả áp dụng công thức này cho một số lô thuộc bể Cửu Long và bể Sông Hồng, cho thấy áp suất lỗ rỗng được tính toán dựa vào tài liệu vận tốc khoảng của địa chấn có sự tương quan với giá trị áp suất được đo bằng các phương pháp địa vật lý giếng khoan và tỷ trọng dung dịch sử dụng trong khi khoan. Mặc dù phương pháp đáng tin cậy nhất trong tính toán áp suất thành hệ là các phương pháp địa vật lý giếng khoan nhưng ở khu vực chưa có giếng khoan thì việc sử dụng vận tốc khoảng của địa chấn để tính toán giá trị áp suất lỗ rỗng, xác định và dự đoán đới dị thường là phương pháp tối ưu nhằm giảm thiểu rủi ro cho quá trình thi công khoan.

Nghiên cứu này chỉ xác định sự thay đổi của áp suất thành hệ theo chiều sâu tại 1 vị trí (1D), do vậy cần mở rộng nghiên cứu này để có thể tiến hành xác định phân bố của áp suất theo 3 chiều (3D). Phương pháp này còn có hạn chế như mức độ phân giải thẳng đứng của địa chấn, đặc biệt ở khu vực hoàn toàn mới thì mức độ tin cậy dự báo chính xác giá trị áp suất theo độ sâu sẽ thấp hơn dùng giếng khoan ở các vùng lân cận để hiệu chỉnh tốc độ với tài liệu địa chấn.

Lời cảm ơn

Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn Bộ Công Thương

(theo Hợp đồng số 006.2021.CNKK.QG/HĐKHCHN ngày 03/02/2021) và Viện Dầu khí Việt Nam (theo Quyết định số 5876/QĐ-VĐKVN ngày 29/10/2021) đã hỗ trợ nguồn lực và tài trợ kinh phí thực hiện nghiên cứu này.

Tài liệu tham khảo

- [1] Ben A. Eaton, "The equation for geopressure prediction from well logs", *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas, 28 September - 1 October 1975*. DOI: 10.2118/5544-MS.
- [2] L.Bowers, "Pore pressure estimation from velocity data: Accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction", *SPE Drilling & Completion*, Vol. 10, No. 2, pp. 89 - 95, 1995. DOI: 10.2118/27488-PA.
- [3] PVEP, "Block 09/2 Cuu Long basin, Ca Ngu Vang field geopressure study", Technical report, 2008.
- [4] W.H. Fertl, R.F. Chapman, and R.F. Hotz, *Studies in abnormal pressure*. Elsevier, 1994.
- [5] M.KingHubbertandWilliamW.Rubey, "Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting", *Geological Society of America Bulletin*, Vol. 70, No. 2, pp. 115 - 166, 1959. DOI: 10.1130/0016-7606(1959)70[115:ROFPIM]2.0.CO;2.
- [6] Tuy Le Giang, "A study on geopressure for a site in the eastern part of Block 15-2/01 Cuu Long basin, Vietnam", Master Thesis, Asian Institute of Technology, Thailand, 2012.
- [7] Alan R. Huffman, "The future of pressure prediction using geophysical methods", *Pressure regimes in sedimentary basins and their prediction*. AAPG Memoir, 2002.
- [8] C.M. Sayers, G.M. Johnson, and G. Denyer, "Predrill pore pressure prediction using seismic data", *Geophysics*, Vol. 67, No. 4, pp. 1286 - 1292, 2002. DOI: 10.1190/1.1500391.
- [9] Patrizia Cibin, Luigi Pizzaferrri, and Mauro Della Martera, "Seismic velocities for pore prediction. Some cases histories", *Proceedings of the 7th International Conference and Exposition on Petroleum Geophysics, 14 - 16 January 2008*.
- [10] Satinder Chopra and Alan Huffman, "Velocity determination for pore pressure prediction", *CSEG Recorder*, 2006.
- [11] G.H.F. Gardner, L.W. Gardner, and A.R. Gregory, "Formation velocity and density - The diagnostic basics

for stratigraphic traps”, *Geophysics*, Vol. 39, No. 6, pp. 770 - 780, 1974. DOI: 10.1190/1.1440465.

[12] Dave Hawker, *Abnormal formation pressure analysis*. Datalog, 2001.

[13] Lê Vũ Quân, Nguyễn Minh Quý, Nguyễn Văn Đô, và Nguyễn Văn Khương, “Các phức tạp địa chất ảnh hưởng

đến công tác khoan ở bể Nam Côn Sơn”, *Tạp chí Dầu khí*, Số 5, trang 31 - 36, 2012.

[14] Nguyễn Dương Trung, Trần Như Huy và Nguyễn Quốc Quân, “Dự báo chất lượng đá chứa tầng Miocene trung của một số cấu tạo phía Bắc Bể sông Hồng”, *Tạp chí Dầu khí*, Số 4, trang 12 -16, 2013.

PRE-DRILL PORE PRESSURE PREDICTION USING SEISMIC INTERVAL VELOCITY AND WIRELINE LOG: CASE STUDIES FOR SOME WELLS IN CUU LONG AND SONG HONG BASINS

Nguyen Van Hoang¹, Pham Quy Ngoc², Nguyen Minh Quy², Doan Huy Hien²

¹Petrovietnam Exploration Production Corporation (PVEP)

²Vietnam Petroleum Institute

Email: ngocpq@vpi.pvn.vn

Summary

Pore pressure can be obtained from seismic interval velocity by the velocity to pore pressure transform technique. In this paper, the authors present the Eaton experimental method to calculate pore pressure for some wellbores in the Cuu Long and Song Hong basins, where complex processes of subsidence, burial, geological transformation, and geothermal activity took place, causing abnormal pressure zones.

The obtained results show that the pore pressures calculated from the seismic interval velocity data are closely correlated with the values measured by well logging methods and the density of the drilling fluids. Therefore, using seismic interval velocities to calculate pore pressure values, identify and predict abnormal zones by the Eaton method can be effectively applied in frontier areas to improve safety, reduce risks while drilling.

Key words: Abnormal pressure, Eaton method, Cuu Long basin, Song Hong basin.

NGHIÊN CỨU CHẾ TẠO PHỤ GIA GIẢN NỞ PVCHEM MgO VÀ THIẾT LẬP ĐƠN VỮA XI MĂNG TRÁM GIẾNG KHOAN NHẪM NGĂN CHẶN HIỆN TƯỢNG KHÍ XÂM NHẬP VÀ DỊCH CHUYỂN

Kiểu Anh Trung, Vũ Văn Đức, Lê Văn Công, Đỗ Thành Trung

Công ty TNHH PVChem-Tech

Email: trungka@pvchem.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.08-02>

Tóm tắt

Trong quá trình trám xi măng cho giếng khoan dầu khí, việc dùng phụ gia giãn nở trên cơ sở các oxide MgO được sử dụng rộng rãi để tăng mức độ liên kết, bám dính giữa vành đá xi măng với ống chống và với thành giếng khoan. Trong điều kiện nhiệt độ đáy giếng cao, phụ gia này giúp ngăn ngừa hiện tượng khí xâm nhập và dịch chuyển trong giếng khoan.

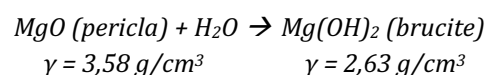
Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu, chế tạo phụ gia giãn nở PVChem MgO trên cơ sở quặng magnesite từ mỏ Kong Queng (Gia Lai). Kết quả phân tích tỷ trọng, độ tách nước, độ thải nước, tính chất lưu biến, thời gian đặc quánh và độ bền đá xi măng cho thấy việc bổ sung 0,75% phụ gia giãn nở PVChem MgO vào vữa xi măng trám giúp ngăn ngừa hiệu quả khí xâm nhập.

Từ khóa: Phụ gia giãn nở, MgO, trám giếng khoan, hiện tượng khí xâm nhập và dịch chuyển.

1. Giới thiệu

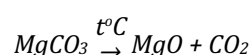
Bơm trám xi măng là công đoạn quan trọng của quá trình thi công các giếng khoan dầu khí, đặc biệt là tại các khu vực có áp suất dị thường cao. Hiện tượng khí dịch chuyển (gas migration) xuất hiện do khí xâm nhập vào khối vữa xi măng đang đông rắn trong không gian vành xuyên hay khí di chuyển qua hệ thống lỗ rỗng, khe nứt thông kênh trong lòng khối đá xi măng đã đông rắn, hoặc khe hở giữa vành đá xi măng với ống chống và vành đá xi măng với đá vỉa. Đây cũng là nguyên nhân gây ra các vấn đề về áp suất giữa các cột ống chống và dòng chảy ngoài ống chống [1], liên quan mật thiết tới quá trình đông rắn của xi măng là sự triệt tiêu áp suất khí dung dịch xi măng tạo gel và sự co ngót thể tích khi xi măng đông rắn. Để giảm sự co ngót hoặc làm cho đá xi măng giãn nở, có thể bổ sung vào vữa xi măng trám phụ gia gây nở thể tích phù hợp.

Oxide MgO khi hydrate hóa tạo ra các sản phẩm kết tinh mới có thể tích lớn hơn thể tích ban đầu của các oxide [2]:



Tuy nhiên, khi MgO được tạo ra ở nhiệt độ thấp, chúng hydrate hóa nhanh và không có tác dụng gây giãn nở. Để làm phụ gia giãn nở cho xi măng giếng khoan, phụ gia gốc MgO cần được nung luyện ở điều kiện nhiệt độ cao 1.100 - 1.300°C, với thời gian lưu nhiệt đủ để làm trơ hóa bề mặt hạt khoáng vật.

Phụ gia giãn nở gốc MgO về nguyên tắc có thể được chế tạo từ nhiều loại nguyên liệu ban đầu như: oxide MgO công nghiệp, khoáng pericla (dạng lập phương của MgO); khoáng magnesite trắng (dạng lục phương của MgO); khoáng magnesite đen (dạng lục phương của MgO nhưng có chứa thêm mangan); khoáng vật carbonate chứa MgO như: magnesite - MgCO₃; dolomite - CaMg(CO₃)₂... Tuy nhiên, trên thực tế, phụ gia giãn nở gốc oxide MgO thường được chế tạo từ khoáng vật magnesite. Khi được nung ở nhiệt độ cao, khoáng magnesite phân hủy tạo khoáng MgO kết tinh ở dạng lục phương (được gọi tên là pericla) và khí CO₂ bay lên. Phản ứng phân hủy của magnesite có dạng sau [3]:

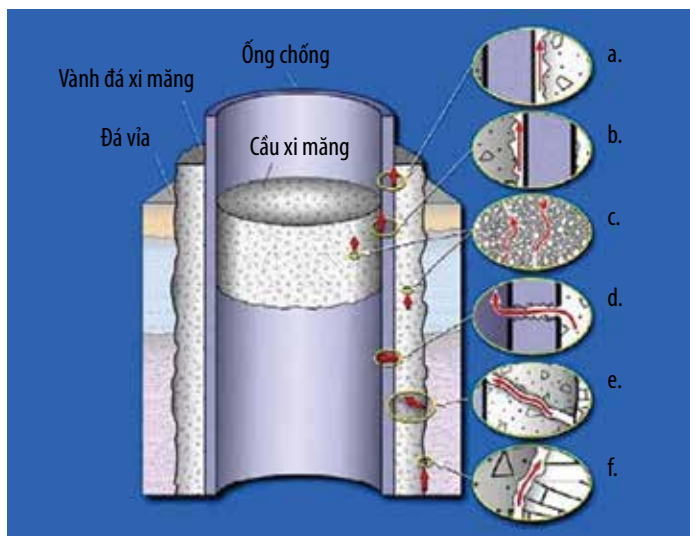


Ngày nhận bài: 22/7/2022. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 22/7 - 14/8/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 14/8/2022.

Sản phẩm pericla thu được sau phản ứng trên khi tác dụng với nước theo phản ứng sẽ tạo hydroxide magie-Mg(OH)₂, kết tinh dưới dạng hình trụ hoặc hình tấm có tên là brucite. Khoáng brucite có thể tích lớn hơn tổng thể tích của các chất tham gia phản ứng tạo brucite là MgO-periclase và nước trộn. Khi có mặt trong hệ xi măng nước, brucite kết tinh trong lỗ rỗng giữa các hạt rắn hoặc tinh thể khoáng tạo đá xi măng bù trừ sự co ngót của đá xi măng, hoặc làm cho đá giãn nở [4].

Trên cơ sở ứng dụng phụ gia giãn nở để nâng cao chất lượng vữa xi măng trám nhằm ngăn ngừa hiện tượng khí xâm nhập và dịch chuyển trong giếng khoan, nhóm tác giả nghiên cứu sản xuất phụ gia giãn nở gốc MgO từ nguồn quặng magnesite và thiết lập đơn trám vữa xi măng trên cơ sở phụ gia giãn nở chế tạo được và các phụ gia hóa học khác.



Hình 1. Những điểm có khả năng xảy ra hiện tượng khí xâm nhập và dịch chuyển trong giếng khoan [5].

2. Nghiên cứu nhằm chế tạo phụ gia giãn nở dạng khoáng gốc oxide MgO, periclase dùng cho vữa xi măng trám trong điều kiện nhiệt độ cao (76 - 160°C)

2.1. Thành phần hóa học, thành phần khoáng vật nguyên liệu magnesite

Để lựa chọn nguyên liệu đầu vào cho chế tạo phụ gia giãn nở gốc MgO nung luyện ở nhiệt độ cao, nhóm nghiên cứu đã dùng nguyên liệu magnesite có trong nước tại nguồn magnesite từ mỏ Kong Queng, xã Sơ Ró, huyện Kong Chro, tỉnh Gia Lai. Mỏ magnesite Kong Queng, được phát hiện năm 2002 có tổng trữ lượng ước tính khoảng 14,782 triệu tấn magnesite, trong đó trữ lượng xác minh là 6,1 triệu tấn.

Magnesite là khoáng vật chính của quặng, tỷ lệ hàm lượng khoáng vật magnesite trong quặng dao động trong khoảng 52 - 97%, trung bình đạt 80 - 86%. Magnesite qua quan sát có màu trắng phớt xám trắng, ánh thủy tinh, tinh thể dạng tấm tự hình, kích thước từ 0,1 - 0,5 mm, có khi đạt đến 15 mm, phổ biến nhất là loại có kích thước 2 - 4 mm, tập hợp dạng ổ đặc xít.

Ngoài magnesite, trong quặng Kong Queng còn có khoáng vật dolomite chiếm tỷ lệ khoảng 3 - 10% có đặc điểm quang học gần giống magnesite; chlorite chiếm từ 1 - 5% có dạng vảy nhỏ, không màu hoặc màu lục nhạt; talc có dạng vảy nhỏ đến vi vảy ẩn tinh thường tập trung thành từng đám nhỏ xen lẫn trong quặng.

Bảng 1. Thành phần hóa học của mẫu quặng magnesite Kong Queng [6]

STT	Loại mẫu	Ký hiệu mẫu	Thành phần hóa học (% khối lượng)								
			MgO	CaO	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	SiO ₂	K ₂ O	Na ₂ O	MKN	Σ =
1	Magnesite nguyên liệu cục	M1-1	47,28	0,43	0,54	0,41	1,36	0,03	0,01	49,91	99,97
2		M1-2	46,88	0,28	0,44	0,40	1,44	0,01	0,00	50,39	99,84
3		M1-3	47,25	0,12	0,53	0,01	1,62	0,01	0,01	50,40	99,95
		TB:	47,13	0,28	0,50	0,27	1,47	0,02	0,007	50,23	99,92

Bảng 2. Kết quả phân tích thành phần khoáng vật mẫu quặng magnesite Kong Queng [7]

STT	Ký hiệu mẫu	Loại mẫu	Thành phần hóa học (% khối lượng)								
			Magnesite MgCO ₃	Quartz SiO ₂	Talc - Mg ₂ (OH) ₂ ·Si ₄ O ₁₀	Calcite CaCO ₃	Periclase MgO	Dolomite CaMg - (CO ₃) ₂	Pargasite NaCa ₂ (Mg, Fe ²⁺) ₄ AlO ₂₂ (OH) ₂	Brucite MgO	Vô định hình
1	M1-1	Magnesite nguyên liệu cục	87	1	2	1		4		5	
2	M1-2		87	1	4	2		3		3	
3	M1-3		88	2	2	1		2		5	
4	M1-2*		83		3	1		2			



Hình 2. Mẫu bột quặng magnesite sau khi được nghiền khô.



Hình 3. Quặng magnesite sau khi đóng bánh.



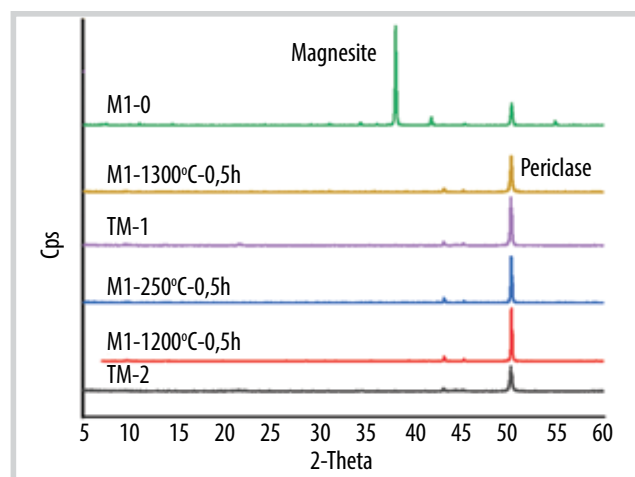
Hình 4. Lò và mẫu quặng magnesite chuẩn bị vào nung.

Mẫu quặng magnesite từ mỏ Kong Queng có thành phần hóa học và khoáng vật như Bảng 1 và 2. Kết quả phân tích cho thấy, quặng magnesite Kong Queng chứa hàm lượng $MgCO_3$ cao và hoàn toàn phù hợp để sản xuất phụ gia giãn nở.

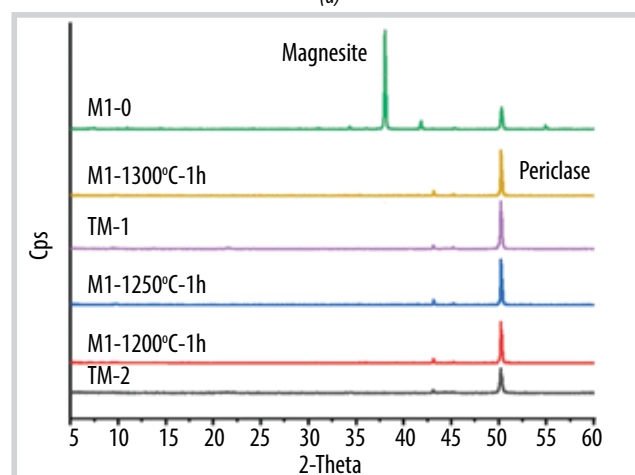
2.2. Ảnh hưởng của chế độ nung tới tính chất của sản phẩm quặng magnesite thu được

Nguyên liệu quặng ban đầu được cán vỡ sơ bộ trên máy kẹp hàm nhỏ và được nghiền mịn. Sau đó đem trộn với nước và cán mỏng rồi cắt thành bánh và để khô tự nhiên. Mẫu được chia thành các phần khác nhau và được nung trong lò điện ở 1.200 - 1.300°C trong các khoảng thời gian 0,5 giờ, 1 giờ, 1,5 giờ và 2,5 giờ. Các mẫu sau khi nung xong được nghiền trong cối mã não tới độ mịn 100% lọt sàng 90 μm và đảm bảo phần còn lại trên sàng 80 μm \leq 5% và phần còn lại trên sàng 44 μm < 45%.

Với mỗi mẻ nung, nhiệt độ được nâng theo tốc độ cố định tới nhiệt độ cực đại cho mẻ nung, sau đó lò được chuyển sang chế độ giữ nhiệt cố định, dao động trong



(a)



(b)

Hình 5. Giản đồ XRD mẫu magnesite trước và sau khi nung ở 0,5 giờ (a) và 1 giờ (b).

Bảng 3. Thành phần khoáng vật sản phẩm quặng sau nung

TT	Mẫu quặng và nhiệt độ nung	Thời gian lưu nhiệt (giờ)	Hàm lượng các khoáng vật (% khối lượng)				
			Periclase MgO	Quartz SiO ₂	Brownmillerite Ca ₂ FeAlO ₅	Brucite MgO	Khác
1	M1-1.200°C	0,5	95	2	1		2
2		1,0	97	2	1		
3		1,5	97	2	1		
4		2,5	97	2	1		
1	M1-1.250°C	0,5	97	1	1		
2		1,0	98	1	1		
3		1,5	98	1	1		
4		2,5	97	1	1		
1	M1-1.300°C	0,5	96	1	2		1
2		1,0	98	1	1		
3		1,5	98	1	1		
4		2,5	97	1	1		1
Trung bình			97,08	1,33	1,083		

khoảng ±10°C trong thời gian cần thiết (gọi là thời gian lưu nhiệt). Sau thời gian lưu nhiệt, lò được cắt điện và để nguội tự nhiên.

2.2.1. Sự thay đổi về thành phần khoáng vật của sản phẩm sau nung

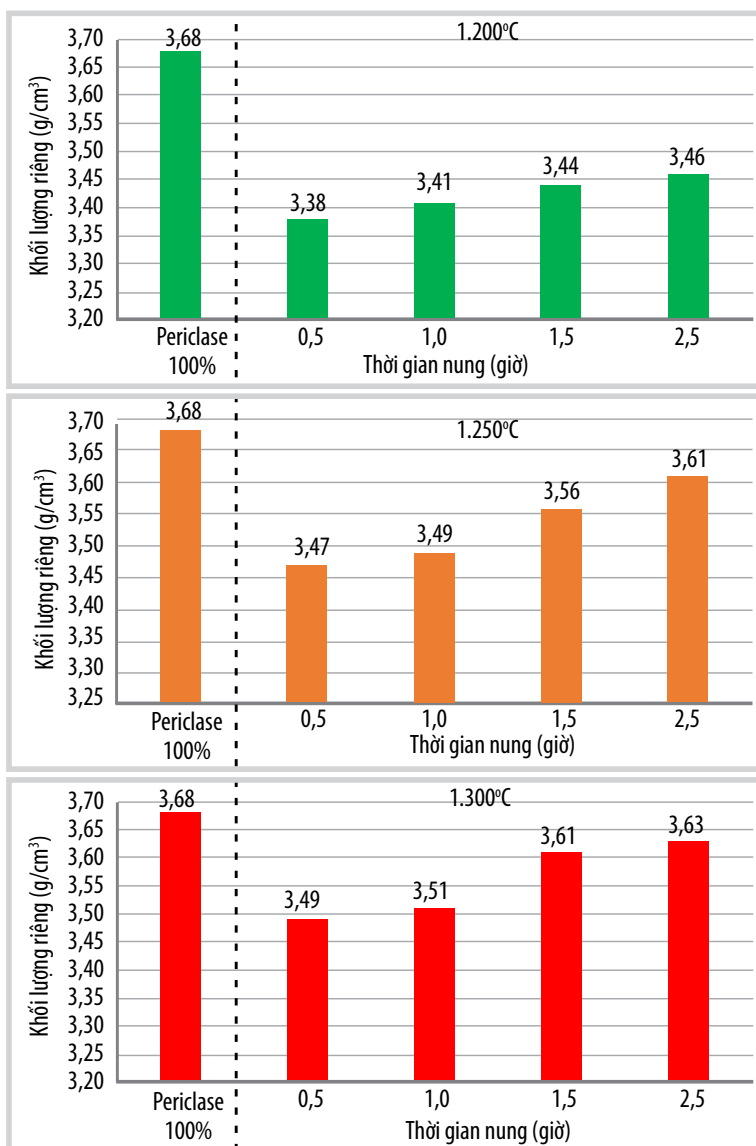
Tiến hành phân tích XRD cho các mẫu sản phẩm thu được khi nung ở các nhiệt độ 1.200°C, 1.250°C và 1.300°C với thời gian lưu nhiệt 0,5 giờ và 1 giờ và so sánh với các mẫu phụ gia giãn nở TM -1 và TM-2 của 2 hãng đang cung cấp sản phẩm phụ gia giãn nở thương mại trên thị trường.

Kết quả cho thấy, sau khi nung, khoáng vật chính trong quặng magnesite đã chuyển về dạng periclase. Pic đặc trưng cho khoáng magnesite (ở mẫu M1-0) đã biến mất hoàn toàn và thay vào đó là pic đặc trưng cho periclase (ở các mẫu M1 nung ở 1.200 - 1.300°C trong 0,5 - 2,5 giờ). Kết quả tổng hợp thí nghiệm tối ưu hóa nhiệt độ nung và thời gian nung được thể hiện trong Bảng 3.

Bảng 3 cho thấy sản phẩm quặng sau nung chứa chủ yếu khoáng periclase; còn lại là các khoáng quartz (SiO₂) và brownmillerite (Ca₂FeAlO₅).

2.2.2. Tính kết khối của MgO periclase từ nguồn quặng magnesite Kong Queng khi nung

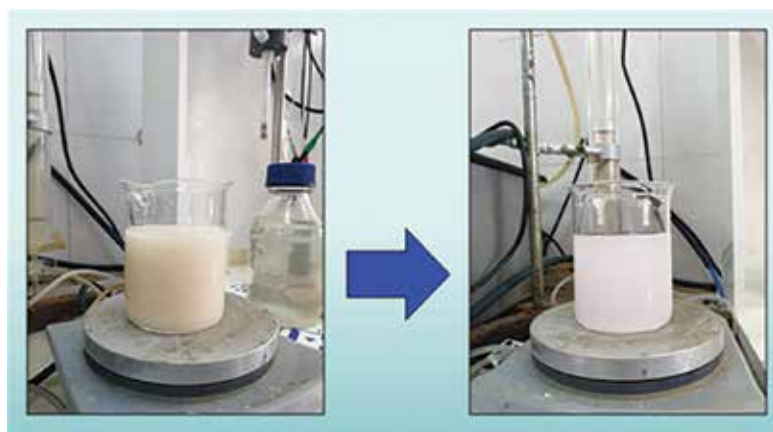
Nghiên cứu đã tiến hành xác định khối lượng riêng của các mẫu để đánh giá mức độ



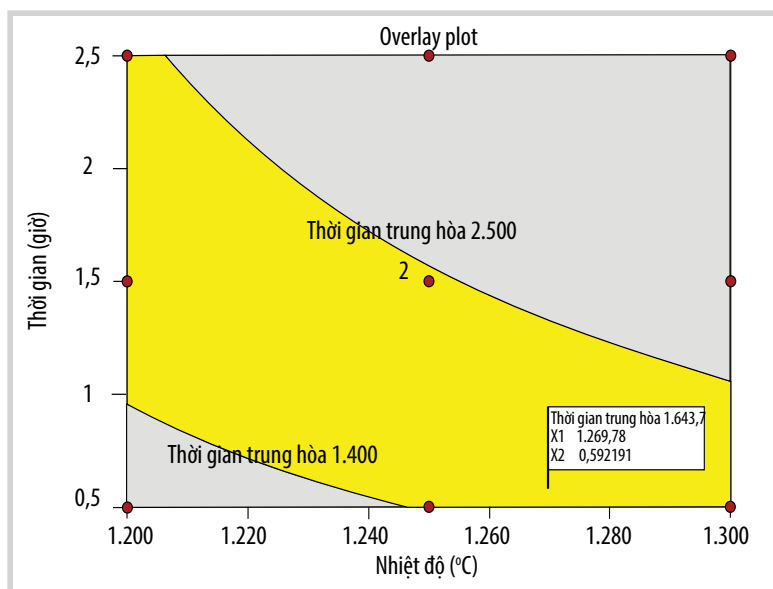
Hình 6. Ảnh hưởng của thời gian nung tới khối lượng riêng của MgO.

Bảng 4. Thời gian trung hòa của các mẫu MgO periclase khi nung

TT	Nhiệt độ nung	Thời gian trung hòa (giây)				Với phụ gia TM-1
		Với trường hợp mẫu đang nghiên cứu ở các thời gian nung khác nhau				
		0,5 giờ	1 giờ	1,5 giờ	2,5 giờ	
1	1.200°C	1.060	1.420	1.760	2.430	1.890
2	1.250°C	1.432	1.675	2.490	3.215	
3	1.300°C	1.670	2.340	3.130	4.560	



Hình 7. Thí nghiệm xác định thời gian trung hòa của các mẫu MgO periclase khi nung.



Hình 8. Đồ thị biểu diễn ảnh hưởng của các yếu tố thành phần tới thời gian trung hòa.

thiêu kết của vật liệu MgO periclase. Kết quả cho thấy, nhiệt độ nung có ảnh hưởng lớn hơn so với thời gian nung và nhiệt độ có khả năng cho kết khối tốt (cho tính nung luyện tốt hơn) là vùng nhiệt độ lớn hơn 1.250°C.

Mẫu quặng magnesite Kong Queng có tính kết khối tốt, có thể tạo ra thuận lợi cho quá trình nung mẫu để sản xuất phụ gia giãn nở. Nhiệt độ cho khả năng cho kết khối tốt có thể chọn nhiệt độ từ 1.250 - 1.300°C. Thời gian lưu nhiệt khả dĩ cho kết khối trong khoảng dưới 1,5 giờ.

2.2.3. Thời gian trung hòa của sản phẩm MgO periclase từ nguồn quặng magnesite Kong Queng khi nung

Thời gian trung hòa là chỉ tiêu quan trọng để đánh giá mức độ già hóa bề mặt, tức hoạt tính của tinh thể MgO periclase khi được nung ở nhiệt độ cao. Thời gian trung hòa là khoảng thời gian (tính bằng giây) cần thiết để trung hòa dung dịch acid (dung dịch acid acetic 0,25M) bằng khối lượng MgO (5 g). Chất chỉ thị pH được sử dụng trong trường hợp này là phenolphthalein. Kết quả đánh giá thời gian trung hòa của các mẫu MgO periclase được nung ở các nhiệt độ khác nhau và thời gian nung khác nhau được thể hiện trong Bảng 4.

Nhiệt độ cho khả năng cho kết khối tốt trong khoảng 1.250 - 1.300°C. Khi kết hợp kết luận này với các chế độ nung cho chỉ tiêu thời gian trung hòa của mẫu cao gấp 1,2 - 1,5 so với chỉ tiêu 1.890 giây của TM-1 có thể thấy, khoảng nhiệt độ nung tối ưu nằm trong vùng nhiệt độ tương tự và thời gian nung trong khoảng 0,5 - 1 giờ. Từ kết quả giải bài toán tối ưu cho các thông số thành phần ảnh hưởng tới thời gian trung hòa bằng phương pháp quy hoạch thực nghiệm (Hình 8), các thông số tối ưu tìm được có giá trị như sau:

- Nhiệt độ nung là: 1.269°C;
- Thời gian nung là 0,6 giờ.

3. Ảnh hưởng của phụ gia giãn nở PVChem MgO tới tính chất của vữa và đá xi măng

PVChem MgO là phụ gia giãn nở gốc MgO đã được nhóm tác giả nghiên cứu, chế tạo và đánh giá ảnh hưởng của phụ gia giãn nở tới tính chất của vữa và đá xi măng (Bảng 5). Hàm lượng phụ gia nở được đưa vào nghiên cứu nằm trong khoảng: 0,4%; 0,6%; 0,75%; 0,8% và 1%.

Bảng 5. Thành phần đơn vữa xi măng có yêu cầu cao về khả năng ngăn ngừa hiện tượng xâm nhập của khí

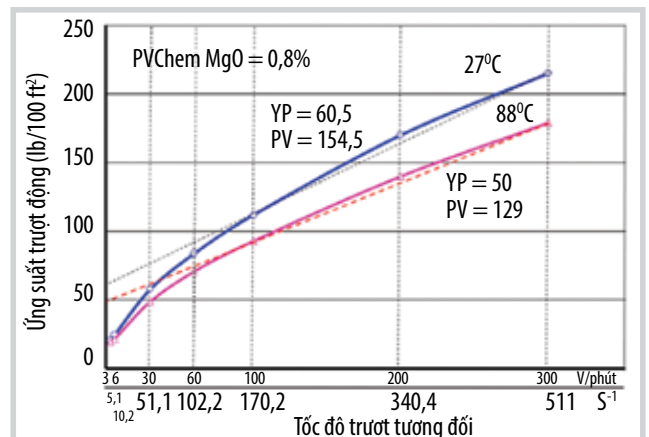
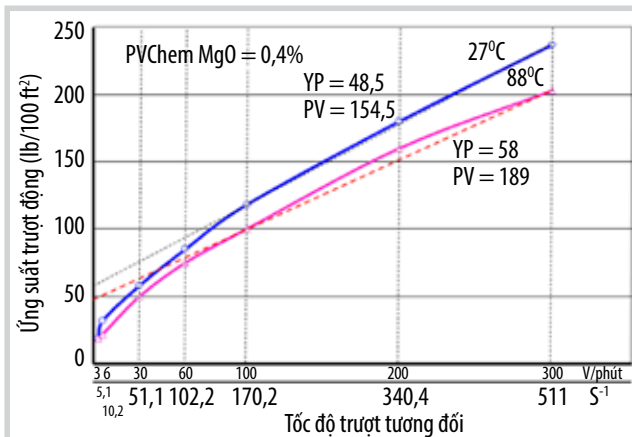
TT	Thành phần	Nồng độ
1	Xi măng G (pps)	94
2	Phụ gia tăng bền nhiệt Silica flour (%bwoc)	35
3	Phụ gia giãn nở PVChem-MgO (%bwoc)	-
4	Phụ gia khử bọt (gps)	0,05
5	Phụ gia đa chức năng, giảm độ thải nước (gps)	0,25
6	Phụ gia phân tán (gps)	0,3
7	Phụ gia chậm đông (gps)	0,08
8	Phụ gia ngăn ngừa sự xâm nhập của khí, tăng liên kết (gps)	1,0
9	Nước trộn (nước biển) (gps)	5,26

Bảng 6. Ảnh hưởng của hàm lượng phụ gia giãn nở công nghệ (PVChem MgO) tới độ tách nước và thải nước của vữa xi măng

TT	Hàm lượng PVChem MgO trong xi măng (%)	Độ tách nước (%)	Độ thải nước/30 phút (ml)
1	0,40	0	44
2	0,60	0	44
3	0,75	0	42
4	0,80	0	44
5	1,00	0	42

Bảng 7. Kết quả về ảnh hưởng của hàm lượng phụ gia giãn nở công nghệ (PVChem MgO) tới các thông số lưu biến của vữa xi măng

HL phụ gia MgO (%)	Nhiệt độ khi đo	Số đọc (V) trên máy đo độ nhớt ứng với các tốc độ trượt tương đối (S ⁻¹) khác nhau							Độ nhớt dẻo, PV (cp)	Ứng suất trượt động, YP Lb/100ft ²
		V ₃₀₀	V ₂₀₀	V ₁₀₀	V ₆₀	V ₃₀	V ₆	V ₃		
		1.022	511	340,4	170,2	102,1	51,1	10,2		
0,4	27°C	237	180	118	85	58	32	19	178,5	58,5
	88°C	203	160	100	75	50	22	19	154,5	48,5
0,6	27°C	210	162	102	76	50	22	20	162	48
	88°C	159	127	78	58	36	16	12	121,5	37,5
0,75	27°C	214	165	105	78	51	23	20	163,5	50,5
	88°C	168	134	88	65	45	21	17	120	48
0,8	27°C	215	170	112	84	58	25	21	154,5	60,5
	88°C	179	140	93	71	49	22	20	129	50
1	27°C	225	175	114	86	59	30	25	166,5	58,5
	88°C	195	155	98	73	51	34	30	145,5	49,5



Hình 9. Biểu đồ đường cong lưu biến vữa chứa phụ gia nở PVChem MgO ở các điều kiện nhiệt độ 27°C và 88°C

3.1. Ảnh hưởng của phụ gia giãn nở PVChem MgO tới tính chất của vữa xi măng

3.1.1. Nghiên cứu ảnh hưởng của phụ gia giãn nở PVChem MgO tới độ tách nước và thải nước của vữa xi măng

Kết quả phân tích ảnh hưởng của hàm lượng phụ gia giãn nở công nghệ (PVChem MgO) tới độ tách nước và thải nước được thể hiện trong Bảng 6. Vữa xi măng có bổ sung phụ gia giãn nở PVChem MgO hoàn toàn không tách nước, độ thải nước đáp ứng yêu cầu đối với vữa xi măng trám ngăn ngừa sự xâm nhập của khí.

3.1.2. Ảnh hưởng của phụ gia giãn nở PVChem MgO tới tính chất lưu biến của vữa xi măng

Kết quả phân tích ảnh hưởng của hàm lượng phụ gia giãn nở PVChem MgO tới các thông số lưu biến của vữa xi măng được thể hiện trong Bảng 7 và Hình 9. Về cơ bản cho thấy,

Bảng 8. Ảnh hưởng của hàm lượng phụ gia giãn nở PVChem MgO tới thời gian đặc quánh của vữa xi măng

TT	Hàm lượng phụ gia giãn nở PVChem MgO (%)	Thời gian đặc quánh ứng với các độ quánh khác nhau		
		30BC	70BC	100BC
1	0	6 giờ 55 phút	7 giờ 30 phút	7 giờ 34 phút
2	0,40	6 giờ 27 phút	6 giờ 50 phút	6 giờ 55 phút
3	0,60	5 giờ 33 phút	5 giờ 54 phút	6 giờ
4	0,75	4 giờ 8 phút	5 giờ	5 giờ 5 phút
5	0,80	4 giờ 42 phút	4 giờ 50 phút	5 giờ
6	1	3 giờ 15 phút	4 giờ 20 phút	4 giờ 28 phút

Bảng 9. Độ nở thành vữa xi măng chứa các loại phụ gia nở khác nhau ở điều kiện nhiệt độ 160°C, áp suất 210 atm trong 24 giờ

TT	Loại phụ gia nở được sử dụng	Tỷ trọng vữa (g/cm ³)	Tỷ lệ giãn nở dài trung bình (%)
1	Không sử dụng phụ gia	1,88	0,106
2	Phụ gia PVChem MgO	1,88	0,209
3	Không sử dụng phụ gia	1,80	0,170
4	Phụ gia PVChem MgO	1,80	0,264



Hình 10. Quá trình lắp mẫu và chạy autoclave đo độ giãn nở ở điều kiện nhiệt độ 160°C, áp suất 210 atm.

Bảng 10. Ảnh hưởng của hàm lượng phụ gia giãn nở PVChem MgO tới độ bền nén của đá xi măng

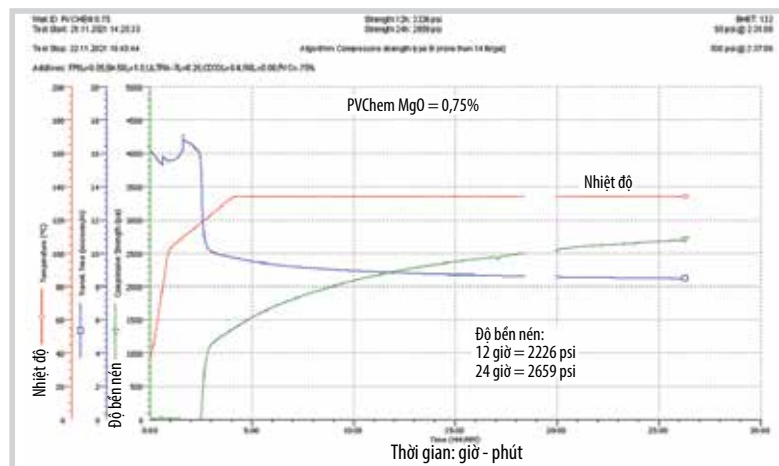
TT	Hàm lượng phụ gia giãn nở PVChem MgO (%)	Độ bền nén (psi)	
		12 giờ	24 giờ
1	0,40	1.781	2.172
2	0,60	1.993	2.505
3	0,75	2.226	2.659
4	0,80	2.122	2.553
5	1,00	1.993	2.431

Bảng 11. Đơn vữa xi măng sử dụng phụ gia giãn nở PVChem MgO

TT	Cấu tử hóa phẩm	Đơn vị	Nồng độ	
			Đơn không dùng phụ gia giãn nở	Đơn có dùng phụ gia giãn nở
1	Xi măng G (G-DMC)	pps	94	94
2	Phụ gia Silica flour	%bwoc	35	35
3	Phụ gia giãn nở (PVChem MgO)	%bwoc	0	0,75
4	Phụ gia khử bọt	gps	0,05	0,05
5	Phụ gia đa chức năng, giảm độ thải nước	gps	0,25	0,25
6	Phụ gia phân tán	gps	0,40	0,40
7	Phụ gia chậm đông	gps	0,08	0,08
8	Phụ gia ngăn ngừa sự xâm nhập của khí, tăng liên kết	gps	1,00	1,00
9	Nước trộn	gps	5,36	5,40

Bảng 12. Kết quả phân tích tính lưu biến, độ tách nước, độ thải nước của vữa xi măng

STT	PVChem MgO	Nhiệt độ (°C)	Thông số lưu biến			Độ bền gel		Độ nhớt dẻo PV (cp)	Ứng suất trượt động, YP, Lb/100ft ²	Độ tách nước (%)	Độ thải nước (ml)
			V ₃₀₀	V ₁₀₀	V ₃	Gel 10"	Gel 10'				
1	0,0	27	211	104	19	21	84	160,5	50,5	0,0	44
2	0,0	88	167	87	17	21	79	120	47		
3	0,75	27	260	142	43	53	132	177	83	0,0	44
4	0,75	88	165	81	18	18	69	126	39		



Hình 11. Biểu đồ độ bền nén của đơn vữa xi măng chứa 0,75% phụ gia PVChem MgO.

các đường lưu biến có dạng đặc trưng cho chất lỏng phi Newton; các đường cong cho thấy tính chất vữa xi măng đồng nhất.

3.1.3. Ảnh hưởng của phụ gia giãn nở PVChem MgO tới độ quán tính và thời gian đặc quán tính của vữa xi măng

Kết quả đánh giá ảnh hưởng của hàm lượng phụ gia giãn nở PVChem MgO tới thời gian đặc quán tính của vữa xi măng thể hiện trong Bảng 8 cho thấy, phụ gia giãn nở PVChem MgO giúp thời gian đặc quán tính của vữa xi măng ngắn lại.

3.2. Ảnh hưởng của phụ gia giãn nở PVChem MgO tới tính chất của đá xi măng

3.2.1. Ảnh hưởng của phụ gia giãn nở PVChem MgO tới độ nở của đá xi măng

Đã tiến hành nghiên cứu ảnh hưởng của phụ gia giãn nở PVChem

MgO tới độ nở dài của đá xi măng theo 2 phương pháp là độ nở autoclave theo chỉ tiêu 6 của tiêu chuẩn Việt Nam TCVN 7711:2007 và độ nở ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao. Kết quả tổng hợp về ảnh hưởng của phụ gia PVChem MgO tới độ nở thành vữa xi măng ở nhiệt độ 160°C, áp suất 210 atm trong 24 giờ (Bảng 9) cho thấy vữa xi măng trám ống chống khai thác đạt yêu cầu cao về khả năng chống thấm khí (yêu cầu về độ nở đưa ra với vữa trong điều kiện này là trong khoảng 0 - 0,5%).

3.2.3. Ảnh hưởng của phụ gia giãn nở PVChem MgO đến độ bền cơ học của đá xi măng

Phương pháp được thực hiện trên thiết bị thiết bị phân tích xi măng bằng siêu âm, ở điều kiện nhiệt độ 160°C, áp suất 210 atm trong 24 giờ.

Khi được bổ sung phụ gia giãn nở PVChem MgO, độ bền của đá xi măng tăng lên, đạt cực đại ở hàm lượng khoảng 0,75%. Kết quả này cho thấy, theo tiêu chí độ bền đá xi măng có thể khuyến dùng hàm lượng phụ gia giãn nở PVChem MgO là 0,75%.

4. Thiết lập đơn vữa xi măng trám có yêu cầu cao về khả năng ngăn ngừa sự xâm nhập của khí

Trên cơ sở các kết quả nghiên cứu trước đó, đơn trám xi măng cho trường hợp ống chống khai thác có yêu cầu cao về khả năng ngăn ngừa sự xâm nhập của khí được thể hiện trong Bảng 11.

Kết quả đánh giá trong phòng thí nghiệm về tính chất vữa xi măng (tỷ trọng, độ tách nước, độ thải nước, tính chất lưu biến, thời gian đặc quánh) và độ bền đá xi măng từ đơn vữa xi măng chứa 0,75% phụ gia giãn nở PVChem MgO cho thấy có hiệu quả cao trong ngăn ngừa hiện tượng khí xâm nhập.

5. Kết luận

PVChem đã nghiên cứu và chế tạo thành công phụ gia giãn nở PVChem MgO từ nguồn quặng magnesite; xây dựng được quy trình xử lý nguyên liệu nung mẫu để thu được phụ gia giãn nở đạt tiêu chuẩn làm cơ sở thiết lập đơn vữa trám xi măng cho giếng khoan. Nghiên cứu đã thiết lập thành công đơn vữa trám xi măng với 0,75% hàm lượng phụ gia giãn nở gốc MgO, có khả năng ngăn ngừa sự xâm nhập và dịch chuyển của khí.

Tài liệu tham khảo

[1] G. Bol, H. Grant, S. Keller, F. Marcassa, and J. de Rozieres, "Putting a stop to gas channeling", *Oilfield Review*, Vol. 3, Issue 2, pp. 35 - 43, 1991.

[2] Zhibin Zhang, Lingling Xu, Fang Liu and Mingshu

Tang, "Effect of amount on expansion property of MgO-type expansive agent used in cement-based materials", *Advanced Materials Research*, Vol. 391 - 392, pp. 803 - 806, 2012. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMR.391-392.803.

[3] Rudi Rubiandini, Septorato Siregar, Nur Suhascaryo, and Deny Efril, "The effect of CaO and MgO as expanding additives to improve cement isolation Strength under HPHT Exposure", *Journal of Engineering Science*, Vol. 37, No. 1, 2005. DOI: 10.5614/itbj.eng.sci.2005.37.1.3.

[4] Iya Germanovna Luginina, Andrey Viktorovich Cherkasov and Roman Andreevitch Cherkasov, "The Oxide Composition with a Controlled Expansion of Cement", *World Applied Sciences Journal*, Vol. 25, No 12, pp. 1735 - 1739, 2013. DOI: 10.5829/idosi.wasj.2013.25.12.7078.

[5] Colin Lobo and Menashi D. Cohen, "Pore structure development in type-k expansive cement pastes", *Cement and Concrete Research*, Vol. 21, pp. 229 - 241, 1991. DOI: 10.1016/0008-8846(91)90003-Z.

[6] Hoàng Việt Hạnh, "Đặc điểm địa chất và nguồn gốc thành tạo quặng Magnesit vùng Kong Queng, Huyện Kong Chro, Tỉnh Gia Lai", Luận văn Thạc sĩ khoa học Địa chất, Trường Đại học Khoa học Tự nhiên - Đại học Quốc gia TP. HCM, 2007.

[7] Ngô Văn Minh, Đỗ Văn Nhuận, Đường Khánh và Nguyễn Quang Mạnh, "Một số kết quả điều tra mới về quặng magnesit vùng Kong Queng, Gia Lai", *Tạp chí Địa chất*, Số 336 - 337, 2003.

STUDY ON THE PREPARATION OF PVCHEM MGO EXPANSIVE ADDITIVE AND A RECIPE OF CEMENT SLURRY TO PREVENT GAS MIGRATION AND CHANNELLING

Kieu Anh Trung, Vu Van Duc, Le Van Cong, Do Thanh Trung

PVChem-Tech Company Limited

Email: trungka@pvchem.com.vn

Summary

During the process of cementing, MgO-based expansive additives are widely used to increase bond and adhesion of the cement stone annulus with the wellbore and casing. Under the high-temperature condition of the bottom hole area, the additives help prevent gas channelling and migration in the well.

The paper presents the results of a study on the preparation of the PVChem MgO expansion additive based on the magnesite ore from Kong Queng mine (Gia Lai province). The analyses of density, water separation, water discharge, rheological properties, thickening time and strength of cement stone then showed that adding 0.75% PVChem MgO expansion additive into the cement slurry mixture prevents gas ingress and migration effectively.

Key words: Expansion additive, MgO, cementing, gas channelling, gas migration.

XÂY DỰNG MÔ HÌNH KINH TẾ PHỤC VỤ CÔNG TÁC QUẢN LÝ CÁC DỰ ÁN PHÁT TRIỂN KHAI THÁC DẦU KHÍ CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Đoàn Văn Thuần, Phạm Thu Trang, Hứa Duy Đạt

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: thuandv@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.08-03>

Tóm tắt

Công tác quản lý các dự án dầu khí trong và ngoài nước của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đòi hỏi phải có công cụ hữu hiệu để hỗ trợ đưa ra các quyết định kịp thời, phù hợp với biến động của thị trường và các yếu tố rủi ro khác.

Bài báo giới thiệu một mô hình kinh tế để phục vụ quản lý hoạt động khai thác, được xây dựng và phát triển phù hợp với đặc thù các dự án dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, là công cụ giúp cơ quan quản lý, doanh nghiệp thăm dò khai thác dầu khí nâng cao hiệu quả quản trị danh mục đầu tư trước sự biến động của các yếu tố đầu vào.

Từ khóa: Mô hình kinh tế, khai thác dầu khí, hợp đồng dầu khí, chia sản phẩm dầu khí.

1. Giới thiệu

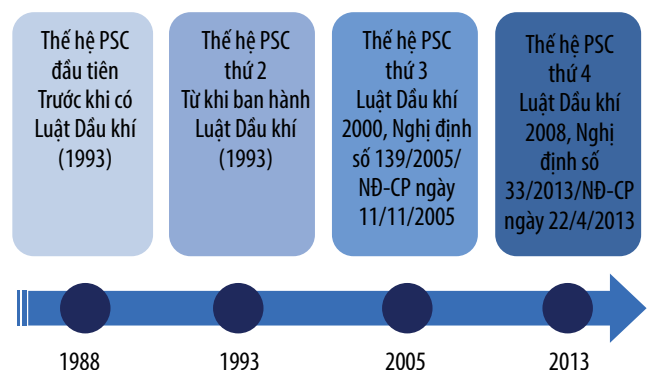
Trước sự biến động liên tục của thị trường, các doanh nghiệp dầu khí cần có công cụ hỗ trợ để phân tích, đánh giá hiệu quả đầu tư của từng dự án và hiệu quả tổng thể các dự án phát triển khai thác dầu khí thường xuyên, trực quan và có hệ thống (theo sự biến động/thay đổi của các yếu tố liên quan), trên cơ sở đó đưa ra các quyết sách kịp thời, phù hợp trong việc cân nhắc bài toán duy trì sản lượng cũng như định hướng đầu tư. Trên thực tế, các công ty dầu khí quốc gia và quốc tế, các tổ chức tư vấn dầu khí quốc tế có các công cụ hỗ trợ chuyên nghiệp trong việc quản trị dòng tiền và đánh giá tài sản dầu khí (ví dụ phần mềm đánh giá tài sản dầu khí Vantage của IHS Market).

Tại Việt Nam, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam vừa đảm nhiệm vai trò thay mặt Nhà nước quản lý các hợp đồng/dự án thăm dò khai thác dầu khí, vừa đóng vai trò là nhà đầu tư trực tiếp hoặc gián tiếp thông qua Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP). Để nâng cao hiệu quả quản trị trong lĩnh vực cốt lõi, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã nghiên cứu xây dựng và phát triển mô hình kinh tế đối với các dự án phát triển khai thác dầu khí. Nhằm đáp ứng các điều kiện khác nhau theo thực tế của các hợp đồng/dự án, nhóm tác giả đã phát triển sản phẩm đã nghiên

cứu, lựa chọn phát triển mô hình kinh tế mẫu trên nền tảng Excel kết hợp với công cụ lập trình VBA và biểu diễn trực quan các kết quả đầu ra trên nền tảng Power BI để áp dụng trong xây dựng mô hình kinh tế đối với mỗi hợp đồng/dự án phát triển khai thác ở trong và ngoài nước.

2. Cơ chế chia sản phẩm theo các hợp đồng dầu khí

Các dự án phát triển khai thác dầu khí tại Việt Nam chủ yếu được triển khai trong khuôn khổ của hợp đồng chia sản phẩm (PSC). Theo quy định của PSC, công ty dầu khí (nhà thầu) chỉ được chia một phần sản phẩm khai thác, đó là phần chia để thu hồi chi phí và chia dầu khí lãi. Chính phủ nước chủ nhà, ngoài các khoản thuế được nhận còn có phần thu từ chia dầu khí lãi cho nước chủ

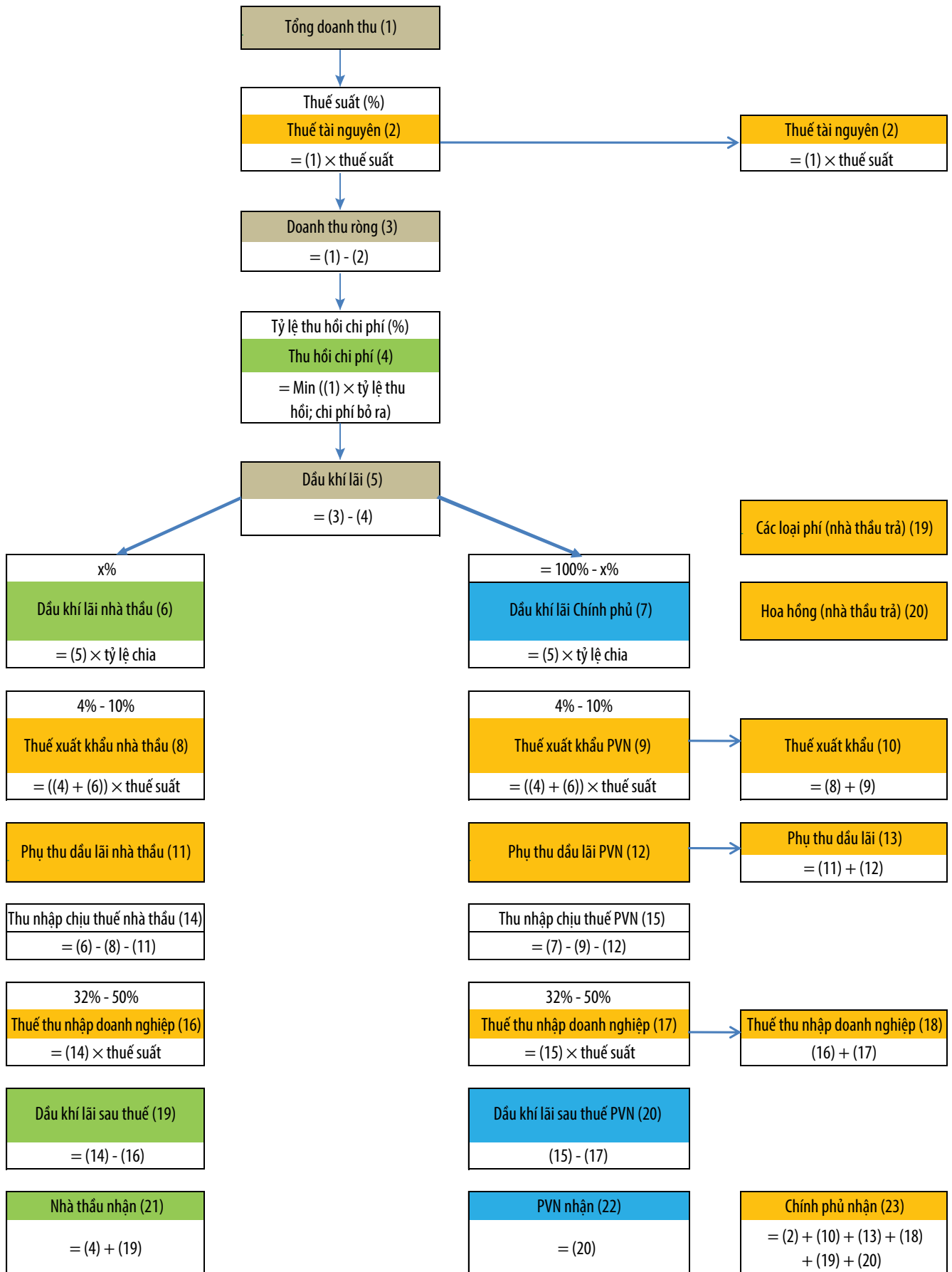


Hình 1. Các thế hệ hợp đồng chia sản phẩm dầu khí (PSC) tại Việt Nam.



Ngày nhận bài: 17/2/2022. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 17/2 - 12/5/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 12/8/2022.



Hình 2. Sơ đồ phân chia sản phẩm dầu khí trong PSC.

Bảng 1. Các định chế tài chính theo PSC

Các thông số	Luật Dầu khí 1993 và Luật thuế		Luật Dầu khí 2000 và Luật thuế		Luật Dầu khí 2008 và Luật thuế	
	Dự án thông thường	Dự án khuyến khích (Quyết định số 216/1998/QĐ-TTg ngày 7/11/1999)	Dự án thông thường	Dự án khuyến khích	Dự án thông thường	Dự án khuyến khích
Hoa hồng và các loại phí	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận
Thuế tài nguyên	- Dầu: 8 - 25% - Khí: 0 - 10%	- Dầu: 6 - 20% - Khí: 0 - 6%	- Dầu: 6 - 25% - Khí: 0 - 10%	- Dầu: 4 - 20% - Khí: 0 - 6%	- Dầu: 10 - 29% - Khí: 2 - 10%	- Dầu: 7 - 23% - Khí: 1 - 6%
Thuế xuất khẩu dầu thô	4%	4%	4%	4%	10%	10%
Thuế chuyển lợi nhuận ra nước ngoài	10%	5%	Bãi bỏ	Bãi bỏ	Bãi bỏ	Bãi bỏ
Thuế thu nhập	50%	32%	50%	32%	50%	32%
Phụ thu dầu lái	Không quy định	Không quy định	Không quy định	Không quy định	Áp dụng	Áp dụng
Phí bảo vệ môi trường	Không quy định	Không quy định	Không quy định	Không quy định	Áp dụng	Áp dụng
Thu hồi chi phí (tối đa)	35%	70%	50%	70%	50%	70%
Chia dầu/khí lái	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận

nhà. Do đó, để tính toán dòng tiền, hiệu quả kinh tế của nhà thầu, hiệu quả đầu tư của các bên tham gia (Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/PVEP) cần phải xem xét các quy định về chia dầu khí lái theo PSC.

Theo đó, các điều khoản tài chính chủ yếu trong PSC của Việt Nam gồm: thuế tài nguyên; thu hồi chi phí; tỷ lệ phân chia dầu khí lái; thuế xuất khẩu; thuế thu nhập doanh nghiệp; thuế phụ thu dầu lái, phí bảo vệ môi trường và nghĩa vụ trích quỹ thu dọn mỏ [1]. Trong đó, 2 điều khoản tài chính quan trọng của PSC quyết định đến phần chia lợi nhuận của nhà thầu và Chính phủ là:

- Thuế tài nguyên: Thường chiếm từ 6 - 25% tổng doanh thu hay sản lượng dầu khí khai thác. Thuế tài nguyên được trả trực tiếp cho Chính phủ bằng dầu và khí khai thác được;

- Chi phí thu hồi (cost recovery): Tổng doanh thu hay sản lượng dầu khí khai thác sau khi khấu trừ thuế tài nguyên sẽ chia làm 2 phần: Thu hồi chi phí và dầu/khí lái. Nếu chi phí cần thu hồi không đủ theo quy định sẽ được cần bù trừ sang năm khai thác thành công tiếp theo; nếu thu hồi chi phí đúng theo quy định mà vẫn còn dư thì phần còn lại sẽ là dầu/khí lái và sẽ được nhà thầu cùng chính phủ chia theo quy định. Chi phí thu hồi thường giới hạn trong khoảng 30 - 60% tổng sản lượng khai thác hàng năm.

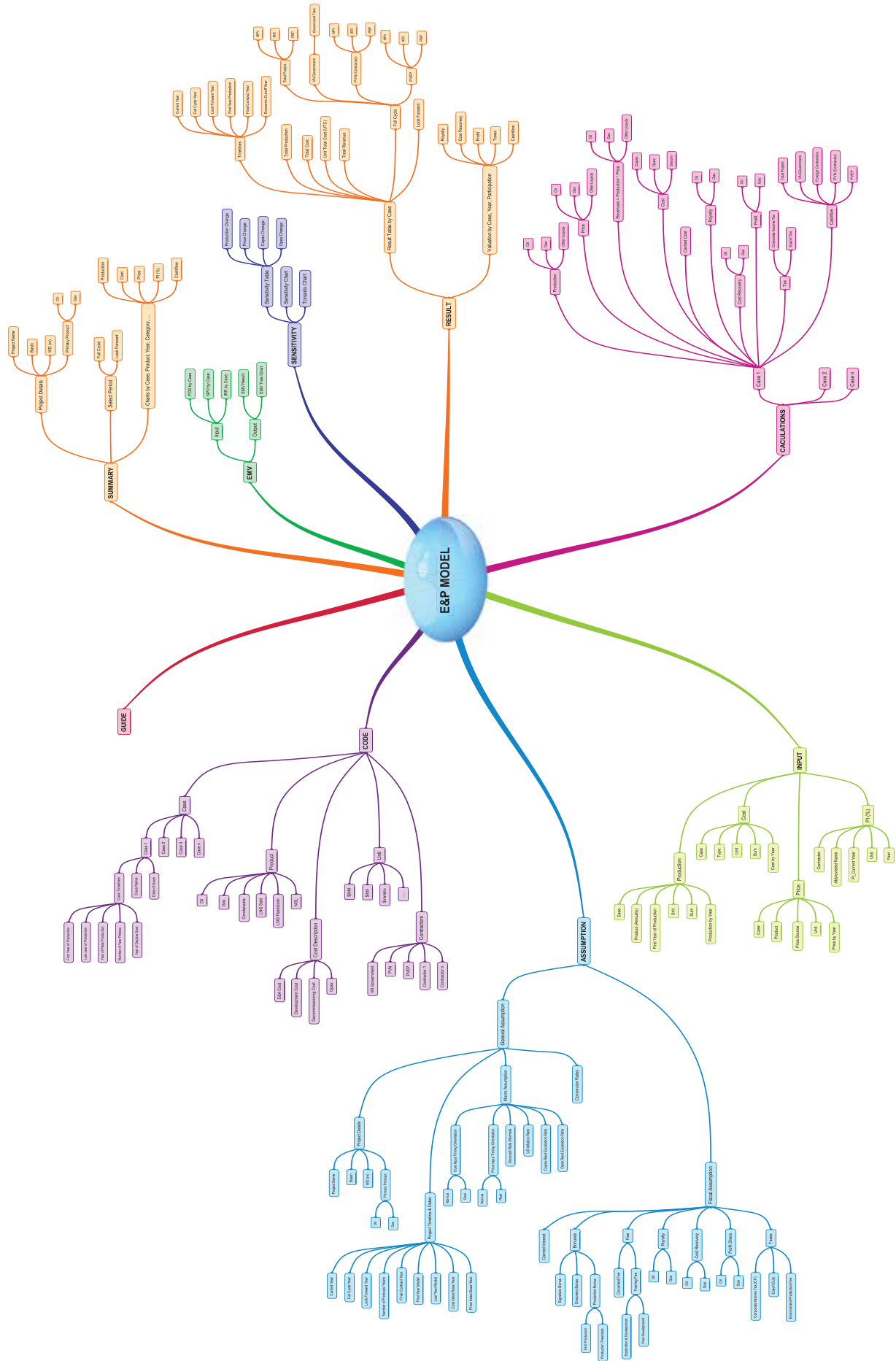
Việt Nam đã 4 lần thay đổi các quy định về tài chính trong hợp đồng dầu khí lĩnh vực thượng nguồn. Sự thay đổi về điều khoản tài chính áp dụng trong lĩnh vực dầu khí được quy định trong Luật Dầu khí của Việt Nam qua các thời kỳ và các văn bản dưới luật được thể hiện tại Hình 1.

Nguyên tắc chia sản phẩm cơ bản theo các điều khoản tài chính của PSC được thể hiện trong Hình 2 [2].

Mặc dù đa số các hợp đồng/dự án phát triển khai thác được ký kết theo hình thức PSC, tuy nhiên mỗi thể hệ hợp đồng lại có điều kiện đặc thù trong cách thức tính toán dòng tiền, lợi nhuận, hiệu quả đầu tư của các bên tham gia. Một số hợp đồng được ký trước khi Luật Dầu khí có hiệu lực (trước năm 1993) có cơ chế đặc biệt về thuế (miễn thuế hoặc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trả thuế thay cho nhà thầu hoặc các quy định liên quan đến việc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/PVEP được nhà thầu gánh vác trong giai đoạn tìm kiếm thăm dò khi tham gia thực hiện quyền ưu tiên tham gia của nước chủ nhà (back in right) hoặc các điều kiện đặc thù đối với các dự án trong trường hợp có hợp nhất mở/phát triển chung, dự án phát triển theo chuỗi đồng bộ bao gồm hợp phần dầu khí ngoài khơi và trên bờ (dự án Cá Voi Xanh))... [3].

Ngoài PSC, Việt Nam cũng áp dụng các hình thức hợp đồng khác đối với các dự án phát triển khai thác. Trong đó có cơ chế điều hành phi lợi nhuận (áp dụng tại mỏ Sông Đốc), cơ chế điều hành thuê (áp dụng tại hợp đồng/dự án nhà thầu hoàn trả), hình thức hợp đồng tô nhượng (Lô 67 Peru), thực hiện theo Hiệp định liên Chính phủ (Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", Công ty Liên doanh Rusvietpetro) [4]...

Việc đa dạng các hình thức hợp đồng và cơ chế chia sản phẩm có sự khác biệt đáng kể giữa các hợp đồng/dự án đòi hỏi mô hình kinh tế cần được xây dựng và chuẩn hóa để mang tính tổng thể và đảm bảo độ linh hoạt khi



Hình 3. Thiết kế các module đầu vào và đầu ra của mô hình kinh tế dự án phát triển khai thác dầu khí.

áp dụng theo các cơ chế tài chính, đặc thù chia sản phẩm khác nhau của mỗi hợp đồng dầu khí.

3. Xây dựng mô hình kinh tế tài chính đối với dự án phát triển khai thác dầu khí

Trên cơ sở phân tích cấu trúc dữ liệu đầu vào và đầu ra theo cơ chế chia sản phẩm của các hình thức hợp đồng dầu khí đối với các dự án phát triển khai thác được triển khai áp dụng tại Việt Nam và các hợp đồng/dự án của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/PVEP ở nước ngoài, các dữ liệu đầu vào và đầu ra chủ yếu cho mô hình kinh tế các dự án phát triển khai thác dầu khí cụ thể như sau [3]:

- Thông tin chung về các hợp đồng/dự án: tên hợp đồng/dự án, bể trầm tích, độ sâu mực nước biển, chiều sâu vỉa chứa, thời gian phát hiện, thời gian khai thác...

- Tỷ lệ các bên tham gia theo hợp đồng dầu khí gồm dữ liệu cập nhật về quyền lợi tham gia của các nhà thầu dầu khí tại 28 hợp đồng/dự án đang phát triển, khai thác.

- Các điều khoản tài chính đối với các hợp đồng/dự án dầu khí: Các điều khoản tài chính theo PSC như thuế tài nguyên, thu hồi chi phí, chia dầu khí lãi, thuế xuất khẩu, thuế thu nhập doanh nghiệp và các cơ chế tài chính khác đang được áp dụng (phi lợi nhuận, điều hành thuê) hoặc hình thức hợp đồng tô nhượng, hiệp định liên chính phủ.

- Sản lượng khai thác theo từng loại sản phẩm: Số liệu dạng chuỗi thời gian đối với các sản phẩm dầu, khí, condensate (gồm dữ liệu quá khứ trong giai đoạn 1986 - 2020 và số liệu dự báo theo phương án phát triển mỏ của nhà thầu).

- Chi phí cho hoạt động dầu khí: Số liệu dạng chuỗi thời gian đối với các hạng mục chi phí vốn (CAPEX), chi phí hoạt động (OPEX), chi phí thu dọn mỏ. Trong đó, CAPEX được chi tiết cho chi phí thăm dò thăm lượng và chi phí phát triển khai thác dầu khí. Dữ liệu chi phí gồm dữ liệu quá khứ trong giai đoạn 1981 - 2020 và các dữ liệu chi phí dự báo theo phương án phát triển mỏ của các nhà thầu/người điều hành đối với từng hợp đồng/dự án.

- Giá sản phẩm dầu/condensate theo các mô hình kinh tế của mỗi hợp đồng/dự án được xác định trên cơ sở giá dầu theo các báo cáo FDP/FDP điều chỉnh được phê duyệt đồng thời cập nhật các phương án giá dầu theo dự báo mới nhất của Wood Mackenzie và các kịch bản giá dầu flat (thấp, trung bình, cao) dựa trên các điều kiện biến động của thị trường ở từng thời điểm. Đối với sản phẩm khí, giá khí được xác định theo hợp đồng/thỏa thuận mua bán khí đối với từng lô hợp đồng, với các lô chưa có hợp

đồng/thỏa thuận mua bán khí thì được xác định trên cơ sở giá định theo FDP.

- Mô hình kinh tế tài chính của từng hợp đồng/dự án xác định được: doanh thu, dòng tiền của từng dự án; dòng tiền của các bên theo quyền lợi tham gia; các loại thuế (thuế tài nguyên, thuế xuất khẩu, thuế thu nhập doanh nghiệp); doanh thu của nhà thầu, nước chủ nhà; các khoản nộp ngân sách Nhà nước theo các kịch bản giá dầu.

Mô hình kinh tế tổng thể của các hợp đồng/dự án có thể xác định: doanh thu của toàn bộ các dự án; dòng tiền hoạt động của các dự án, dòng tiền của các bên theo quyền lợi tham gia; các loại thuế (thuế tài nguyên, thuế xuất khẩu, thuế thu nhập doanh nghiệp); tổng doanh thu của nhà thầu, nước chủ nhà, các khoản nộp vào ngân sách Nhà nước, hiệu quả đầu tư (NPV, IRR) từ mỗi hợp đồng/dự án và tổng hợp từ các hợp đồng/dự án theo các kịch bản giá dầu hoặc các phương án sản lượng, chi phí đầu tư, chi phí vận hành theo các kịch bản phát triển mỏ của các nhà thầu/người điều hành. Đặc biệt, có thể sử dụng mô hình này để so sánh tương quan giữa các hợp đồng/dự án, điều này rất có ý nghĩa trong quản lý danh mục các dự án phát triển khai thác dầu khí.

4. Kết luận

Mô hình kinh tế tài chính do VPI nghiên cứu xây dựng được chuẩn hóa và ứng dụng trong tính toán, phân tích kinh tế tài chính theo các điều kiện, cơ chế chia sản phẩm đặc thù của từng hợp đồng/dự án phát triển khai thác, qua đó, đồng nhất dữ liệu và xây dựng các bảng tổng hợp thông tin dữ liệu đầu ra về dòng tiền, doanh thu, lợi nhuận và các chỉ tiêu đánh giá kinh tế, tài chính và xây dựng các dashboard trực quan hóa dạng biểu đồ, hình vẽ theo các yêu cầu về quản trị đầu tư đối với các dự án phát triển khai thác dầu khí.

Mô hình này còn giúp đánh giá các tác động, ảnh hưởng của các yếu tố thay đổi đến hiệu quả của dự án (giá dầu, dữ liệu đầu vào về sản lượng, chi phí...), là công cụ hỗ trợ nâng cao hiệu quả công tác quản trị, quản lý danh mục các dự án đầu tư phát triển khai thác dầu khí.

Tài liệu tham khảo

[1] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, "Gói giải pháp ứng phó với dịch bệnh Covid-19 và giá dầu giảm sâu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam", 2020.

[2] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, "Tổng kết, đánh giá hiệu quả đầu tư hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí

trong và ngoài nước giai đoạn 1988 - 2012 (ngoài VSP) của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam”, 2013.

[3] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, “Nghiên cứu cơ sở khoa học cho công tác đánh giá kinh tế các dự án đầu tư thăm dò và khai thác dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam”, 2010.

[4] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, “Quy định về tiêu chí đánh giá, thẩm định và quyết định đầu tư dự án tìm kiếm - thăm dò - khai thác dầu khí”, 2010.

AN ECONOMIC MODEL TO MANAGE THE PRODUCTION OF PETROVIETNAM’S OIL AND GAS PROJECTS

Doan Van Thuan, Pham Thu Trang, Hua Duy Dat

Vietnam Petroleum Institute

Email: thuandv@vpi.pvn.vn

Summary

Managing Petrovietnam's oil and gas production projects both domestically and abroad requires efficient tools to support timely decision-making in an accurate response to market volatility and other risk factors.

The article introduces an economic model built and developed in accordance with the characteristics of Petrovietnam’s oil and gas projects, which is a tool to help management agencies and oil and gas enterprises improve the efficiency of portfolio management against fluctuation of input factors.

Key words: Economic model, oil and gas project, petroleum contract, petroleum sharing contract.

ĐÁNH GIÁ PHÂN BỐ NHIỆT ĐỘ BỀ MẶT KHU VỰC LIÊN HỢP LỘC HÓA DẦU NGHI SƠN TỪ DỮ LIỆU ẢNH VỆ TINH LANDSAT VÀ SENTINEL 2

Trình Lê Hùng

Học viện Kỹ thuật Quân sự

Email: trinhlehung@lqdtu.edu.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.08-04>

Tóm tắt

Dữ liệu ảnh vệ tinh Landsat 5, Landsat 8 và Sentinel 2A được sử dụng để phân tích nhiệt độ bề mặt khu vực nghiên cứu, từ đó xây dựng bản đồ phân bố nhiệt độ bề mặt Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn. Kết quả nghiên cứu có thể sử dụng trong giám sát sự thay đổi nhiệt độ bề mặt, phục vụ công tác quy hoạch sử dụng đất cũng như giảm thiểu các ảnh hưởng của quá trình sản xuất đến môi trường.

Từ khóa: Nhiệt độ bề mặt, viễn thám hồng ngoại nhiệt, ảnh vệ tinh, Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn.

1. Giới thiệu

Nhiều nghiên cứu trên thế giới và ở Việt Nam đã sử dụng dữ liệu viễn thám hồng ngoại nhiệt, trong đó chủ yếu là ảnh hồng ngoại nhiệt Landsat để đánh giá mối quan hệ giữa lớp phủ/sử dụng đất và sự phân bố nhiệt độ bề mặt [1 - 6]. Nhiệt độ bề mặt cao cục bộ được ghi nhận tại các khu vực có mật độ xây dựng lớn, đặc trưng bởi các mặt không thấm (impervious surface). Nhiệt độ bề mặt ở những khu vực có lớp phủ thực vật hoặc nước mặt thấp hơn rất nhiều với chênh lệch giữa các khu vực này lên tới trên 10°C [7].

Việc xây dựng các tổ hợp lộc hóa dầu, sự cố tràn dầu có thể dẫn đến sự thay đổi đáng kể trong lớp phủ/sử dụng đất [8 - 11]. Nghiên cứu của Wang và cộng sự [12] đã sử dụng dữ liệu ảnh vệ tinh Landsat đa thời gian trong giai đoạn 2000 - 2020 để giám sát sự phát triển của công nghiệp khai thác dầu khí đá phiến ở Mỹ trên cơ sở chỉ số thực vật NDVI (normalised difference vegetation index), từ đó cung cấp dữ liệu đầu vào phục vụ xây dựng chính sách năng lượng và bảo vệ môi trường [12]. Jordan và cộng sự [13] sử dụng dữ liệu ảnh radar và kỹ thuật radar giao thoa (InSAR) trong giám sát ảnh hưởng của hoạt động khai thác dầu đá phiến đến môi trường. Liu và cộng sự [14] đánh giá tình trạng của các giàn khoan dầu khí ngoài khơi vịnh Mexico bằng dữ liệu viễn thám đa nguồn, đa độ phân giải.

Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn được đầu tư bởi Công ty Liên doanh Lộc hóa dầu Nghi Sơn (NSRP) do các đối tác Kuwait Petroleum International - KPI (35,1%), Idemitsu (35,1%), Mitsui Chemicals (4,7%) và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (25,1%) góp vốn với tổng mức đầu tư là 9 tỷ USD, tổng diện tích mặt bằng khoảng 400 ha mặt đất và 900 ha mặt biển. Với công suất chế biến 200.000 thùng/ngày (tương đương 10 triệu tấn/năm), đến nay Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn đã sản xuất và cung cấp 20 triệu tấn sản phẩm xăng dầu cho thị trường trong nước. Quá trình xây dựng Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn dẫn đến sự thay đổi của lớp phủ/sử dụng đất ở khu vực xung quanh, trong đó có sự gia tăng đáng kể diện tích đất xây dựng. Bài báo giới thiệu kết quả đánh giá sự thay đổi trong phân bố không gian nhiệt độ bề mặt ở Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn bằng dữ liệu ảnh vệ tinh Landsat và Sentinel 2 đa thời gian.

2. Đặc điểm ảnh viễn thám hồng ngoại nhiệt Landsat

Bên cạnh ảnh viễn thám quang học và ảnh radar, hệ thống vệ tinh viễn thám hiện nay cũng được trang bị các bộ cảm hồng ngoại nhiệt (thermal infrared sensor), ghi lại thông tin nhiệt độ bức xạ của vật chất. Các dữ liệu viễn thám hồng ngoại nhiệt gồm: Landsat, Aster, MODIS..., trong đó phổ biến nhất là ảnh hồng ngoại nhiệt Landsat.

Chương trình Landsat được bắt đầu vào năm 1972 với dấu mốc phóng thành công vệ tinh nghiên cứu tài nguyên đầu tiên là Landsat 1. Tính đến nay, hệ thống Landsat gồm 9 vệ tinh, trong đó có 8 vệ tinh được phóng



Ngày nhận bài: 14/4/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 14/4 - 5/8/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 12/8/2022.

Bảng 1. Đặc điểm ảnh hồng ngoại nhiệt Landsat

TT	Vệ tinh	Kênh	Bước sóng (µm)	Độ phân giải không gian (m)
1	Landsat 4/5 TM	6	10,40 - 12,50	120
2	Landsat 7 ETM+	6	10,40 - 12,50	60
3	Landsat 8/9 OLI_TIRS	10	10,30 - 11,30	100
		11	11,50 - 12,50	100

thành công lên quỹ đạo. Landsat được xem là hệ thống vệ tinh viễn thám đa phổ lớn trên thế giới được ứng dụng rộng rãi trong quản lý tài nguyên, môi trường. Kho dữ liệu ảnh Landsat rất lớn, với khối lượng ảnh khổng lồ từ cuối những năm 70 thế kỷ XX đến nay. Toàn bộ dữ liệu Landsat được cung cấp miễn phí, giúp nâng cao khả năng và hiệu quả ứng dụng dữ liệu viễn thám trong nghiên cứu trái đất. Ngoài các kênh ảnh ở dải sóng quang học, bộ cảm biến hồng ngoại nhiệt được trang bị trên các vệ tinh Landsat 4, Landsat 5, Landsat 7, Landsat 8 và Landsat 9 để thu nhận tín hiệu phản hồi về nhiệt độ của vật thể trên bề mặt trái đất (Bảng 1).

3. Phương pháp nghiên cứu

Để xác định nhiệt độ bề mặt từ dữ liệu ảnh vệ tinh Landsat, nghiên cứu đã sử dụng phương pháp single-channel được đề xuất bởi Cơ quan Hàng không Vũ trụ Hoa Kỳ (NASA). Trong phương pháp này, đầu tiên, giá trị số (digital number) của kênh hồng ngoại nhiệt được chuyển đổi sang giá trị thực của bức xạ điện từ (spectral radiance, $Wm^{-2}\mu m^{-1}$).

Đối với kênh hồng ngoại nhiệt ảnh Landsat 5 TM, giá trị bức xạ phổ được xác định theo công thức sau:

$$L_{\lambda} = \frac{L_{max\lambda} - L_{min\lambda}}{DN_{max} - DN_{min}} (DN - DN_{min}) + L_{min\lambda} \quad (1)$$

Trong đó:

L_{λ} : Giá trị bức xạ phổ [$W/(m^2.sr.\mu m)$];

DN: Giá trị số của ảnh (digital number);

DN_{max} : Giá trị số lớn nhất (= 255);

DN_{min} : Giá trị số nhỏ nhất (= 1);

$L_{max\lambda}, L_{min\lambda}$: Giá trị bức xạ phổ ứng với DN_{max} và DN_{min} ở từng kênh phổ.

Giá trị các hệ số $L_{max\lambda}$ và $L_{min\lambda}$ được cung cấp trong tệp siêu dữ liệu (metadata) đi kèm theo sản phẩm ảnh vệ tinh Landsat.

Đối với ảnh Landsat 8/9 OLI_TIRS, giá trị bức xạ phổ được xác định theo công thức sau:

$$L_{\lambda} = M_L \times Q_{cal} + A_L \quad (2)$$

Trong đó:

M_L, A_L : Hệ số chuyển đổi, được lấy trong tệp siêu dữ liệu ảnh Landsat 8/9;

Q_{cal} : Giá trị số của ảnh.

Ở bước tiếp theo, giá trị bức xạ phổ xác định ở bước trên được sử dụng để tính nhiệt độ bức xạ (brightness temperature) theo công thức sau:

$$T_B = \frac{K_2}{\ln\left(\frac{K_1}{L_{\lambda}} + 1\right)} \quad (3)$$

Trong đó:

T_B : Nhiệt độ bức xạ (°K);

K_1 : Hằng số chuyển đổi [$W/(m^2.sr.\mu m)$];

K_2 : Hằng số chuyển đổi [K];

Giá trị K_1, K_2 được cung cấp trong tệp siêu dữ liệu ảnh Landsat.

Nhiệt độ bề mặt (LST - land surface temperature) được xác định theo công thức sau:

$$LST = \frac{T_B}{1 + \frac{\lambda \times T_B}{\rho} \times \ln \epsilon} \quad (4)$$

Trong đó:

λ : Giá trị bước sóng trung tâm kênh hồng ngoại nhiệt;

$\rho = \frac{h \times c}{\sigma}$, σ : Hằng số Stefan Boltzmann ($5,67 \times 10^{-8}$ ($Wm^{-2}.K^4$));

h : Hằng số Plank ($6,626 \times 10^{-34}$ J.sec);

c : Vận tốc ánh sáng ($2,998 \times 10^8$ m/sec).

ϵ : Độ phát xạ bề mặt, được xác định theo công thức của Valor và cộng sự [15] trên cơ sở chỉ số thực vật NDVI, trong đó chỉ số thực vật NDVI được xác định như sau [16]:

$$NDVI = \frac{\rho_{NIR} - \rho_{RED}}{\rho_{NIR} + \rho_{RED}} \quad (5)$$

Trong đó ρ_{RED}, ρ_{NIR} là phản xạ phổ ở kênh đỏ và kênh cận hồng ngoại.



a) Landsat 5 TM



b) Landsat 8 OLI_TIRS

Hình 1. Ảnh Landsat chụp ngày 6/7/2011 và 23/5/2021 tại khu vực nghiên cứu, tổ hợp màu tự nhiên (RGB = 432)



Hình 2. Ảnh Sentinel 2A chụp ngày 23/5/2021 tại khu vực nghiên cứu, tổ hợp màu tự nhiên (RGB = 432).

Để nâng cao mức độ chi tiết của nhiệt độ bề mặt đối với ảnh Landsat 8 chụp ngày 23/5/2021, nghiên cứu này cũng sử dụng kết hợp ảnh vệ tinh Sentinel 2 chụp cùng ngày 23/5/2021, trong đó kênh đỏ (kênh 4) và kênh cận hồng ngoại (kênh 8) ảnh Sentinel 2 được sử dụng để tính chỉ số thực vật NDVI theo công thức (5), từ đó tính độ phát xạ bề mặt và tiếp tục tính nhiệt độ bề mặt theo công thức (4). Do 2 ảnh được chụp cùng thời điểm, việc sử dụng kết hợp ảnh Landsat 8 và Sentinel 2 cho phép nâng cao độ

phân giải không gian của nhiệt độ bề mặt từ 30 m (nếu chỉ sử dụng riêng ảnh Landsat 8) lên 10 m (sử dụng kết hợp cả ảnh Landsat 8 và Sentinel 2) mà không ảnh hưởng đáng kể đến độ chính xác kết quả nhận được [17].

3. Kết quả và thảo luận

Dữ liệu viễn thám sử dụng trong nghiên cứu, bao gồm 2 cảnh ảnh vệ tinh Landsat chụp ngày 6/7/2011 (Landsat 5 TM) và 23/5/2021 (Landsat 8 OLI_TIRS) và 1 cảnh ảnh Sentinel 2A chụp ngày 23/5/2021 được thu thập miễn phí từ website <https://earthexplorer.usgs.gov/> [18]. Các ảnh được xử lý ở mức L2A, trong đó giá trị số của ảnh đã được chuyển đổi về giá trị phản xạ, do vậy trong nghiên cứu chỉ tiến hành hiệu chỉnh hình học để đưa tọa độ ảnh về hệ tọa độ địa phương.

Sau khi tiền xử lý, dữ liệu viễn thám đầu vào được cắt theo ranh giới khu vực nghiên cứu. Hình 1 và 2 thể hiện các ảnh vệ tinh Landsat và Sentinel 2A chụp tại khu vực xung quanh Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, huyện Tĩnh Gia, tỉnh Thanh Hóa ở tổ hợp màu tự nhiên (sử dụng các kênh phổ ở dải sóng nhìn thấy). Do có độ phân giải không gian cao hơn (10 m), ảnh Sentinel 2A (Hình 2) cho phép thể hiện chi tiết hơn các đối tượng mặt đất so với ảnh Landsat chụp cùng thời điểm (Hình 1b, độ phân giải không gian 30 m).

Hình 1a và 1b cho thấy, lớp phủ/sử dụng đất tại khu vực xung quanh Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn có sự thay đổi lớn trong giai đoạn từ năm 2011 (chưa xây dựng) đến

Bảng 2. So sánh nhiệt độ bề mặt khu vực xung quanh Liên hợp Lộ dầu Nghi Sơn giai đoạn 2011 - 2021

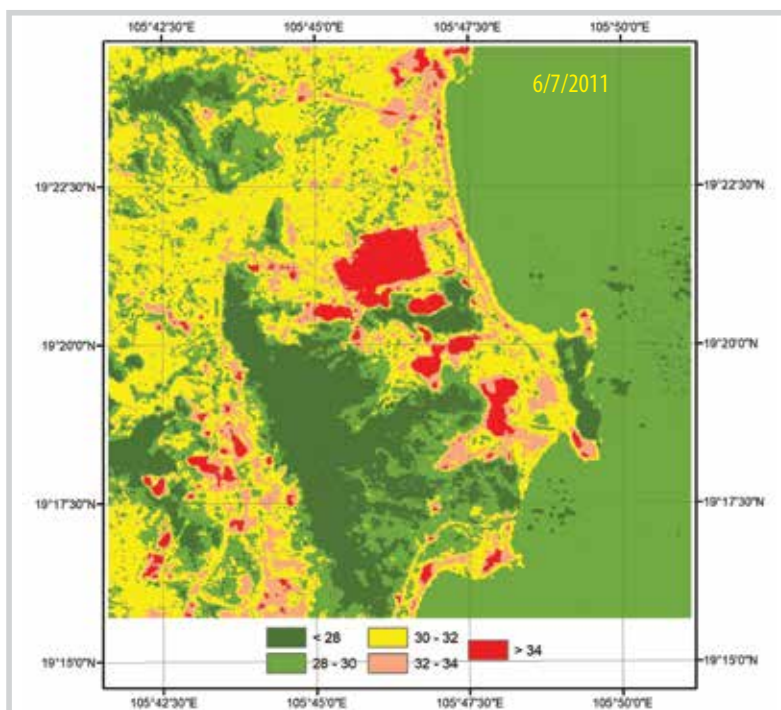
Nhiệt độ bề mặt	6/7/2011		23/5/2021	
	Diện tích (ha)	Diện tích (%)	Diện tích (ha)	Diện tích (%)
< 28°C	4.076,19	14,73	299,70	1,08
28 - 30°C	12.947,13	46,79	14.364,99	51,91
30 - 32°C	7.445,43	26,90	6.466,95	23,37
32 - 34°C	2.308,23	8,34	4.465,08	16,14
> 34°C	895,23	3,24	2.075,49	7,50

năm 2021 (đã hoàn thành), trong đó nổi bật nhất là sự suy giảm mật độ che phủ của thực vật và sự gia tăng diện tích đất xây dựng. Ngoài khu vực nhà máy lọc dầu, diện tích đất xây dựng được mở rộng đáng kể ở vùng ven biển, nhất là khu vực gần Bãi Đông và ven sông Lạch Bạng. Các khu vực có thực vật che phủ (gần nhà máy lọc dầu, Bãi Đông) có sự suy giảm rõ rệt, thay thế bằng đất ở, đất xây dựng.

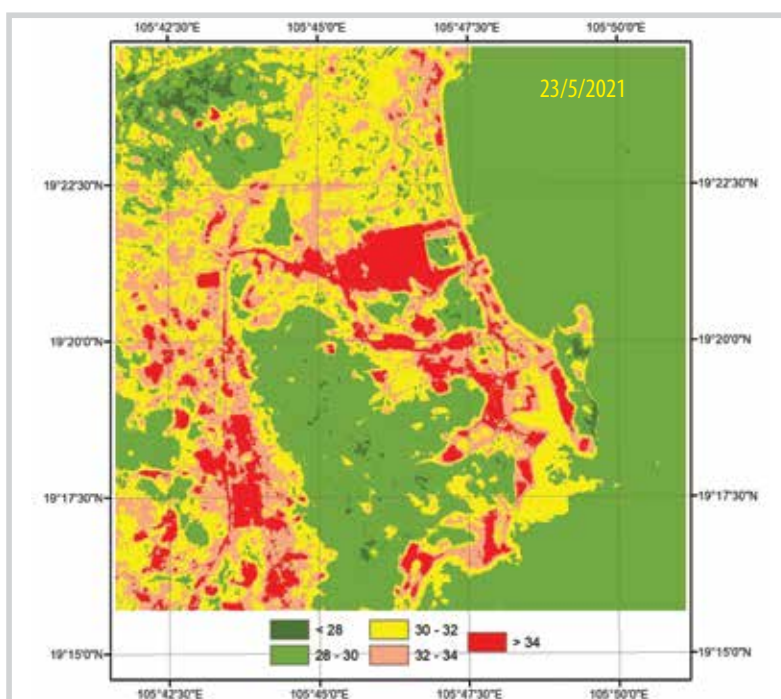
Kết quả xác định nhiệt độ bề mặt từ ảnh vệ tinh Landsat 5 TM ngày 6/7/2011 và Landsat 8 OLI_TIRS ngày 23/5/2021 được thể hiện trên các Hình 3 và 4 và Bảng 2, trong đó nhiệt độ bề mặt được chia thành 5 khoảng: nhỏ hơn 28°C, 28 - 30°C, 30 - 32°C, 32 - 34°C, lớn hơn 34°C. Nhiệt độ bề mặt cao nhất và thấp nhất xác định từ ảnh vệ tinh Landsat ngày 6/7/2011 và 23/5/2021 nhận được tương ứng là 26,4°C và 41,1°C là 26,8°C và 41,4°C.

Bảng 2 cho thấy, diện tích các khu vực có nhiệt độ bề mặt dưới 28°C giảm rất mạnh trong giai đoạn 2011 - 2021, từ 4.076,19 ha (14,73% tổng diện tích khu vực nghiên cứu) xuống còn 299,90 ha (1,08%). Điều này có thể thấy rõ trên Hình 3 và 4 khi khu vực có màu xanh đậm (tương ứng với nhiệt độ bề mặt dưới 28°C) trong năm 2021 gần như rất ít so với năm 2011.

Diện tích các khu vực có nhiệt độ trong khoảng từ 28 - 32°C có sự biến động không lớn. Trong khi đó, diện tích các khu vực có nhiệt độ bề mặt từ 32 - 34°C, đặc biệt là trên 34°C có sự gia tăng rất nhanh, gấp khoảng trên 2 lần trong giai đoạn 2011 - 2021. Từ 985,23 ha (3,24%) có nhiệt độ bề mặt trên 34°C năm 2011, đến năm 2021, diện tích các



Hình 3. Nhiệt độ bề mặt khu vực nghiên cứu xác định từ ảnh Landsat 5 ngày 6/7/2011.



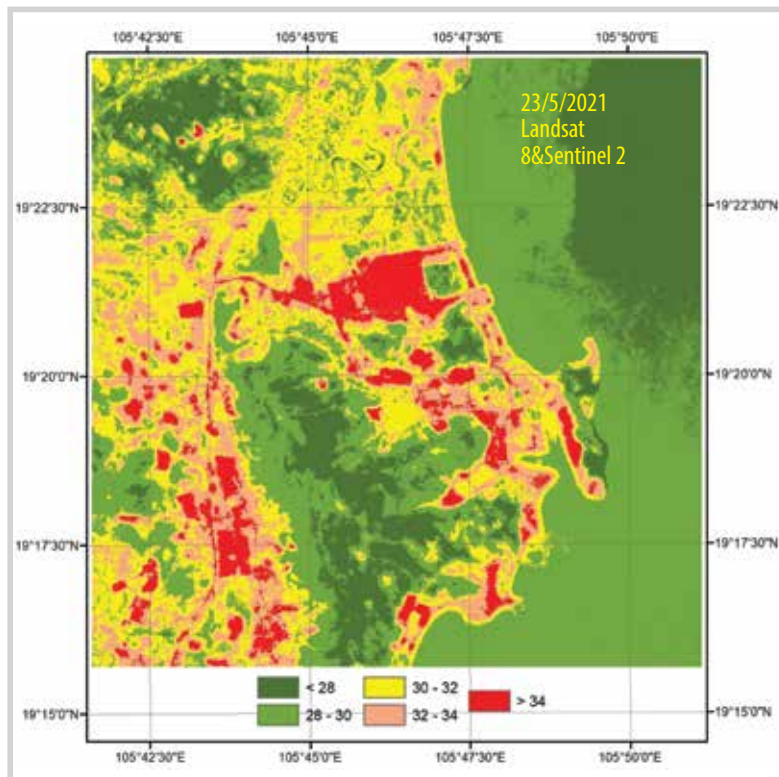
Hình 4. Nhiệt độ bề mặt khu vực nghiên cứu xác định từ ảnh Landsat 8 ngày 23/5/2021.

Bảng 3. So sánh nhiệt độ bề mặt khu vực xung quanh Liên hợp Lộ hóa dầu Nghi Sơn xác định từ ảnh Landsat 8 và phương án kết hợp ảnh Landsat 8 và Sentinel 2

Thông số	Nhiệt độ bề mặt (°C)	
	Chỉ sử dụng ảnh Landsat 8	Kết hợp ảnh Landsat 8 và Sentinel 2
Max	41,44	41,24
Min	26,80	26,15
Mean	31,50	30,94
Median	30,79	30,17
Mode	29,67	29,12
Độ lệch chuẩn	2,013	2,140

Bảng 4. Mối quan hệ giữa mật độ xây dựng và nhiệt độ bề mặt

Mật độ xây dựng	Nhiệt độ bề mặt trung bình
< 10%	27,12°C
10 - 45%	30,41°C
45 - 75%	32,55°C
> 75%	37,46°C



Hình 5. Nhiệt độ bề mặt khu vực nghiên cứu xác định trên cơ sở kết hợp ảnh Landsat 8 và Sentinel 2A chụp ngày 23/5/2021

khu vực có nhiệt độ bề mặt trên 34°C đã tăng lên 2.075,49 ha (tương đương 7,50%). Các khu vực có nhiệt độ cao (thể hiện bởi màu đỏ và cam) trên Hình 3 và 4 cũng phân bố tập trung ở các khu vực đất xây dựng, đất ở, trong đó nhiệt độ bề mặt cao nhất (trên 40°C) được ghi nhận ở Liên hợp Lộ hóa dầu Nghi Sơn.

Hình 5 thể hiện bản đồ phân bố nhiệt độ bề mặt khu vực xung quanh Liên hợp Lộ hóa dầu Nghi Sơn trên cơ sở kết hợp sử dụng ảnh vệ tinh đa độ phân giải Landsat 8 và Sentinel 2A chụp ngày 23/5/2021. Do có độ phân giải không gian lên đến 10 m, nhiệt độ bề mặt xác định

bằng phương pháp này cho phép thể hiện chi tiết hơn đặc điểm phân bố nhiệt độ bề mặt ở khu vực nghiên cứu. Các khu vực có nhiệt độ thấp dưới 28°C và cao trên 34°C cũng được thể hiện rõ nét hơn trên Hình 5 so với phương án chỉ sử dụng riêng ảnh Landsat 8 (Hình 4). So sánh các số liệu thống kê kết quả xác định nhiệt độ bề mặt giữa phương án chỉ sử dụng ảnh Landsat 8 và sử dụng kết hợp ảnh Landsat 8 và Sentinel 2A (Bảng 3) cho thấy, không có sự chênh lệch đáng kể trong kết quả xác định nhiệt độ bề mặt. Như vậy, có thể kết hợp sử dụng dữ liệu ảnh viễn thám đa độ phân giải Landsat 8/9 và Sentinel 2 nhằm nâng cao hiệu quả trong chiết tách thông tin nhiệt độ bề mặt trái đất.

Để đánh giá quan hệ giữa nhiệt độ bề mặt và mật độ đất xây dựng khu vực xung quanh Liên hợp Lộ hóa dầu Nghi Sơn, trong nghiên cứu sử dụng chỉ số đất xây dựng NDBI (normalised difference built-up index) được xác định theo công thức [19]:

$$NDBI = \frac{\rho_{MIR} - \rho_{RED}}{\rho_{MIR} + \rho_{RED}} \quad (6)$$

Trong đó, ρ_{MIR} , ρ_{RED} là phản xạ phổ ở kênh hồng ngoại trung bình (kênh 6) và cận hồng ngoại (kênh 5) ảnh vệ tinh Landsat 8/9. Chỉ số NDBI sau đó được chuyển về thang giá trị từ 0 - 100% phục vụ đánh giá mối quan hệ với nhiệt độ bề mặt. Quá trình này được thực hiện bằng cách sử dụng công cụ Rescale trong phần mềm xử lý ảnh ERDAS Imagine 2014.

Bảng 4 thể hiện mối quan hệ giữa mật độ xây dựng khu vực nghiên cứu và nhiệt độ bề mặt trung bình, trong đó so sánh nhiệt độ bề mặt trung bình tại các khu vực có mật độ

xây dựng dưới 10%, 10 - 45%, 45 - 75% và trên 75%. Các khu vực có mật độ xây dựng thấp (dưới 10%) có nhiệt độ bề mặt thấp hơn đáng kể so với các khu vực có mật độ xây dựng trên 75%. Chênh lệch nhiệt độ bề mặt trung bình trong trường hợp này đạt trên 10°C (Bảng 4).

5. Kết luận

Nhiệt độ bề mặt khu vực nghiên cứu có sự thay đổi đáng kể trong giai đoạn 2011 - 2021, trong đó có sự suy giảm các khu vực có nhiệt độ bề mặt thấp dưới 28°C và sự gia tăng nhanh chóng các khu vực có nhiệt độ bề mặt trên 32°C. Điều này cho thấy sự thay đổi lớp phủ/sử dụng đất ở khu vực nghiên cứu, trong đó nhiệt độ bề mặt cao tập trung cục bộ tại các khu vực đất ở, đất xây dựng, nhất là khu vực xung quanh Liên hợp Lộ hóa dầu Nghi Sơn.

Nghiên cứu thử nghiệm kết hợp ảnh viễn thám đa độ phân giải Landsat 8 và Sentinel 2A chụp cùng ngày 23/5/2021 để tính nhiệt độ bề mặt, từ đó nâng cao độ phân giải không gian của nhiệt độ bề mặt từ 30 m lên 10 m. Giải pháp này cho phép thu nhận được thông tin nhiệt độ bề mặt chi tiết hơn, giúp nâng cao hiệu quả sử dụng thông tin nhiệt độ bề mặt trong nghiên cứu, giám sát môi trường.

Tài liệu tham khảo

- [1] Trần Thị Vân, Hoàng Thái Lan và Lê Văn Trung, "Phương pháp viễn thám nhiệt trong nghiên cứu phân bố nhiệt độ bề mặt đô thị", *Tạp chí các khoa học về trái đất*, Số 31, Tập 2, trang 168 - 177, 2009.
- [2] Suzana Binti Abu Bakar, Biswajeet Pradhan, Usman Salihu Lay, and Saleh Abdullahi, "Spatial assessment of land surface temperature and land use/land cover in Langkawi Island", *IOP Conferece Series: Earth and Environmental Science, Kuala Lumpur, Malaysia, 13 - 14 April 2016*. DOI:10.1088/1755-1315/37/1/012064.
- [3] Mukesh Singh Boori, Vit Vozenilek, Heiko Balter, and Komal Choudhary, "Land surface temperature with land cover classes in Aster and Landsat data", *Journal of Remote Sensing & GIS*, Vol. 4, No. 1, pp. 1 - 4, 2015. DOI:10.4172/2169-0049.1000138.
- [4] Subhanil Guha, Himanshu Govil, Anindita Dey, and Neetu Gill, "Analytical study of land surface temperature with NDVI and NDBI using Landsat 8 OLI and TIRS data in Florence and Naples city, Italy", *European Journal of Remote Sensing*, Vol. 51, No. 1, pp. 667 - 678, 2018. DOI: 10.1080/22797254.2018.1474494.
- [5] H.M. Imran, Anwar Hossain, A.K.M. Saiful Islam, Ataur Rahman, Md Abul Ehsan Bhuiyan, Supria Paul, and Akramul Alam, "Impact of land cover changes on land surface temperature and human thermal comfort in Dhaka city of Bangladesh", *Earth Systems and Environment*, Vol. 5, pp. 667 - 693, 2021. DOI: 10.1007/s41748-021-00243-4.
- [6] Swades Pal and Sk. Ziaul, "Detection of land use and land cover change and land surface temperature in English Bazar urban centre", *The Egyptian Journal of Remote Sensing and Space Science*, Vol. 20, No. 1, pp. 125 - 145, 2017. DOI: 10.1016/j.ejrs.2016.11.003.
- [7] Trịnh Lê Hùng, "Nghiên cứu sự phân bố nhiệt độ bề mặt bằng dữ liệu ảnh vệ tinh đa phổ Landsat", *Tạp chí các khoa học về trái đất*, Số 36, Tập 1, trang 82 - 89, 2014.
- [8] Timo Kumplula, Anu Pajunen, Elina Kaarlejärvi, Bruce C. Forbes, and Florian Stammeler "Land use and land cover change in Arctic Russia: Ecological and social implications of industrial development", *Global Environmental Change*, Vol. 21, No. 5, pp. 550 - 562, 2011. DOI: 10.1016/j.gloenvcha.2010.12.010.
- [9] Timo Kumplula, Bruce C. Forbes, Florian Stammeler, and Meschtyb Mysshtyb, "Dynamics of a coupled system: Multi-resolution remote sensing in assessing social-ecological responses during 25 years of gas field development in Arctic Russia", *Remote Sensing*, Vol. 4, pp. 1046 - 1068, 2012. DOI: 10.3390/rs4041046.
- [10] Qin Yu, Howard E. Epstein, Ryan Engstrom, Nikolay Shiklomanov, and Dmitry Streletskiy, "Land cover and land use changes in the oil and gas regions of Northwestern Siberia under changing climatic conditions", *Environmental Research Letters*, Vol. 10, 2015. DOI: 10.1088/1748-9326/10/12/124020.
- [11] E.O. Makinde, "Resultant land use and land cover change from oil spillage using remote sensing and GIS", *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, Vol. 6, No. 11, pp. 2032 - 2040, 2013. DOI: 10.19026/rjaset.6.3820.
- [12] Yifang Wang, Di Liu, Fushan Zhang, and Qingling Zhang, "Monitoring the spatio-temporal dynamics of shale oil/gas development with Landsat time series: Case studies in the USA", *Remote Sensing*, Vol. 14, No. 5, 2022. DOI: 10.3390/rs14051236.
- [13] Colm Jordan, Luke Bateson, and Alessandro Novellino, "Environmental baseline monitoring for shale-gas development: Insights for monitoring ground motion using InSAR analysis", *Science of The Total Environment*, Vol.

696, 2019. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2019.134075.

[14] Yongxue Liu, Chuanmin Hu, Chao Sun, Wenfeng Zhan, Shaojie Sun, Bihua Xu, Yanzhu Dong, "Assessment of offshore oil/gas platform status in the northern Gulf of Mexico using multi-source satellite time-series images", *Remote Sensing of Environment*, Vol. 208, pp. 63 - 81, 2018. DOI: 10.1016/j.rse.2018.02.003.

[15] Enric Valor and Vicente Caselles, "Mapping land surface emissivity from NDVI: Application to European African and South American areas", *Remote sensing of Environment*, Vol. 57, No. 3, pp. 167 - 184, 1996. DOI: 10.1016/0034-4257(96)00039-9.

[16] J.W. Rouse, R.H. Hass, J.A. Schell, and D.W. Deering, "Monitoring vegetation systems in the Great Plains with ERTS", 3rd Earth Resources Technology Satellite-1 (ERTS) Symposium, 1973. [Online]. Available: <https://ntrs.nasa.gov/citations/19740022614>.

[17] Trịnh Lê Hùng, "Kết hợp ảnh vệ tinh Landsat 8 và Sentinel 2 trong nâng cao độ phân giải nhiệt độ bề mặt",

Tạp chí Khoa học Đại học Quốc gia Hà Nội: Các khoa học Trái đất và Môi trường, Số 34, Tập 4, trang 54 - 63, 2018. DOI: 10.25073/2588-1094/vnuees.4294.

[18] <https://earthexplorer.usgs.gov/>.

[19] Yong Zha, Jingqing Gao, and S. Ni, "Use of normalized difference built-up index in automatically mapping urban areas from TM imagery", *International Journal of Remote Sensing*, Vol. 24, No. 3, pp. 583 - 594, 2003. DOI: 10.1080/01431160304987.

[20] Barnabas O. Morakinyo, Samantha Lavender, and Victor Abbott, "Investigation of potential prevailing wind impact on land surface temperature at gas flaring sites in the Niger delta, Nigeria", *International Journal of Environment and Geoinformatics*, Vol. 9, No. 1, pp. 179 - 190, 2022.

[21] National Aeronautics and Space Administration (NASA), "Landsat data users handbook". [Online]. Available: <https://www.usgs.gov/landsat-missions/landsat-data-user-handbooks>.

ANALYSING THE SPATIAL DISTRIBUTION OF LAND SURFACE TEMPERATURE AT NGHI SON REFINERY AND PETROCHEMICAL COMPLEX USING LANDSAT AND SENTINEL 2 SATELLITE IMAGE DATA

Trinh Le Hung

Military Technical Academy

Email: trinhlehung@lqdtu.edu.vn

Summary

The Landsat 5, Landsat 8 and Sentinel 2A satellite image data are used for extracting land surface temperature, thereby mapping the spatial distribution of land surface temperature at Nghi Son Refinery and Petrochemical Complex. The obtained results then can be used in monitoring land surface temperature changes, for land use planning as well as in minimising the impact of production processes to the environment.

Key words: Land surface temperature, thermal infrared remote sensing, Nghi Son Refinery and Petrochemical Complex.

PETROVIETNAM

GIỮ VAI TRÒ CHỦ LỰC TRONG BẢO ĐẢM AN NINH NĂNG LƯỢNG QUỐC GIA

Thủ tướng Chính phủ Phạm Minh Chính yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam quyết tâm cao, nỗ lực và cố gắng hơn nữa, nhất là trong đổi mới tư duy, cách tiếp cận, xử lý các nhiệm vụ trước mắt và lâu dài, các vấn đề trong cơ cấu lại sản xuất kinh doanh, phát triển ngành công nghiệp năng lượng, trong đó có năng lượng tái tạo, đổi mới công nghệ, chuyển đổi số, đa dạng hóa chuỗi cung ứng.



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giới thiệu với Thủ tướng Chính phủ Phạm Minh Chính về các sản phẩm chủ lực của Petrovietnam. Ảnh: Nhật Bắc

Ngày 11/9/2022, tại Hà Nội, Thủ tướng Chính phủ Phạm Minh Chính và đoàn công tác đã làm việc với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam để đánh giá tình hình năng lượng thế giới và trong nước, xác định vai trò, vị trí của Petrovietnam đối với sự phát triển của đất nước, giải pháp phát triển trong thời gian tới, đặc biệt là đẩy nhanh tiến độ triển khai các dự án trọng điểm.

Trong thời gian qua, Petrovietnam đối diện với nhiều khó khăn do các biến động địa chính trị - kinh tế tiếp tục phức tạp dẫn đến sự biến động giá, nhu cầu tiêu thụ các sản phẩm dầu khí; xu hướng chuyển dịch năng lượng và năng lượng tái tạo tiếp tục phát triển nhanh đã ảnh hưởng đến kế hoạch phát triển mỏ khí và huy động khí, sản xuất điện. Các mỏ dầu khí lớn ở khu vực truyền thống đã qua thời kỳ khai thác ổn định đang trên đà suy giảm sản lượng tự nhiên; nhiều hợp đồng dầu khí đã hoặc

sắp hết hiệu lực hiện vẫn chưa có cơ chế hoạt động. Việc đầu tư cho công tác tìm kiếm thăm dò, gia tăng trữ lượng ở trong nước gặp nhiều khó khăn về nguồn vốn và trình tự, thủ tục đầu tư, cùng với việc tìm kiếm, triển khai các dự án tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí tốt ở nước ngoài ngày càng khó khăn...

Với phương châm hành động "Quản trị biến động, đón đầu xu hướng, kết nối nguồn lực, phát huy công nghệ, thúc đẩy đầu tư, phát triển bền vững",



Petrovietnam đã chủ động bám sát biến động kinh tế vĩ mô, chỉ đạo điều hành của Chính phủ, diễn biến thị trường, đưa ra mục tiêu, giải pháp cho từng lĩnh vực, phù hợp với diễn biến giá dầu, cung - cầu dầu thô, khí đốt, sản phẩm lọc dầu, hóa dầu trong từng thời điểm để có quyết sách kịp thời trong điều hành; tập trung tháo gỡ các “nút thắt” đầu tư, quyết tâm xử lý có kết quả các dự án khó khăn. Để

nâng cao năng lực cạnh tranh và ứng phó với tốc độ chuyển dịch năng lượng, Petrovietnam đã tập trung triển khai nghiên cứu các dự án, cơ hội đầu tư trong các lĩnh vực chế biến, hóa dầu, hóa chất và năng lượng tái tạo. Công tác chuyển đổi số được triển khai rộng rãi, hướng tới ứng dụng hiệu quả các hình thức quản lý tiên tiến của hệ thống quản trị nguồn nhân lực doanh nghiệp (ERP), tập trung

công tác quản trị rủi ro trong hoạt động sản xuất kinh doanh.

Theo Tổng giám đốc Lê Mạnh Hùng, Petrovietnam tiếp tục khẳng định vai trò trụ cột của nền kinh tế Việt Nam, góp phần quan trọng bảo đảm an ninh năng lượng, an ninh lương thực, an ninh kinh tế, an ninh chủ quyền quốc gia và đóng góp quan trọng cho ngân sách Nhà nước. Trong năm 2021, Petrovietnam đạt tổng

Mô Sư Tử Vàng. Ảnh: PVEP



doanh thu 627.200 tỷ đồng, vượt kế hoạch 27,8%; nộp ngân sách Nhà nước 112.500 tỷ đồng, vượt kế hoạch 80%; lợi nhuận trước thuế hợp nhất đạt 51.700 tỷ đồng, vượt 3 lần kế hoạch.

Trong 8 tháng đầu năm 2022, khai thác dầu khí vượt kế hoạch (khai thác dầu 7,31 triệu tấn, vượt kế hoạch 23%; sản xuất đạm đạt 1,217 triệu tấn, vượt kế hoạch 10%); sản xuất xăng dầu đạt

4,56 triệu tấn, vượt kế hoạch 8%. Tổng doanh thu đạt 627.000 tỷ đồng, vượt 12% kế hoạch cả năm, tăng 60% so với cùng kỳ năm 2021; nộp ngân sách Nhà nước 90.600 tỷ đồng, vượt 40% kế hoạch năm, tăng 45% so với cùng kỳ năm 2021. Tổng lợi nhuận trước thuế hợp nhất 8 tháng đầu năm 2022 đạt 57.500 tỷ đồng, vượt 2,3 lần kế hoạch năm, tăng 84% so với cùng kỳ năm 2021.

Kết luận cuộc làm việc, Thủ tướng Chính phủ Phạm Minh Chính đánh giá trong thời gian qua, Petrovietnam đã trải qua những thăng trầm và đột phá, nhưng nhìn chung thành tựu và kết quả nhiều hơn là hạn chế, bất cập. Trong hơn 2 năm (2020, 2021) và 8 tháng đầu năm 2022, với tinh thần quyết tâm, đoàn kết, nhất trí, Petrovietnam đã phấn đấu vươn lên để hoàn thành các mục tiêu, yêu cầu đề ra.

Thủ tướng Chính phủ nhấn mạnh các kinh nghiệm rút ra từ hoạt động của Petrovietnam: (i) Càng trong khó khăn, thách thức, nhiệm vụ càng nặng nề càng phải đoàn kết, nhất trí, năng động, sáng tạo, dám nghĩ, dám làm, dám đột phá, vì sự nghiệp chung, vì lợi ích quốc gia, dân tộc; (ii) phải nắm chắc tình hình, bám sát thực tiễn, xuất phát từ thực tiễn, tôn trọng thực tiễn, lấy thực tiễn làm thước đo để có tư duy, phương pháp luận, cách tiếp cận giải quyết vấn đề khoa học, hợp lý hiệu quả; (iii) cán bộ tiếp tục là nhân tố quyết định, vì vậy, xây dựng, chăm lo và phát triển đội ngũ cán bộ các cấp là nhiệm vụ hàng đầu; (iv) khen thưởng, động viên, xử lý kịp thời, đúng người, đúng việc những cá nhân, tập thể có thành tích và sai phạm; (v) kết hợp hài hòa, hợp lý, hiệu quả giữa nội lực và ngoại lực, trong đó nội lực (gồm con người, cơ chế, chính sách, các tài sản được giao...) là cơ bản, chiến lược, lâu dài, quyết định; ngoại lực (như nguồn vốn, khoa học, công nghệ, kinh nghiệm quản lý, đào tạo nhân lực...) là quan trọng và đột phá; (vi) chủ động phân cấp, phân quyền, cá thể hóa trách nhiệm cá nhân.

Dự báo tình hình thế giới, khu vực và trong nước trong thời gian tới sẽ tiếp tục có thời cơ, thuận lợi đan xen khó khăn, thách thức, nhất là đối với ngành Dầu khí trong bối cảnh thị trường năng lượng thế giới có nhiều biến động.

Thủ tướng Chính phủ nhấn mạnh

Từ khi khai thác tấn dầu đầu tiên (26/6/1986) đến ngày 31/8/2022, tổng sản lượng khai thác của Petrovietnam đạt 421,8 triệu tấn dầu thô và 175,3 tỷ m³ khí. Khai thác dầu ở nước ngoài đến 31/8/2022 đạt 20,6 triệu tấn. Sản lượng khai thác dầu thô ở trong nước trung bình đạt 7,5 - 8,5 triệu tấn/năm, tương đương đạt 24 - 26 nghìn tấn/ngày; sản lượng khai thác khí đạt 9 - 11 tỷ m³/năm, tương đương đạt 26 - 30 triệu m³/ngày. Tổng tài sản của Petrovietnam tính đến ngày 31/12/2021 đạt 894 nghìn tỷ đồng (tương đương 40 tỷ USD).

quan điểm, tư tưởng chỉ đạo là kết hợp hài hòa, hợp lý hiệu quả giữa phát triển kinh tế với bảo đảm quốc phòng, an ninh, bảo vệ độc lập, chủ quyền, toàn vẹn lãnh thổ, ổn định chính trị, an ninh kinh tế và trật tự an toàn xã hội, thúc đẩy đối ngoại, hội nhập; kết hợp hài hòa, hợp lý, hiệu quả giữa kế thừa, ổn định, đổi mới và phát triển. Phát triển nhanh nhưng bền vững, hài hòa, hợp lý, hiệu quả giữa nghiên cứu, thăm dò, khai thác dầu khí và chế biến, sản xuất các mặt hàng xăng dầu, hóa chất, xơ sợi...

Trong bối cảnh cạnh tranh chiến lược ngày càng gay gắt, tình hình diễn biến phức tạp, khó lường, chưa có tiền lệ, xu hướng chuyển dịch năng lượng, cơ chế và chính sách còn hạn hẹp, thị trường bị ảnh hưởng, Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Petrovietnam cần đề ra nhiệm vụ, giải pháp phù hợp từng giai đoạn, từng năm, từng quý để sử dụng hiệu quả nguồn lực, chủ động, linh hoạt, sáng tạo và hiệu quả trong thực hiện nhiệm vụ được giao.

Về các mục tiêu và nhiệm vụ chung, Thủ tướng Chính phủ cho rằng mục tiêu và nhiệm vụ quan trọng nhất là không



để thiếu năng lượng, nhất là xăng dầu, cho sự nghiệp xây dựng và bảo vệ Tổ quốc, theo đúng tinh thần “năng lượng cho phát triển” (Petrovietnam đang đáp ứng 75% nhu cầu xăng dầu trong nước). Xây dựng Petrovietnam thành tập đoàn kinh tế lớn mạnh, hiệu quả, là doanh nghiệp chủ lực trong bảo vệ an ninh năng lượng quốc gia, góp phần đặc lực, hiệu quả cho sự nghiệp công

ng nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước, xây dựng nền kinh tế độc lập, tự chủ gắn với tích cực, chủ động hội nhập quốc tế thực chất, sâu rộng, hiệu quả, đổi mới công nghệ, nhất là công nghệ tiên tiến, chuyển đổi số, đa dạng hóa chuỗi cung ứng trong sản xuất và kinh doanh, ứng phó biến đổi khí hậu, chuyển đổi năng lượng, chuyển đổi xanh, góp phần bảo đảm an sinh xã hội.

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR



Về nhiệm vụ cụ thể, Thủ tướng Chính phủ nêu rõ, trước hết phải coi trọng và đẩy mạnh công tác xây dựng Đảng trong sạch, vững mạnh, bộ máy tinh gọn, hoạt động hiệu lực, hiệu quả, cơ cấu lại và nâng cao chất lượng đội ngũ cán bộ, công chức, viên chức. Yếu tố con người, đội ngũ cán bộ là yếu tố quyết định, nên đây là nhiệm vụ quan trọng nhất. Cùng với đó, phải quyết

tâm, tập trung giải quyết dứt điểm những vấn đề tồn đọng nhiều năm, vì càng để kéo dài càng lãng phí và càng khó khăn.

Nhiệm vụ cụ thể tiếp theo là góp phần xây dựng thể chế, cơ chế, chính sách cho phù hợp với sứ mệnh, nhiệm vụ bảo đảm năng lượng quốc gia, phù hợp hoàn cảnh, điều kiện đất nước và tình hình cụ thể, góp phần phòng chống tham nhũng,

tiêu cực, lãng phí. Trong đó, có việc sửa đổi Luật Dầu khí, sơ kết 7 năm thực hiện Nghị quyết số 41-NQ/TW ngày 23/7/2015 của Bộ Chính trị về định hướng chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035...

Thủ tướng Chính phủ cho rằng doanh nghiệp mạnh, quan trọng của quốc gia không thể không đẩy mạnh đầu tư phát



Thủ tướng động viên cán bộ, kỹ sư tham gia xây dựng Dự án Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1. Ảnh: Nhật Bắc

triển, nhưng phải bảo đảm hiệu quả, đúng hướng, cơ cấu lại sản xuất kinh doanh phù hợp diễn biến tình hình và nhiệm vụ. Đầu tư phải có trọng tâm, trọng điểm, không dàn trải, manh mún, chia cắt, gây lãng phí.

Thủ tướng Chính phủ yêu cầu kết hợp hài hòa, hợp lý, hiệu quả giữa thăm dò, khai thác dầu khí với bảo vệ lợi ích quốc gia, độc lập, chủ quyền, toàn vẹn lãnh thổ, nhất là ở trên biển; chủ động hơn trong hợp tác quốc tế, đầu tư sản xuất các trang thiết bị phục vụ hoạt động sản xuất kinh doanh...

Trong tình hình biến động, nhiệm vụ nặng nề, khó khăn, phức tạp, nhạy cảm, nguồn lực có hạn, trình độ chưa cao, tiến độ cần kịp thời, công việc phải hoàn thành chất lượng và hiệu quả, Thủ tướng Chính phủ cho rằng cần lựa chọn công việc trọng tâm, trọng điểm, làm việc gì dứt điểm việc đó, bảo đảm hiệu quả, tạo cảm hứng, động lực và điều kiện để tiếp tục làm việc khác.

Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Petrovietnam đã quyết tâm rồi cần phải

quyết tâm cao hơn nữa, đã nỗ lực rồi phải nỗ lực hơn nữa, đã cố gắng rồi phải cố gắng hơn nữa, nhất là trong đổi mới tư duy, phương pháp luận, cách tiếp cận, để xử lý các nhiệm vụ trước mắt và lâu dài, các vấn đề trong cơ cấu lại sản xuất kinh doanh, phát triển ngành công nghiệp năng lượng, trong đó có năng lượng tái tạo, đổi mới công nghệ, chuyển đổi số, đa dạng hóa chuỗi cung ứng.

Một nhiệm vụ khác là đẩy mạnh hợp tác quốc tế, kiên trì, kiên định những vấn đề mang tính nguyên tắc nhưng linh hoạt, sáng tạo, có nghệ thuật trong quản lý, điều hành và tổ chức thực hiện các nhiệm vụ cụ thể.

Thủ tướng Chính phủ yêu cầu các bộ, ngành phối hợp chặt chẽ, hiệu quả với nhau và với Petrovietnam trong xử lý công việc. Khi nhận kiến nghị, đề xuất thì giải quyết ngay, giải quyết hiệu quả, giải quyết tối đa trong nhiệm vụ, chức năng, quyền hạn được giao, vượt thẩm quyền thì báo cáo cấp có thẩm quyền xem xét, quyết định. Chính phủ, Thủ tướng Chính

phủ luôn sát cánh, lắng nghe, ủng hộ để Petrovietnam phát triển.

Thủ tướng Chính phủ cơ bản đồng tình với các kiến nghị của Petrovietnam, trong đó nhiều kiến nghị đang được xử lý; giao các Phó Thủ tướng, các bộ, ngành triển khai các nhiệm vụ cụ thể, với yêu cầu đẩy nhanh tiến độ, làm dứt điểm, hiệu quả, thực chất sau cuộc họp.

Thủ tướng Chính phủ tiếp tục giao nhiệm vụ cụ thể cho các bộ, ngành để giải quyết các kiến nghị của Petrovietnam, khẩn trương trình cấp có thẩm quyền xem xét, quyết định, tạo điều kiện tốt nhất cho Petrovietnam phát triển.

Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Hoàng Quốc Vương cho biết Petrovietnam sẽ tiếp thu đầy đủ ý kiến chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ, đặc biệt là 6 bài học kinh nghiệm và 9 nhiệm vụ lớn mà Petrovietnam cần triển khai thực hiện tốt hơn nữa trong thời gian tới để đóng góp nhiều hơn nữa cho sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước. Cụ thể là làm tốt công tác đánh giá, dự báo thị trường năng lượng thế giới và trong nước để trên cơ sở đó xác định rõ vị trí, vai trò của Petrovietnam trong việc bảo đảm an ninh năng lượng cho phát triển đất nước; xây dựng nền kinh tế độc lập, tự chủ, tự cường trong bối cảnh hội nhập kinh tế quốc tế. Petrovietnam sẽ tiếp tục đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò, gia tăng trữ lượng dầu khí, đặc biệt trong giai đoạn hiện nay khi thị trường năng lượng có nhiều biến động; đồng thời phát triển, nâng cao năng lực thực hiện các dịch vụ kỹ thuật ngoài biển để phục vụ cho công tác chuyển dịch năng lượng, sự phát triển của ngành công nghiệp năng lượng tái tạo; tập trung giải quyết các vấn đề tồn đọng, các vấn đề mới phát sinh; đẩy mạnh công tác đầu tư phát triển có trọng tâm, trọng điểm, bảo đảm hiệu quả, bền vững.

Việt Hà

TỔNG GIÁM ĐỐC LÊ MẠNH HÙNG: QUẢN TRỊ BIẾN ĐỘNG GIÚP PETROVIETNAM TRỤ VỮNG VÀ PHÁT TRIỂN

Với các giải pháp quản trị điều hành hiệu quả, linh hoạt, đặc biệt là quản trị biến động, phát huy hiệu quả chuỗi giá trị toàn ngành Dầu khí trong vòng 3 năm trở lại đây, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã trụ vững và có bước phát triển mạnh mẽ. Theo Tổng giám đốc Petrovietnam Lê Mạnh Hùng: Trong năm 2023, Petrovietnam cần phải nỗ lực quản trị theo hướng “tương lai sẽ là lực kéo, hiện tại và quá khứ chính là lực đẩy” để tiếp tục phát triển bền vững và vươn ra biển lớn.

PV: Xin Tổng giám đốc cho biết lý do lựa chọn “quản trị biến động” là trọng tâm trong phương châm hành động của Petrovietnam trong suốt 3 năm qua?

Ông Lê Mạnh Hùng: Petrovietnam là tập đoàn kinh tế có quy mô lớn hàng đầu đất nước hoạt động trong 5 lĩnh vực chính là thăm dò, khai thác dầu khí, công nghiệp khí, công nghiệp điện - năng lượng tái tạo, chế biến dầu khí, dịch vụ kỹ thuật dầu khí... với mô hình quản trị gồm Công ty mẹ và các công ty con, công ty liên kết lên tới hàng trăm công ty. Các sản phẩm chủ lực của Petrovietnam gắn với nhu cầu thiết yếu cho phát triển kinh tế - xã hội như: dầu thô, khí đốt, điện, xăng dầu, phân bón...

Bên cạnh đó, Petrovietnam còn là doanh nghiệp đặc thù, vừa đại diện cho Nhà nước quản lý hoạt động dầu khí, vừa là doanh nghiệp sản xuất kinh doanh theo cơ chế thị trường... Vì thế, Petrovietnam là bộ máy rất lớn, vận hành liên tục, đồng bộ, chịu tác động mạnh mẽ bởi cả môi trường bên ngoài lẫn các yếu tố bên trong. Các tác động này có thể giúp bộ máy hoạt động mạnh mẽ hơn nếu quản trị tốt, cũng có thể khiến bộ máy suy yếu nếu không hạn chế được tiêu cực.

Nhờ quản trị biến động, Petrovietnam có thể đẩy mạnh sản lượng lọc dầu, tận dụng được thời kỳ biên lợi nhuận của ngành lọc dầu rất cao. Ngành phân bón



TS. Lê Mạnh Hùng - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Ảnh: PVN

cũng có hiệu quả tốt do giá thị trường thuận lợi và sản xuất an toàn, ổn định...

Thực tế là những biến động của môi trường kinh doanh (cung - cầu, giá cả, các yếu tố kinh tế vĩ mô...), môi trường pháp lý (các chính sách, cơ chế, luật pháp...), khoa học công nghệ (tốc độ phát triển, chuyển đổi số, chuyển dịch năng lượng...) và môi trường tự nhiên (biến đổi khí hậu...)... tác động rất lớn đến các hoạt động của ngành Dầu khí.

Nội tại của Petrovietnam cũng có sự thay đổi rất lớn trong những năm qua. Về cấu trúc tổ chức, mô hình hoạt động, từ chỗ các đơn vị chủ yếu 100% vốn Nhà nước hoặc Nhà nước chi phối, đến nay đã có rất nhiều đơn vị thành viên của Petrovietnam chuyển đổi sang hoạt động theo mô hình công ty cổ phần, liên doanh, liên kết...

Nguồn nhân lực cũng có sự biến động lớn.

Đây chính là những yếu tố biện chứng để Petrovietnam xây dựng triết lý quản trị hiệu quả trong thời kỳ biến động. Mô hình càng lớn sẽ chịu tác động càng nhiều. Cái gốc rễ là phải quản trị, thay đổi căn bản kể cả trong văn hóa doanh nghiệp, với mục tiêu cuối cùng là thích ứng kịp thời, giảm thiểu tác động tiêu cực đến hệ sinh thái kinh doanh, tận dụng được các cơ hội để thu về thành quả.

Thực tế trong những năm qua, quản trị biến động đã thấm sâu, trở thành văn hóa trong quản trị doanh nghiệp của Petrovietnam, không chỉ ở Công ty mẹ mà còn ở tất cả đơn vị thành viên. Petrovietnam luôn chú trọng bám sát diễn biến của thị trường, cập nhật các chính sách, sự phát triển của khoa học công

nghệ, của môi trường tự nhiên, chính trị xã hội... từ đó nghiên cứu và xây dựng nhiều kịch bản, giải pháp tương ứng.

Ban lãnh đạo Petrovietnam đã ban hành Quyết định số 110/QĐ-DKVN về “Bộ giải pháp ứng phó” cho 5 nhóm quản trị, thị trường, tài chính, đầu tư và cơ chế chính sách từ đầu năm 2020. Trước mỗi kỳ điều hành, lãnh đạo các đơn vị phải chủ động thực hiện các dự báo, xây dựng kịch bản và điều chỉnh các kế hoạch sản xuất kinh doanh cho phù hợp thực tế.

Petrovietnam phân cấp đồng bộ, giao quyền cho người hiểu rõ nhất về công việc ra quyết định và chịu trách nhiệm, để có những quyết định nhanh chóng, chính xác và ứng biến kịp thời. Sự lãnh đạo, điều phối nguồn lực, hỗ trợ, cùng với kiểm tra, giám sát, quản trị rủi ro từ Petrovietnam đến các đơn vị thành viên phải nhất quán, có hệ thống, kết nối chuỗi giá trị, đảm bảo tính liên tục và hướng đích...

Quản trị biến động là yếu tố rất quan trọng mà trong những năm gần đây Petrovietnam luôn đặt lên hàng đầu, sau này vẫn sẽ tiếp tục như vậy, bởi vì bản chất của vạn vật là luôn vận động, thay đổi không ngừng để phát triển.

PV: Quản trị biến động đã đóng góp như thế nào vào kết quả sản xuất kinh doanh của Petrovietnam trong 3 năm gần đây, thưa Tổng giám đốc?

Ông Lê Mạnh Hùng: Nhìn lại bài học quản trị của năm 2020, khi giá dầu xuống mức thấp nhất trong lịch sử bởi tác động của đại dịch Covid-19 và thị trường dầu khí, phương châm của Petrovietnam lúc đó là bằng mọi cách phải tối ưu giá trị trong từng lĩnh vực, đưa chi phí, giá vốn về mức “cạnh tranh sống còn”. Nhu cầu thị trường trong cơn bão đại dịch Covid-19 cũng giảm xuống mức rất thấp, phải tìm cách để đẩy mạnh tiêu thụ, giảm tồn kho. Vì tài chính khó khăn nên càng cần phải nỗ lực vượt khó, đồng thời chặt chẽ, tận

dụng mọi cơ hội để triển khai sản xuất kinh doanh an toàn. Với những phương châm hành động đó, Petrovietnam đã vượt qua năm 2020 với tổng doanh thu đạt trên 566 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 83 nghìn tỷ đồng và lợi nhuận hợp nhất trên 19,9 nghìn tỷ đồng.

Đến năm 2021, khi đã đưa giá vốn về mức cạnh tranh nhất (tối ưu), phải tiếp tục tối đa bằng cách kết nối các đơn vị lại với nhau, để đưa các tài sản đã đầu tư vào sử dụng hiệu quả nhất và phải đưa doanh thu lên mức tối đa. Trong năm 2021, BSR đã lần đầu tiên vượt mốc doanh thu 100 nghìn tỷ đồng, PV GAS cũng lần đầu tiên vượt mốc doanh thu 80 nghìn tỷ đồng... Petrovietnam đã đạt tổng doanh thu trên 640 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 112,5 nghìn tỷ đồng, đặc biệt là đạt mức lợi nhuận hợp nhất cao nhất từ năm 2015 đến nay, xấp xỉ 52 nghìn tỷ đồng.

Tiếp tục đà tăng trưởng đó trong năm 2022, dự báo sẽ đánh dấu cột mốc mới của Petrovietnam cả về tổng doanh thu lẫn lợi nhuận, nộp ngân sách Nhà nước. Sản lượng khai thác của Petrovietnam từ đầu năm 2022 đến nay đã vượt kế hoạch 22% và tương đương với cùng kỳ năm 2021, mặc dù các mỏ đang trên đà suy giảm. Đó là nhờ các giải pháp quản trị kết hợp với khoa học công nghệ mà Petrovietnam đang áp dụng để cố gắng giữ mức sản lượng ổn định trong 3 năm trở lại đây. Công suất lọc dầu cũng vượt 8%; sản xuất phân bón vượt khoảng 9%; khí, điện cung cấp tối đa theo nhu cầu thị trường. Hiệu quả tài chính thông qua việc mở rộng thị trường tiêu thụ kết hợp kinh doanh quốc tế, khiến doanh thu và các chỉ tiêu tài chính của Petrovietnam tiếp tục tăng trưởng rất cao so với cùng kỳ năm 2021.

Có thể khẳng định, kết quả có được chính là dựa trên nền tảng quản trị và thành quả mà Petrovietnam đã gặt hái từ những năm 2020, 2021. Trong đó, quản trị biến động đóng vai trò quyết định.



Thực tế là ngay từ đầu năm 2022, Petrovietnam đã kịp thời dự báo được các hệ lụy từ cuộc chiến Nga - Ukraine, các xung đột tác động đến kinh tế vĩ mô sẽ khiến giá dầu thô tăng mạnh. Thị trường biến động sẽ dẫn đến khan hiếm nguồn cung xăng dầu trong nước, đứt gãy các chuỗi cung ứng. Nhờ quản trị biến động, Petrovietnam có thể tận dụng cơ hội đẩy mạnh sản lượng lọc dầu, tận dụng được thời kỳ biên lợi nhuận của ngành lọc dầu rất cao. Ngành phân bón cũng có hiệu quả tốt do giá thị trường thuận lợi và sản xuất



Mô Bạch Hồ. Ảnh: PVN

an toàn, ổn định. Đó là thành quả đến từ quản trị biến động, dự báo, xây dựng kịch bản, quyết liệt hành động mang tính hệ thống trong cả khối sản xuất và khối thương mại.

PV: Thời gian qua, Petrovietnam rất quyết liệt trong công tác chuyển đổi số. Xin Tổng giám đốc cho biết những kết quả nổi bật trong lộ trình chuyển đổi số của Petrovietnam?

Ông Lê Mạnh Hùng: Trong bối cảnh cuộc cách mạng công nghiệp 4.0 đang diễn ra mạnh mẽ, chuyển đổi số có ý nghĩa

chiến lược đối với bất kỳ doanh nghiệp nào để nâng cao hiệu quả hoạt động, sức cạnh tranh. Có thể khẳng định, hoặc là chuyển đổi số, hoặc là không tồn tại. Đó là xu hướng tất yếu của mọi doanh nghiệp chứ không chỉ riêng với Petrovietnam.

Ngay từ năm 2019, Petrovietnam đã thành lập Ban chỉ đạo về chuyển đổi số, sau đó lựa chọn và thuê các đơn vị tư vấn để xây dựng tầm nhìn và chiến lược chuyển đổi số trong toàn Petrovietnam.

Sau khi đơn vị tư vấn đi khảo sát, đánh giá, kết quả cho thấy nhận thức về chuyển

đổi số ở các đơn vị rất khác nhau và vẫn ở mức độ trưởng thành số khá thấp. Vì vậy, việc đầu tiên là phải tìm mọi cách để từ lãnh đạo Petrovietnam đến lãnh đạo các đơn vị thành viên đều phải hiểu rõ, nhận thức rõ vai trò, bản chất của chuyển đổi số.

Để thực hiện thành công chuyển đổi số, Petrovietnam đã xây dựng văn hóa về sự chia sẻ, phối hợp, kết hợp với quá trình đào tạo và nỗ lực học tập không ngừng. Về bản chất, chuyển đổi số chính là quá trình chuyển từ “sâu” thành “bướm”, dẫn đến thay đổi tư duy và mô hình kinh doanh;



chuyển từ cách làm hiện tại sang cách làm mới, nâng cao năng lực cạnh tranh và đem đến hiệu quả cao hơn.

Các công nghệ số như trí tuệ nhân tạo (AI), điện toán đám mây (cloud computing), internet kết nối vạn vật (IoT), dữ liệu lớn (big data) là những công cụ ứng dụng trong quá trình chuyển đổi số. Qua quá trình này, Petrovietnam đã phổ quát được nhận thức về chuyển đổi số và vai trò của chuyển đổi số trong toàn hệ thống, biến nó trở thành một phần của văn hóa dầu khí.

Petrovietnam đã hoàn thành xây dựng và chính thức có được chiến lược về chuyển đổi số, có lộ trình tổng thể dài hạn về chuyển đổi số và tầm nhìn số, từ đó thúc đẩy thay đổi mô hình kinh doanh và nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh. Về mặt tổ chức, Petrovietnam đã xây dựng, hình thành những cơ quan, bộ phận thường trực, bộ máy chuyển đổi số ở Petrovietnam và các đơn vị thành viên; đã số hóa được toàn bộ hệ thống quy trình và cơ sở dữ liệu; ứng dụng AI vào tối ưu hệ thống quản trị, phân tích dữ liệu, ví dụ như phân

tích dữ liệu địa chất, thạch học, từ đó đưa vào khoan thăm dò, khoan tận thăm dò, tận khai thác... cũng như quá trình lập kế hoạch, quản lý vận hành và bảo dưỡng các nhà máy công nghiệp.

Chuyển đổi số có các bước số hóa quy trình và dữ liệu, tối ưu hóa quy trình và dữ liệu, sau đó là dùng các công cụ (cloud computing, AI, IoT, big data...) để ứng dụng vào quá trình này... Hiện nay, Petrovietnam đang ở bước 2 và một số công việc đang ở giai đoạn đầu của bước thứ 3, là ứng dụng các công nghệ vào

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR



quản trị, điều hành sản xuất kinh doanh ở các đơn vị, kể cả trong dự báo và quản trị biến động, đưa ra các định hướng, các khuyến cáo. Đó là thành quả lớn trong công tác chuyển đổi số của Petrovietnam tính đến thời điểm hiện tại.

PV: Tổng giám đốc có thể chia sẻ về định hướng, mục tiêu của Petrovietnam trong những tháng cuối năm 2022 và năm 2023?

Ông Lê Mạnh Hùng: Dự báo trong những tháng cuối năm 2022 sẽ có nhiều bất lợi như: giá dầu giảm, nhu cầu thị

trường thấp, suy thoái kinh tế toàn cầu... Đặc biệt, tại các nền kinh tế lớn như Mỹ, Trung Quốc, EU... lãi suất, lạm phát tăng mạnh; xung đột giữa Liên bang Nga - Ukraine chưa kết thúc... sẽ dẫn đến xu hướng thu hẹp sản xuất trên thế giới, xuất khẩu suy giảm, giảm nhu cầu tiêu thụ điện, khí... Đó là những rủi ro mà Petrovietnam phải quản trị được, thông qua dự báo, quản trị biến động, xây dựng kế hoạch dự phòng, tận dụng cơ hội để hoàn thành cao nhất kế hoạch sản xuất kinh doanh trong năm 2022 và có tính dự

phòng trong năm 2023.

Đồng thời, Petrovietnam cần tiếp tục quản trị tốt hệ thống sản xuất; quản trị tốt về tài chính, không chủ quan; triển khai mạnh mẽ các dự án đầu tư lớn, trọng điểm, đầu tư nội bộ để tận dụng cơ hội đầu tư; xử lý quyết liệt các dự án trọng điểm. Chẳng hạn, Dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 phải đi vào vận hành thương mại trong năm nay, có phương án cho Dự án Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1, Dự án nâng cấp và mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, chủ trương Dự án Tổ hợp Lọc hóa dầu và Dự trữ Năng lượng Long Sơn... Đặc biệt, Dự án khí điện Lô B phải có phương án triển khai đáp ứng thời điểm khai thác dòng khí đầu tiên (first gas) tối ưu nhất; phải xử lý triệt để các dự án khó khăn, tìm phương án thoát lỗ cho các doanh nghiệp đang gặp khó khăn.

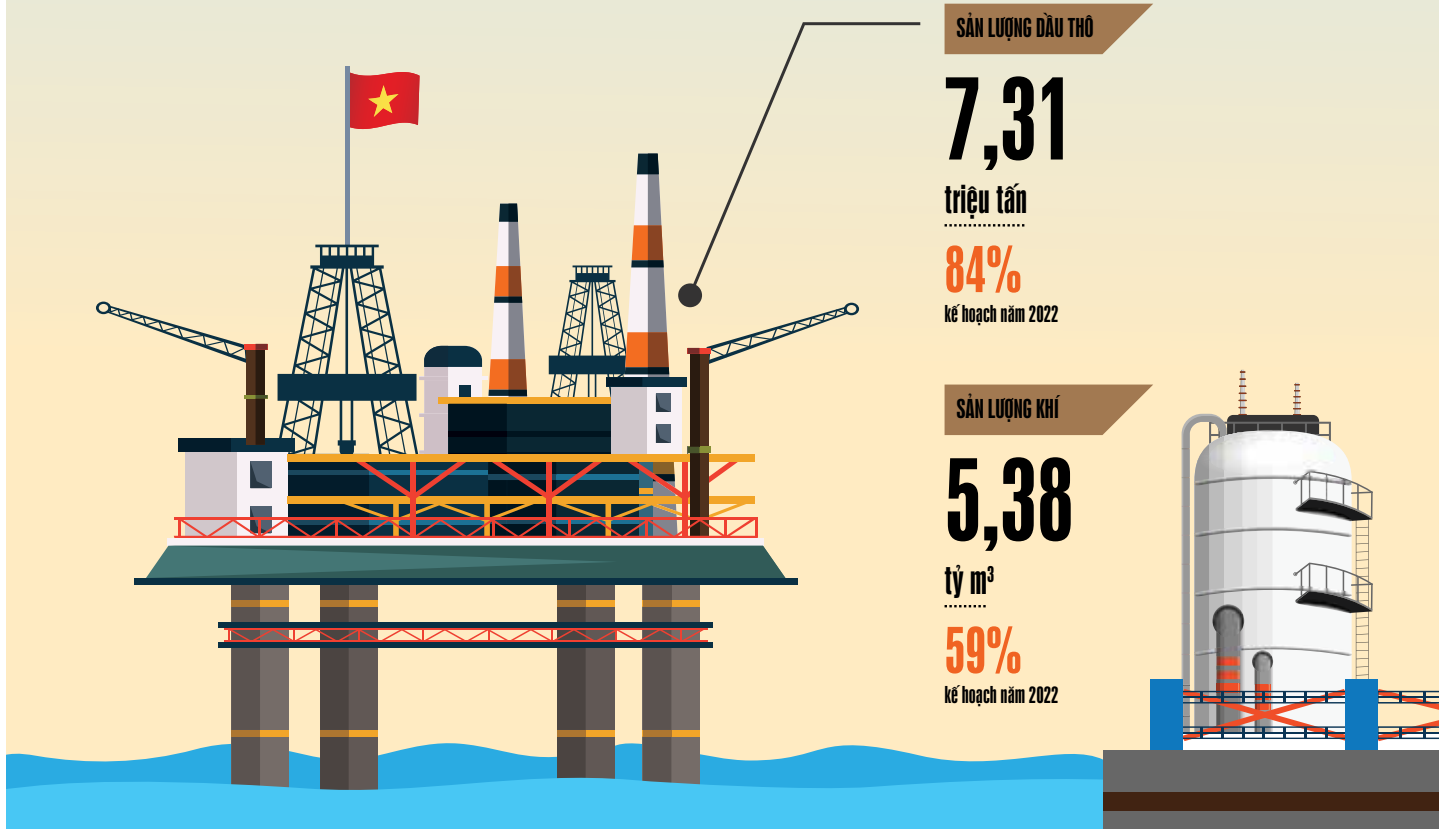
Bước sang năm 2023, phương châm hành động của Petrovietnam cần dựa trên nền tảng phát triển của những năm qua, đặc biệt là trong năm 2022, tiếp tục củng cố và đổi mới công tác quản trị mà quản trị biến động là trọng tâm; tiếp đến là quản trị dựa trên nền tảng số đã hình thành trong những năm qua; tiếp tục thúc đẩy kết nối các nguồn lực để đầu tư mạnh mẽ các dự án lớn; mở rộng hợp tác đầu tư phát triển và kinh doanh quốc tế dựa trên lợi thế về quan hệ của Việt Nam với các nước và thị trường, tập trung tại Đông Nam Á, Liên bang Nga và Trung Đông, Bắc Mỹ...

Trong năm 2023, Petrovietnam cần phải nỗ lực quản trị theo hướng "tương lai sẽ là lực kéo, hiện tại và quá khứ chính là lực đẩy" để tiếp tục phát triển bền vững và vươn ra biển lớn.

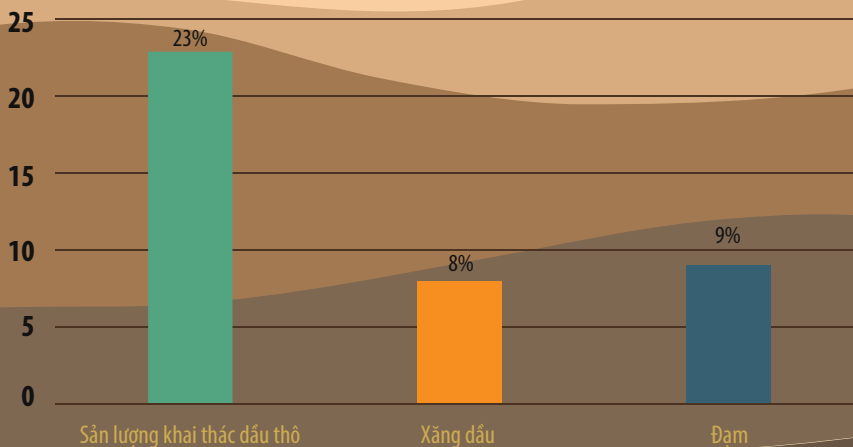
PV: Trân trọng cảm ơn Tổng giám đốc!

PETROVIETNAM NỘP NGÂN SÁCH NHÀ NƯỚC 90,6 NGHÌN TỶ ĐỒNG

Trong 8 tháng đầu năm 2022, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã khai thác 7,31 triệu tấn dầu (vượt kế hoạch 23%) và 5,38 tỷ m³ khí; sản xuất 10,61 tỷ kWh điện, 1.217 nghìn tấn đạm và 4,56 triệu tấn xăng dầu. Với giá dầu thô trung bình 8 tháng đầu năm 2022 đạt 111,4 USD/thùng, Petrovietnam đã đạt tổng doanh thu 627 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 12%), nộp ngân sách Nhà nước 90,6 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 40%).



Chỉ tiêu vượt kế hoạch 8 tháng đầu năm 2022



TỔNG DOANH THU

627

nghìn tỷ đồng

112%
 kế hoạch năm 2022

NỘP NGÂN SÁCH NHÀ NƯỚC

90,6

nghìn tỷ đồng

140%
 kế hoạch năm 2022

ƯỚC THỰC HIỆN KẾ HOẠCH NĂM 2022

8,74 triệu tấn dầu



Sản lượng khai thác dầu cả năm 2022 phần đầu vượt kế hoạch 20%

1,6 triệu tấn



Sản xuất đạm cả năm 2022 phần đầu vượt kế hoạch 6%

6,17 triệu tấn



Sản xuất xăng dầu (không bao gồm Nghi Sơn) cả năm 2022 phần đầu vượt kế hoạch 8 - 12%



Đẩy nhanh công tác tìm kiếm, thăm dò, gia tăng trữ lượng dầu khí, sử dụng hiệu quả tài nguyên dầu khí ở trong nước; tích cực tìm kiếm mở rộng hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí ra nước ngoài trên cơ sở có chọn lọc, trọng điểm lấy hiệu quả làm tiêu chí. Đẩy mạnh phát triển hóa dầu, chế biến sâu các sản phẩm khí và dịch vụ dầu khí chất lượng cao.



Sử dụng tài nguyên tiết kiệm, hiệu quả, gắn liền với bảo vệ môi trường sinh thái; chủ động thực hiện các giải pháp giảm thiểu và thích ứng với biến đổi khí hậu, tìm kiếm và phát triển năng lượng mới, năng lượng tái tạo; nghiên cứu tìm kiếm thăm dò các dạng hydrocarbon phi truyền thống; xây dựng lộ trình/kế hoạch nhập khẩu nguồn năng lượng sơ cấp (dầu thô, LNG...).



Thực hiện chuyển đổi số, ứng dụng khoa học công nghệ tiên tiến, thúc đẩy đổi mới sáng tạo trong mọi hoạt động của Petrovietnam và được triển khai đồng bộ, tổng thể trên 5 lĩnh vực hoạt động của Petrovietnam phù hợp với Chương trình chuyển đổi số quốc gia, phát triển thành Tập đoàn có tiềm năng về ứng dụng khoa học và mạnh công tác số.



Khuyến khích và thu hút các đối tác thuộc mọi thành phần kinh tế ở trong nước và nhà đầu tư nước ngoài tham gia vào các lĩnh vực hoạt động của Petrovietnam tạo thành chuỗi giá trị gia tăng của ngành Dầu khí; có tiềm lực mạnh về tài chính, có sức cạnh tranh cao, hoạt động hiệu quả, phát triển bền vững, chủ động mở rộng thị trường và tích cực hội nhập quốc tế.



ĐẨY MẠNH CÔNG TÁC TRUYỀN THÔNG VÀ TÁI TẠO VĂN HÓA PETROVIETNAM

Trong tình hình mới, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu cả hệ thống chính trị cần điều chỉnh, quán triệt phương châm truyền thông không chỉ đi trước mà còn đi cùng, đi sau trong mọi hoạt động của doanh nghiệp; gắn công tác truyền thông với xây dựng văn hóa doanh nghiệp và công tác an sinh xã hội. Tái tạo văn hóa Petrovietnam nhằm củng cố văn hóa nền tảng, tạo hiệu quả với 7 thói quen, làm giàu bản sắc để Petrovietnam có tầm vóc lớn hơn, xây dựng đội ngũ lao động hiệu quả cao hơn.

Ngày 10/9/2022, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tổ chức Hội nghị công tác truyền thông và văn hóa doanh nghiệp lần thứ II nhằm đánh giá kết quả 3 năm thực hiện Nghị quyết 281-NQ/ĐU ngày 15/5/2019 về công tác truyền thông và văn hóa doanh nghiệp.

Công tác truyền thông và văn hóa doanh nghiệp trong 3 năm qua đã được triển khai có trọng tâm, trọng điểm, đồng

bộ, sâu rộng, xuyên suốt, góp phần khẳng định thương hiệu, uy tín của Petrovietnam qua giai đoạn khó khăn; tạo niềm tin, khí thế mới, cổ vũ, động viên tinh thần người lao động dầu khí, thúc đẩy cải cách thể chế đối với hoạt động dầu khí. Petrovietnam được công nhận là 1 trong 10 doanh nghiệp đạt chuẩn văn hóa kinh doanh theo bộ tiêu chí được Thủ tướng Chính phủ chỉ đạo, lần đầu tiên xét công nhận tại Việt Nam (2021).

Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Hoàng Quốc Vương khẳng định văn

hóa doanh nghiệp là yếu tố không thể thiếu trong hoạch định và xây dựng doanh nghiệp. Hoạt động truyền thông và tái tạo văn hóa Petrovietnam được lồng ghép thực hiện gắn với các mục tiêu kế hoạch sản xuất kinh doanh, chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam, thể hiện rõ tinh thần “Khát vọng - Trí tuệ - Chuyên nghiệp - Nghĩa tình” và phương châm hành động “Đoàn kết - Kỷ cương - Sáng tạo - Hiệu quả”, tạo bước đột phá trong thực hiện Đề án tái tạo văn hóa Petrovietnam.

Người lao động Dầu khí trên Biển Đông. Ảnh: PVN



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị tiếp tục triển khai “Đề án tái tạo văn hóa Petrovietnam”, đồng thời xây dựng bản sắc văn hóa riêng, sáng tạo cho phù hợp với từng lĩnh vực, địa bàn hoạt động của đơn vị; góp phần xây dựng Petrovietnam thành tập đoàn năng lượng lớn mạnh hàng đầu Việt Nam và khu vực, đội ngũ người lao động Dầu khí có niềm tin, niềm tự hào để vững bước vượt qua khó khăn, thách thức trong giai đoạn tới.

Về các nhiệm vụ trọng tâm trong thời gian tới, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu cả hệ thống chính trị cần điều chỉnh, quán triệt phương châm truyền thông không chỉ đi trước mà còn đi cùng, đi sau trong mọi hoạt động của doanh nghiệp; gắn công tác truyền thông với xây dựng văn hóa doanh nghiệp và công tác an sinh xã hội. Tái tạo văn hóa Petrovietnam nhằm củng cố văn hóa nền tảng, tạo hiệu quả với 7 thói quen, làm giàu bản sắc để



Tổng giám đốc Petrovietnam Lê Mạnh Hùng chủ trì Hội nghị công tác truyền thông và văn hóa doanh nghiệp. Ảnh: Hiền Anh

Petrovietnam có tầm vóc lớn hơn, xây dựng đội ngũ lao động hiệu quả cao hơn.

Cụ thể, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ triển khai đồng bộ công tác truyền thông, cả truyền thông nội bộ, truyền thông công chúng và truyền thông quốc tế; chú trọng phân tích tình hình, kết quả sản xuất kinh doanh, từ đó truyền thông có chiều sâu, vinh danh các tấm gương điển hình trong lao động, sáng tạo. Các doanh nghiệp cổ phần chú trọng truyền thông, quan hệ cổ đông, thông qua đó tạo sự đồng thuận trong thực hiện nhiệm vụ sản xuất kinh doanh theo hướng quản trị hiệu quả.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu đẩy mạnh truyền thông trên các kênh truyền hình, quảng bá tại các sự kiện lớn; phát triển truyền thông đa phương tiện trên nền tảng kỹ thuật số, hình ảnh, video, âm nhạc, đồ họa; nâng cao chất lượng, hiệu quả vận hành và hoạt động website...

Về tái tạo văn hóa Petrovietnam, các đơn vị ban hành sổ tay văn hóa đảm bảo tôn trọng các giá trị, quy định chung căn cứ “Sổ tay văn hóa Petrovietnam”; tuyên truyền sâu rộng “Sổ tay văn hóa Petrovietnam” đến toàn thể cán bộ công nhân viên, người lao động biết và hiểu để cùng thực hiện; triển khai áp dụng thống nhất hệ thống nhận diện thương hiệu

Petrovietnam. Xây dựng hệ thống giải thưởng và hình thức xử lý vi phạm Văn hóa Dầu khí; xây dựng phòng truyền thống hiện đại tại Tập đoàn làm trung tâm liên kết phòng truyền thống/khu lưu niệm của các đơn vị...

Thực hiện phương châm hành động “Đoàn kết - Kỷ cương - Sáng tạo - Hiệu quả” áp dụng vào công tác quản trị, điều hành trong mọi hoạt động của doanh nghiệp. Ứng dụng trí tuệ nhân tạo trong triển khai Bộ quy chế quản trị; tiếp tục rà soát hoàn thiện các quy chế, quy định trong xử lý, giải quyết công việc làm căn cứ xây dựng văn hóa chuyển đổi số, văn hóa thực thi công việc, tính tuân thủ và hiệu quả.

Trong thời gian tới, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ tăng cường tổ chức các khóa tập huấn, đào tạo, trao đổi kinh nghiệm cho đội ngũ làm công tác văn hóa doanh nghiệp phù hợp với đặc trưng của người lao động tại các đơn vị; phổ biến đến toàn thể cán bộ công nhân viên, người lao động thực hành 7 thói quen hiệu quả nhằm tạo mặt bằng nhận thức về văn hóa doanh nghiệp; xây dựng, định hình văn hóa học tập, nâng cao tinh thần tự học, tự đào tạo, chú trọng công tác đào tạo nội bộ trong từng đơn vị.

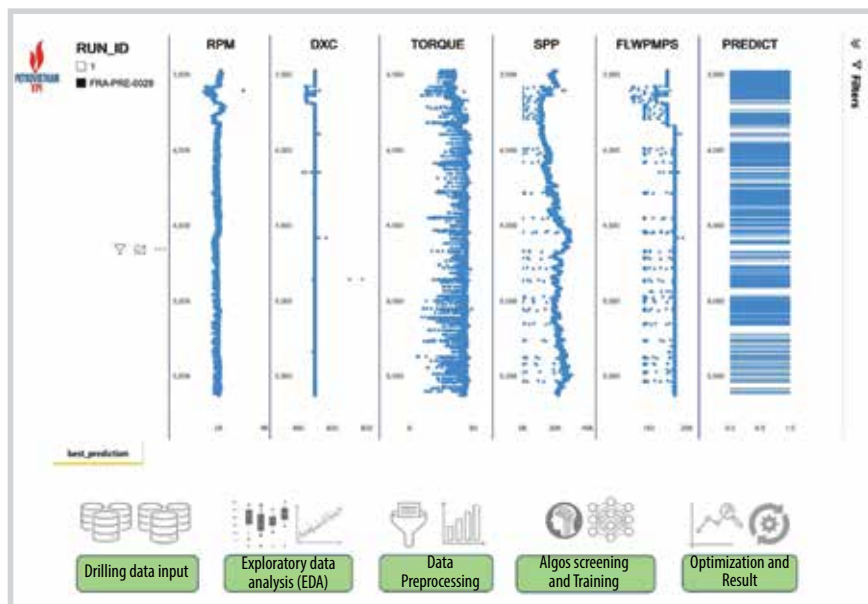
Linh Chi



VPI SỬ DỤNG HỌC MÁY VÀ TRÍ TUỆ NHÂN TẠO ĐỂ DỰ BÁO ĐÁ MÓNG NÚT NẸ

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã sử dụng trí tuệ nhân tạo (Artificial Intelligence - AI) và các thuật toán học máy (Machine Learning - ML) để xác định nhanh sự hiện diện của đá móng nứt nẻ với độ chính xác trên 80%, giúp tiết kiệm thời gian và chi phí khoan.

Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Vietsovpetro



Kết quả dự báo nứt nẻ bằng mô hình học máy và trí tuệ nhân tạo của VPI. Nguồn: VPI/PVJ

quan điểm tìm kiếm, thăm dò dầu khí mới trong khu vực và trên thế giới.

Tuy nhiên, việc xác định đá móng nứt nẻ theo phương pháp truyền thống cần phải sử dụng các công cụ chuyên dụng, có thể phải ngừng công tác khoan giếng, kéo dài thời gian thuê giàn khoan (giá thuê giàn khoan hiện tại vào khoảng 65.000 - 68.000 USD/ngày), làm tăng chi phí giếng khoan mới. Đồng thời, việc xác định được đới nứt nẻ ngay trong quá trình khoan, sẽ giúp cho người điều hành khoan nhận biết được các nguy cơ gặp các sự cố khoan và đưa ra biện pháp xử lý khi khoan qua các đới nứt nẻ, đứt gãy giúp quá trình khoan an toàn, hiệu quả rút ngắn thời gian thuê giàn khoan dẫn tới tiết kiệm chi phí khoan...

Để tối ưu quá trình này, VPI đã nghiên cứu, xây dựng giải pháp “Dự đoán đá móng nứt nẻ bằng các thông số trong quá trình khoan giếng khoan sử dụng mô hình học máy và trí tuệ nhân tạo (Application of Fracture Prediction by VPI)” giúp xác định chính xác sự hiện diện của các hệ thống nứt nẻ dựa trên dữ liệu thời gian thực. Các thông số (như moment xoắn, tải trọng chòong khoan, lưu lượng dòng chảy, vận tốc quay của roto, áp suất đứng cột cần khoan...) sẽ được sử dụng làm dữ liệu

đầu vào cho các thuật toán học máy được giám sát; sau đó các mô hình sẽ được sàng lọc, xếp hạng, đánh giá để tìm ra mô hình tối ưu nhất cho dự báo nứt nẻ.

Ông Lê Ngọc Anh - Giám đốc dữ liệu của VPI cho biết, Mô hình dự báo đá móng nứt nẻ khai thác được nguồn dữ liệu sẵn có của ngành Dầu khí Việt Nam liên quan đến các thông số khoan và các khoảng đá nứt nẻ đã biết từ trước để xây dựng các thuật toán tối ưu, tạo ra các giá trị mới, đảm bảo tính bảo mật và an toàn. VPI đã thử nghiệm độ chính xác của mô hình dự báo này với dữ liệu khoan 12 giếng tại một số mỏ có cấu tạo địa chất tương tự, kết quả cho độ chính xác dự báo nứt nẻ đạt trên 80% với các giếng mới tương đồng. Kết quả được thể hiện trên nền tảng MLOps, giúp nâng cao hiệu quả công tác khoan, đặc biệt là xác định chính xác những khoảng độ sâu xuất hiện nứt nẻ, hỗ trợ người điều hành ra quyết định nhanh, tiết kiệm thời gian và chi phí khoan giếng. Chi phí tiết kiệm sẽ phụ thuộc vào kế hoạch khoan cụ thể từng nhà thầu, các phương án xử lý trong quá trình khoan nếu có, nhưng được ước tính sơ bộ lên tới hàng trăm nghìn USD ở mức giá thiết bị, nhân lực chuyên gia tại năm 2022.

Linh Chi

Việc phát hiện và đưa vào khai thác thành công thân dầu trong đá móng granitoid nứt nẻ mỏ Bạch Hổ và các mỏ khác ở Việt Nam đã làm thay đổi quan điểm tìm kiếm, thăm dò dầu khí truyền thống, hình thành



PVFCCo GIA TĂNG SẢN LƯỢNG AMMONIA TRONG NĂM 2022

Với sản lượng ammonia ước đạt 70 nghìn tấn trong năm 2022, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí (PVFCCo) tiếp tục khẳng định vị thế dẫn đầu về cung cấp ammonia trong nước, duy trì thị phần khoảng 90% tại thị trường phía Nam.

Bộ sản phẩm hóa chất của PVFCCo chủ yếu là các loại hóa chất chuyên dụng như ammonia, urea formaldehyde, CO₂ và hóa chất chuyên dụng dầu khí, với

tổng sản lượng sản xuất 1 năm đạt trên 600.000 tấn, trong đó sản lượng lớn nhất là ammonia (NH₃) với 540.000 tấn/năm.

Theo nghiên cứu của CRU, giá ammonia tại khu vực Đông Nam Á trung bình năm 2020 chỉ đạt 242 USD/tấn FOB,

năm 2021 là 558 USD/tấn FOB. Trong khi đó ở thời điểm hiện tại, giá ammonia trung bình 7 tháng đầu năm 2022 đã đạt mức 851 USD/tấn FOB, bằng 152% so với năm 2021 và 351% so với năm 2020.

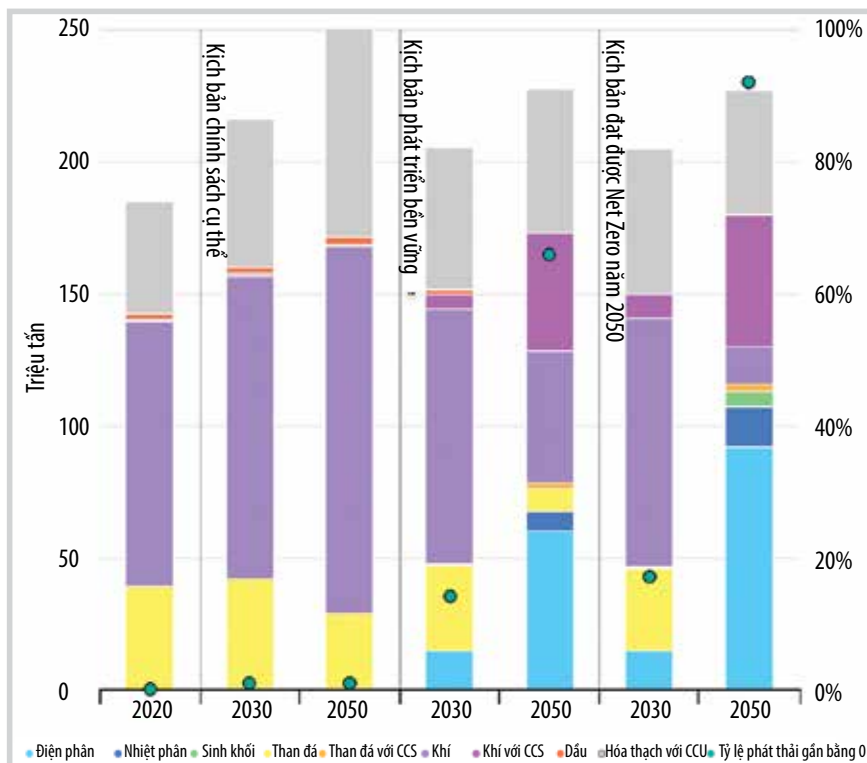
Trong bối cảnh cạnh tranh tại Liên



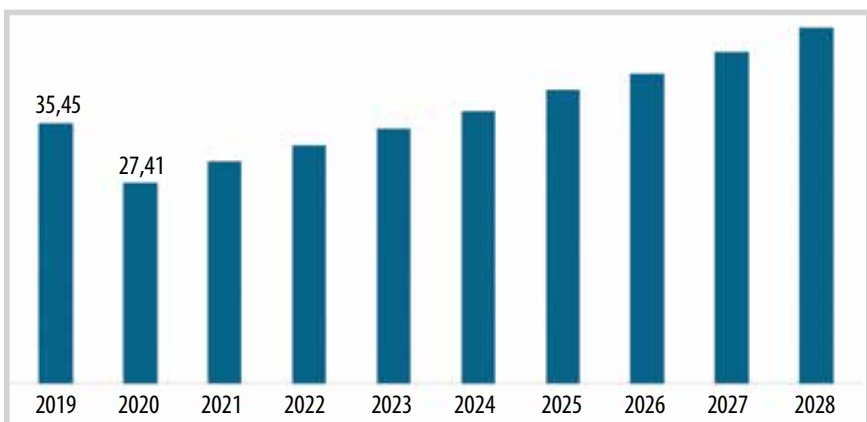
Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo

bang Nga - Ukraine chưa có hồi kết, các nhà sản xuất ammonia tại châu Âu phải tiếp tục cắt giảm sản lượng hoặc dừng sản xuất do thiếu nguồn nguyên liệu khí, dự báo cuối năm giá ammonia tiếp tục tăng và duy trì ở mức cao.

Trong 8 tháng đầu năm 2022, sản lượng cung ứng ammonia của PVFCCo ra thị trường ở mức cao, ước cả năm 2022 đạt 70 nghìn tấn. Qua đó, PVFCCo tiếp tục khẳng định vị thế dẫn đầu về cung cấp ammonia cho các nhà máy nhiệt điện, sản xuất bột ngọt, cao su... duy trì thị phần



Hình 1. Dự báo sản lượng ammonia toàn cầu theo công nghệ và kịch bản trong giai đoạn 2020 - 2050. Nguồn: IEA



Hình 2. Quy mô thị trường ammonia khu vực châu Á - Thái Bình Dương giai đoạn 2019 - 2028 (tỷ USD). Nguồn: Fortune

khoảng 90% tại thị trường phía Nam.

Do được hưởng lợi từ giá hóa chất trên thế giới tăng cao, biên lợi nhuận của nhóm sản phẩm hóa chất đã có tăng trưởng mạnh, đặc biệt là đối với sản phẩm ammonia. Nếu như năm 2020, biên lợi nhuận gộp của hóa chất đạt 23% thì năm 2021 đã đạt 46% và 6 tháng đầu năm 2022 có mức tăng trưởng vượt bậc, lên đến 55%.

Với việc đưa vào vận hành Dự án mở rộng xưởng Ammonia từ năm 2018,

PVFCCo không chỉ chủ động được nguyên liệu cho sản xuất urea, NPK mà còn có 1 lượng lớn sản phẩm để cung cấp cho các nhà sản xuất, hộ tiêu thụ tại thị trường nội địa.

Bên cạnh các dòng sản phẩm phân bón Phú Mỹ, PVFCCo đã thực hiện chiến lược đa dạng hóa sản phẩm hóa chất, phát huy lợi thế trong bối cảnh thị trường hóa chất biến động mạnh, thể hiện tầm nhìn chiến lược dài hạn của doanh nghiệp.

Thu Huyền

PVEP VƯỢT 19% KẾ HOẠCH SẢN LƯỢNG KHAI THÁC 8 THÁNG NĂM 2022

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) cho biết tổng sản lượng khai thác 8 tháng đầu năm 2022 đạt 2,52 triệu tấn dầu quy đổi (trong đó có 1,69 triệu tấn dầu và condensate), vượt kế hoạch 19% và đạt 79% kế hoạch năm 2022.

Sản lượng khai thác dầu/condensate tháng 8/2022 cao hơn so với kế hoạch do PVEP đã lùi kế hoạch đóng các mỏ Tê Giác Trắng (Lô 16-1), Hải Sư Đen - Hải Sư Trắng (Lô 15-2/01) để bảo dưỡng FPSO sang đầu tháng 9/2022. Đồng thời, PVEP tối ưu khai thác các giếng, mở luân phiên các giếng giàn ĐH-01 và tăng choke giếng ĐH-13P/18P/24XP giàn ĐH-02 trong ngưỡng an toàn mỏ, nâng cao hiệu quả máy nén khí, chiến dịch bắn mở vỉa/WSO cho 9 giếng đã giúp gia tăng sản lượng tại Lô 16-1 và các giếng khoan mới duy trì khai thác tốt.

Các mỏ hoàn thành/hoàn thành vượt



Mỏ Tê Giác Trắng hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng. Ảnh: PVEP

mức kế hoạch giao tháng 8/2022 gồm: Cụm mỏ Sư Tử, Tê Giác Trắng, Đại Hùng, Lô 46 Cái Nước, Cá Ngừ Vàng, Rạng Đông - Phương Đông, Cá Tầm, Rồng Đồi - Rồng Đồi Tây, Bir Seba.

Về công tác phát triển mỏ, PVEP tập trung kiểm soát tiến độ dự án mỏ Cá Tầm (Lô 09-3/12) với mục tiêu đưa vào khai

thác trong tháng 12/2022; đẩy mạnh công tác phát triển mỏ Sư Tử Trắng giai đoạn 2B (Lô 15-1), mỏ Đại Hùng giai đoạn 3...

Trong 8 tháng đầu năm 2022, PVEP đã hoàn thành vượt mức chỉ tiêu tài chính với tổng doanh thu đạt 31.487 tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước 15.014 tỷ đồng.

Thu Huyền

BSR ĐÃ SẢN XUẤT HƠN 80,1 TRIỆU TẤN SẢN PHẨM



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

trữ quốc gia về dầu thô, ưu tiên đặt tại Khu kinh tế Dung Quất và cho phép BSR sử dụng trong những trường hợp đặc biệt nhằm góp phần đảm bảo an ninh năng lượng và bình ổn giá xăng dầu.

BSR kiến nghị cấp có thẩm quyền xem xét kế hoạch, định hướng cập nhật lại các luật như Luật Đầu tư, Luật Xây dựng... theo hướng có quy định đặc thù cho các lĩnh vực đầu tư liên quan đến phát triển hóa dầu, chuyển dịch năng lượng... nhằm rút ngắn thời gian triển khai để tận dụng các cơ hội đầu tư. Đồng thời, xem xét kế hoạch, định hướng cập nhật thuế giá trị gia tăng, trong đó loại bỏ các sản phẩm được chế biến từ tài nguyên là dầu thô ra khỏi danh sách các sản phẩm không chịu thuế giá trị gia tăng khi xuất khẩu (bao gồm cả xuất khẩu trực tiếp từ BSR hoặc thông qua các khách hàng của BSR) nhằm tháo gỡ khó khăn cho doanh nghiệp.

Thu Huyền

Tính từ thời điểm đưa Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vào vận hành thương mại đến tháng 8/2022, Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã nhập thành công hơn 1.100 chuyến tàu dầu (gần 90 triệu tấn dầu thô), sản xuất hơn 80,1 triệu tấn sản phẩm, tổng doanh thu đạt trên 1,35 triệu tỷ đồng và nộp ngân sách Nhà nước hơn trên 200 nghìn tỷ đồng. Trong 8 tháng đầu năm 2022, BSR đã vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, liên tục, ổn định và hiệu quả ở công suất tối ưu

để đem lại doanh thu, nộp ngân sách Nhà nước, lợi nhuận sau thuế ở mức cao.

Để tiếp tục phát triển bền vững trong tương lai và góp phần tích cực vào việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, nguồn thu ngân sách Nhà nước, BSR kiến nghị cấp có thẩm quyền hỗ trợ xem xét các chủ trương, định hướng về cơ chế, chính sách, ưu đãi, thúc đẩy đầu tư... cho các dự án phát triển hóa dầu, chuyển dịch năng lượng, sản xuất năng lượng xanh. BSR kiến nghị xem xét các pháp lệnh, chủ trương dự

PTSC M&C THAM GIA XÂY DỰNG 2 TRẠM BIỂN ÁP NGOÀI KHƠI



PTSC M&C có bước phát triển đột phá trong lĩnh vực dịch vụ năng lượng tái tạo. Ảnh: PTSC

Liên danh Semco Maritime và Công ty TNHH Dịch vụ Cơ khí Hàng hải PTSC (PTSC M&C) đã chính thức được trao Hợp đồng tổng thầu EPC để xây dựng 2 trạm biển áp ngoài khơi thuộc Dự án Điện gió Hải Long 2 và Hải Long 3.

Dự án Điện gió Hải Long nằm ở eo biển Đài Loan cách bờ khoảng 50 km, gồm các

dự án thành phần Hải Long 2 và Hải Long 3, do Northland Power, Yushan Energy và Mitsui hợp tác đầu tư với tổng công suất lắp đặt 1.044 MW. Dự án này góp phần hiện thực hóa mục tiêu của Chính phủ Đài Loan với 5,5 GW điện gió ngoài khơi.

Liên danh sẽ tiến hành các công đoạn thiết kế chi tiết, mua sắm, thi công và

chạy thử cho 2 trạm biển áp ngoài khơi (bao gồm cả chân đế) với tổng khối lượng khoảng 18.000 tấn. Các hạng mục sẽ được triển khai lắp đặt ngoài khơi trong năm 2024 và hoàn thành chạy thử, bàn giao cho chủ đầu tư vào năm 2026.

Giám đốc PTSC M&C Đồng Xuân Thăng cho biết: "Dự án này đánh dấu cột mốc quan trọng cũng như bước đột phá chiến lược của PTSC M&C trong lĩnh vực dịch vụ năng lượng tái tạo.

PTSC M&C hiện là tổng thầu có năng lực và kinh nghiệm trong việc thực hiện các công đoạn thiết kế, mua sắm, chế tạo, hạ thủy, vận chuyển, lắp đặt, đấu nối và chạy thử (EPCIC) cho các công trình phát triển, khai thác dầu khí thượng nguồn, hạ nguồn cũng như năng lượng tái tạo. PTSC M&C đã thực hiện thành công gần 80 dự án trong và ngoài nước với đa dạng các cấu kiện gồm: giàn xử lý trung tâm, giàn đầu giếng, khu nhà ở trên biển, module thượng tầng phương tiện nổi, công trình ngầm dưới biển.

Thúy Hằng

ĐẠI HỌC DẦU KHÍ VIỆT NAM ĐẠT CHUẨN KIỂM ĐỊNH ABET (MỸ)

Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU) cho biết 3 ngành đào tạo của PVU gồm: Kỹ thuật địa chất (geological engineering), Kỹ thuật dầu khí (petroleum engineering) và Kỹ thuật hóa học (chemical engineering) đạt chuẩn kiểm định của Hội đồng Kiểm định Các chương trình Đào tạo Kỹ thuật - Công nghệ Mỹ (ABET) tính đến ngày 30/9/2028.

Với kết quả này, PVU là đại học đầu tiên tại Việt Nam có các chương trình đào tạo về dầu khí đạt chuẩn kiểm định ABET, ở mức đánh giá cao nhất (6 năm) và cũng là đại học đầu tiên ở châu Á có ngành Kỹ thuật địa chất đạt chuẩn ABET. TS. David

Hammond, kiểm định viên chương trình Kỹ thuật địa chất cho biết, khung chương trình đào tạo của PVU cung cấp nền tảng toán học và địa vật lý ứng dụng ở mức độ cao. Mức độ đáp ứng này cao hơn nhiều so với các trường đào tạo kỹ thuật địa chất mà ABET từng đánh giá.

Trong thời gian qua, PVU chú trọng xây dựng đội ngũ giảng viên trình độ cao; cải tiến phương pháp giảng dạy; tăng cường hợp tác trong nước và quốc tế để nâng cao chất lượng đào tạo, đầu tư trang thiết bị hiện đại, phục vụ cho công tác thực hành đạt chuẩn quốc tế. Việc PVU được tổ chức kiểm định quốc tế ABET công nhận

khẳng định chất lượng trong công tác đào tạo, phát triển nguồn nhân lực của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

ABET được thành lập năm 1932, là tổ chức kiểm định uy tín thế giới cho các chương trình kỹ thuật và công nghệ. ABET có 4 ủy ban kiểm định gồm: Ủy ban Kỹ thuật (EAC), Ủy ban Công nghệ - Kỹ thuật (ETAC), Ủy ban Khoa học ứng dụng (ASAC) và Ủy ban Khoa học điện toán (CAC). Tính đến nay, ABET đã kiểm định hơn 4.000 chương trình đào tạo thuộc gần 900 trường đại học và cao đẳng ở hơn 40 quốc gia trên thế giới.

Hồng Thắm

VIETSOVPETRO HẠ THỦY KHỐI THƯỢNG TẦNG GIÀN RC-10 MỎ RỒNG

Ngày 10/9/2022, tại khu vực bãi chế tạo Cảng Vietsovpetro, Xí nghiệp Xây lắp, Khảo sát và Sửa chữa Các công trình Khai thác Dầu khí đã hạ thủy thành công khối thượng tầng giàn RC-10 mỏ Rồng.

Hạng mục thi công chế tạo khối thượng tầng giàn RC-10 tổng trọng lượng 875 tấn (chưa bao gồm cầu), trong đó kết cấu 615 tấn, hệ thống đường ống công nghệ 75 tấn; các skid và thiết bị 55 tấn; hệ thống thiết bị điện, tự động hóa 60 tấn; hệ thống nội thất - HVAC; thi công làm sạch và sơn chống cháy 247 m², làm sạch và sơn chống ăn mòn 19.000 m²; bọc cách nhiệt 300 m²...

Xí nghiệp Xây lắp, Khảo sát và Sửa chữa Các công trình Khai thác Dầu khí đã



Khối thượng tầng giàn RC-10 được hạ thủy thành công. Ảnh: Vương Thái

tận dụng các nguồn lực sẵn có, tự thực hiện các công việc từ giai đoạn cuốn ống, thi công chế tạo trên bờ cho đến hạ thủy lắp đặt trên biển, thay vì phải thuê nhà thầu phụ như trước đây. Giai đoạn chế tạo

bờ hạng mục khối thượng tầng giàn RC-10 được nghiệm thu sớm hơn 14 ngày so với tiến độ được phê duyệt.

Thu Huyền

NHÀ MÁY ĐẠM CÀ MAU: VẬN HÀNH 115% CÔNG SUẤT SAU BẢO DƯỠNG



Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: PVCFC

Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) cho biết đã hoàn thành đợt bảo dưỡng tổng thể, đưa Nhà máy Đạm Cà Mau chính thức hoạt động trở lại và có sản phẩm vào ngày 4/9/2022 và đang tiến hành nâng công suất lên 115% theo kế hoạch.

Đợt bảo dưỡng tổng thể trong năm 2022 có 14 ngày bảo dưỡng sửa chữa, 4 ngày dừng và chạy máy, trên 3.000 hạng

mục/thiết bị được bảo dưỡng, sửa chữa, trong đó có 14 hạng mục quan trọng như: Cải tạo thiết bị hấp giải CO₂, thiết bị cao áp xử lý urea, thiết bị turbine, máy nén...

Phương án xả thải cô lập thiết bị và xử lý xúc tác thay thế được kiểm soát chặt chẽ theo đúng quy trình, từ khi bắt đầu bảo dưỡng đến khi kết thúc không xảy ra bất kỳ sự cố nào ảnh hưởng đến môi trường.

Lan Anh

PVGAS TRADING CUNG CẤP PROPANE LẠNH CHO TỔ HỢP HÓA DẦU MIỀN NAM

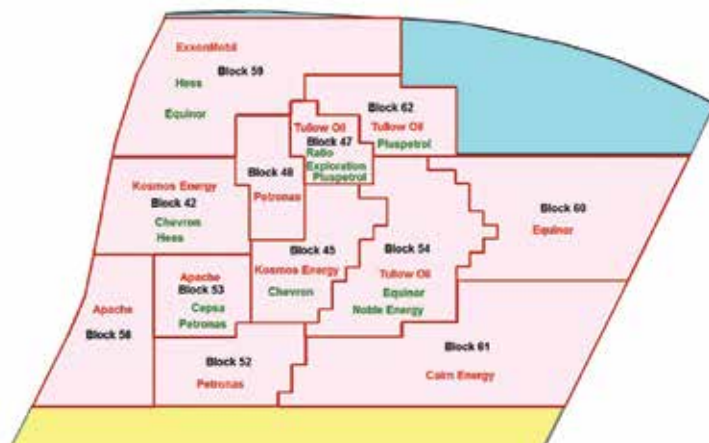


Tàu Bu Sidra của PV GAS Trading cập Cảng hóa dầu Long Sơn để tiến hành bơm rót propane lạnh. Ảnh: PV GAS

Ngày 2/9/2022, Công ty Kinh doanh Sản phẩm Khí (PVGAS Trading) đã kết nối và bơm propane lạnh từ tàu Bu Sidra vào hệ thống nhập nguyên liệu của Tổ hợp Hóa dầu Miền Nam. Sự kiện này đánh dấu việc mở rộng thị trường cung cấp khí từ nhiên liệu sang sử dụng khí làm nguyên liệu, song song triển khai chế biến sâu, nâng cao giá trị của nguồn nguyên liệu khí, từng bước thực hiện Chiến lược phát triển thị trường khí của Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS).

Hồ Cẩm

APA PHÁT HIỆN DẦU TẠI LÔ 53 NGOÀI KHƠI SURINAME



Lô 53 ngoài khơi Suriname. Nguồn: BNamericas

APA công bố phát hiện dầu tại giếng Baja-1 thuộc Lô 53 ngoài khơi Suriname.

Giếng Baja-1 được khoan bằng tàu

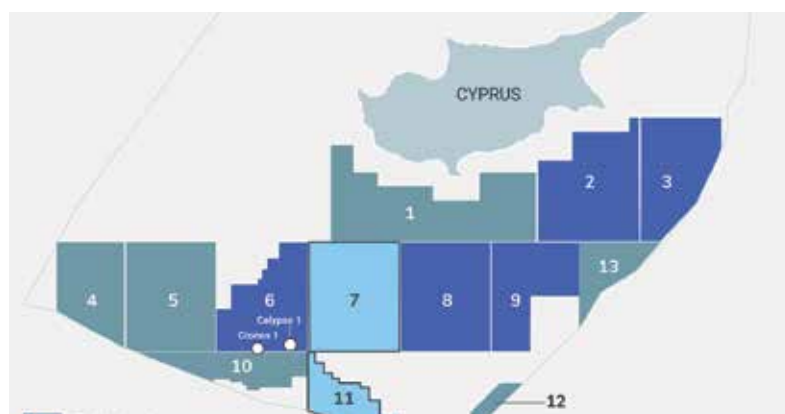
khoan Noble Gerry de Souza đến tổng chiều sâu 5.290 m, bắt gặp cột dầu có bề dày tầng sản phẩm 34 m tại khoảng vỉa thuộc hệ tầng Campanian.

Dữ liệu phân tích xác định dầu nhẹ tại vỉa chứa chất lượng cao, tỷ lệ khí - dầu (GOR) đạt 1.600 - 2.200 ft³ khí tiêu chuẩn/thùng dầu. Giếng Baja-1 là phát hiện đầu tiên tại Lô 53 và nằm cách Lô 58 11,5 km về phía Tây. Công tác phân tích mẫu lõi và mẫu chất lỏng tại vỉa đang được tiến hành.

Lô 53 đang được điều hành bởi APA (45%) cùng các đối tác Petronas (30%) và CEPSA (25%). Sau khi hoàn thành khoan giếng Baja-1, tàu khoan Noble Ger-ry de Souza sẽ di chuyển đến Lô 58 để khảo sát triển vọng thăm dò Awari, cách phát hiện Trung tâm Maka khoảng 27 km về phía Bắc.

Linh Chi (theo APA)

ENI PHÁT HIỆN KHÍ NGOÀI KHƠI CYPRUS



Vị trí giếng Cronos-1 tại Lô 6. Nguồn: Total

Eni công bố phát hiện khí mới với trữ lượng thu hồi tại chỗ ước đạt 2,5 tỷ ft³ khí tại giếng Cronos-1, Lô 6, cách bờ biển Cyprus 160 km.

Giếng Cronos-1 được khoan ở độ sâu 2.287 m nước, bắt gặp cột khí tại vỉa chứa carbonate chất lượng trung bình đến cao. Dữ liệu thu thập được cho thấy có hơn 260 m khoảng vỉa có độ thấm tốt.

Giếng Cronos-1 là giếng thăm dò thứ 4 được khoan bởi Eni Cyprus và là giếng thứ 2 tại Lô 6 có phát hiện khí

(phát hiện khí đầu tiên của Lô 6 tại giếng Calypso-1 trong năm 2018).

Lô 6 được điều hành bởi Eni Cyprus (50%) cùng đối tác TotalEnergies (50%). Phát hiện khí tại giếng Cronos-1 là nỗ lực của Eni và TotalEnergies nhằm cung cấp khí cho châu Âu.

Eni bắt đầu hoạt động tại Cyprus từ năm 2013 và điều hành các lô 2, 3, 6, 8, 9; có cổ phần tại Lô 7 và 11 được điều hành bởi TotalEnergies.

Trần Anh (theo Eni)

AKER BP PHÁT HIỆN DẦU KHÍ NGOÀI KHƠI NA UY



Vị trí giếng thăm dò 6507/3-15 ngoài khơi Na Uy. Nguồn: NPD

Aker BP công bố kết quả khoan giếng thăm dò 6507/3-15 (PL 941), ngoài khơi Na Uy, với trữ lượng thu hồi ước tính 1,7 - 5,7 triệu m³ dầu quy đổi.

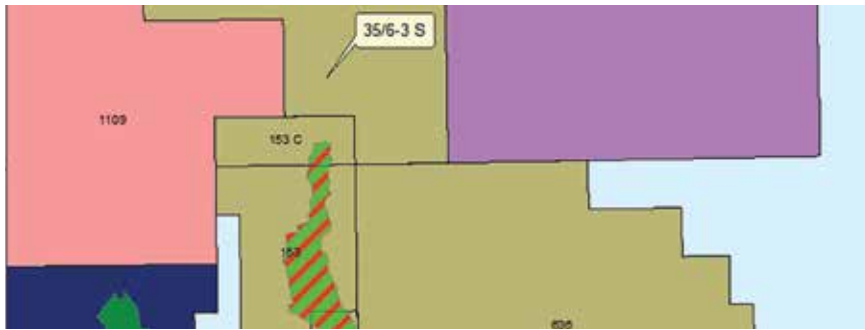
Giếng 6507/3-15 được khoan bởi Deepsea Nordkapp, khoan thẳng đứng tới tổng chiều sâu khoan 2.197 m tại hệ tầng Åre thuộc kỷ Jurassic sớm ở độ sâu 348 m nước.

Giếng 6507/3-15 gặp cột dầu khí có tổng bề dày tầng sản phẩm đạt 115 m, trong đó có 40 m nằm rải rác tại các vỉa cát kết chất lượng tốt thuộc nhóm Fangst và khoảng 55 m trong các lớp cát kết có chất lượng trung bình đến tốt thuộc nhóm Båt. Giếng cũng phát hiện 100 m các lớp sa thạch thuộc nhóm Båt có chất lượng từ trung bình đến tốt. Có tiếp xúc khí - dầu và dầu - nước lần lượt ở độ sâu 1.980 m và 2.021 m.

Giấy phép PL 941 điều hành bởi Aker BP (80%) cùng đối tác PGNiG (20%).

Linh Chi (theo NPD)

NEPTUNE PHÁT HIỆN DẦU TẠI KHU VỰC GJØA



Vị trí giếng Ofelia 35/6-3 S. Nguồn: NPD

Neptune Energy công bố phát hiện thương mại tại giếng thăm dò Ofelia 35/6-3 S (PL 929), gần mỏ Gjøa thuộc vùng biển của Na Uy tại Biển Bắc.

Giếng Ofelia 35/6-3 S được khoan bằng giàn bán chìm Deepsea Yantai, bắt gặp dầu ở hệ tầng Agat, trữ lượng thu hồi có thể đạt

2,5 - 6,2 triệu m³ tiêu chuẩn, tương đương 16 - 39 triệu thùng dầu quy đổi.

Ngoài trữ lượng ước tính được tại hệ tầng Agat, tại khu vực nông hơn của giếng về phía Bắc, hệ tầng Kyrre phát hiện được trữ lượng khí có thể thu hồi ước đạt 10 triệu thùng dầu quy đổi, nâng tổng trữ

lượng có thể thu hồi tại phát hiện này lên khoảng 26 - 49 triệu thùng dầu quy đổi.

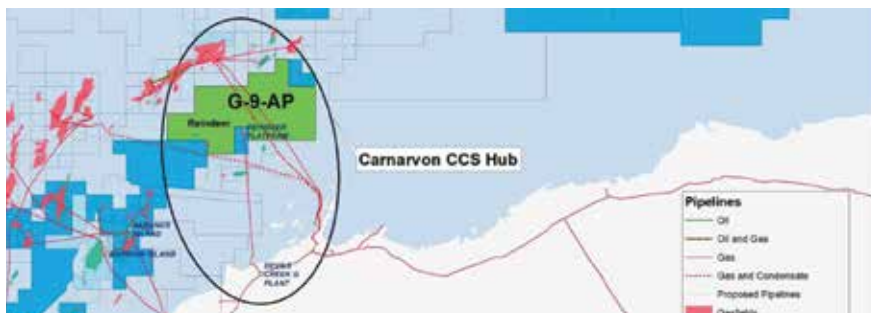
Giếng Ofelia cách giàn Gjøa 15 km về phía Bắc, tại khu vực nước sâu 344 m, được xem xét kết nối với giàn Gjøa.

Đây là phát hiện thứ 3 của Neptune Energy tại hệ tầng Agat. Phát hiện đầu tiên tại mỏ Duva, đã được đưa vào khai thác. Phát hiện thứ 2 tại Hamlet, có trữ lượng thu hồi khoảng 8 - 24 triệu thùng dầu quy đổi.

Giấy phép PL 929 được điều hành bởi Neptune Energy (40%) cùng các đối tác Wintershall Dea (20%), Aker BP ASA (10%), Pandion Energy (20%) và DNO (10%).

Trần Anh (theo Neptune)

SANTOS ĐƯỢC CẤP PHÉP LƯU TRỮ CO₂ ĐỂ PHÁT TRIỂN CCS



Vị trí giấy phép G-9-AP. Nguồn: Santos

Santos được cấp giấy phép G-9-AP và G-11-AP, đánh giá và thăm định khả năng lưu trữ carbon dioxide tại 2 bể Carnarvon và Bonaparte ngoài khơi bờ biển Tây Australia, tạo cơ hội phát triển lĩnh vực tiềm năng thu hồi và lưu trữ carbon (CCS).

Giấy phép G-9-AP cấp quyền cho Santos tại bể Carnarvon đã tạo ra khu vực tiềm năng mới để phát triển CCS bên cạnh mỏ Reideer, phù hợp với kế hoạch phát triển trung tâm CCS tại Reindeer và Devil Creek. Bể Carnarvon có diện tích 3,589 km².

Giấy phép G-11-AP gồm 26.000 km² diện tích bể Bonaparte, nằm gần dự án CCS Bayu-Undan, có tiềm năng trở thành

dự án CCS lớn nhất toàn cầu. Đây là dự án quan trọng góp phần xây dựng các trung tâm CCS tại Bắc Australia và Đông Timor.

Dự án CCS đầu tiên của Santos tại Moomba là dự án lớn trên thế giới, đã hoàn thành 20%, với công suất 100 triệu tấn CO₂ và các nguồn tài nguyên dự phòng đã được đặt trước. Dự án Santos Bayu-Undan CCS đã bước vào giai đoạn thiết kế kỹ thuật tổng thể (FEED) từ đầu năm 2022.

Giấy phép G-9-AP được điều hành bởi Santos (50%) cùng đối tác Chevron (50%). Giấy phép G-11-AP được điều hành bởi Santos (40%) cùng các đối tác Chevron (30%) và SK E&S (30%).

Linh Chi (theo Santos)

TMK ENERGY PHÁT HIỆN KHÍ THAN TẠI 4 GIẾNG SNOW LEOPARD



Vị trí dự án khí than Gurvantes XXXV. Nguồn: TMK

TMK Energy công bố giếng SL-04 phát hiện 40 m than chứa khí tại vỉa than thuộc Dự án Gurvantes XXXV CSG tại bể Nam Gobi, Mông Cổ.

Kết quả khoan giếng SL-04 cho thấy vỉa khí than có bề dày tầng sản phẩm khoảng 40 m trong khoảng vỉa than đơn ở độ sâu 287 - 327 m, chất lượng cao, sạch, đồng nhất.

Kết quả phân tích cho thấy vỉa than có hàm lượng khí từ trung bình đến cao trong khoảng từ 5 - 10 m³/tấn.

Dự án Gurvantes XXXV là dự án thăm dò khí than (CSG) có diện tích khoảng 8.400 km² tại bể Nam Gobi, Mông Cổ.

Linh Chi (theo TMK Energy)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

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

Trong Báo cáo “Triển vọng năng lượng ngắn hạn” (STEO), Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) dự báo nguồn cung dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu sẽ đạt mức trung bình 100,09 triệu thùng/ngày trong năm 2022, sau đó tăng lên 101,28 triệu thùng/ngày trong năm 2023. Tiêu thụ xăng dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu sẽ đạt 99,53 triệu thùng/ngày trong năm 2022 và đạt 101,50 triệu thùng/ngày vào năm 2023 (Bảng 1) [1].

Theo thống kê của EIA, tiêu thụ dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu trong tháng 8/2022 đạt 99,4 triệu thùng/ngày, tăng 1,6 triệu thùng/ngày so với cùng kỳ năm 2021. EIA dự báo tăng trưởng tiêu thụ dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu sẽ đạt 2,1 triệu thùng/ngày trong năm 2022 và 2 triệu thùng/ngày trong năm 2023. Do giá khí tự nhiên tăng cao trên toàn cầu, EIA đã tăng dự báo tiêu thụ dầu trong Quý IV/2022 và Quý I/2023 do các doanh nghiệp cung cấp điện, đặc biệt là ở châu Âu, có thể chuyển sang dùng dầu để sản xuất điện [1].

EIA dự báo giá dầu Brent giao ngay trung bình đạt 98 USD/thùng trong Quý IV/2022 và gần 97 USD/thùng trong năm 2023. Khả năng nguồn cung bị gián đoạn và tăng trưởng sản lượng dầu thô chậm hơn dự báo sẽ có thể đẩy giá dầu lên cao hơn.

TT	Khu vực	2021	2022	2023
I	Nguồn cung	95,70	100,09	101,28
	OECD	31,13	32,37	34,02
	Mỹ	18,98	20,23	21,43
1	Canada	5,54	5,69	5,91
	Mexico	1,92	1,89	1,85
	Các nước khác	4,68	4,56	4,84
	Ngoài OECD	64,58	67,72	67,26
	OPEC	31,66	34,11	34,49
2	Á - Âu	13,75	13,82	12,35
	Trung Quốc	4,99	5,17	5,25
	Các nước khác	14,18	14,63	15,17
II	Tiêu thụ	97,43	99,53	101,50
	OECD	44,89	46,01	46,32
	Mỹ	20,09	20,61	20,96
1	Canada	2,28	2,34	2,44
	Châu Âu	13,12	13,51	13,37
	Nhật Bản	3,41	3,34	3,36
	Các nước khác	5,99	6,21	6,18
	Ngoài OECD	52,54	53,51	55,17
	Á - Âu	4,86	4,53	4,54
2	Châu Âu	0,75	0,76	0,76
	Trung Quốc	15,27	15,27	15,96
	Các nước khác khu vực châu Âu	13,23	13,74	14,22
	Các nước khác ngoài OECD	18,44	19,22	19,69

Sản lượng dầu thô của Mỹ đạt trung bình 11,8 triệu thùng/ngày trong năm 2022 và sẽ lập kỷ lục mới với 12,6 triệu thùng/ngày trong năm 2023. Mỹ đạt mức sản lượng dầu thô cao nhất vào năm 2019 với 12,3 triệu thùng/ngày [1].

Nhóm các nước công nghiệp phát triển hàng đầu thế giới (G7) công bố kế hoạch áp giá trần đối với dầu thô và các sản phẩm dầu mỏ nhập khẩu từ Liên bang

Nga. Bộ trưởng Tài chính Canada, Pháp, Đức, Italy, Nhật Bản, Vương quốc Anh và Mỹ khẳng định cam kết hoàn thiện và thực hiện lệnh cấm vận chuyển hàng hải đối với dầu thô và các sản phẩm dầu mỏ có xuất xứ từ Liên bang Nga trên phạm vi toàn cầu, trừ khi được mua bằng hoặc thấp hơn mức giá trần được xác định bởi liên minh các quốc gia tuân thủ và thực hiện giới hạn giá [2].

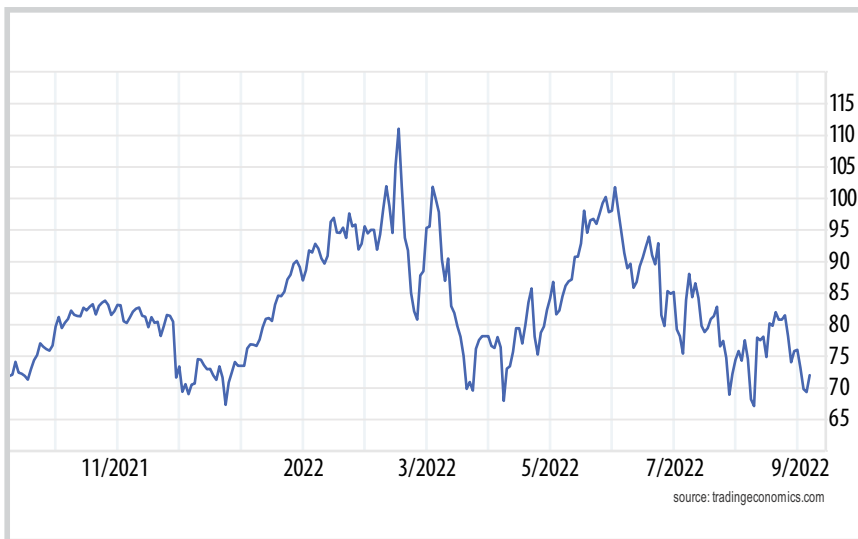
G7 cho biết đang thiết lập 1 liên minh nhằm tối đa hóa hiệu quả của biện pháp, đồng thời kêu gọi các quốc gia vẫn có ý định nhập khẩu dầu và các sản phẩm dầu mỏ của Liên bang Nga cam kết áp dụng mức giá trần hoặc thấp hơn.

Mức giá trần ban đầu sẽ được tính toán dựa trên các yếu tố kỹ thuật và công bố minh bạch. Hiệu quả và tác động của việc áp giá trần đối với dầu thô và các sản phẩm dầu mỏ nhập khẩu từ Liên bang Nga sẽ được G7 theo dõi chặt chẽ và điều chỉnh khi cần thiết. Biện pháp này dự kiến sẽ được triển khai theo lộ trình gói trừng phạt thứ 6 của Liên minh châu Âu (EU) đối với Liên bang Nga. Các lệnh trừng phạt

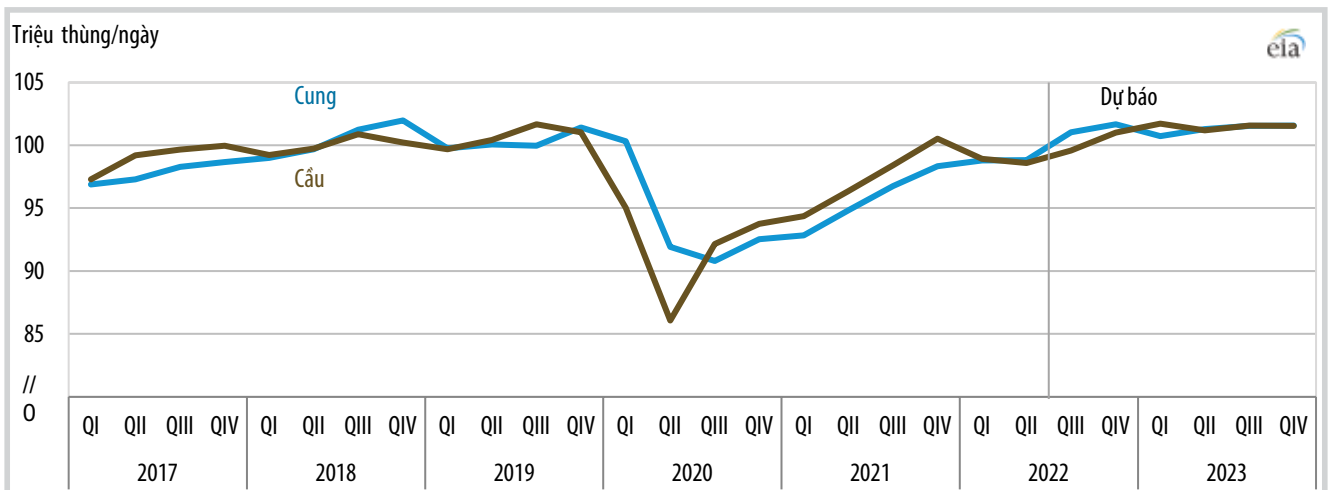
của EU đối với các dịch vụ liên quan đến Liên bang Nga như vận chuyển và bảo hiểm dầu thô xuất khẩu đường biển sẽ có hiệu lực từ ngày 5/12/2022 [3, 4].

Thông báo của G7 được đưa ra 1 ngày sau khi Phó Thủ tướng Liên bang Nga Alexander Novak cảnh báo Moscow sẽ từ chối giao dịch với các quốc gia hoặc doanh nghiệp tham gia liên minh áp giá trần đối với dầu thô và các sản phẩm dầu mỏ của Nga.

Sản lượng khai thác dầu thô và condensate của Liên bang Nga dự báo có thể giảm nhẹ (0,7%) hoặc tăng 0,2% vào cuối năm, dự kiến đạt 520 - 525 triệu tấn trong năm 2022 [5]. Mỹ, Canada, Anh,



Hình 1. Diễn biến giá dầu Urals trong 1 năm qua.



Hình 2. Cung - cầu nhiên liệu lỏng trên thế giới [1].

Nguồn: Shutterstock



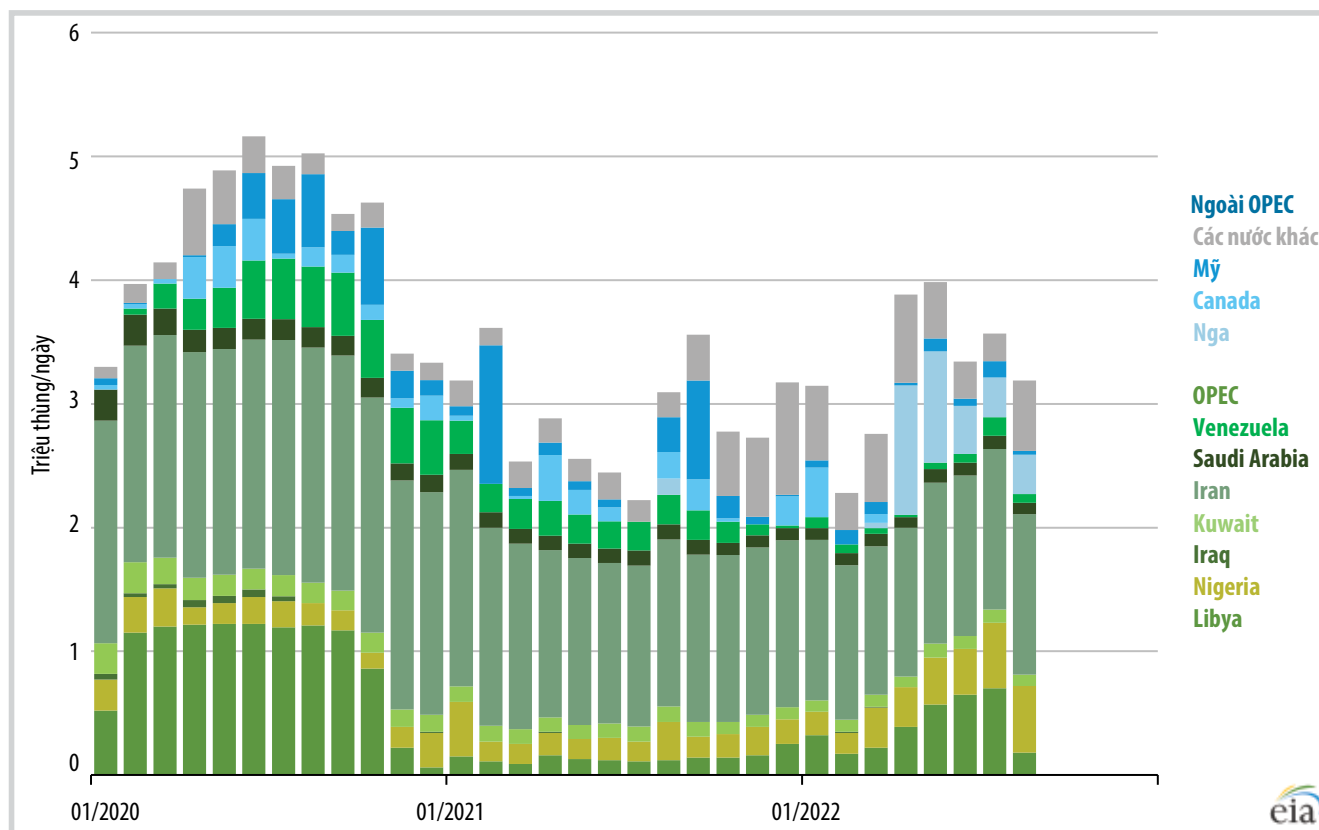
Đức, Pháp, Ý, Nhật Bản trong năm 2021 đã nhập khẩu 215 triệu tấn dầu mỏ từ Liên bang Nga. Liên bang Nga đang nỗ lực xuất khẩu dầu sang châu Á, đặc biệt là tại thị trường Ấn Độ và Trung Quốc.

Các quan chức cấp cao của Bộ Tài chính Mỹ nhận định Liên bang Nga phải lựa chọn bán dầu thô và các sản phẩm dầu mỏ dưới mức giá trần hoặc tăng chi phí cho các dịch vụ khác để bán trên mức giá trần. Các giải pháp thay thế sẽ tốn kém hơn vì các dịch vụ vận chuyển đường biển chủ yếu do các nước phương Tây kiểm soát [4].

Sản lượng khai thác của OPEC trong tháng 8/2022 tăng 690.000 thùng/ngày so với tháng 7/2022, lên 29,58 triệu thùng/ngày (đây là mức cao nhất kể từ tháng 4/2020). Các thành viên OPEC+ (dẫn đầu bởi Saudi Arabia, UAE) đã phát tín hiệu sẵn sàng cắt giảm sản lượng để giữ giá [6].

Ủy ban Kỹ thuật (JTC) OPEC+ đã hạ dự báo thặng dư nguồn cung toàn cầu năm 2022 từ 0,9 triệu thùng/ngày trong dự báo trước đó xuống mức 0,4 triệu thùng/ngày sau khi đánh giá lại

sản lượng thực tế của các thành viên trong cuối năm 2022 và 2023. Kịch bản cơ sở của OPEC+ cho thấy mức thâm hụt nguồn cung năm 2023 ở mức 0,3 triệu thùng/ngày và có thể lên tới 1,8 triệu thùng/ngày trong Quý IV/2023. Theo JTC, các quốc gia OPEC+ khó có khả năng tăng trưởng sản lượng (trừ Saudi Arabia, UAE và Kuwait) do không chú trọng đầu tư cho lĩnh vực thượng nguồn, đồng thời bị tác động bởi các lệnh trừng phạt của phương Tây đối với Iran, Venezuela và Liên bang Nga [7].



Hình 3. Ước tính mức thâm hụt nguồn cung nhiên liệu lỏng của OPEC và ngoài OPEC [1].

Bảng 2. Kế hoạch sản lượng của OPEC+ từ tháng 7 - 10/2022. Nguồn: OPEC

Đơn vị: Nghìn thùng/ngày

TT	Tháng		7	8	9	10
	Quốc gia					
1	Algieria		1.039	1.055	1.057	1.055
2	Angola		1.502	1.525	1.529	1.525
3	Congo		320	325	325	325
4	Guinea xích đạo		125	127	127	127
5	Gabon		183	186	187	186
6	Iraq		4.580	4.651	4.663	4.651
7	Kuwait		2.768	2.811	2.818	2.811
8	Nigeria		1.799	1.826	1.830	1.826
9	Saudi Arabia		10.833	11.004	11.030	11.004
10	UAE		3.127	3.179	3.186	3.179
11	Azerbaijan		706	717	718	717
12	Bahrain		202	205	205	205
13	Brunei		100	102	102	102
14	Kazakhstan		1.680	1.706	1.710	1.706
15	Malaysia		585	594	595	594
16	Mexico		1.753	1.753	1.753	1.753
17	Oman		868	881	883	881
18	Russia		10.833	11.004	11.030	11.004
19	Sudan		74	75	75	75
20	Nam Sudan		128	130	130	130
Tổng	OPEC		26.276	26.689	26.753	26.689
	Ngoài OPEC		16.930	17.165	17.202	17.165
	OPEC+		43.206	43.854	43.955	43.854



Theo kết quả khảo sát mới nhất của Platts do S&P Global Commodity Insights thực hiện có 18 thành viên OPEC+ sản xuất thấp hơn 2,8 triệu thùng/ngày so với kế hoạch tháng 7/2022 [8].

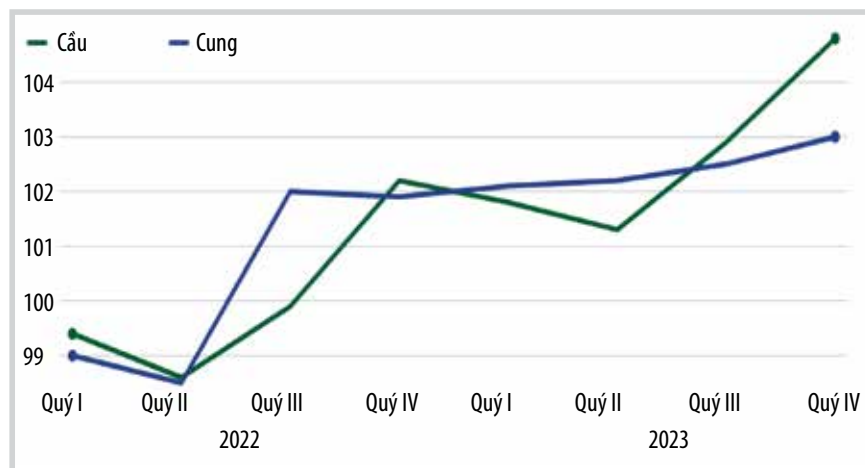
Trước những bất ổn gia tăng, OPEC+ trong cuộc họp ngày ngày 5/9/2022 thống nhất cần phải liên tục đánh giá

các điều kiện thị trường và sẵn sàng thực hiện điều chỉnh sản lượng ngay lập tức [8]. OPEC+ quyết định cắt giảm sản lượng 100.000 thùng/ngày trong tháng 10/2022, đưa hạn ngạch sản lượng trở lại như kế hoạch tháng 8/2022 (Bảng 2). Trong khi 13 thành viên của OPEC đặt mục tiêu sản lượng 26,689 triệu thùng/ngày,

Liên bang Nga và 8 đối tác khác (không bao gồm Mexico) cam kết sản xuất 15,414 triệu thùng/ngày, với mức trần tổng sản lượng của OPEC+ là 42,103 triệu thùng/ngày [8].

Tiến độ đàm phán thỏa thuận hạt nhân là “chìa khóa” để có thể đưa dầu thô Iran trở lại thị trường dầu thô toàn cầu. Theo thông tin từ doanh nghiệp theo dõi tàu Kpler, Iran đang có sẵn khoảng 93 triệu thùng dầu thô và condensate được chứa trên các tàu neo đậu ở vịnh Ba Tư, ngoài khơi Singapore và gần Trung Quốc. Trong khi đó, Vortexa ước tính con số này ở mức 60 - 70 triệu thùng, chưa tính sản lượng tại các bể chứa trên đất liền [9].

Saudi Arabia dự kiến đạt sản lượng 11 triệu thùng/ngày trong tháng 9/2022, mặc dù có khả năng đạt sản lượng 12,5 triệu thùng/ngày. Nhiều chuyên gia phân tích cho rằng việc duy trì sản lượng ở mức



Hình 4. Cân bằng cung - cầu thị trường dầu theo kịch bản cơ sở của OPEC+.

Nguồn: Shutterstock



cao trong thời gian dài sẽ khiến Saudi Arabia có nguy cơ ảnh hưởng đến các mỏ và cơ sở hạ tầng của nước này. UAE là thành viên duy nhất có công suất dự phòng đáng kể, với mức tăng khoảng 800.000 thùng/ngày so với sản lượng hiện tại. [8].

Hạnh Nguyên

Tài liệu tham khảo

[1] EIA, "Short-term energy outlook", 9/8/2022. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>.

[2] Ministry of Finance Japan, "G7 finance Ministers' statement on the united response to Russia's war of aggression against Ukraine", 2/9/2022. [Online]. Available: https://www.mof.go.jp/english/policy/international_policy/convention/g7/g7_20220902.pdf.

[3] Bloomberg, "G-7 backs Russian oil price-cap plan with key buyers yet to join", 2/9/2022. [Online]. Available: <https://www.bloomberg.com/news/>

articles/2022-09-02/g-7-set-to-back-plan-to-introduce-cap-on-price-of-russian-oil.

[4] David Lawder and Christian Kraemer, "G7 ministers forge ahead with Russian oil price cap, details thin", 3/9/2022. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/business/energy/g7-finance-chiefs-seen-advancing-russian-oil-price-cap-plan-2022-09-02/>.

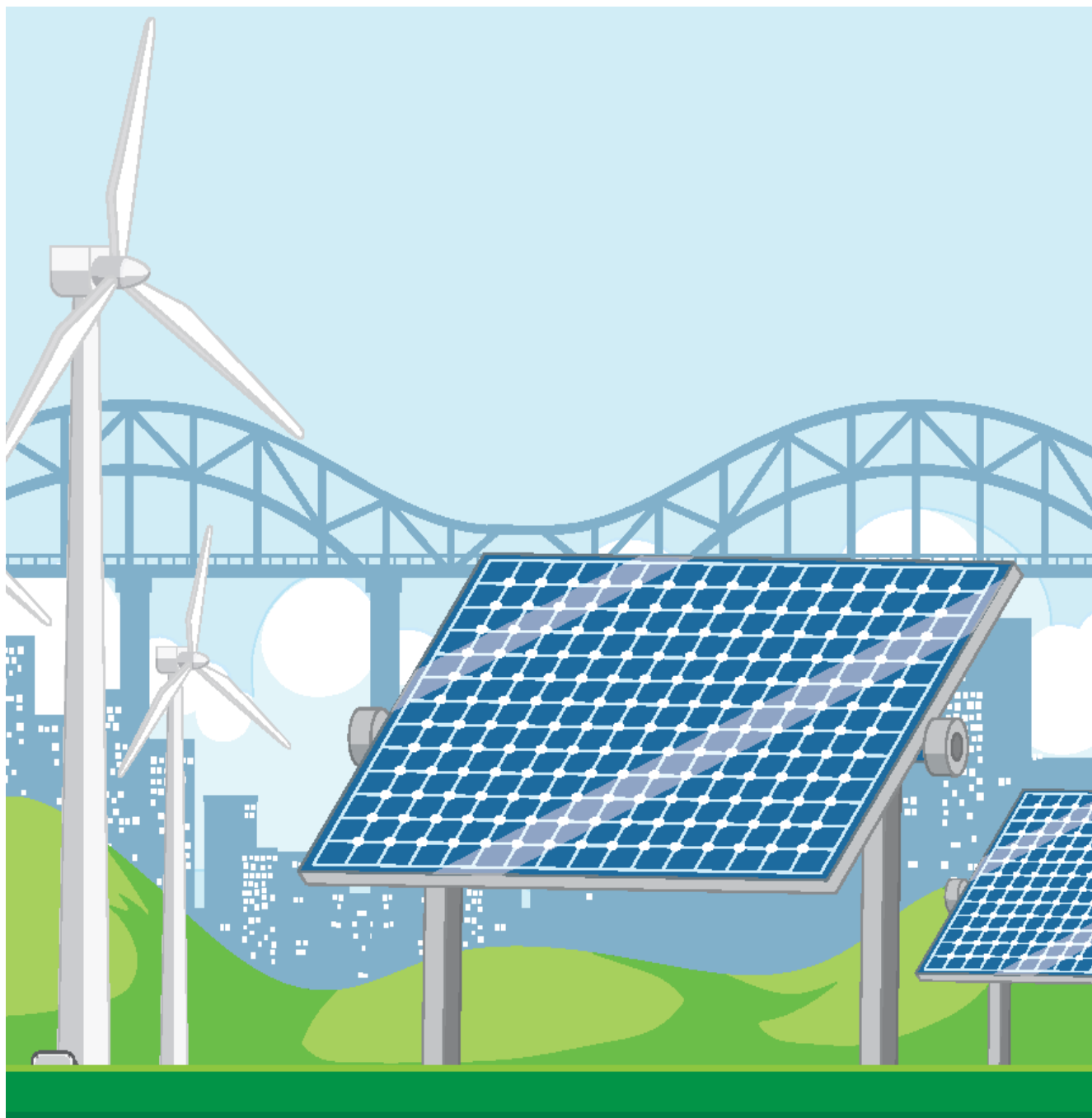
[5] Olesya Astakhova, "Russia supports OPEC+ deal extension, country's oil output may grow in 2022 - Novak", 1/9/2022. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/business/energy/russian-oil-output-may-grow-2022-deputy-pm-novak-2022-09-01/>.

[6] Reuters, "OPEC oil output rises by 690,000 bpd in August-survey", 31/8/2022. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/business/energy/opec-oil-output-rises-by-690000-bpd-august-survey-2022-08-31/>.

[7] Arathy Somasekhar, "Oil slides 3% as China lockdowns stoke demand fears", 31/8/2022. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/business/energy/oil-falls-greater-supply-lower-china-demand-2022-09-01/>.

[8] SP Global, "OPEC+ cuts oil production quotas by 100,000 b/d despite tight market", 5/9/2022. [Online]. Available: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/oil/090522-opec-cuts-oil-production-quotas-by-100000-bd-despite-tight-market>.

[9] Sharon Cho, "Iran may drain offshore oil cache if nuclear deal reached", 28/8/2022. [Online]. Available: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-08-28/iran-may-drain-offshore-crude-oil-cache-if-nuclear-deal-reached#xj4y7vzkg>.



TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG TỪ QUÁ TRÌNH SẢN XUẤT VÀ XỬ LÝ PIN NĂNG LƯỢNG MẶT TRỜI

Công suất lắp đặt điện mặt trời đang tăng nhanh trên toàn cầu, dự báo sẽ tăng lên 4.500 GW vào năm 2050 [1]. Nếu không được thu gom, xử lý đúng cách, các tấm pin mặt trời cuối vòng đời có thể trở thành nguồn chất thải nguy hại, gây ô nhiễm môi trường đất, nước do phát sinh kim loại nặng hoặc phát sinh khí thải độc hại có khả năng ảnh hưởng đến sức khỏe của con người. Bài báo phân tích tác động môi trường từ quá trình sản xuất và xử lý pin năng lượng mặt trời.



Công suất lắp đặt điện mặt trời trên toàn cầu tính đến cuối năm 2021 đạt trên 942 GW (riêng năm 2021 tăng 175 GW). Trong đó, quốc gia dẫn đầu về công suất lắp đặt điện mặt trời là Trung Quốc (308,5 GW), tiếp theo là Liên minh châu Âu (178,7 GW), Mỹ (123 GW) và Nhật Bản (78,2 GW) [2].

Theo Tập đoàn Điện lực Việt Nam, sản lượng điện sản xuất toàn hệ thống trong 7 tháng đầu năm 2022 đạt 158,02 tỷ kWh. Trong đó, năng lượng tái tạo (điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối) đạt 22,06 tỷ kWh, chiếm 14% tổng sản lượng điện sản xuất toàn hệ thống (điện mặt trời đạt 16,54 tỷ kWh, điện gió đạt 5,24 tỷ kWh) [3].

Các tấm pin năng lượng mặt trời có thành phần chính gồm: khung nhôm, kính cường lực, màng bảo vệ, pin, tấm nền, dây dẫn và hộp kết nối. Pin năng lượng mặt trời gồm 4 giai đoạn khác nhau: chế tạo

pin năng lượng mặt trời, vận chuyển đến nhà máy, sử dụng và thu hồi. Các tấm pin năng lượng mặt trời có tuổi thọ trung bình khoảng 30 năm, tùy thuộc vào địa điểm và môi trường khu vực triển khai dự án. Dự báo chất thải từ pin năng lượng mặt trời điện mặt trời trên toàn thế giới sẽ tăng lên hơn 80% (khoảng 78 triệu tấn) vào năm 2050 [1].

Do đó, việc xử lý các tấm pin năng lượng mặt trời sẽ trở thành vấn đề môi trường trong những thập kỷ tới. Pin năng lượng mặt trời thải bỏ nếu không được xử lý đúng cách có nguy cơ gây ô nhiễm môi trường đất, nước do phát sinh kim loại nặng hoặc khí thải độc hại và ảnh hưởng đến sức khỏe của con người.

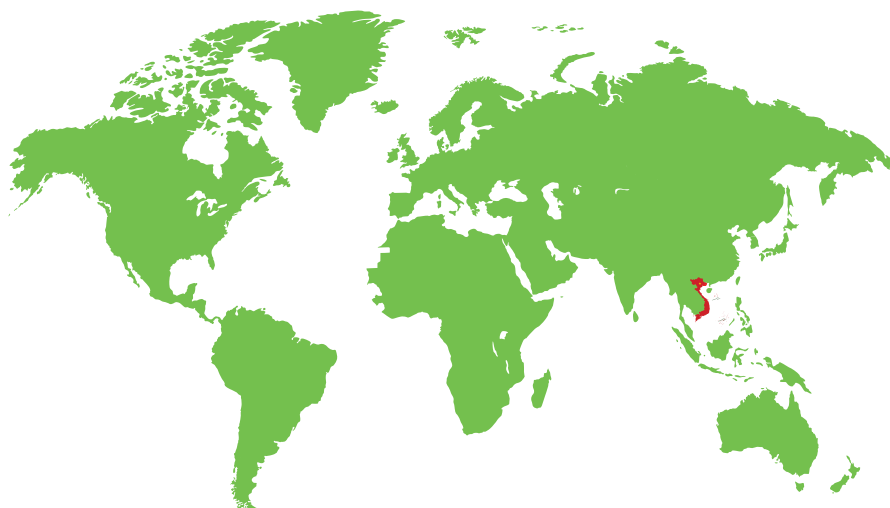
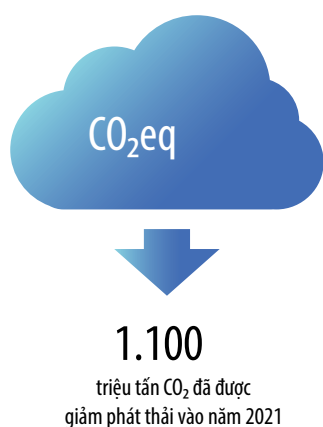
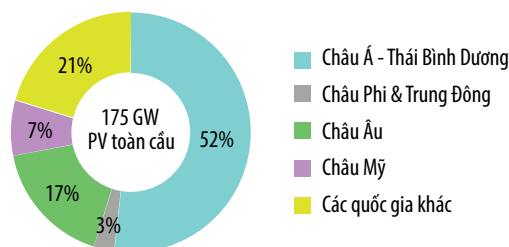
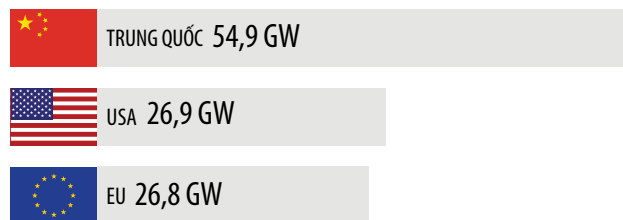
Tác động môi trường từ quá trình sản xuất tấm pin năng lượng mặt trời

Công nghệ sản xuất pin năng lượng mặt trời mới dựa trên màng silic mỏng

phát triển mạnh do chi phí rẻ hơn và hiệu quả hơn việc sử dụng vật liệu bán dẫn. Theo nghiên cứu của Allied Market Research, thị trường pin mặt trời màng mỏng có thể đạt 25,3 tỷ USD vào năm 2030, tốc độ tăng trưởng (CAGR) dự báo đạt 8,4%/năm từ năm 2021 đến năm 2030 [4].

Pin mặt trời màng mỏng (TFSC) còn được gọi là tế bào quang điện màng mỏng (TFPV), thường được tạo thành từ các lớp vật liệu bán dẫn mỏng, ví dụ cadmium hoặc kẽm sulfide, thủy tinh và vật liệu tiếp xúc. Các vật liệu được sử dụng trong thiết kế của TFSC gồm: silicon đa tinh thể, silicon vô định hình (a-Si) và hợp chất bán dẫn. Các hợp chất bán dẫn gồm: cadmium sulfide (CdS), cadmium telluride (CdTe), đồng sulfide (Cu₂S), đồng indium diselenide (CIS), đồng indium gallium diselenide (CIGS), đồng gallium diselenide (CGS), germanium

CÁC THỊ TRƯỜNG ĐIỆN MẶT TRỜI LỚN NHẤT THẾ GIỚI NĂM 2021

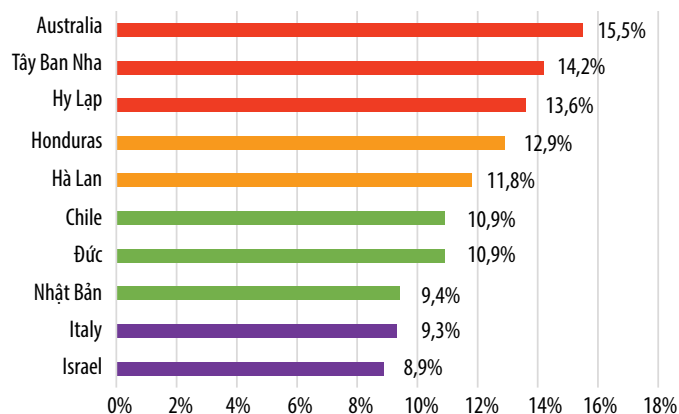


- 942 GW** điện mặt trời đã được lắp đặt trên toàn thế giới tính đến cuối năm 2021
- 20** quốc gia có công suất lắp đặt điện mặt trời tối thiểu 1 GW trong năm 2021
- 15** quốc gia có công suất lắp đặt tối thiểu 10 GW điện mặt trời tính đến cuối năm 2021

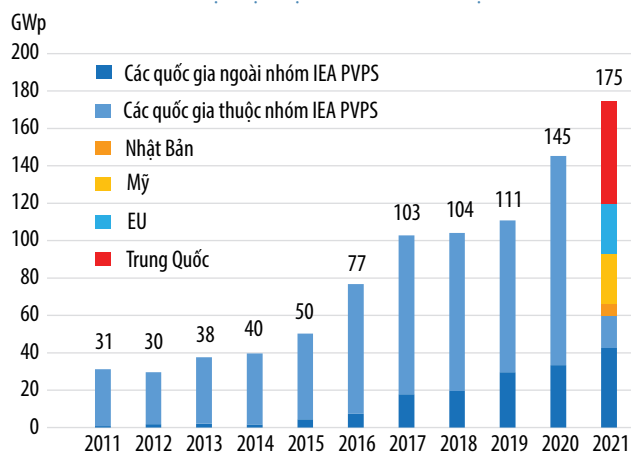
TOP 3 QUỐC GIA CÓ SẢN LƯỢNG ĐIỆN MẶT TRỜI BÌNH QUÂN (WATT/NGƯỜI) CAO NHẤT THẾ GIỚI NĂM 2021



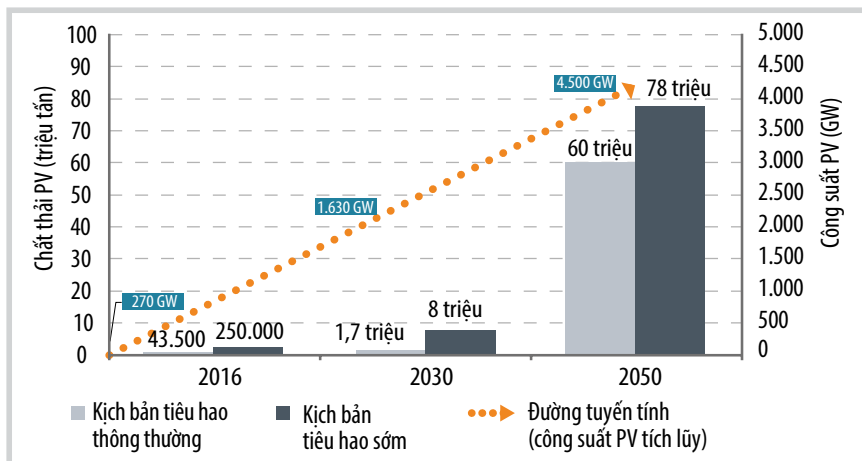
TOP 10 QUỐC GIA CÓ SẢN LƯỢNG ĐIỆN MẶT TRỜI CAO NHẤT THẾ GIỚI



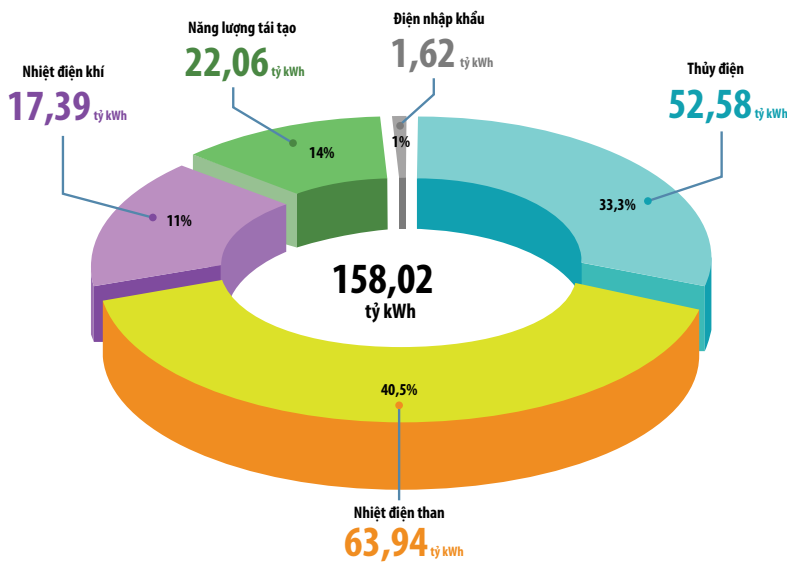
CÔNG SUẤT LẮP ĐẶT ĐIỆN MẶT TRỜI TRONG GIAI ĐOẠN 2011 - 2021



Hình 1. Công suất lắp đặt điện mặt trời trên toàn cầu tính đến cuối năm 2021 [2].



Hình 2. Dự báo chất thải từ tấm pin năng lượng mặt trời toàn cầu đến năm 2050 [1].



Hình 3. Cơ cấu nguồn điện 7 tháng đầu năm 2022 [3].

Bảng 1. Hóa chất và vật liệu sử dụng trong sản xuất màng mỏng pin năng lượng mặt trời [5]

CIS	CIGS	CZTS	GaAs	CdTe	Cu ₂ S	a-Si
Cadimium	Cadimium	Cadimium	Arsenic	Cadmium chloride	Ammonium chloride	Acetone
Copper	Copper	Copper	Arsine	Cadmium	Ammonium fluoroborate	Aluminum
Hydride gas	Gallium	Hydrogen sulfide	Gallium	Molybdenum	Cadmium sulfide	Chloro-silanes
Hydrogen sulfide	Indium	Hydrogen selenide	Hydrochloric acid	Nickel	Chromate coating	Diborane
Hydrogen selenide	Molybdenum	Molybdenum	Methane	Sulfur	Copper	Hydrochloric acid
Indium	Seledium	Seledium	Phosphine	Tellurium	Cuprous chloride	Hydrofluoric acid
Molybdenum	Zinc	Thiourea	Trichloroethylene	Thiourea	Gold	Hydrogen
Selenium		Tin	Triethyl gallium	Tin	Hydrochloric acid	Isopropanol
Zinc		Zinc	Trimethyl gallium		Hydrogen sulfide	Nitrogen
					Methanol	Phosphine
					Nickel	Phosphoric acid
					Nitrogen	Silane
					Polyvinyl butyral	Silicon tetrafluoride
					Silicon monoxide	Silicon
					Sodium chloride	Sodium hydroxide
					Tantalum pentoxide	Tin
					Zinc	
					Zinc fluoroborate	

(Ge) và gallium arsenide (GaAs). Các hợp chất bán dẫn khác như đồng kẽm thiếc sulfide (CZTS), đồng kẽm thiếc selenide (CZTSe).

Để sản xuất thiết bị pin năng lượng mặt trời màng mỏng, các loại hóa chất và vật liệu cần sử dụng sẽ phụ thuộc vào loại công nghệ và loại tế bào (cell) được sản xuất. Bảng 1 là các loại hóa chất và vật liệu được sử dụng trong sản xuất TFSC và module [5].

Nhiều vật liệu nguy hiểm như chất gây nổ và khí độc có liên quan đến quy trình sản xuất tế bào và module màng mỏng tấm pin mặt trời. Bảng 2 là một số loại vật liệu, hóa chất, tính chất, được phân loại là nguy hiểm theo Sở Giao thông Vận tải (DOT) Mỹ.

Đến nay, có thể một số hóa chất này không còn được sử dụng để sản xuất thiết bị quang điện (PV - photovoltaic) do các quá trình chế tạo liên tục thay đổi và phát triển [6]. Acid và dung môi mỗi loại chiếm khoảng 1/3 trong tổng số chất thải theo trọng lượng (khoảng 7.000 tấn) [7]. Khoảng 35% chất thải bán dẫn được xử lý dưới dạng dung dịch acid pha loãng đến

Bảng 2. Hóa chất trong quá trình sản xuất tế bào và module tấm pin mặt trời [5]

Vật liệu	Nguồn	Phân loại DOT	Các mối nguy
Arsenic	GaAs	Gây độc	Ung thư, phổi
Arsine	GaAs	Khí gas độc	Máu, thận
Cadmium	CdTe, CdS, CdCl ₂	Gây độc	Ung thư, thận, xương
Diborane	a-Si	Khí gây cháy	Phổi
Diethyl silane	a-Si	Chất lỏng dễ cháy	
Dimethyl zinc		Cháy tự phát	
Hydrochloric acid	a-Si, GaAs, Cu ₂ S/CdS	Vật liệu ăn mòn	
Hydrofluoric acid	a-Si	Vật liệu ăn mòn	
Hydrogen selenide	CIS	Khí độc	Chất dị ứng
Hydrogen sulfide	CIS, Cu ₂ S/CdS	Khí gây cháy	Gây dị ứng, gây cháy
Molybdenum hexafluoride		Khí độc và ăn mòn	
Phosphine	a-Si	Khí độc và ăn mòn	Dị ứng, gây cháy
Selenium	CIS, CZTS	Gây độc	Gây dị ứng
Silane	a-Si	Khí độc	Gây dị ứng, cháy, nổ
Tellurium	CdTe	Không phân loại	Gây tím tái, gan
Trimethyl gallium	GaAs	Khí độc	

Bảng 3. Lượng CO₂ phát thải cho từng công nghệ sản xuất pin mặt trời [10]

Thành phần	Quy mô sản xuất	Hiệu quả (%)	CO ₂ phát thải (nghìn tấn/GWyr)
Crystalline-Si	Nhỏ	12	400
	Lớn	16	150
Multicrystalline-Si	Nhỏ	10	400
	Lớn	15	100
Thin film Si	Nhỏ	10	130
	Lớn	15	50
Thin film polycrystalline materials	Nhỏ	10	100
	Lớn	14	40

các nhà máy xử lý nước thải và 37% được đưa đến các nhà thầu phụ xử lý. Khoảng 27% tổng số chất thải được thải vào không khí, khoảng 0,8% tổng lượng chất thải được thải trực tiếp và 0,015% đến các bãi chôn lấp [7].

Chất thải từ vật liệu bán dẫn sử dụng trong công nghiệp sản xuất màng mỏng tấm pin năng lượng mặt trời không đáng kể. Nhưng nếu không được xử lý đúng quy định, các thành phần có trong tấm pin năng lượng mặt trời sẽ không thể phân hủy dẫn đến ảnh hưởng đến môi trường (đất, nguồn nước) và hệ sinh thái cây trồng. Lượng dung môi thải trong quá trình sản xuất chứa thành phần nguy hại (như ion kim loại nặng, hàm lượng acid

dur...) gây ô nhiễm nguồn nước sinh hoạt, nguy hại đến sức khỏe về lâu dài.

Tác động môi trường từ quá trình xử lý chất thải từ pin năng lượng mặt trời

Công nghệ xử lý tấm pin năng lượng mặt trời rất phức tạp, bởi trong tế bào quang điện có chứa kim loại nặng. Quá trình tái chế cần phải được theo dõi và giám sát chặt chẽ ngay từ việc tháo gỡ thủ công các khung nhôm. Sau đó, tách các lớp vật liệu, tế bào và module của tấm pin năng lượng mặt trời và dỡ bỏ tế bào quang điện. Khi dỡ bỏ tế bào quang điện phải sử dụng phương pháp hóa học và acid nitric, dung môi hữu cơ... để hòa tan, hoặc sử dụng phương pháp nhiệt phân.

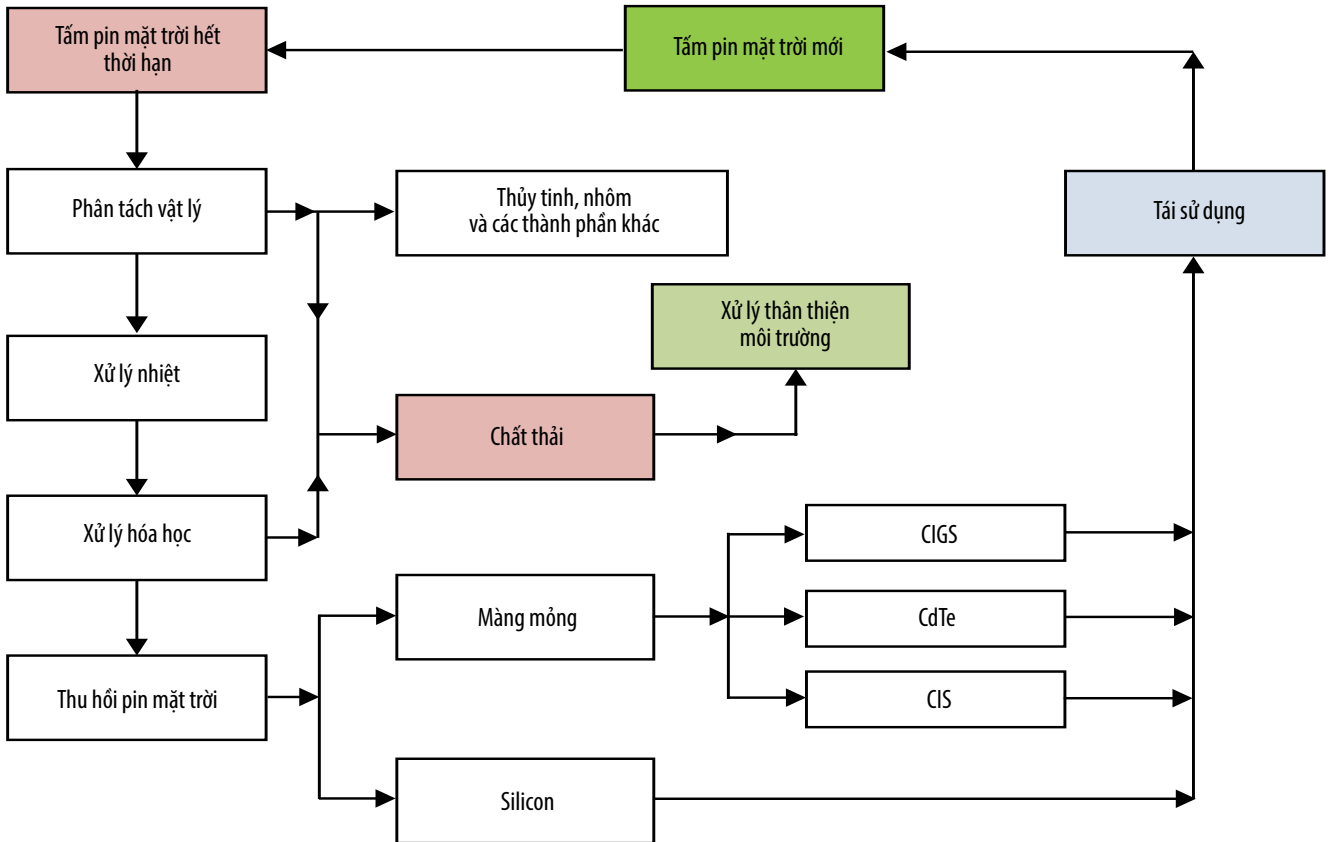
Hình 2 giới thiệu công nghệ xử lý, tái chế phế thải pin mặt trời đang được nghiên cứu, phát triển trên thế giới hiện nay [8]. Theo đó, công nghệ xử lý, tái chế các tấm pin mặt trời phế thải là công nghệ tổng hợp, kết hợp các công nghệ vật lý, công nghệ nhiệt và công nghệ hóa học.

Biện pháp xử lý các tấm pin mặt trời hư hỏng/hết hạn hiện nay là tách các thành phần vật liệu cấu tạo nên các tấm panel (kính, cell, kim loại, plastic/polymer) để tái sử dụng, như tái chế các tấm thủy tinh, các cell thì được xử lý hóa học để tái sử dụng sản xuất các cell cho các tấm pin mới có hiệu suất/hiệu quả cao hơn [9].

Trên thực tế, Việt Nam chưa có các

Bảng 4. Các khí thải khác từ vòng đời của pin mặt trời [10]

	Phát thải (kg/kWp)	Phát thải (g/MWh)
SO ₂	1,9	104
NO _x	1,8	99
Các vi hạt	0,11	6,1
CO ₂	971.000	53.300
CH ₄	1,6	88
N ₂ O	0,0031	0,2



Hình 4. Công nghệ xử lý, tái chế phế thải pin mặt trời [8].

ngiên cứu, ứng dụng công nghệ xử lý cũng như chính sách về phế thải điện mặt trời. Đối với chất thải là tấm pin năng lượng mặt trời hết hạn, hiện vẫn chưa được các cơ quan có thẩm quyền ban hành hướng dẫn cụ thể về việc phân loại vào dạng chất thải nguy hại hay chất thải rắn thông thường. Hiện tại, việc tái chế các tấm pin mặt trời gặp khó khăn lớn là chưa có đủ địa điểm, nhà máy để tái chế các tấm pin mặt trời cũ. Nếu không được xử lý tốt sẽ tích tụ khối lượng lớn chất thải gây ảnh hưởng đến môi trường và con người.

Năng lượng sử dụng để sản xuất tấm

pin năng lượng mặt trời và các thành phần khác của hệ thống điện năng lượng mặt trời có nguồn gốc từ hỗn hợp nhiên liệu hóa thạch, do đó có phát thải khí nhà kính và khí acid. Lượng khí CO₂ phát sinh ước tính cho các công nghệ khác nhau để sản xuất tế bào và module của tấm pin mặt trời như Bảng 3 [10].

Ngoài ra, trong thành phần chất gây ô nhiễm không khí còn có các khí thải khác SO₂, NO_x, các vi hạt, CH₄, N₂O như Bảng 4.

Như bất kỳ cơ sở công nghiệp quy mô lớn nào, xây dựng các nhà máy điện năng lượng mặt trời có thể gây ra các mối nguy

đối với chất lượng không khí, làm ô nhiễm các hồ chứa nước có thể là nguồn nước sử dụng cho sinh hoạt, lâu dài ảnh hưởng đến chất lượng cuộc sống. Vận hành hệ thống pin mặt trời không tạo ra tiếng ồn nhưng trong giai đoạn xây dựng sẽ có ảnh hưởng tiếng ồn như ở hoạt động xây dựng khác [8].

Việc thu gom, tái chế các tấm pin mặt trời phế thải sẽ góp phần tiết kiệm tài nguyên và tăng hiệu quả kinh tế do khoảng 80% vật liệu từ tấm pin mặt trời có thể thu hồi và tái sử dụng.

Song song với việc phát triển các giải

pháp kỹ thuật xử lý pin năng lượng mặt trời thải bỏ phù hợp với điều kiện thực tế của các nhà máy xử lý chất thải tại Việt Nam, các cơ quan có thẩm quyền cần sớm ban hành các quy định cụ thể về công tác quản lý, xử lý chất thải rắn và nguy hại từ quá trình sản xuất, vận hành hệ thống pin năng lượng mặt trời cũng như có hướng dẫn kỹ thuật về xử lý, tái chế tấm pin năng lượng mặt trời thải.

Đỗ Thị Quỳnh Trang, Đặng Anh Tuấn

Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông

Tài liệu tham khảo

- [1] International Renewable Energy Agency (IRENA), "End-of-life management: Solar photovoltaic panels". [Online]: Available: <https://www.irena.org/publications/2016/Jun/End-of-life-management-Solar-Photovoltaic-Panels>.
- [2] IEA, "Snapshot of global PV markets 2022". [Online]: Available: <https://iea-pvps.org/snapshot-reports/snapshot-2022/>.
- [3] Tập đoàn Điện lực Việt Nam, "Tình hình hoạt động tháng 7 và mục tiêu, nhiệm vụ công tác tháng 8/2022 của EVN". www.evn.com.vn.
- [4] Allied Market Research, "Thin-film solar cell market outlook - 2030". [Online]: Available: <https://www.alliedmarketresearch.com/thin-film-solar-cell-market>.
- [5] Hervé Joël Tchognia Nkuissi, Fransisco Kouadio Konan, Bouchaib Hartiti, and Jean-Marie Ndjaka, "Toxic materials used in thin film photovoltaics and their impacts on environment", in *Reliability and Ecological Aspects of Photovoltaic Modules*. IntechOpen, 2020. DOI: 10.5772/intechopen.88326.
- [6] K. Summers and J. Radde, "Potential health and environmental impacts associated with the manufacture and use of photovoltaic cells". EPRI and California Energy Commission, 2003.
- [7] David G. Gilles and Raymond C. Loehr, "Waste generation and minimization in semiconductor industry", *Journal of Environmental Engineering*, Vol. 120, No. 1, 1994.
- [8] Marina Monteiro Lunardi, Juan Pablo Alvarez-Gaitan, José I. Bilbao, and Richard Corkish, "A review of recycling processes for photovoltaic modules", in *Solar Panels and Photovoltaic Materials*. IntechOpen, 2018. DOI: 10.5772/intechopen.74390.
- [9] Nguyễn Lê Mỹ Nhân, Lương Kim Ngân, Phạm Thị Lê Na, và Trần Phi Hùng, "Đánh giá tác động môi trường và nguy cơ xảy ra sự cố trong quá trình xây dựng, vận hành các dự án điện mặt trời", *Tạp chí Dầu khí*, Số 9, trang 33 - 38, 2021. DOI: 10.47800/PVJ.2021.09-04.
- [10] Institute for Prospective Technological Studies (IPTS), "The environmental impact of photovoltaic technology", 1998.

GIẢI PHÁP TỐI ĐA CÔNG SUẤT CỤM PHÂN XỬNG NAPHTHA ĐỂ TĂNG KHẢ NĂNG SẢN XUẤT XĂNG VÀ TĂNG TÍNH LINH ĐỘNG CHẾ BIẾN CÁC LOẠI DẦU THÔ NHẬP NGOẠI TẠI NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT

Trong cấu hình công nghệ của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Cụm phân xửng naphtha gồm: Phân xửng xử lý naphtha bằng hydrogen (NHT) với công suất thiết kế 23.500 thùng/ngày (tương đương 156 m³/giờ), Phân xửng ISOM với công suất thiết kế 6.500 thùng/ngày (tương đương 43 m³/giờ) và Phân xửng reforming xúc tác (CCR) với công suất thiết kế 21.100 thùng/ngày (tương đương 140 m³/giờ). Cụm phân xửng này có nhiệm vụ xử lý và chuyển hóa phân đoạn naphtha từ Phân xửng chưng cất khí quyển (CDU) thành sản phẩm xăng reformate và isomate có RON cao để phối trộn xăng thương phẩm Mogas 92 và Mogas 95, đồng thời cung cấp hydrogen cho toàn bộ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Với cấu hình hiện tại của Cụm phân xửng naphtha, khi Phân xửng NHT vận hành ở 100% công suất thiết kế (156 m³/giờ) thì cân bằng nguyên liệu cấp cho Phân xửng CCR khoảng 80 - 85% công suất thiết kế và Phân xửng ISOM khoảng 90 - 100% công suất thiết kế. Sự mất cân bằng công suất thiết kế giữa các phân xửng dẫn đến công suất chung của Cụm phân xửng naphtha bị hạn chế, chưa khai thác hết công suất dư của Phân xửng ISOM và CCR.

Do sản lượng dầu thô Bạch Hổ ngày càng giảm, BSR đã tìm kiếm thử nghiệm các loại dầu thô mới, song các loại dầu nhập khẩu đều có thành phần naphtha cao hơn so với dầu thô Bạch Hổ. Công suất thiết kế ban đầu của Cụm phân xửng naphtha bị hạn chế khi xử lý lượng naphtha cao trong các nguồn dầu thô mới nên làm giảm tính linh động trong việc lựa chọn/chế biến các loại dầu thô mới cả về số lượng dầu thô mới và tỷ lệ chế biến,



Hình 1. Mô hình 3D Cụm phân xửng naphtha của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất



đồng thời làm hạn chế khả năng tăng công suất của Phân xưởng CDU.

Nhằm khắc phục tình trạng trên, Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã đề xuất giải pháp tối đa công suất cụm phân xưởng naphtha để tăng khả năng sản xuất xăng và tăng tính linh động chế biến các loại dầu thô nhập ngoại tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Nhóm tác giả đã nghiên cứu nguồn nguyên liệu cung cấp, đánh giá chất lượng nguyên liệu và sản phẩm của Cụm phân xưởng naphtha; đánh giá khả năng tăng công suất của các phân xưởng NHT-CCR-ISOM, từ đó đề xuất các giải pháp cải tiến.

- Nghiên cứu các giải pháp thay đổi chế độ vận hành, thông số vận hành để nâng cao công suất;

- Xác định và thực hiện các giải pháp cải hoán để khắc phục các hạn chế về mặt thủy lực của thiết bị, công nghệ;

- Đánh giá, lựa chọn loại xúc tác mới phù hợp cho việc tăng công suất để xem xét thay thế xúc tác cũ sau hơn 10 năm sử dụng.

Nhóm tác giả đã đánh giá HAZOP, lập hồ sơ MOC, thảo luận với các chuyên gia của UOP và bảo hiểm quốc tế trước khi thống nhất triển khai thử nghiệm/áp dụng giải pháp kỹ thuật tăng công suất Cụm phân xưởng naphtha.

Kết quả đã giúp tăng công suất vận hành các phân xưởng NHT-CCR-ISOM đến 135% công suất thiết kế, giúp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất tăng sản lượng sản xuất xăng và tăng độ linh động trong chế

biến các loại dầu thô nhập ngoại thường có phân đoạn naphtha cao. Đồng thời, giải pháp cũng giúp BSR nhận diện được điểm hạn chế kỹ thuật của Cụm phân xưởng naphtha, tạo điều kiện cho việc cải hoán và nâng cấp mở rộng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất trong tương lai.

Việc tăng khả năng vận hành của Cụm phân xưởng naphtha đã tạo điều kiện thuận lợi để BSR có thể chế biến các loại nguyên liệu thay thế dầu thô Bạch Hổ, gia tăng cơ hội chế biến và thử nghiệm dầu thô nhập khẩu có phân đoạn xăng naphtha cao. Giải pháp đã được công nhận sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, giúp BSR nâng cao hiệu quả kinh tế, với số tiền làm lợi ước tính hơn 15 triệu USD/năm.

Đình Văn Nhân (gợi thiệu)



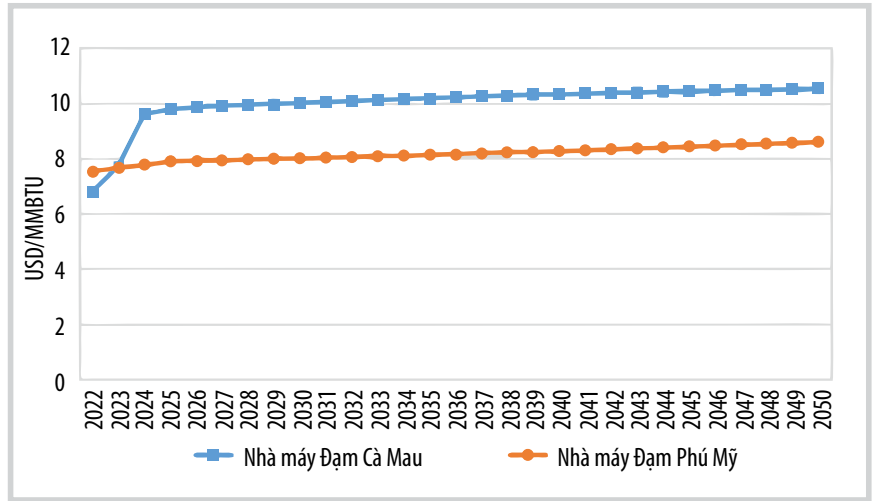
Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

NGHIÊN CỨU TỐI ƯU CHUYỂN ĐỔI NGUYÊN LIỆU VÀ SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG CHO CÁC NHÀ MÁY ĐẠM

Chi phí nguyên nhiên liệu khí thiên nhiên đầu vào là nguồn chi phí trực tiếp chiếm tỷ trọng lớn trong cơ cấu giá thành sản phẩm của các nhà máy đạm có phần vốn góp của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Trước yêu cầu tìm kiếm nguồn nguyên liệu thay thế khi nguồn cung khí trong nước suy giảm và giá khí cấp bù tăng, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã thực hiện “Nghiên cứu tối ưu chuyển đổi nguyên liệu và sử dụng năng lượng cho các nhà máy đạm có phần vốn góp của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam”.

Trên cơ sở kết quả nhiệm vụ “Nghiên cứu các giải pháp kỹ thuật công nghệ nhằm nâng cao năng lực cạnh tranh của các nhà máy sản xuất đạm của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam”, VPI đã đánh giá (thị trường các nguyên liệu thay thế, thị trường khí nội địa và LNG, dự kiến nguồn và giá khí...), dự báo các chi phí (giá thành sản xuất urea và NH₃) và xác định phương án mới, lập báo cáo nghiên cứu tiền khả thi cho các phương án khả thi (đối với các phương án có liên quan đầu tư), đánh giá từng phương án được lựa chọn tác động đến sản xuất kinh doanh cũng như đưa ra các phân tích đảm bảo Nhà máy Đạm Phú Mỹ và Nhà máy Đạm Cà Mau có thể tồn tại trước tình hình nguồn cung khí giảm, không ổn định và giá khí cao.

- Xác định được các giải pháp cấp bách cho nhà máy đạm trong giai đoạn 1, cụ thể là phương án hợp tác sản xuất hơi nước/điện hơi từ bên ngoài. Giải pháp này sẽ giúp Nhà máy Đạm Cà Mau tiết kiệm chi phí trung bình 72,9 tỷ đồng/năm trong giai đoạn 2024 - 2043. Đối với Nhà máy Đạm Phú Mỹ, chi phí tăng lên khoảng 11 tỷ đồng nên cần đàm phán với đối tác để chia sẻ lợi nhuận và giảm giá thành sản xuất, giúp phương án này có tính khả thi hơn.



Hình 1. Dự báo giá khí hòa vốn tại các nhà máy đạm



- Phương án cải hoán xường NH_3 và mua hơi bên ngoài đã được nghiên cứu chi tiết (gồm cả thiết kế sơ bộ). Kết quả đánh giá cho thấy khả năng áp dụng giải pháp này tại Nhà máy Đạm Cà Mau là khả thi, nên được triển khai các bước tiếp theo.

- Các phương án sử dụng nguồn hơi từ bên ngoài sẽ giảm việc tiêu thụ lượng khí tự nhiên nhưng đồng thời cũng làm gia tăng lượng phát thải CO_2 . Do đó, giải pháp này chỉ phù hợp trong giai đoạn ngắn hạn/trung hạn và về lâu dài cần có phương án thu hồi CO_2 và tiến tới giải pháp sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo.

Đặc biệt, VPI đã thực hiện các đánh giá về kỹ thuật và kinh tế khả năng tích hợp hydrogen xanh vào các nhà máy

đạm mà không cần cải hoán/nâng cấp hệ thống hiện hữu. Hydrogen xanh có thể sử dụng ở các nhà máy đạm với tỷ lệ khoảng 10 - 16% theo nhiệt trị nhưng với chi phí về giá điện và hydrogen xanh còn cao nên các phương án đều không có hiệu quả. Các phương án này chỉ nên xem xét triển khai sau năm 2030 và khi có điều kiện thuận lợi về giá điện năng lượng tái tạo hoặc giá hydrogen xanh mua ngoài.

Đánh giá về thị trường, công nghệ sản xuất và hiệu quả kinh tế sơ bộ của sản phẩm mới tiềm năng có thể được sản xuất trong kế hoạch dài hạn của nhà máy đạm khi có nguồn nguyên liệu hydrogen xanh, gồm: methanol và các dẫn xuất (formaldehyde, DME) và oxy già. Kết quả

đánh giá sơ bộ của VPI cho thấy:

- Sản xuất methanol xanh rất kém hiệu quả khi chi phí mua điện tái tạo đã cao hơn doanh thu sản phẩm methanol và sản phẩm phụ oxy. Triển khai sản xuất methanol xanh (từ năm 2036) sẽ không khả thi trừ khi giá sản phẩm tăng rất mạnh, lên khoảng 168% so với dự báo giá của methanol trong tương lai.

- Sử dụng hydrogen xanh để thay thế hydrogen xám làm nguyên liệu sản xuất oxy già tại Nhà máy Đạm Phú Mỹ không hiệu quả, làm giảm IRR của dự án từ 14,7% xuống 13,6%. Việc thay thế chỉ nên xem xét từ năm 2040 khi giá hydrogen xanh dự báo thấp hơn giá hydrogen xám được sản xuất tại Nhà máy Đạm Phú Mỹ.

Một số cơ chế, giải pháp sơ bộ về quản trị, quản lý, về phát triển thị trường mục tiêu, về kết nối chuỗi để nâng cao hiệu quả hoạt đã được VPI nghiên cứu sơ bộ và đề xuất, trong đó ưu tiên cơ chế vận hành theo thị trường. Đối với các dự án dự kiến đầu tư mới, các cơ chế, chính sách sau cần được xem xét:

- Cần xem xét triển khai các bước tiếp theo để đưa phương án hợp tác sản xuất hơi HP, phương án cải hoán xường NH_3 và hợp tác sản xuất hơi tại Nhà máy Đạm Cà Mau trong đó có việc đàm phán chia sẻ lợi nhuận và hỗ trợ nhà đầu tư trong giai đoạn đầu của dự án sản xuất hơi nước;

- Để việc sản xuất/mua hydrogen xanh tích hợp vào Nhà máy Đạm Cà Mau/ Nhà máy Đạm Phú Mỹ có hiệu quả cần có các cơ chế chính sách đặc thù nhằm giảm chi phí đầu vào (nguồn điện năng lượng tái tạo, hydrogen xanh) như: chính sách trợ giá trong giai đoạn đầu; áp dụng thuế carbon từ năm 2030 trở đi; xây dựng chiến lược và quy hoạch riêng về phát triển chuỗi giá trị hydrogen xanh tại Việt Nam, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các nhà máy đạm nên xem xét tham gia vào chuỗi phát triển sản xuất hydrogen xanh.

Lê Dương Hải (giới thiệu)



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo