

Dầu Khí



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

SỐ 1 - 2022

ISSN 2615-9902

Xuân Nhâm Dần
2022





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Xuân Huyền

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Vũ Đào Minh

ThS. Trần Thái Ninh

ThS. Dương Mạnh Sơn

ThS. Lê Ngọc Sơn

PGS.TS. Lê Văn Sỹ

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

ThS. Phạm Xuân Trường

TS. Trần Quốc Việt

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

THIẾT KẾ

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

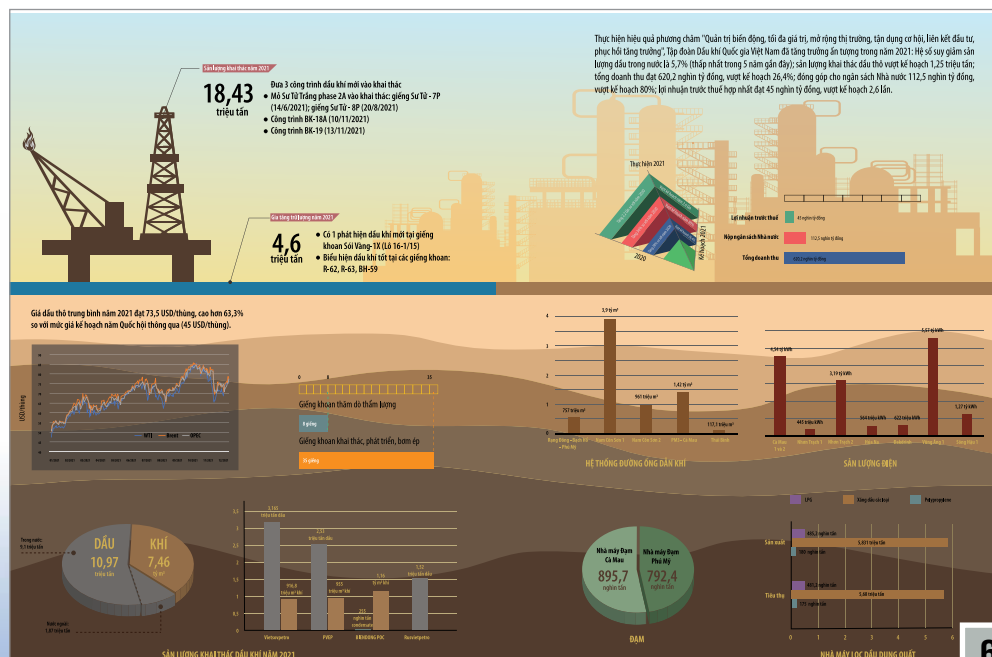
Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

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

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

Ảnh bìa: Giàn xử lý trung tâm Sao Vàng. Ảnh: Hiền Anh



NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

36. Nghiên cứu kỹ thuật nghịch đảo vận tốc (tomography) theo thời gian truyền

49. Hoàn thiện công nghệ chế tạo hệ hóa phẩm nâng cao hệ số thu hồi dầu quy mô pilot áp dụng thử nghiệm công nghiệp cho đối tượng đại diện thuộc trầm tích Miocene mở Bạch Hổ, bể Cửu Long



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

56. Quản lý nhà nước về dầu khí: Thực tiễn và một số vấn đề đặt ra



AN TOÀN - MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

63. Chiến lược thích ứng với biến đổi khí hậu của các tập đoàn dầu khí và đề xuất một số định hướng với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



DẦU KHÍ THẾ GIỚI

70. Dự báo thị trường dầu thô thế giới trong năm 2022

TIÊU ĐIỂM

Petrovietnam kết nối nguồn lực, phát triển bền vững12

Vietsovpetro khai thác trên 2,9 triệu tấn dầu trong năm 202216

PVEP tận thăm dò tại các dự án đang khai thác18

BIENDONG POC chuẩn bị kế hoạch khoan đơn dày20

PV GAS tập trung đầu tư phát triển kết cấu hạ tầng khí22

PV Power tiềm năng tăng trưởng dài hạn từ điện khí LNG24

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất:
Tối ưu cơ cấu sản phẩm theo nhu cầu thị trường26

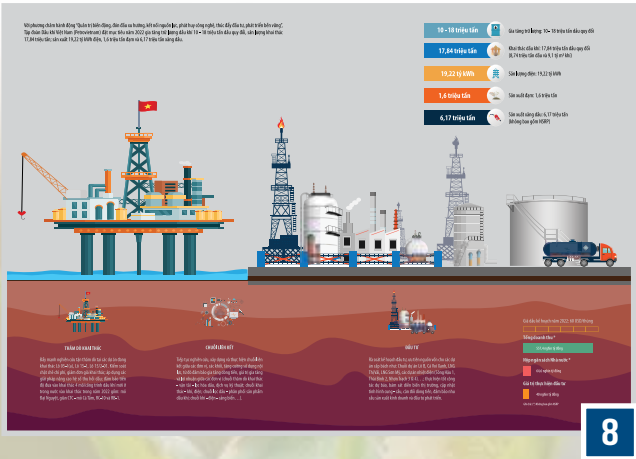
PVOIL triển khai hiệu quả các chuỗi liên kết giá trị28

PVFCCo tập trung xây dựng chiến lược phát triển dài hạn30

PVCFC thích ứng linh hoạt, đổi mới sáng tạo32

VPI cạnh tranh về công nghệ, tri thức và nguồn nhân lực34

CONTENTS



FOCUS

- 12. Petrovietnam optimises resources for sustainable development
- 16. Vietsovpetro to produce over 2.9 million tons of oil in 2022
- 18. PVEP to carry out additional exploration activities in producing projects
- 20. BienDong POC prepares infill drilling plan
- 22. PV GAS focuses on investing in gas infrastructure development
- 24. PV Power has long-term growth potential from LNG gas power
- 26. Dung Quat Refinery optimises product structure to meet market demand
- 28. PVOIL effectively deploys value chains
- 30. PVFCCo concentrates on building a long-term development strategy
- 32. PVCFC to move forward with flexibility and innovativeness
- 34. VPI to enhance its competitiveness in technology, knowledge and human resources

RESEARCH AND DEVELOPMENT

- 36. Some results of seismic travel-time reflection tomography study
- 49. Technology improvement to create EOR chemical system at pilot scale and trial industrial application for Miocene reservoirs in Bach Ho field, Cuu Long basin
- 56. Public management of petroleum: Practices and issues
- 63. Climate strategies of oil and gas corporations and some recommendations for Petrovietnam
- 70. Forecast of global crude oil market in 2022

Mừng Xuân Nhâm Dần

Năm Tân Sửu đi qua với nhiều cảm xúc đan xen giữa thành công - thất bại, được - mất, biến động liên tục theo tình hình dịch bệnh, thị trường... Tuy nhiên với bản lĩnh vững vàng, giải pháp kịp thời, đồng bộ, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã đạt được thành công mang tính lịch sử thông qua các con số biết nói: Hệ số suy giảm sản lượng dầu trong nước là 5,7% (thấp nhất trong 5 năm gần đây); sản lượng khai thác dầu thô vượt kế hoạch 1,25 triệu tấn; tổng doanh thu đạt 620,2 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 26,4%); đóng góp cho ngân sách Nhà nước 112,5 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 80%; lợi nhuận trước thuế hợp nhất đạt 45 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 2,6 lần.

Trong năm 2022, những khó khăn thách thức vẫn còn đó như thị trường biến động mạnh, xu hướng chuyển dịch năng lượng nhanh hơn dự báo, dịch bệnh tiếp tục diễn biến phức tạp với sự xuất hiện của các biến chủng mới. Tiềm năng dầu khí chưa phát hiện tập trung chủ yếu ở khu vực nước sâu, xa bờ, điều kiện triển khai gặp nhiều khó khăn, cần vốn đầu tư lớn, tiềm ẩn rủi ro cao. Cơ chế chính sách liên quan đến hoạt động dầu khí còn nhiều bất cập, vẫn đang trong giai đoạn hoàn thiện, việc tháo gỡ các khó khăn, vướng mắc chưa đạt như kỳ vọng.

Tuy nhiên trên cơ sở bài học kinh nghiệm từ việc thực hiện có hiệu quả các giải pháp ứng phó với đại dịch Covid-19 và biến động của thị trường dầu khí, chúng ta có quyền hy vọng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam với vai trò dẫn dắt, định hướng của Công ty mẹ, tạo niềm tin, động lực vững chắc để toàn Tập đoàn vượt qua khó khăn, thực hiện thắng lợi các nhiệm vụ, chỉ tiêu kế hoạch trong năm 2022.

Trong Chiến lược phát triển kinh tế - xã hội 10 năm 2021 - 2030, Đảng ta xác định quan điểm, phát triển nhanh và bền vững dựa chủ yếu vào khoa học - công nghệ, đổi mới sáng tạo và chuyển đổi số. Là diễn đàn khoa học và công nghệ của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Tạp chí Dầu khí đã, đang và sẽ bám sát tôn chỉ mục đích, tập trung giới thiệu các kết quả nghiên cứu và phát triển công nghệ mới, góp phần cùng Tập đoàn hiện thực hóa 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".

Nhân dịp xuân Nhâm Dần, thay mặt Ban biên tập Tạp chí Dầu khí, tôi xin gửi đến quý độc giả của Tạp chí Dầu khí lời chúc năm mới thành công, bình an và hạnh phúc!

TỔNG BIÊN TẬP
Phó Tổng giám đốc
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam


TS. Lê Xuân Huyền

DẦU ẤN 2021

Sản lượng khai thác năm 2021

18,43
triệu tấn

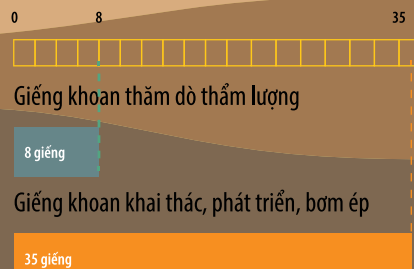
- Đưa 3 công trình dầu khí mới vào khai thác
- Mở Sư Tử Trắng phase 2A vào khai thác: giếng Sư Tử - 7P (14/6/2021); giếng Sư Tử - 8P (20/8/2021)
- Công trình BK-18A (10/11/2021)
- Công trình BK-19 (13/11/2021)

Gia tăng trữ lượng năm 2021

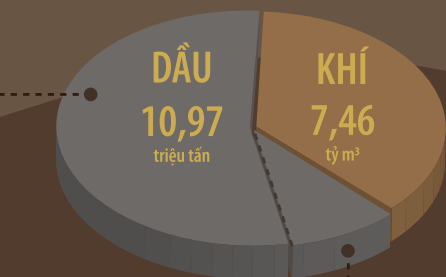
4,6
triệu tấn

- Có 1 phát hiện dầu khí mới tại giếng khoan Sói Vàng-1X (Lô 16-1/15)
- Biểu hiện dầu khí tốt tại các giếng khoan: R-62, R-63, BH-59

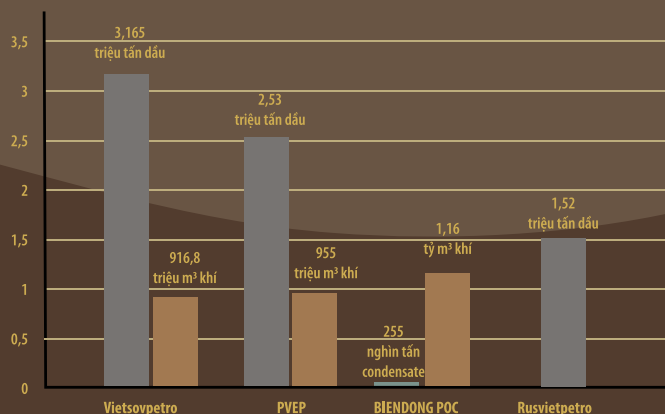
Giá dầu thô trung bình năm 2021 đạt 73,5 USD/thùng, cao hơn 63,3% so với mức giá kế hoạch năm Quốc hội thông qua (45 USD/thùng).



Trong nước:
9,1 triệu tấn



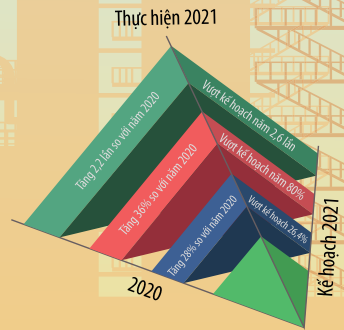
Nước ngoài:
1,87 triệu tấn



SẢN LƯỢNG KHAI THÁC DẦU KHÍ NĂM 2021



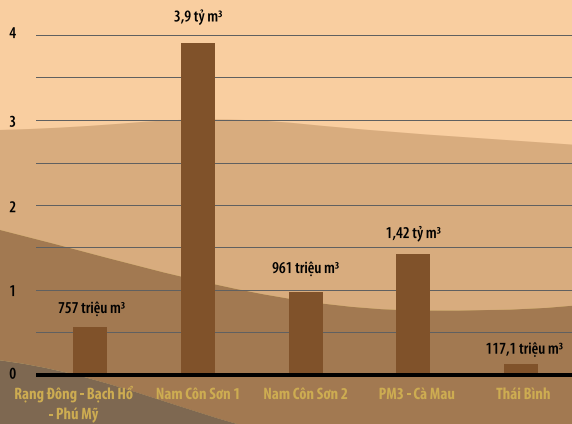
Thực hiện hiệu quả phương châm "Quản trị biến động, tối đa giá trị, mở rộng thị trường, tận dụng cơ hội, liên kết đầu tư, phục hồi tăng trưởng", Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã tăng trưởng ấn tượng trong năm 2021: Hệ số suy giảm sản lượng dầu trong nước là 5,7% (thấp nhất trong 5 năm gần đây); sản lượng khai thác dầu thô vượt kế hoạch 1,25 triệu tấn; tổng doanh thu đạt 620,2 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 26,4%; đóng góp cho ngân sách Nhà nước 112,5 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 80%; lợi nhuận trước thuế hợp nhất đạt 45 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 2,6 lần.



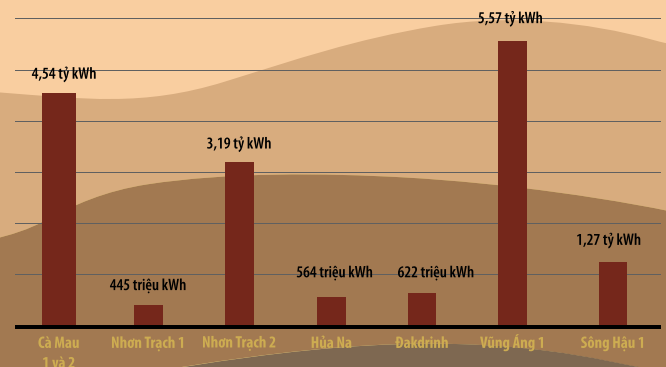
Lợi nhuận trước thuế 45 nghìn tỷ đồng

Nộp ngân sách Nhà nước 112,5 nghìn tỷ đồng

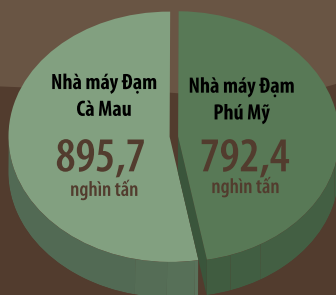
Tổng doanh thu 620,2 nghìn tỷ đồng



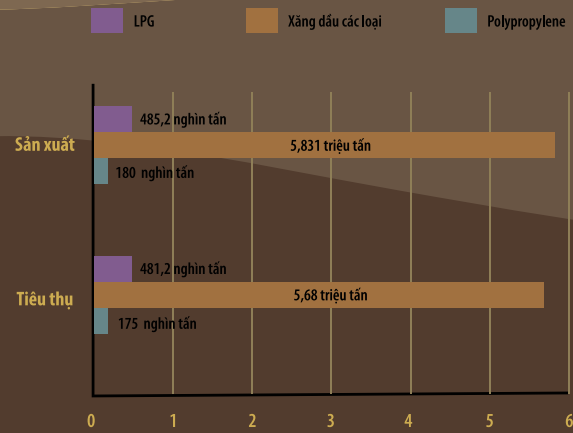
HỆ THỐNG ĐƯỜNG ỐNG DẪN KHÍ



SẢN LƯỢNG ĐIỆN



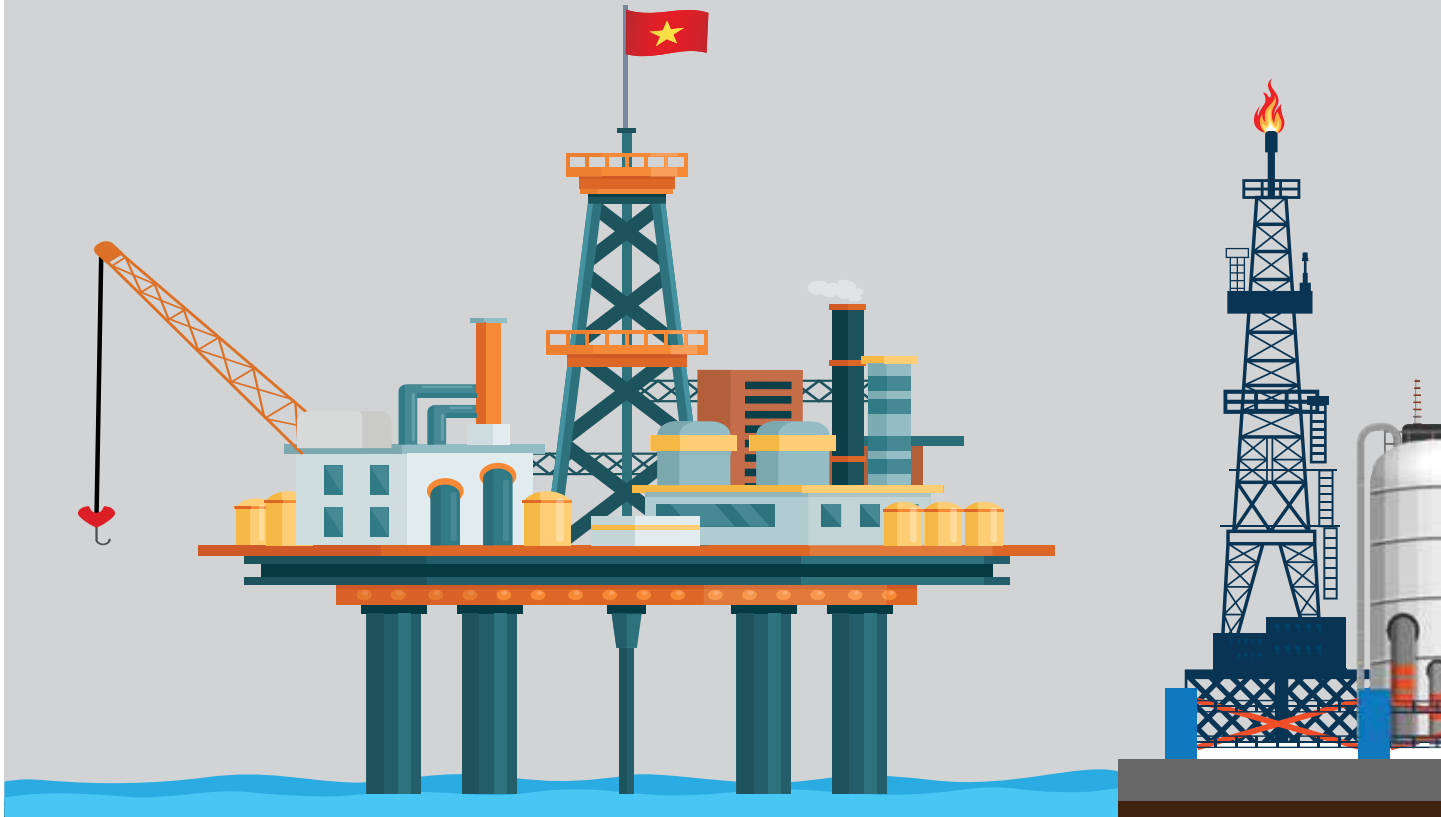
ĐẠM



NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT

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”, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đặt mục tiêu năm 2022 gia tăng trữ lượng dầu khí 10 - 18 triệu tấn dầu quy đổi, sản lượng khai thác 17,84 triệu tấn; sản xuất 19,22 tỷ kWh điện, 1,6 triệu tấn đạm và 6,17 triệu tấn xăng dầu.

KẾ HOẠCH 2022



THĂM DÒ KHAI THÁC

Đẩy mạnh nghiên cứu tận thăm dò tại các dự án đang khai thác Lô 05-1(a), Lô 15-1, Lô 15/2-01. Kiểm soát chặt chẽ chi phí, giảm đơn giá khai thác; áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu; đảm bảo tiến độ đưa vào khai thác 4 mỏ/công trình dầu khí mới ở trong nước vào khai thác trong năm 2022 gồm: mỏ Đại Nguyệt, giàn CTC - mỏ Cá Tầm, RC-10 và RB-1.

CHUỖI LIÊN KẾT

Tiếp tục nghiên cứu, xây dựng và thực hiện chuỗi liên kết giữa các đơn vị, các khối, tăng cường sử dụng nội lực, từ đó đảm bảo gia tăng dòng tiền, giá trị gia tăng và lợi nhuận giữa các đơn vị (chuỗi thăm dò khai thác - vận tải - lọc hóa dầu, dịch vụ kỹ thuật; chuỗi khai thác - khí, điện; chuỗi lọc dầu - phân phối sản phẩm dầu khí; chuỗi khí - điện - cảng biển...).



10 - 18 triệu tấn



Gia tăng trữ lượng: 10 - 18 triệu tấn dầu quy đổi

17,84 triệu tấn



Khai thác dầu khí: 17,84 triệu tấn dầu quy đổi
(8,74 triệu tấn dầu và 9,1 tỷ m³ khí)

19,22 tỷ kWh



Sản lượng điện: 19,22 tỷ kWh

1,6 triệu tấn

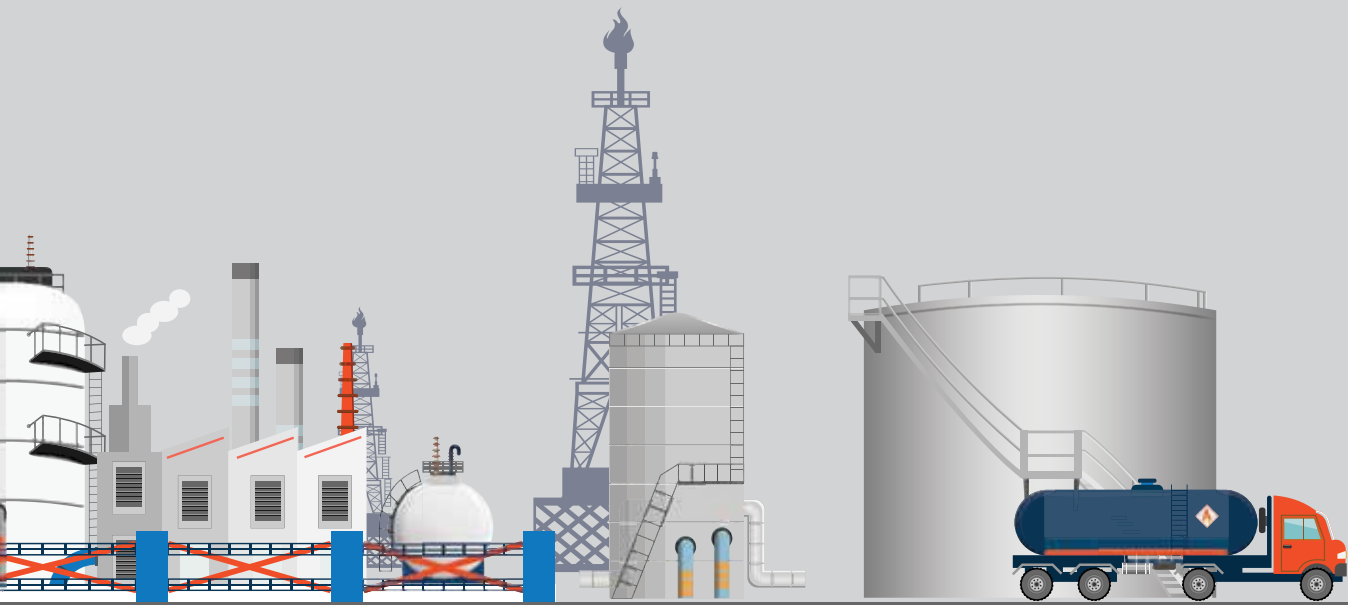


Sản xuất đạm: 1,6 triệu tấn

6,17 triệu tấn



Sản xuất xăng dầu: 6,17 triệu tấn
(không bao gồm NSRP)



ĐẦU TƯ

Rà soát kế hoạch đầu tư, ưu tiên nguồn vốn cho các dự án cấp bách như: Chuỗi dự án Lô B, Cá Voi Xanh, LNG Thị Vải, LNG Sơn Mỹ, các dự án nhiệt điện (Sông Hậu 1, Thái Bình 2, Nhơn Trạch 3 & 4) ...; thực hiện tốt công tác dự báo, bám sát diễn biến thị trường, cập nhật tình hình cung - cầu, cân đối dòng tiền, đảm bảo nhu cầu sản xuất kinh doanh và đầu tư phát triển.

Giá dầu kế hoạch năm 2022: 60 USD/thùng



Tổng doanh thu *

557,4 nghìn tỷ đồng

Nộp ngân sách Nhà nước *

64,6 nghìn tỷ đồng

Giá trị thực hiện đầu tư

40 nghìn tỷ đồng

Ghi chú: (*) Không bao gồm NSRP



Hệ số suy giảm sản lượng dầu trong nước là 5,7% (thấp nhất trong 5 năm gần đây). Ảnh: Mô Bạch Hồ



Công trình BK-18A được đưa vào khai thác an toàn từ ngày 10/11/2021. Ảnh: PVN



Petrovietnam là doanh nghiệp duy nhất trong nước có 6 công trình được đề cử Giải thưởng Hồ Chí Minh, Giải thưởng Nhà nước về khoa học và công nghệ.
Ảnh: Giàn xử lý trung tâm Hải Thạch



Xây dựng và triển khai 22 chuỗi liên kết giá trị, trong đó: Khối E&P và đơn vị dịch vụ (7 chuỗi liên kết); Khối lọc hóa dầu và phân phối sản phẩm xăng dầu (9 chuỗi liên kết); Khối Khí - Điện - Đạm (6 chuỗi liên kết). Ảnh: Nhà máy Lọc dầu Dung Quất



Xuất khẩu sản phẩm phân bón của PVN trong năm 2021 tiếp tục lập kỷ lục, với sản lượng trên 297 nghìn tấn, giá trị đạt trên 131 triệu USD. Ảnh: Nhà máy Đạm Cà Mau



Đẩy nhanh tiến độ đầu tư, đưa mỏ 3 mỏ/công trình dầu khí mới vào khai thác (Sư Tử Trắng phase 2A, BK-18A, BK-19). Ảnh: Hạ thủy khối thượng tầng BK-19



Chủ tịch nước Nguyễn Xuân Phúc chứng kiến Lễ trao nhận "Thỏa thuận liên doanh thành lập và vận hành Công ty TNHH Kho cảng LNG Sơn Mỹ". Ảnh: TTXVN



Ngoại giao dầu khí trở thành điểm nhấn trong chương trình nghị sự cấp cao. Thủ tướng Phạm Minh Chính chứng kiến Lễ trao MOU giữa PVEP và JX NOEX. Ảnh: PVEP



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tặng quà các cán bộ, kỹ sư trên Giàn công nghệ trung tâm 3. Ảnh: PVN



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tặng quà các cán bộ, kỹ sư trên Giàn xử lý trung tâm Sao Vàng. Ảnh: PVN



PETROVIETNAM

TỐI ƯU HÓA NGUỒN LỰC, HƯỚNG TỚI PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG

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”, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam) đặt mục tiêu năm 2022 gia tăng trữ lượng dầu khí 10 - 18 triệu tấn dầu quy đổi, sản lượng khai thác 17,84 triệu tấn; sản xuất 19,22 tỷ kWh điện, 1,6 triệu tấn đạm và 6,17 triệu tấn xăng dầu.

Trong năm 2022, Petrovietnam triển khai thực hiện nhiệm vụ trong bối cảnh dịch bệnh Covid-19 diễn biến phức tạp; xu hướng chuyển dịch năng lượng tăng

cao dẫn đến huy động khí thấp, giảm tiêu thụ xăng dầu và các sản phẩm năng lượng truyền thống; chênh lệch giữa giá sản phẩm và giá dầu thô (crack margin) được nhận định sẽ tiếp tục diễn biến phức tạp, khó dự báo.

Đặc biệt, tiềm năng dầu khí chưa phát hiện còn lại tập trung chủ yếu ở khu vực nước sâu, xa bờ, điều kiện thi công phức tạp, cần vốn đầu tư lớn, tiềm ẩn rủi ro cao, trong khi Luật Dầu khí chưa được sửa đổi cho phù hợp với tình hình mới, các



Giàn xử lý trung tâm Sao Vàng. Ảnh: PVN



ÔNG NGUYỄN HOÀNG ANH - CHỦ TỊCH ỦY BAN QUẢN LÝ VỐN NHÀ NƯỚC TẠI DOANH NGHIỆP

Năm 2022 là năm có ý nghĩa quan trọng, tạo nền tảng thực hiện các mục tiêu của Kế hoạch 5 năm (2021 - 2025) trong bối cảnh đất nước gặp những khó khăn, thách thức mới, đặc biệt là diễn biến phức tạp của dịch bệnh Covid-19, ảnh hưởng nghiêm trọng đến kế hoạch sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp. Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại Doanh nghiệp đề nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam bám sát các chỉ đạo của Đảng, Nhà nước, Quốc hội và Chính phủ, tiếp tục phát huy tinh thần, bản lĩnh và truyền thống của những người đi tìm lửa để phấn đấu hoàn thành các nhiệm vụ kế hoạch sản xuất kinh doanh và đầu tư phát triển trong năm 2022 đã được Quốc hội, Chính phủ giao theo phương án giá dầu 60 USD/thùng.

Trong đó, Tập đoàn phối hợp với Bộ Công Thương, Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại Doanh nghiệp xây dựng trình Chính phủ báo cáo Quốc hội về sửa đổi Luật Dầu khí; xây dựng, phối hợp cùng Ủy ban và các bộ/ngành xem xét trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Đề án tái cơ cấu Tập đoàn giai đoạn 2021 - 2025; Chiến lược phát triển Tập đoàn đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 và Kế hoạch 5 năm 2021 - 2025; Đề án tăng vốn điều lệ của Công ty mẹ giai đoạn 2021 - 2025. Tập trung nguồn lực để triển khai các dự án trọng điểm, cấp bách được Chính phủ giao như: Lô B, Cá Voi Xanh, Sông Hậu 1, LNG Thị Vải, LNG Sơn Mỹ...

vấn đề về thủ tục đầu tư/kết thúc đầu tư dự án chưa được tháo gỡ... Sản lượng khai thác của các mỏ hiện tại suy giảm tự nhiên từ 15 - 20% so với năm 2021. Nhiều dự án khai thác đang ở giai đoạn cuối đời mỏ, các giếng có độ ngập nước cao... sẽ ảnh hưởng lớn đến kế hoạch khai thác dầu trong nước.

Trong năm 2022, Tập đoàn đặt mục tiêu gia tăng trữ lượng dầu khí 10 - 18 triệu tấn dầu quy đổi, sản lượng khai thác 17,84 triệu tấn; sản xuất 19,22 tỷ kWh điện, 1,6 triệu tấn đạm và 6,17 triệu tấn xăng dầu (không bao gồm sản phẩm

của Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn). Trên cơ sở đó, Tập đoàn tập trung triển khai đồng bộ, linh hoạt 5 nhóm giải pháp trọng tâm về quản trị, tài chính, đầu tư, thị trường và cơ chế chính sách.

Về quản trị, Tập đoàn tiếp tục nghiên cứu, xây dựng và thực hiện chuỗi liên kết giữa các đơn vị thành viên, các khối, tăng cường sử dụng nguồn lực nội bộ, từ đó đảm bảo gia tăng dòng tiền, giá trị gia tăng và lợi nhuận giữa các đơn vị (chuỗi thăm dò khai thác - vận tải - lọc hóa dầu, dịch vụ kỹ thuật; chuỗi khai thác - khí, điện; chuỗi lọc dầu - phân

phối sản phẩm dầu khí; chuỗi khí - điện - cảng biển...). Về cơ chế chính sách, Tập đoàn kiến nghị cấp có thẩm quyền sớm phê duyệt Chiến lược phát triển đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045; ban hành khung pháp lý/cơ chế hoạt động cho các hợp đồng dầu khí mà Tập đoàn được giao tiếp nhận, để có cơ sở pháp lý và có thể thực hiện gia tăng sản lượng khai thác dầu trong nước năm 2022...

Về tài chính, Tập đoàn thực hiện cân đối dòng tiền, đảm bảo đáp ứng cho nhu cầu sản xuất kinh doanh và đầu tư phát triển, theo dõi và cập nhật kịp thời tình hình biến động giá dầu thô và tỷ giá ngoại tệ, xây dựng các kịch bản, phương án tài chính ứng phó kịp thời với những biến động của nền kinh tế vĩ mô: tỷ giá, lạm phát, tín dụng và các chính sách chung của thế giới, trong nước về tiền tệ, hạn chế tác động tiêu cực và tận dụng được cơ hội nhằm tối ưu, tái cơ cấu lại nguồn vốn, giảm tối đa chi phí vốn...

Về đầu tư, Tập đoàn tập trung nguồn lực đầu tư vào các dự án có hiệu quả cao; rà soát kế hoạch đầu tư, ưu tiên nguồn vốn cho các dự án cấp bách; không đầu tư dàn trải. Việc rà soát các dự án đầu tư được thực hiện trên các nguyên tắc ưu tiên như: tập trung hoàn thành các dự án đầu tư dở dang và đã có kế hoạch vốn để nhanh chóng đưa vào khai thác sử dụng; ưu tiên các dự án đầu tư mới có vốn đầu tư thấp, thời gian đầu tư ngắn, thu hồi vốn nhanh. Tập trung nguồn lực để triển khai các dự án trọng điểm như: Chuỗi dự án Lô B, Cá Voi Xanh, LNG Thị Vải, LNG Sơn Mỹ, các dự án nhiệt điện (Sông Hậu 1, Thái Bình 2, Nhơn Trạch 3 & 4)...

Về thị trường, Tập đoàn yêu cầu các đơn vị thực hiện tốt công tác dự báo, bám sát diễn biến thị trường, cập nhật tình hình cung - cầu, tồn kho của dầu thô, sản phẩm xăng dầu, hóa dầu... của thế giới và trong nước để nhận định, có các quyết sách kịp thời liên quan đến lượng tồn kho các sản phẩm; xây dựng phương án xuất



bán dầu thô, đảm bảo an toàn kho chứa song song với tối đa lợi ích; phát triển thị trường kinh doanh các sản phẩm phân bón, xây dựng hệ thống phân phối bền vững trong nước và tìm kiếm mở rộng thị trường nước ngoài; đẩy mạnh nghiên cứu phát triển sản phẩm mới nhằm đa dạng hóa các sản phẩm phân bón và hóa chất.

Đối với lĩnh vực “xương sống” là thăm dò khai thác, Tập đoàn yêu cầu các đơn vị nâng cao chất lượng nghiên cứu, tìm kiếm và đánh giá, lựa chọn đối tượng tiềm năng để có thể tối ưu vị trí các giếng khoan,

giảm thiểu rủi ro địa chất, thi công... đảm bảo mục tiêu gia tăng trữ lượng dầu khí 10 - 18 triệu tấn dầu quy đổi. Tập trung tìm kiếm các dự án ở trong nước, trong đó triển khai công tác tìm kiếm ở chính các dự án hiện có, các lô mở ở Việt Nam, các cơ hội nhận chuyển nhượng các dự án có tiềm năng/phát hiện dầu khí; đẩy mạnh nghiên cứu tận thềm dò tại các dự án đang khai thác Lô 05-1(a), Lô 15-1, Lô 15/2-01. Kiểm soát chặt chẽ chi phí, giảm đơn giá khai thác; áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu; đảm bảo tiến độ đưa vào khai thác 4 mỏ/công trình dầu khí



Kho cảng PV GAS Vũng Tàu. Ảnh: PV GAS



**ÔNG HOÀNG QUỐC VƯƠNG - BÍ THƯ ĐẢNG ỦY
CHỦ TỊCH HĐQT TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM:**

Đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò để gia tăng sản lượng là nhiệm vụ đặc biệt quan trọng đối với Tập đoàn. Vì vậy, các đơn vị liên quan như Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC) cần có kế hoạch cụ thể để triển khai hiệu quả các chương trình tìm kiếm, thăm dò của năm 2022; tăng cường công tác tìm kiếm, thăm dò ở các lô dầu khí có tiềm năng. Bên cạnh đó, cần khuyến khích, thúc đẩy tiến độ tìm kiếm, thăm dò tại các lô dầu khí do các nhà đầu tư nước ngoài đang quản lý điều hành để tận thăm dò, tận khai thác.

mới ở trong nước vào khai thác trong năm 2022 gồm: mỏ Đại Nguyệt, giàn CTC - mỏ Cá Tầm, RC-10 và RB-1.

Về các định hướng lớn trong năm 2022, TS. Lê Mạnh Hùng - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết sẽ tăng cường quản trị biến động, đón đầu và nắm bắt xu hướng để định hướng trong quá trình quản trị và điều hành; tiếp tục triển khai các chuỗi giá trị để liên kết các nguồn lực. Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề nghị các Phó Tổng giám đốc phụ trách từng lĩnh vực chỉ đạo các đơn vị trong

khối của mình xây dựng, rà soát, đánh giá để có giải pháp thực hiện thành công mục tiêu tăng trưởng 10% trong năm 2022.

Đồng thời, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị định kỳ cập nhật, dự báo tình hình kinh tế vĩ mô và biến động của thị trường để có giải pháp ứng phó linh hoạt; củng cố công tác quản trị doanh nghiệp, hệ thống quản trị; tập trung giải phóng các nguồn lực để thúc đẩy đầu tư, hoàn thành và đưa vào vận hành các dự án lớn; triển khai an toàn, đúng kế hoạch các hoạt động dầu khí trên biển Đông năm 2022.

Nhấn mạnh công nghệ là giải pháp để tạo ra sự phát triển đột phá, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho rằng cần phát huy các công nghệ lõi để thúc đẩy sự phát triển và đầu tư nhằm đưa Tập đoàn từng bước phát triển ổn định và bền vững. "Chúng ta không có cơ hội để nghiên cứu nữa mà phải triển khai ứng dụng các nền tảng số để làm thay đổi, dịch chuyển mô hình kinh doanh và thay đổi phương thức quản trị để nâng cao hiệu quả, tiếp tục giảm chi phí..." - Tổng giám đốc nhấn mạnh.

Việt Hà



VIETSOVPETRO

KHAI THÁC TRÊN 2,9 TRIỆU TẤN DẦU TRONG NĂM 2022

Trước thách thức động thái khai thác của các mỏ chủ lực suy giảm nhanh, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" cho biết sẽ đẩy mạnh công tác kiểm soát chế độ khai thác, tối ưu hóa gaslift và bơm ép nước duy trì áp suất vỉa, đảm bảo khai thác an toàn mỏ với mục tiêu khai thác trên 2,9 triệu tấn dầu/condensate và 65,4 triệu m³ khí thiên nhiên trong năm 2022.

Trong năm 2022, Vietsovpetro đối mặt với khó khăn khi sản lượng của các mỏ chủ lực đã qua thời kỳ khai thác đỉnh và suy giảm nhanh; điều kiện khai thác dầu khí diễn biến phức tạp (lắng đọng muối ở mỏ Thổ Trắng, lắng

động paraffin ở mỏ Gấu Trắng), các phát hiện dầu khí mới chủ yếu là các mỏ cận biên, các khu vực triển vọng còn lại có điều kiện địa chất phức tạp, tiềm năng dầu khí thấp, giá dầu biến động, thị trường cung cấp dịch vụ, vật tư thiết bị tăng giá gây trở ngại công tác mua sắm đảm bảo sản

xuất: công tác hoàn thiện giếng, nút vỉa thủy lực và lắp đặt máy bơm điện ly tâm ngầm, công tác bảo dưỡng sửa chữa các giàn nén khí...

Trên cơ sở đó, Vietsovpetro đặt kế hoạch cụ thể cho năm 2022: khoan tìm kiếm thăm dò 30.850 m tại Lô 09-1, kết



Công trình BK-18A được đưa vào khai thác an toàn từ ngày 10/11/2021. Ảnh: PVN

thúc khoan và thử vỉa 7 giếng, gia tăng trữ lượng 2,8 triệu tấn; khoan khai thác 81.050 m, đưa vào khai thác 16 giếng mới. Sản lượng khai thác trong năm 2022 dự kiến đạt trên 2,9 triệu tấn dầu/condensate và 65,4 triệu m³ khí thiên nhiên.

Trong xây dựng các công trình biển, Vietsovpetro có kế hoạch đảm bảo tiến độ chế tạo, lắp đặt và xây dựng giàn ống đứng RC-RB1 (giàn vệ tinh RP-2) và giàn nhẹ RC-10; xây dựng giàn nhẹ RC-8 tại mỏ Rồng, chế tạo chân đế và khối thượng tầng trên bờ trong năm 2022, lắp đặt trên biển và đưa vào vận hành trong năm 2023.

Với giá dầu kế hoạch 62 USD/thùng, Vietsovpetro đặt mục tiêu doanh thu bán dầu khí năm 2022 đạt 1,31 tỷ USD, nộp ngân sách Nhà nước 679,1 triệu USD, lợi nhuận hai phía đạt 189,9 triệu USD.

Về các giải pháp trọng tâm trong năm 2022, Vietsovpetro cho biết sẽ đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò và mở rộng vùng hoạt động nhằm gia tăng trữ lượng dầu khí; kiểm soát chế độ khai thác, tối ưu hóa gaslift và bơm ép nước duy trì áp suất vỉa, đảm bảo khai thác an toàn mỏ; áp dụng các công nghệ mới về tăng sản lượng khai thác và công nghệ tăng hệ số thu hồi dầu.

Trong 40 năm xây dựng và phát triển, Vietsovpetro đã khoan trên 600 giếng khoan thăm dò và khai thác dầu khí; phát hiện 9 mỏ dầu khí có giá trị công nghiệp (Bạch Hổ, Rồng, Đại Hùng, Nam Rồng - Đôi Mối, Thiên Ung, Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Cá Tầm và Sói Vàng), với tổng trữ lượng thu hồi trên 300 triệu tấn dầu quy đổi. Vietsovpetro đã khai thác trên 242 triệu tấn dầu thô (trong đó khoảng 185 triệu tấn dầu khai thác từ đá móng granite nứt nẻ), đưa vào bờ trên 36 tỷ m³ khí đồng hành. Doanh thu bán dầu khí đạt trên 84 tỷ USD, nộp ngân sách Nhà nước trên 54 tỷ USD, lợi nhuận đạt trên 23 tỷ USD.

Vượt qua áp lực về thời gian thi công, trở ngại về đứt gãy chuỗi cung ứng hàng hóa do đại dịch Covid-19, Vietsovpetro cho biết sẽ tập trung thực hiện đồng bộ các giải pháp địa chất - kỹ thuật, xử lý vùng cận đáy giếng, áp dụng công nghệ mới để nâng cao hệ số thu hồi dầu..., thiết lập được chế độ làm việc tối ưu cho các giếng Lô 09-1, duy trì trạng thái an toàn khai thác mỏ, đảm bảo gia tăng sản lượng khai thác cho các năm tiếp theo.

Đồng thời, Vietsovpetro tiếp tục thực hiện “Chương trình các biện pháp tối ưu chi phí và nâng cao hiệu quả hoạt động” để tiết giảm chi phí sản xuất; đẩy mạnh dịch vụ kỹ thuật dầu khí kỹ thuật cao, tham gia đầu tư vào lĩnh vực năng lượng tái tạo phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng của thế giới; xây dựng chuỗi cung ứng cho các công trình điện gió ngoài khơi.

Mạnh Hòa



PVEP

TẬN THĂM DÒ TẠI CÁC DỰ ÁN ĐANG KHAI THÁC

Trong năm 2022, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đặt mục tiêu gia tăng trữ lượng 0,56 triệu tấn dầu quy đổi, khai thác 3,18 triệu tấn dầu quy đổi (gồm 2,35 triệu tấn dầu/condensate và 830 triệu m³ khí). Nhiệm vụ trọng tâm của PVEP là tổ chức nghiên cứu tận thăm dò tại các dự án đang khai thác Lô 05-1(a), Lô 15-1, Lô 15-2/01 nhằm tối ưu kéo dài các dự án hiện có.

Ảnh đạo PVEP cho biết thách thức lớn trong năm 2022 là sản lượng khai thác của các mỏ suy giảm tự nhiên; chi phí vận hành tăng (do hệ

thống thiết bị khai thác cũ, phải thực hiện các giải pháp can thiệp giếng); rủi ro các giếng đang khai thác có độ ngập khí và ngập nước cao...

Trong giai đoạn các thách thức đan

xen, PVEP đặt mục tiêu năm 2022 gia tăng trữ lượng 0,56 triệu tấn dầu quy đổi, sản lượng khai thác đạt 3,18 triệu tấn dầu quy đổi (gồm 2,35 triệu tấn dầu/condensate và 830 triệu m³ khí); hoàn thành công



Mỏ Sư Tử Vàng. Ảnh: PVN

tác phát triển mỏ và đưa vào khai thác Lô PM3-CAA via H4 cụm mỏ Bắc, Lô 09-3/12. Với giá dầu kế hoạch 60 USD/thùng, PVEP đặt mục tiêu năm 2022 đạt tổng doanh thu 25.607 tỷ đồng; lợi nhuận trước thuế 5.788 tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước 7.181 tỷ đồng.

Nhiệm vụ trọng tâm của PVEP trong năm 2022 là tổ chức nghiên cứu tận thềm dò tại các dự án đang khai thác Lô 05-1(a), Lô 15-1, Lô 15-2/01 nhằm tối ưu kéo dài các dự án hiện có; chủ động theo dõi động

thái khai thác của các mỏ để có giải pháp kỹ thuật kịp thời, duy trì sản lượng khai thác tối ưu, đảm bảo khai thác liên tục, an toàn; ưu tiên triển khai các hạng mục đầu tư cần thiết, đảm bảo tiến độ của dự án, đặc biệt các dự án trọng điểm sớm đưa vào khai thác; xây dựng chiến lược tận khai thác các dự án sắp hết hạn để sẵn sàng tiếp nhận khi các nhà điều hành hoàn trả.

Đồng thời, PVEP tiếp tục triển khai công tác tái cơ cấu, kiểm soát chi phí,

Trong năm 2021, PVEP có 1 phát hiện dầu khí mới (SV-1X, Lô 16-15), sản lượng khai thác 3,49 triệu tấn dầu quy đổi (trong đó có 2,53 triệu tấn dầu/condensate và 955 triệu m³ khí). Sản lượng khai thác dầu/condensate thực tế cao hơn kế hoạch 8% do các mỏ trong nước khai thác ổn định, các giếng khoan mới đưa vào khai thác cho lưu lượng tốt hơn/tương đương dự báo. Các mỏ hoàn thành/hoàn thành vượt mức kế hoạch giao năm 2021 gồm: cụm mỏ Sư Tử (Lô 15-1), Tê Giác Trắng (Lô 16-1), Đại Hùng (Lô 05-1a), Rạng Đông - Phương Đông (Lô 15-2), Cá Ngừ Vàng (Lô 09-2), Rồng Đồi - Rồng Đồi Tây (Lô 11-2), Cá Tầm (Lô 09-3/12), Lô 46 Cái Nước, Bir Seba (Lô 433a & 416b, Algeria).

tập trung nguồn lực cho các dự án trọng điểm để đảm bảo tiến độ dự án và hiệu quả đầu tư; sẽ chú trọng công tác quản lý rủi ro, xây dựng kế hoạch chi tiết cho từng dự án (đặc biệt là chỉ tiêu tối ưu/tiết giảm chi phí) để kiểm soát theo yêu cầu quản lý và ứng phó với khủng hoảng do dịch bệnh Covid-19 và giá dầu.

Với quan điểm phát triển theo hướng đồng bộ chuỗi giá trị (từ tìm kiếm, thăm dò, phát triển, vận hành khai thác dầu khí đến thu dọn mỏ), PVEP kiến nghị các cấp có thẩm quyền sớm ban hành quy định quản lý đầu tư dự án dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; sửa đổi Luật Dầu khí/cơ chế pháp lý đảm bảo rõ các quy định trong đầu tư dự án dầu khí, khuyến khích/thu hút đầu tư các mỏ nhỏ, cận biên, nước sâu xa bờ và khai thác tận thu.

Mạnh Hòa



BIENDONG POC CHUẨN BỊ KẾ HOẠCH KHOAN ĐẠN DÀY

Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC) có kế hoạch thực hiện công tác minh giải địa chấn chuyên sâu mở rộng, đề xuất thu nổ mới địa chấn 3D nhằm cải thiện các kết quả minh giải địa chất phục vụ công tác khoan đàn dày và thăm dò, với mục tiêu khai thác tối đa 1,78 tỷ m³ khí và 281 nghìn tấn condensate trong năm 2022.

Sau hơn 8 năm vận hành khai thác cụm mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh, BIENDONG POC cho biết đang triển khai đồng bộ các giải pháp để đảm bảo sản lượng khai

thác, xử lý các vấn đề kỹ thuật phát sinh do các vỉa dầu khí, condensate đang trong giai đoạn suy giảm, độ ngập nước tăng cao, ngưng tụ condensate vùng cận đáy giếng... Bên cạnh đó, huy động khí thấp hơn nhiều so với năng lực sản xuất, không

ổn định khiến BIENDONG POC gặp khó khăn trong việc: Lập kế hoạch xuất bán condensate theo các cam kết thương mại; hoàn thành mục tiêu sản lượng đã được phê duyệt.

Trong năm 2022, BIENDONG POC đặt



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

Trong năm 2021, BIENDONG POC đã tận dụng sự phục hồi của giá dầu để gia tăng sản xuất, tối ưu hóa sản lượng condensate. Sản lượng khai thác đạt 1,16 tỷ m³ khí và 255 nghìn tấn condensate, vượt kế hoạch sản lượng Ủy ban Điều hành và Ủy ban Quản lý Lô 05-2 & 05-3 giao. BIENDONG POC đã thực hiện an toàn tuyệt đối và thành công chiến dịch dùng giàn bảo dưỡng (TAR), hoàn thành trước kế hoạch 80 giờ. Tổng doanh thu của BIENDONG POC ước đạt 338 triệu USD, vượt kế hoạch 5,3%. Tổng chi phí thực hiện ước đạt 79,39 triệu USD, tiết giảm 3,97% so với ngân sách được phê duyệt.

hóa, tiết giảm chi phí vận hành, tối ưu hóa chế độ khai thác của từng giếng, vừa giảm thiểu rủi ro địa chất, đặc biệt là nghiên cứu đánh giá địa chất để có giải pháp ổn định sản lượng khai thác, chuẩn bị cho việc triển khai các công tác khoan thăm dò mở rộng, khoan đàn dày.

Từ thời điểm khai thác dòng khí thương mại đầu tiên (6/9/2013) đến nay, BIENDONG POC đã vận hành, khai thác hiệu quả cụm mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh, sản lượng khai thác lũy kế đạt trên 15,2 tỷ m³ khí và 24,6 triệu thùng condensate với giá trị sản xuất quy đổi đạt 4,03 tỷ USD. Trên cơ sở đó, BIENDONG POC đang triển khai đồng bộ các giải pháp cải tiến công nghệ, nâng cao hiệu quả công tác quản trị, duy trì đảm bảo sản lượng ổn định, lâu dài cũng như tìm kiếm khả năng thăm dò mở rộng để phát triển các cấu tạo tiềm năng.

Thu Huyền

mục tiêu khai thác tối đa 1,78 tỷ m³ khí và 281 nghìn tấn condensate; cập nhật Báo cáo phát triển mỏ (FDP) và Báo cáo nghiên cứu khả thi (FS) giếng thăm dò mở rộng, làm cơ sở triển khai hoạt động khoan thăm dò, khoan đàn dày tiếp theo. BIENDONG POC tiếp tục thực hiện công tác minh giải địa chấn chuyên sâu mở rộng, đề xuất thu nổ mới địa chấn 3D nhằm cải thiện các kết quả minh giải địa chất phục vụ công tác khoan đàn dày và khoan thăm dò; thúc đẩy việc xem xét, chấp thuận gói giải pháp cải thiện hiệu quả kinh tế của Lô 05-2 & 05-3.

Trong bối cảnh dự báo huy động khí cho phát điện dự báo sẽ tiếp tục giảm, BIENDONG POC xây dựng kế hoạch sản lượng năm 2022 theo 3 phương án khác nhau, chênh lệch giữa năng lực sản xuất (mức cao là 1,78 tỷ m³ khí, 281 nghìn tấn condensate) và thực tế huy động khí (mức thấp là 1,16 tỷ m³ khí, 205 nghìn tấn condensate) có thể lên tới hơn 120 triệu USD.

Trong bối cảnh đó, BIENDONG POC tiếp tục triển khai các nhóm giải pháp nhằm biến “nguy” thành “cơ” để tối ưu



PV GAS

TẬP TRUNG ĐẦU TƯ PHÁT TRIỂN KẾT CẤU HẠ TẦNG KHÍ

Trong năm 2022, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) cho biết sẽ tập trung nghiên cứu, tìm kiếm, phát triển các nguồn khí mới trong và ngoài nước, đẩy mạnh phát triển thị trường theo hướng đa dạng hóa sản phẩm, phát triển các hộ tiêu thụ lớn (như điện, đạm), tập trung đầu tư phát triển kết cấu hạ tầng khí...

Trong năm 2022, PV GAS đối diện với các thách thức khi huy động điện từ nguồn năng lượng tái tạo tăng mạnh; các nguồn khí có giá thành cao

(Sao Vàng - Đại Nguyệt, Thiên Ứng, Đại Hùng, PM3 mua từ Malaysia); giá LNG nhập khẩu cao trong khi nhu cầu tiêu thụ còn hạn chế; giá LPG biến động mạnh, rủi ro kinh doanh liên quan đến giá khá cao...

Lãnh đạo PV GAS cho biết sẽ thực hiện đồng bộ các giải pháp đảm bảo vận hành an toàn, liên tục và hiệu quả các hệ thống khí; thực hiện tốt công tác bảo dưỡng sửa chữa, kiểm soát tình trạng hoạt động thiết



Kho cảng PV GAS Vũng Tàu. Ảnh: PV GAS

bị, đảm bảo các hệ thống luôn sẵn sàng, gia tăng sản lượng khí/sản phẩm khí được huy động/tiêu thụ.

Đồng thời, PV GAS nghiên cứu, tìm kiếm, phát triển các nguồn khí mới trong và ngoài nước, phát triển thị trường tiêu thụ theo hướng đa dạng hóa sản phẩm (LNG, LPG, CNG, khí thấp áp); phát triển các hộ tiêu thụ lớn (như điện, đạm); kiến nghị các cấp có thẩm quyền phê duyệt các cơ chế, chính sách cước phí, giá khí, tiêu chuẩn/quy chuẩn, chuẩn bị thị trường tiêu thụ LNG.

Về công tác đầu tư, PV GAS tập trung đầu tư phát triển kết cấu hạ tầng khí: Hoàn thành công tác xây dựng, lắp đặt, đưa vào vận hành Kho LNG 1 triệu tấn tại Thị Vải (Quý IV/2022), chuẩn bị các điều kiện kinh doanh LNG; triển khai Dự án nâng công suất Kho LNG Thị Vải lên 3 triệu tấn phù hợp với nhu cầu các hộ tiêu thụ; nghiên cứu, triển khai xây dựng Kho LNG, LPG lạnh tại miền Bắc; đầu tư chế biến sâu khí; nghiên cứu xây dựng các hệ thống đường ống kết nối.

Trong năm 2021, PV GAS đã vận hành an toàn các công trình khí, cấp khí/sản phẩm khí liên tục, cung cấp trên 7 tỷ m³ khí khô; sản xuất và cung cấp trên 61 nghìn tấn condensate; lần đầu tiên sản lượng kinh doanh đạt mốc 2 triệu tấn LPG; tiếp tục duy trì cung cấp khí ổn định để sản xuất gần 15% sản lượng điện, 70% đạm, đáp ứng gần 70% thị phần LPG cả nước. Tổng doanh thu của PV GAS đạt gần 80 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt gần 11 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước gần 6 nghìn tỷ đồng; đặc biệt đã hoàn thành và đưa vào sử dụng chuỗi dự án Nam Côn Sơn 2.

Trong 31 năm qua, PV GAS đã cung cấp trên 155 tỷ m³ khí khô, gần 20 triệu tấn LPG, khoảng 2 triệu tấn condensate, đạt tổng doanh thu khoảng 915 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế trên 175 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước gần 85 nghìn tỷ đồng.

Theo chiến lược phát triển, PV GAS tiếp tục giữ vững vai trò chủ lực trong ngành công nghiệp khí Việt Nam, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, với mục tiêu tốc độ tăng trưởng doanh thu giai đoạn 2021 - 2030 đạt trên 10%/năm, tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn điều lệ trung bình đạt trên 20%/năm. PV GAS định hướng sẽ tiếp tục tham gia sâu rộng (đầu tư và kinh doanh) các khâu của chuỗi giá trị khí/LNG/sản phẩm khí từ thượng nguồn - trung nguồn - hạ nguồn trong nước và từng bước vươn ra quốc tế nhằm đảm bảo sự phát triển chủ động, tối ưu và bền vững trong hoạt động sản xuất và kinh doanh khí/các sản phẩm khí.

Nguyễn Huyền



PV POWER TIỀM NĂNG TĂNG TRƯỞNG DÀI HẠN TỪ ĐIỆN KHÍ LNG

Trong bối cảnh dịch bệnh Covid-19 diễn biến phức tạp, ảnh hưởng đến nhu cầu phụ tải và sản xuất điện, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (PV Power) đặt mục tiêu tổng sản lượng điện sản xuất trong năm 2022 đạt 13,9 tỷ kWh, đồng thời đảm bảo tiến độ đầu tư xây dựng các dự án điện khí LNG.

Trong năm 2022, PV Power đặt mục tiêu tổng sản lượng điện sản xuất đạt 13,9 tỷ kWh; tổng doanh thu đạt 24.242 tỷ đồng; lợi nhuận trước thuế và lợi nhuận sau thuế toàn Tổng công ty đạt lần lượt là 865 tỷ đồng và 743 tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước 602 tỷ đồng.

Kế hoạch này là thách thức rất lớn của PV Power khi dịch bệnh Covid-19 diễn biến phức tạp, ảnh hưởng đến nhu cầu phụ tải và sản xuất điện; trong thời gian qua các nhà máy nhiệt điện được giao sản lượng điện hợp đồng (Qc) rất thấp; việc sử dụng nguồn khí bổ sung giá cao ảnh hưởng đến tính cạnh tranh của PV Power

khi tham gia thị trường điện; các nhà máy có kế hoạch thực hiện công tác bảo dưỡng sửa chữa lớn (đại tu Nhà máy Điện Cà Mau 2, Nhà máy Điện Vũng Áng 1, Nhà máy Thủy điện Đăkdrinh; trung tu Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1).

Nhiệm vụ trọng tâm của PV Power là vận hành an toàn các nhà máy điện; phối



Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 & 2. Ảnh: PVN

hợp với Cục Điều tiết Điện lực, Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN)/Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (A0), các nhà cung cấp nhiên liệu (khí, than, dầu...) tối ưu hóa sản xuất; đáp ứng tối đa yêu cầu huy động của EVN/A0; tiến tới chủ động nhiên liệu cho sản xuất điện (LNG nhập khẩu, than nhập khẩu, phối trộn than...).

Theo các chuyên gia, PV Power có tiềm năng tăng trưởng dài hạn từ việc đầu tư các dự án điện khí mới, dự kiến sẽ đóng góp khoảng 20% tổng công suất nguồn điện của Việt Nam vào năm 2030 theo Dự thảo Quy hoạch phát triển điện lực quốc

gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2045 (Quy hoạch điện VIII).

Trong đó, Tổng công ty đón đầu xu thế năng lượng sạch bằng việc xúc tiến đầu tư các dự án điện khí sử dụng nhiên liệu LNG, với mục tiêu tạo ra chuỗi giá trị về kinh tế cũng như định hướng phát triển ngành công nghiệp điện - khí LNG của Việt Nam.

Với tổng mức đầu tư khoảng 1,4 tỷ USD, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4 là dự án điện sử dụng LNG nhập khẩu đầu tiên tại Việt Nam, có công suất 1.500 MW, dự kiến được đưa vào vận hành trong năm

Với tổng công suất lắp đặt 4.205 MW, trong năm 2021, tổng sản lượng điện của PV Power đạt 14,496 tỷ kWh, tổng doanh thu ước đạt 25.175 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế ước đạt 2.184 tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 1.326 tỷ đồng. Năm 2021 là lần thứ 3 liên tiếp PV Power đứng trong "Top 50 công ty niêm yết tốt nhất" do Forbes bình chọn, dựa trên các tiêu chí: tỷ lệ tăng trưởng kép về doanh thu - lợi nhuận; tỷ lệ lợi nhuận/vốn chủ sở hữu (ROE); lợi nhuận/vốn đầu tư (ROC); tăng trưởng lợi nhuận trên mỗi cổ phiếu (EPS) giai đoạn 2016 - 2020; vị thế trong ngành; nguồn gốc lợi nhuận; chất lượng quản trị; triển vọng phát triển, phát triển bền vững...

2024. Dự án Nhơn Trạch 3 & 4 đã cơ bản hoàn thành công tác đền bù giải phóng mặt bằng, san lấp mặt bằng và triển khai đàm phán gói thầu EPC, đàm phán Hợp đồng mua bán điện (PPA)...

Dự án Nhà máy Điện khí LNG Quảng Ninh đã được khởi động, là dự án nhà máy điện sử dụng khí LNG nhập khẩu đầu tiên ở miền Bắc có công suất 1.500 MW, tổng mức đầu tư 47.480 tỷ đồng, dự kiến được đưa vào vận hành cuối năm 2027.

Ngoài các dự án điện khí LNG, Tổng công ty đang tích cực nghiên cứu, xúc tiến triển khai các loại hình năng lượng sạch như điện mặt trời (mái nhà, lòng hồ) là bước khởi đầu quan trọng của PV Power trong xu hướng chuyển dịch năng lượng.

Thúy Hằng



NHÀ MÁY LỘC DẦU DUNG QUẤT TỐI ƯU CƠ CẤU SẢN PHẨM THEO NHU CẦU THỊ TRƯỜNG

Trong giai đoạn dịch bệnh Covid-19 tiếp tục diễn biến phức tạp, giá dầu thô và sản phẩm biến động mạnh, Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đặt mục tiêu vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn với công suất và cơ cấu sản phẩm tối ưu theo hướng tăng tỷ lệ sản phẩm xăng, propylene và LPG có giá trị kinh tế cao, đa dạng hóa sản phẩm hóa dầu polypropylene.

Lộ trình điều chỉnh giảm thuế nhập khẩu sản phẩm xăng dầu

theo các hiệp định thương mại cũng như quy định về lộ trình áp dụng tiêu chuẩn

khí thải mức EURO V kể từ năm 2022, sản phẩm của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất,



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR



đặc biệt là sản phẩm xăng dầu sẽ chịu sự cạnh tranh rất lớn từ thị trường khu vực. Theo lộ trình điều chỉnh thuế nhập khẩu xăng theo các hiệp định thương mại, mức thuế nhập khẩu trong công thức giá xăng sẽ giảm dần giai đoạn năm 2020 - 2024.

BSR cho biết đang triển khai đồng bộ các giải pháp để vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, ổn định và liên tục với mục tiêu sản lượng sản xuất trong năm 2022 đạt trên 6,3 triệu tấn

xăng dầu. BSR cũng đặt kế hoạch tổng doanh thu đạt trên 89 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước trên 9,9 nghìn tỷ đồng và lợi nhuận sau thuế khoảng 1,1 nghìn tỷ đồng.

Trên cơ sở đó, BSR đang tối ưu cơ cấu sản phẩm theo hướng tăng tỷ lệ sản phẩm xăng, propylene và LPG có giá trị kinh tế cao, đa dạng hóa sản phẩm hóa dầu polypropylene; đẩy mạnh công tác tối ưu hóa công nghệ, tối ưu hóa năng lượng, tối ưu hóa chế độ vận hành, đa dạng hóa

Năm 2021, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vận hành an toàn, ổn định, sản lượng sản xuất đạt trên 6,5 triệu tấn (vượt kế hoạch 6%); tổng doanh thu đạt trên 100,9 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 42,3%), lợi nhuận sau thuế đạt trên 5,9 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước đạt khoảng 11 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 43,7%). Tính từ thời điểm đưa vào vận hành thương mại đến cuối năm 2021, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã sản xuất trên 76,7 triệu tấn xăng dầu, tổng doanh thu của BSR đạt trên 1.255 nghìn tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước trên 183 nghìn tỷ đồng.

nguyên liệu và sản phẩm. Kiểm soát chặt chẽ các điểm nhạy cảm về kỹ thuật, các bất thường công nghệ/thiết bị, các mối nguy tiềm ẩn có thể gây ra sự cố trong quá trình vận hành, chất lượng, nguyên liệu đầu vào để chủ động triển khai các giải pháp phù hợp.

Đồng thời, BSR bám sát diễn biến dịch bệnh Covid-19 trong nước và thế giới, kinh tế vĩ mô, phân tích dự báo giá dầu mỏ, cung/cầu thị trường trong nước để xây dựng và cập nhật các kịch bản sản xuất kinh doanh kèm theo các giải pháp quản trị biến động để giảm thiểu rủi ro và tận dụng cơ hội khi thị trường diễn biến thuận lợi. BSR cho biết sẽ linh hoạt, tối ưu hóa trong việc điều chỉnh công suất Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, cơ cấu sản phẩm theo nhu cầu thị trường và giá sản phẩm; xây dựng và phát huy hiệu quả của các chuỗi liên kết giá trị từ khâu đầu - dịch vụ vận chuyển - chế biến - bao tiêu và phân phối sản phẩm.

Hồng Hạnh



PVOIL

TRIỂN KHAI HIỆU QUẢ CÁC CHUỖI LIÊN KẾT GIÁ TRỊ

Tổng công ty Dầu Việt Nam (PVOIL) cho biết sẽ thực hiện có hiệu quả các chuỗi liên kết nguyên liệu - sản xuất - tồn chứa, phân phối trong lĩnh vực dầu thô và sản phẩm dầu, đồng thời tập trung gia tăng sản lượng kinh doanh trên cả 3 kênh phân phối (bán buôn, bán lẻ và bán công nghiệp), mở rộng thị phần song song với khai thác hiệu quả hệ thống kho xăng dầu để gia tăng lợi nhuận.

Dối với các doanh nghiệp hoạt động trong lĩnh vực phân phối và kinh doanh xăng dầu, xu hướng chuyển dịch năng lượng và sự phát triển của ô tô điện được dự báo sẽ khiến nhu cầu tiêu thụ xăng dầu giảm mạnh. Bên cạnh đó, Chính phủ đã ban hành Nghị định số 95/2021/NĐ-CP ngày

1/11/2021 thay thế Nghị định số 83/2014/NĐ-CP ngày 3/9/2014, có hiệu lực từ ngày 2/1/2022 với việc “nới lỏng” các điều kiện tham gia thị trường sẽ khiến thị trường xăng dầu trong nước cạnh tranh gay gắt.

Trước thách thức này, PVOIL cho biết đã xây dựng Kế hoạch sản xuất kinh doanh giai đoạn 2021 - 2025, Chiến lược phát triển đến năm 2030, tầm nhìn đến

năm 2045, trong đó tập trung nghiên cứu, tìm kiếm các nhóm giải pháp ứng phó phù hợp với xu thế chuyển dịch năng lượng và lộ trình phát triển xe điện trên thế giới cũng như tại Việt Nam. Trên cơ sở Chiến lược đã được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phê duyệt, PVOIL xây dựng Đề án đầu tư/kinh doanh cụ thể để thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng và



PVOIL gia tăng sản lượng kinh doanh xăng dầu trên cả 3 kênh phân phối: bán buôn, bán lẻ và bán công nghiệp. Ảnh: PVOIL

tìm kiếm đối tác trong/ngoài nước để triển khai Đề án.

Trong năm 2022, PVOIL đặt mục tiêu xuất khẩu/bán an toàn, hiệu quả toàn bộ lượng dầu thô khai thác trong nước, cung cấp đầy đủ dầu thô cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất với kế hoạch sản lượng khoảng 10,3 triệu tấn; sản lượng kinh doanh xăng dầu đạt khoảng 3.150 triệu tấn.

Trên cơ sở diễn biến thị trường và sự điều hành của Nhà nước, PVOIL đảm bảo linh hoạt và cân đối hài hòa giữa sản lượng và hiệu quả kinh doanh xăng dầu; triển khai linh hoạt kế hoạch điều độ hàng hóa đưa về các kho xăng dầu phù hợp với khả năng tiêu thụ của từng khu vực thị trường và thực hiện duy trì tồn kho hợp lý. PVOIL

tiếp tục phối hợp chặt chẽ với Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) và Chi nhánh Phân phối Sản phẩm Lọc dầu Nghi Sơn (PVNDB) trong công tác trao đổi thông tin thị trường để đảm bảo các nhà máy lọc hóa dầu hoạt động liên tục ổn định.

Bên cạnh đó, PVOIL tiếp tục gia tăng sản lượng kinh doanh trên cả 3 kênh phân phối (bán buôn, bán lẻ và bán công nghiệp), mở rộng thị phần song song với đảm bảo hiệu quả kinh doanh, khai thác hiệu quả hệ thống kho xăng dầu để gia tăng lợi nhuận. Đẩy mạnh triển khai công tác ứng dụng công nghệ 4.0 và chuyển đổi số, ERP đảm bảo thống nhất, đồng bộ với công tác triển khai chuyển đổi số và ERP của PVN; trên nền tảng công nghệ PVOIL

Trong năm 2021, PVOIL đã xuất khẩu/bán an toàn và hiệu quả toàn bộ lượng dầu thô và condensate được giao; cung cấp đầy đủ, kịp thời dầu thô cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất với sản lượng đạt trên 9 triệu tấn (vượt kế hoạch 5,2%). Trong bối cảnh dịch bệnh Covid-19 diễn biến phức tạp, PVOIL vẫn duy trì và gia tăng sản lượng kinh doanh xăng dầu trên 3 triệu m³/tấn, tăng 4,4% so với cùng kỳ năm 2020.

Easy sẵn có, tiếp tục nâng cao lợi thế cạnh tranh của PVOIL.

Đặc biệt, PVOIL cho biết sẽ phối hợp chặt chẽ với các đơn vị để thực hiện có hiệu quả các chuỗi liên kết nguyên liệu - sản xuất - tồn chứa, phân phối trong lĩnh vực dầu thô và sản phẩm dầu. Trong đó, PVOIL tiếp tục hợp tác với PV GAS sản xuất chế biến thành phẩm xăng nền từ condensate (sản lượng năm 2021 đạt 169 nghìn m³ xăng RON91). PVOIL hợp tác với BSR trong việc làm đại lý mua dầu thô nhập khẩu cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất giai đoạn 2021 - 2025 (sản lượng năm 2021 đạt 627 nghìn tấn). PVOIL hợp tác với Vietsovpetro/BSR cung cấp dầu thô Bạch Hổ/Đại Hùng cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất giai đoạn 2021 - 2024 (bán spot 2 triệu thùng dầu thô Bạch Hổ/Đại Hùng khi Nhà máy Lọc dầu Dung Quất giảm công suất do ảnh hưởng của dịch bệnh Covid-19). PVOIL hợp tác với BSR/PVNDB trong việc thuê kho gửi hàng/bán hàng tại hệ thống kho của PVOIL; hoán đổi nguồn hàng để giảm chi phí vận chuyển, hỗ trợ cấp hàng để đảm bảo nguồn cung cho thị trường, tránh nguy cơ tank top (đẩy kho) cho các nhà máy lọc dầu và tận dụng cơ hội khi thị trường thuận lợi để đẩy mạnh bán hàng, gia tăng hiệu quả cho các bên.

Hạnh Nguyên



PVFCCo TẬP TRUNG XÂY DỰNG CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN DÀI HẠN

Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) đang tập trung xây dựng chiến lược phát triển dài hạn, đẩy mạnh nghiên cứu phát triển sản phẩm mới theo hướng sản xuất nông nghiệp sạch và bền vững trong bối cảnh xu hướng sử dụng phân bón hữu cơ ngày càng gia tăng.

Tong năm 2022, PVFCCo đặt mục tiêu sản xuất 828.000 tấn urea Phú Mỹ, 10.000 tấn đạm KeBo, 165.000 tấn NPK Phú Mỹ, 70.000 tấn NH_3 , 12.800 tấn UFC 85. Tổng sản lượng kinh doanh theo kế hoạch là 800.000 tấn urea Phú Mỹ, 10.000 tấn đạm KeBo, 165.000 tấn NPK Phú Mỹ, 234.000 tấn phân bón khác; 70.000 tấn NH_3 , 50.000 tấn CO_2 , 8.500 tấn UFC 85 và 668 tấn hóa chất

khác. Tổng doanh thu 11.059 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế 1.130 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 286 tỷ đồng.

Để hiện thực hóa kế hoạch này khi dịch bệnh Covid-19 chưa được kiểm soát làm ảnh hưởng đến giá nguyên nhiên vật liệu đầu vào cho sản xuất, vật tư bảo dưỡng sửa chữa, dịch vụ logistic tăng cao và nguồn cung hạn chế, chính sách thuế VAT đối với sản phẩm phân bón còn bất cập, PVFCCo đang chủ động triển khai các

giải pháp đồng bộ, vận hành Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Nhà máy NPK Phú Mỹ và Xưởng sản xuất UFC 85 an toàn, ổn định, hiệu quả.

Đặc biệt, PVFCCo sẽ tăng cường công tác quản trị, quản lý hiệu quả chi phí bằng cách rà soát, tiết giảm các khoản mục chi phí; xây dựng chương trình thực hành tiết kiệm chống lãng phí trong sản xuất, chi phí bán hàng và chi phí quản lý; dừng/giãn các hạng mục công việc chưa thực sự cần thiết triển khai trong năm 2022.



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo

PVFCCo đã cung cấp cho thị trường sản phẩm NPK Phú Mỹ với công thức mới 18-12-8+TE và NPK 18-10-8+8S+TE. Đây là dòng sản phẩm chất lượng cao, góp phần đa dạng hóa chuỗi sản phẩm NPK Phú Mỹ, cũng như đóng góp thêm vào tổng sản lượng sản xuất kinh doanh NPK Phú Mỹ đang có sự tăng trưởng ngoạn mục trong năm 2021 với con số trên 150.000 tấn. Việc tăng trưởng sản xuất NPK Phú Mỹ đã giúp PVFCCo có thêm dòng sản phẩm chủ lực bên cạnh sản phẩm truyền thống urea Phú Mỹ, tăng nguồn cung phân bón ra thị trường, tối ưu hóa hiệu quả kinh doanh.

Đồng thời, PVFCCo cũng cho biết đang tập trung xây dựng chiến lược phát triển dài hạn, đẩy mạnh nghiên cứu phát triển sản phẩm mới theo hướng sản xuất nông nghiệp sạch và bền vững trong bối cảnh xu hướng sử dụng phân bón hữu cơ ngày càng gia tăng (dự báo trên 3 triệu tấn/năm).

Trong năm 2021, PVFCCo hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng sản xuất với 1.035.000 tấn phân bón và hóa chất các loại, trong đó có 792.445 tấn urea Phú Mỹ, 162.035 tấn NPK Phú Mỹ (lần đầu tiên sản xuất NPK về đích trước kế hoạch kể từ khi dự án đi vào sản xuất thương mại)... Sản lượng kinh doanh đạt trên 1.263.000 tấn phân bón và hóa chất các loại, trong đó có 740.723 tấn urea Phú Mỹ, 151.433 tấn

NPK Phú Mỹ, 245.749 tấn phân bón khác, 71.201 tấn NH_3 , 9.430 tấn UFC85 và 756 tấn hóa chất khác.

Nhờ thực hiện đồng bộ các giải pháp tiết giảm chi phí (chi phí bán hàng, vật tư và hóa chất), PVFCCo đã đạt doanh thu cao nhất trong 9 năm qua với 12.826 tỷ đồng và lần đầu tiên cán mốc lợi nhuận trước thuế 3.600 tỷ đồng, vượt kế hoạch 60%.

Con số này có ý nghĩa đặc biệt quan trọng trong bối cảnh PVFCCo thực hiện bảo dưỡng tổng thể định kỳ Nhà máy NPK Phú Mỹ, dịch bệnh Covid-19 bùng phát nghiêm trọng khiến doanh nghiệp này phải thực hiện chế độ sản xuất "3 tại chỗ", chi phí nguyên liệu đầu vào, nhân công, logistic... tăng cao trên toàn thế giới.

Ngọc Anh



PVCFC THÍCH ỨNG LINH HOẠT, ĐỔI MỚI SÁNG TẠO

Song song với việc giữ vững thị phần tại các thị trường mục tiêu (Tây Nam Bộ, Campuchia), Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đẩy mạnh công tác xuất khẩu (gần 300 nghìn tấn urea) để mở rộng thị trường mới, từng bước chiếm lĩnh thị phần các nước tại khu vực châu Á như: Campuchia, Bangladesh, Thái Lan, Myanmar...

T trong năm 2022, các doanh nghiệp phân bón trong nước đứng trước thách thức lớn như: Dịch bệnh Covid-19 diễn biến phức

tạp, biến chủng Omicron lây lan nhanh, làm đứt gãy chuỗi cung ứng trên phạm vi toàn cầu; giá dầu thô tăng cao dẫn đến nguyên liệu khí đầu vào tăng cao; tình trạng khô hạn, ngập mặn vẫn tiếp tục

là khó khăn đối với ngành nông nghiệp trong nước, đặc biệt là khu vực Đồng bằng sông Cửu Long...

Trên cơ sở các dự báo về thách thức, cơ hội trong năm 2022, PVCFC xây dựng



Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: Minh Tài



kế hoạch sản lượng sản xuất 860,1 nghìn tấn urea quy đổi, 80 nghìn tấn NPK; tổng doanh thu 9.017 tỷ đồng; lợi nhuận trước thuế 542 tỷ đồng.

Với chương trình “thích ứng linh hoạt - đổi mới sáng tạo”, PVCFC cho biết sẽ tập trung vận hành nhà máy an toàn, ổn định, hiệu quả, tối đa công suất; tối ưu hóa và tiết kiệm năng lượng, đa dạng hóa nguyên liệu cho sản xuất urea, NPK...

Đồng thời, PVCFC sẽ tiếp tục nâng cấp hệ thống quản trị (cả “phần cứng” lẫn

“phần mềm”) theo thông lệ quốc tế tốt nhất; tăng cường công tác dự báo để kiểm soát và ra quyết định phù hợp, kịp thời, đảm bảo thích ứng linh hoạt trước biến động của thị trường.

PVCFC cho biết sẽ lấy hoạt động đổi mới sáng tạo trong nghiên cứu, cải tiến khoa học công nghệ, chuyển đổi mô hình kinh doanh làm trọng tâm; tiếp tục mở rộng thị trường trong và ngoài nước...

Trong năm 2021, PVCFC đã vận hành Nhà máy Đạm Cà Mau an toàn,

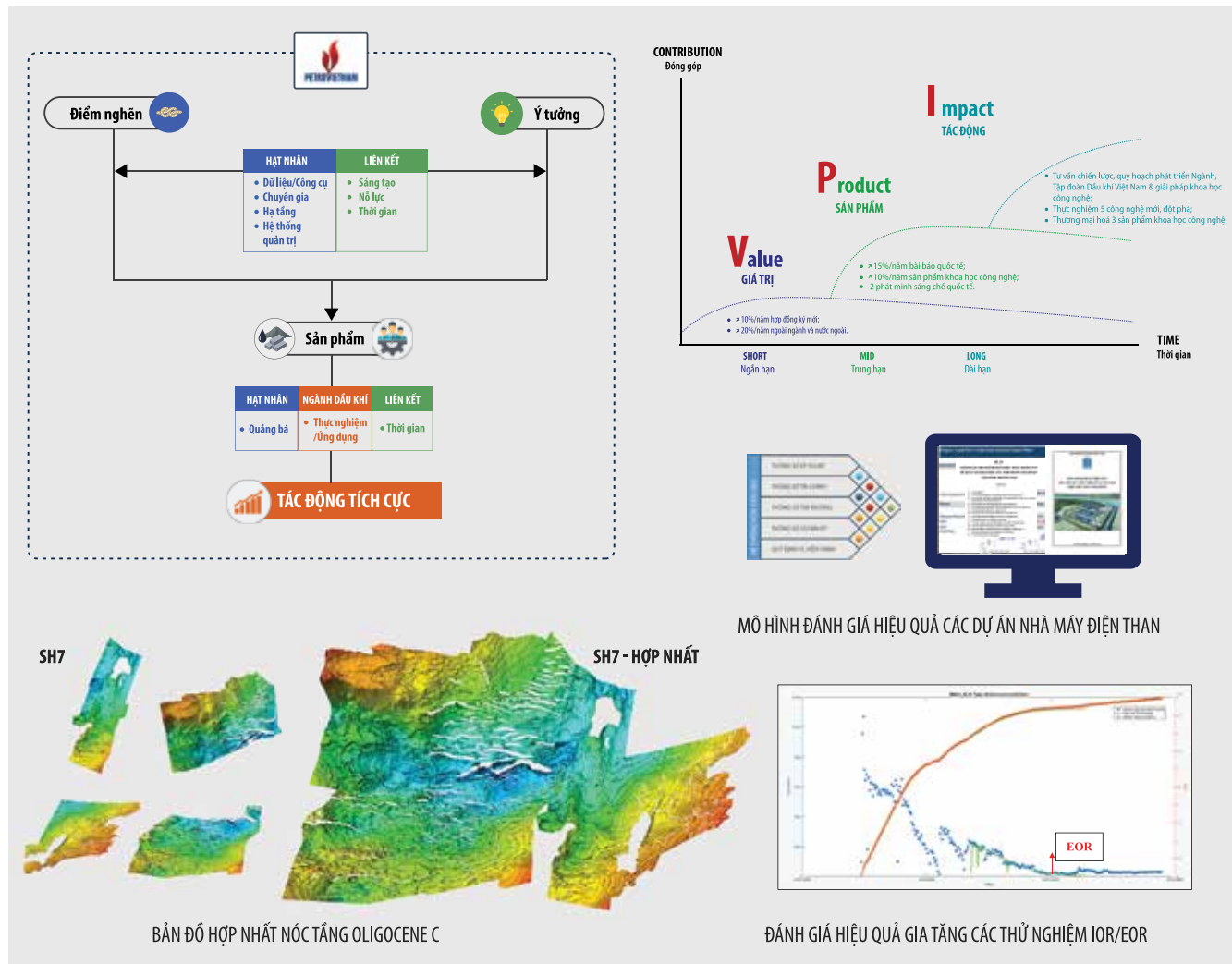
Trong năm 2021, Nhà máy Đạm Cà Mau vận hành tối ưu ở công suất 110%, sản lượng sản xuất vượt kế hoạch 3%, đáp ứng kịp thời nhu cầu phân bón cho thị trường, không để đứt gãy chuỗi cung ứng hàng hóa trong nước. Sau hơn 9 năm vận hành, Nhà máy Đạm Cà Mau đã cán mốc sản lượng 8 triệu tấn vào ngày 6/10/2021.

ổn định. Tổng sản lượng sản xuất của PVCFC đạt trên 898 nghìn tấn urea quy đổi (vượt kế hoạch 3%); sản lượng tiêu thụ đạt trên 1 triệu tấn đảm bảo tiến độ triển khai Dự án đầu tư sản xuất phân bón phức hợp từ urea nóng chảy (công suất 300.000 tấn/năm).

Nhà máy Đạm Cà Mau đã triển khai chương trình tối ưu hóa, trong đó các hạng mục đã hoàn thành trong đợt bảo dưỡng tổng thể (đang trong quá trình ghi nhận dữ liệu đánh giá hiệu quả) như: Thu hồi hydrogen trong dòng offgas để gia tăng thêm sản lượng NH_3 ; nâng công suất cụm trao đổi nhiệt E04301; thu hồi MP vent gas xưởng urea...

Đặc biệt, công tác xuất khẩu đánh dấu bước đột phá quan trọng của PVCFC trong chiến lược vươn ra thị trường nước ngoài trong lĩnh vực sản xuất kinh doanh phân bón. Song song với việc giữ vững thị phần tại các thị trường mục tiêu (Tây Nam Bộ, Campuchia), PVCFC đã đẩy mạnh xuất khẩu (gần 300 nghìn tấn urea) để từng bước chiếm lĩnh thị phần các nước tại khu vực châu Á như: Campuchia, Bangladesh, Thái Lan, Myanmar...

Anh Ngọc



VPI CẠNH TRANH VỀ CÔNG NGHỆ, TRI THỨC VÀ NGUỒN NHÂN LỰC

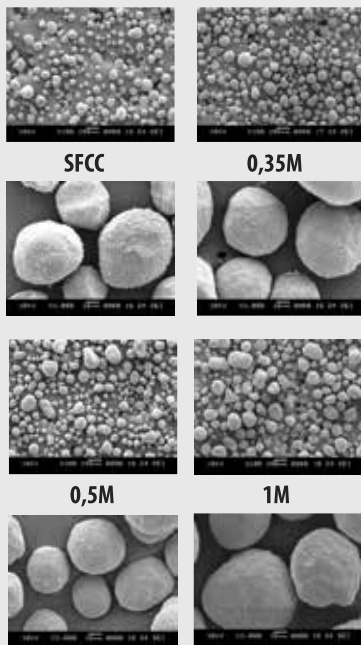
Xu hướng chuyển dịch năng lượng, cách mạng công nghiệp lần thứ 4 (dựa trên nền tảng công nghệ số, tích hợp các công nghệ thông minh để tối ưu hóa quy trình, phương thức sản xuất) vừa là cơ hội vừa là thách thức đối với Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) khi phải cạnh tranh về công nghệ, tri thức và chất lượng nguồn nhân lực.

Đối mặt với dịch bệnh Covid-19 diễn biến phức tạp, áp lực ngày càng tăng từ việc sử dụng hiệu quả lợi thế cạnh tranh về cơ sở dữ liệu, sáng tạo sản phẩm đặc thù và tác động thay đổi cơ bản mô hình tổ chức nghiên cứu khoa học và triển khai công nghệ..., VPI cho biết đã tập trung rà soát, sắp xếp, đổi mới tổ chức theo hướng tinh gọn, tối ưu chi phí thường xuyên, nâng cao hiệu quả và năng lực cạnh tranh,

tập trung vào các nhiệm vụ chủ yếu, lĩnh vực cốt lõi.

VPI chủ động triển khai các chương trình nghiên cứu khoa học, đề xuất 22 nhiệm vụ thuộc các lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí, công nghiệp khí và lọc hóa dầu, điện và năng lượng tái tạo; ứng dụng các công nghệ mới (như nhận diện và phân tích điểm nghiên, graphene, công nghệ hợp nhất tài liệu địa chấn 3D sau cộng trên miền thời gian, phần mềm dự báo khai thác VPI-KT-1...).

Bên cạnh đó, VPI mở rộng phạm vi cung cấp dịch vụ khoa học công nghệ ra ngoài Tập đoàn (tăng 78% so với năm 2020), ngoài ngành (tăng 46%) và thế giới (tăng 18%) với các dịch vụ: Phân tích mẫu, tư vấn thiết kế hệ thống bảo vệ chống ăn mòn điện hóa đường ống nước; nghiên cứu thị trường LNG, tư vấn xây dựng chiến lược phát triển; tư vấn quy hoạch và phát triển Trung tâm khí tại Khu kinh tế Đông Nam (Quảng Trị); nghiên cứu đánh giá điều kiện địa chất, địa kỹ thuật khu vực trang trại



HIỆU QUẢ QUÁ TRÌNH PHỤC HỒI XÚC TÁC FCC



THIẾT BỊ GASPERM TÍCH HỢP MODULE PROBEPerm

điện gió Tuy Phong và vùng lân cận ngoài khơi Bình Thuận; nghiên cứu khả thi dự án sản xuất hydrogen tại Việt Nam; lập và phê duyệt tài liệu quản lý an toàn, giám sát môi trường; cung cấp hóa chất hóa phẩm...

VPI được Cục Sở hữu Trí tuệ - Bộ Khoa học và Công nghệ cấp 1 Bằng độc quyền sáng chế "Quy trình thử nghiệm quá trình ngưng tụ khí ngưng tụ vùng cận đáy giếng"; 1 Bằng độc quyền giải pháp hữu ích "Phụ gia nhũ tương nước trong dầu kích cỡ nano, quy trình sản xuất phụ gia nhũ tương nước trong dầu kích thước cỡ nano và quy trình sản xuất hệ nhũ tương nước trong dầu khoáng"; được Văn phòng Sáng chế và Nhãn hiệu Mỹ (United States Patent and Trademark Office - USPTO) chấp nhận hợp lệ 1 Đơn sáng chế "Phương pháp và hệ thống thiết bị làm mới xúc tác FCC thải

bằng ngâm chiết acid sử dụng quá trình reflux"...

Về phát triển sản phẩm thương mại, VPI tiếp tục mở rộng cung cấp 13,3 tấn anode vành khuyên BA53, BA35 và BA24 chống ăn mòn cho các dự án BK-19, BK-21 và MSP6 (Vietsovpetro), cung cấp 0,6 tấn anode vành khuyên hợp kim Al-Zn-In cho công trình tuyến ống xuất nhập sản phẩm từ cảng phao tới cảng chính của Tổng kho Dầu khí Soài Rạp (PVCoating).

Viện trưởng Nguyễn Anh Đức cho biết, VPI đang tập trung phát triển hệ sinh thái sáng tạo cho ngành Dầu khí Việt Nam, hội tụ trí tuệ thế giới để cung cấp giải pháp cho các vấn đề phát sinh trong quá trình sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và ngành Dầu khí Việt Nam. VPI đã hình thành khối hạt nhân (phát triển nguồn nhân lực, quản lý thực hiện, nắm thị trường, phân tích dữ liệu), bước đầu liên kết với các doanh nghiệp cung cấp dịch vụ khoa học công nghệ trong lĩnh vực an toàn - sức khỏe - môi trường và chống ăn mòn; đang tiếp tục hoàn thiện hệ thống quản trị nhân sự (KPI, con đường nghề nghiệp, chính sách đãi ngộ), tuyển dụng; đang triển khai xây dựng hệ thống cơ sở dữ liệu dầu khí (VPIinsights).

Trong năm 2022, VPI sẽ tập trung chuyển đổi mô hình hoạt động theo chỉ đạo của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; rà soát, sắp xếp, đổi mới tổ chức theo hướng tinh gọn, tối ưu chi phí thường xuyên, nâng cao hiệu quả và năng lực cạnh tranh, tập trung vào lĩnh vực cốt lõi và các chương trình nghiên cứu dài hạn.

VPI đã xác định mục tiêu cụ thể trong giai đoạn 2022 - 2025 như: số hợp đồng ký mới tăng 10%/năm, số hợp đồng ngoài ngành và nước ngoài tăng 20%/năm, bài báo quốc tế (Q1, Q2) tăng 15%/năm, sản phẩm khoa học công nghệ tăng

8 SẢN PHẨM ĐẶC TRƯNG CỦA VPI TRONG NĂM 2021

1. Xây dựng cơ sở dữ liệu các lô dầu khí mở phục vụ công tác kêu gọi đầu tư nước ngoài vào lĩnh vực tìm kiếm thăm dò tại Việt Nam;

2. Công nghệ hợp nhất tài liệu địa chấn 3D sau cộng trên miền thời gian;

3. Nghiên cứu thiết kế gia công và tích hợp module ProbePerm vào thiết bị GasPerm để đo độ thấm điểm trên mẫu lõi;

4. Phần mềm dự báo khai thác áp dụng ở Vietsovpetro (VPI-KT-1);

5. Phát triển và ứng dụng mô hình LP để tối ưu hóa quá trình sản xuất, tiêu thụ các cấu tử trung gian và sản phẩm lọc dầu của các nhà máy lọc dầu có phần vốn góp của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam;

6. Nghiên cứu, xây dựng mô hình và phân tích đánh giá hiệu quả kinh tế - tài chính các dự án nhà máy nhiệt điện than đang triển khai đầu tư của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam;

7. Sáng chế "Method and system for renewing spent fluid catalytic cracking (SFCC) catalysts using acid leaching and acid reflux activities" được Cơ quan Sáng chế và Nhãn hiệu Mỹ (United States Patent and Trademark Office - USPTO) chấp nhận đơn hợp lệ;

8. Mô hình quản trị và khai thác dữ liệu VPI.

10%/năm, 2 phát minh sáng chế quốc tế; tập trung tư vấn về chiến lược, quy hoạch phát triển ngành Dầu khí Việt Nam, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; thử nghiệm 5 công nghệ mới của thế giới và thương mại hóa tối thiểu 3 sản phẩm khoa học công nghệ.

Hiền Trang

NGHIÊN CỨU KỸ THUẬT NGHỊCH ĐẢO VẬN TỐC (TOMOGRAPHY) THEO THỜI GIAN TRUYỀN

Phạm Thế Hoàng Hà, Đoàn Huy Hiền, Tạ Quang Minh, Mai Thị Lụa, Nguyễn Hoàng Anh

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: hapth@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.10-01>

Tóm tắt

Mô hình vận tốc là thông tin thiết yếu trong xử lý tín hiệu địa chấn, đóng vai trò quan trọng trong quá trình dịch chuyển địa chấn cũng như chuyển đổi giữa miền thời gian và miền độ sâu. Trong số các kỹ thuật được sử dụng để xây dựng mô hình vận tốc, nghịch đảo vận tốc (tomography) là kỹ thuật phổ biến và hiệu quả. Tomography là phiên bản nâng cấp của phân tích vận tốc thủ công, được xây dựng dựa trên phương pháp dò tia (ray tracing) và phương pháp tối ưu hóa gradient liên hợp (conjugate gradient). Mô hình vận tốc xây dựng bằng kỹ thuật tomography (mô hình vận tốc tomography) được sử dụng như mô hình ban đầu chất lượng cao cho các module dựng ảnh địa chấn phức tạp hơn như dịch chuyển thời gian ngược (reverse-time migration) hoặc nghịch đảo toàn dạng sóng (full waveform inversion). Nhóm tác giả phát triển module tomography theo thời gian truyền (travel-time reflection tomography - SeisT) để nghiên cứu độ chính xác của kỹ thuật và nâng cao năng lực công nghệ trong xử lý địa chấn. Hiệu quả và độ chính xác của module trong quá trình xử lý và vận hành được kiểm tra đánh giá trên dữ liệu mô hình và dữ liệu thực địa.

Từ khóa: Xử lý tín hiệu địa chấn, phản xạ địa chấn, dò tia, mô hình hóa vận tốc, địa chấn tomography, tomography.

1. Giới thiệu

Mô hình vận tốc là kết quả quan trọng được trích xuất từ tài liệu địa chấn phản xạ, có thể được sử dụng cho các mục đích khác nhau như: dựng ảnh trên miền độ sâu, chuyển đổi giữa miền độ sâu và miền thời gian hay xây dựng mô hình địa - cơ. Độ phân giải của mô hình vận tốc phụ thuộc nhiều vào độ phức tạp của phương pháp ước tính cũng như độ phân giải của mô hình vận tốc ban đầu và dữ liệu địa chấn. Ví dụ, phân tích vận tốc thủ công (velocity analysis) là phương pháp đơn giản và nhanh nhất để xây dựng mô hình vận tốc. Tuy nhiên, độ phân giải của phương pháp này không cao theo cả trục không gian và trục thời gian vì khoảng cách giữa 2 CDP (common depth point) liên tiếp được phân tích vận tốc lớn hơn nhiều so với khoảng cách thực tế của 2 CDP cạnh nhau trong lưới tài liệu. Tương tự, trong phổ phân tích vận tốc tại mỗi CDP, khoảng thời gian giữa 2 điểm được bắt vận tốc cao hơn nhiều so với tỷ lệ lấy mẫu trên miền thời gian. Ở chiều ngược lại, phương pháp nghịch đảo toàn dạng sóng cho phép tạo ra mô hình vận tốc có độ phân giải cao

và chính xác. Tuy nhiên, phương pháp này lại yêu cầu tài nguyên và chi phí tính toán cao nên không được sử dụng rộng rãi trong xử lý địa chấn phản xạ. Để cân bằng giữa độ chính xác và chi phí tính toán, tomography theo thời gian truyền (SeisT) được xem là phương pháp phù hợp để xây dựng mô hình vận tốc cho mục đích dịch chuyển hay được sử dụng làm mô hình ban đầu cho các bài toán nghịch đảo toàn dạng sóng.

Tomography là quá trình nghịch đảo, cung cấp công cụ để ước tính vận tốc từ dữ liệu phản xạ địa chấn đa kênh. Tomography có thể được thực hiện trong các miền trước hoặc sau khi dịch chuyển. Trong mỗi miền này, có thể chia các thông tin của dữ liệu thành 2 dạng: động học (thời gian truyền) và động lực học (biên độ, pha) [1]. Do đó, có ít nhất 4 cách giải quyết bài toán về tomography. Bảng 1 tóm tắt các phương pháp được sử dụng để ước tính vận tốc.

Nghiên cứu này tập trung vào phương pháp tomography theo thời gian truyền dựa trên tia, áp dụng để xây dựng các mô hình vận tốc nhân tạo cũng như thực địa. Quy trình thực hiện được thể hiện trong Hình 1. Nhóm nghiên cứu lựa chọn phương pháp này để ước tính vận tốc do các nguyên nhân sau:



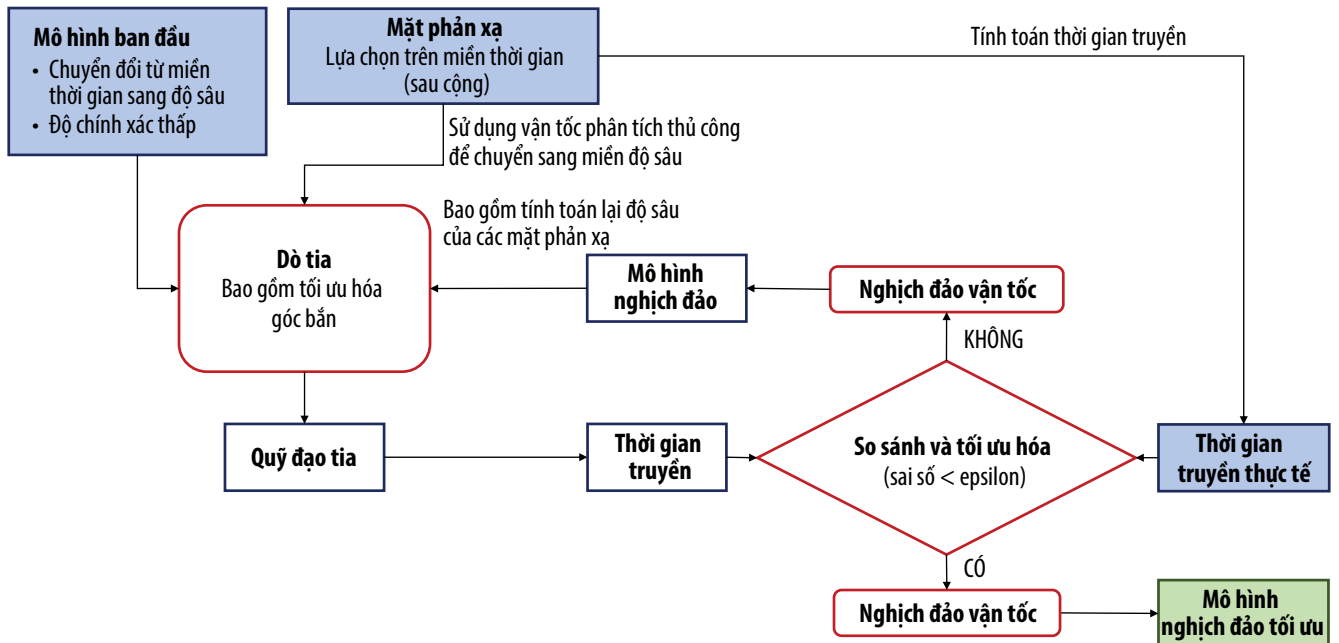
Ngày nhận bài: 7/12/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 7 - 20/12/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/12/2021.



Bảng 1. Các loại và các miền của phương pháp tomography để ước tính vận tốc

	Miền trước dịch chuyển	Miền sau dịch chuyển
Dựa trên tia (động học)	Tomography theo thời gian truyền Tomography truyền qua giếng Tomography sóng khúc xạ	Tomography trước cộng trên miền thời gian Tomography trước cộng trên miền độ sâu
Dựa trên dạng sóng (động lực học)	Nghịch đảo toàn dạng sóng (còn được gọi là tomography dạng sóng, tomography phương trình sóng hay tomography tán xạ)	Phân tích vận tốc dịch chuyển theo phương trình sóng (WEM-VA) Tomography đường sóng



Hình 1. Quy trình thực hiện nghịch tomography theo thời gian truyền dựa trên tia.

Trong miền sau dịch chuyển, dữ liệu đã được dịch chuyển bằng tài liệu vận tốc chưa được tối ưu hóa, do đó, miền trước dịch chuyển có nhiều thông tin vật lý hơn miền sau dịch chuyển.

Mặc dù tomography dựa trên dạng sóng có thể tạo ra mô hình vận tốc rất chi tiết và chính xác, phương pháp này yêu cầu tài nguyên và chi phí tính toán lớn. Trong khi đó, phương pháp tomography dựa trên tia tạo ra mô hình vận tốc có độ phân giải thấp hơn nhưng vẫn có chất lượng đủ tốt nếu được thực hiện cẩn thận [2].

2. Cơ sở lý thuyết

Giống như các phương pháp nghịch đảo địa vật lý khác, tomography theo thời gian truyền dựa trên tia gồm 2 bước cơ bản:

- Xác định các đường phản xạ và ước tính thời gian truyền ứng với các cặp thu nổ nằm ở vị trí khác nhau dựa trên nghiệm của phương trình eikonal.
- Tối ưu mô hình vận tốc bằng cách cực tiểu hóa sai số giữa thời gian truyền tính toán được và thời gian truyền

thực tế cho mỗi cặp thu nổ, với mỗi đường phản xạ được xác định. Ở bước này, phương pháp gradient liên hợp được sử dụng.

2.1. Phương trình dò tia và nghiệm số

Phương pháp ray-tracing được thực hiện bằng thuật toán Runge-Kutta trong miền độ sâu, do đó, các tham số đầu vào của phương pháp này, bao gồm mô hình vận tốc và các đường phản xạ, phải được chuyển đổi từ miền thời gian sang miền độ sâu.

Phương pháp ray-tracing được sử dụng để tính toán đường đi của tia sóng truyền trong môi trường có vận tốc, đặc tính hấp thụ và phản xạ của các bề mặt thay đổi. Bởi những tính chất kể trên của môi trường, đường đi của tia có thể bị uốn cong, thay đổi hướng hoặc phản xạ tại các mặt phân cách.

Quy đạo của tia được tính toán bằng cách giải một phương trình vi phân có nguồn gốc từ phương trình sóng [3]:

$$\nabla^2 \psi - \frac{1}{v^2(\vec{x})} \frac{\partial^2 \psi}{\partial t^2} = 0 \quad (1)$$

Giả sử phương trình (1) có một nghiệm ở dạng:

$$\psi(\vec{x}, t) = A(\vec{x})e^{2\pi i f(t - T(\vec{x}))} \quad (2)$$

Trong đó $A(\vec{x})$ và $T(\vec{x})$ là các hàm chưa biết mô tả biên độ và thời gian truyền thay đổi theo vị trí.

Thay phương trình (2) vào phương trình (1), giả định trường vận tốc thay đổi chậm trong không gian (gradient vận tốc nhỏ), cũng như các tần số cao không phụ thuộc vào gradient vận tốc, có các kết quả sau:

$$\frac{A}{2} \nabla^2 T + \vec{\nabla} A \cdot \vec{\nabla} T = 0 \quad (3)$$

$$[\vec{\nabla} T]^2 - \frac{1}{v(\vec{x})^2} = 0 \quad (4)$$

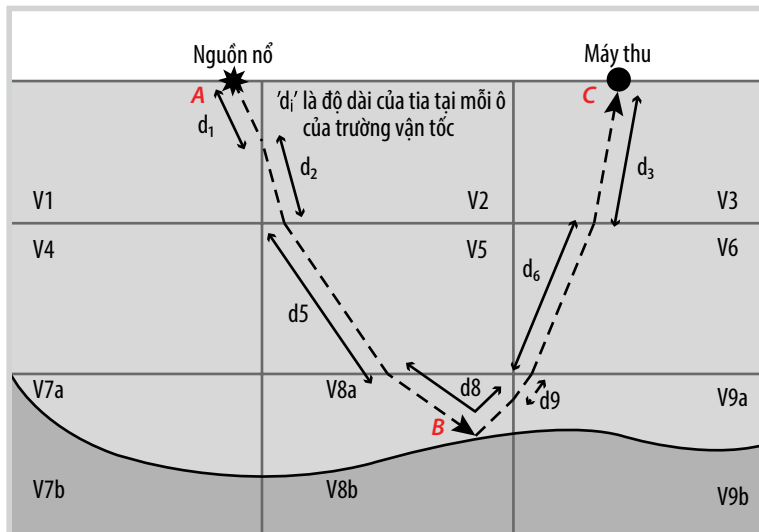
Phương trình (3) được gọi là phương trình truyền hình học vì nghiệm mô tả dòng năng lượng dọc theo đường truyền của tia.

Phương trình (4) là phương trình đạo hàm riêng, phi tuyến có tên là phương trình eikonal. Đối với trường hợp tần số cao hoặc trường vận tốc thay đổi chậm như giả định, nghiệm của phương trình eikonal chỉ ra thời gian truyền chính xác qua các môi trường phức tạp [3]. Phương trình eikonal có thể được biến đổi thành hệ phương trình vi phân thường bậc nhất (ordinary differential equations), có thể giải được bằng các phương pháp số chuẩn:

$$\begin{aligned} \frac{d\vec{x}}{dt} &= v^2(\vec{x})\vec{p} \\ \frac{d\vec{p}}{dt} &= -\frac{\vec{\nabla} v(\vec{x})}{v(\vec{x})} \end{aligned} \quad (5)$$

Trong đó, $\vec{p}$ là vector slowness, thể hiện hướng và độ lớn vận tốc của tia tại điểm tham chiếu; dt là bước thời gian mà đường đi của tia được tính toán.

Trong nghiên cứu này, hệ phương trình vi phân trên được giải bằng phương pháp Runge-Kutta [4].



Hình 2. Đồ thị tia trong trường vận tốc.

Bước thời gian dt phải được chọn phù hợp. Nếu dt quá lớn, các tần số cao sẽ bị bỏ qua, dẫn tới đường đi của tia sóng được tính toán không chính xác, đặc biệt tại những khu vực có địa chất phức tạp. Nếu dt quá nhỏ, số bước dò tìm để một tia từ điểm nổ tới điểm thu sẽ rất lớn, dẫn đến thời gian tính toán lớn.

Mô hình vận tốc được rời rạc hóa thành các ô lưới để thuận tiện cho việc tính toán. Trong lưới vận tốc này, quỹ đạo của tia được tính toán lại sau mỗi khoảng thời gian cố định dt (Hình 2). Cuối mỗi bước, vị trí hiện tại của tia được cập nhật, các tham số trên lưới vận tốc gần nhất với vị trí này được sử dụng để xác định vị trí tiếp theo của tia. Ngoài ra, trong nghiên cứu này, nhóm tác giả sử dụng phép nội suy tuyến tính để đảm bảo đường đi của tia sóng được tính toán tại tất cả các điểm thuộc lưới vận tốc mà tia đi qua.

Trong quá trình mô phỏng thu nổ địa chấn, sóng bắt đầu từ một điểm nổ (nguồn) trên hoặc gần bề mặt, lan truyền trong các lớp đất đá, trải qua các quá trình phản xạ và khúc xạ, đi đến bộ thu, cũng nằm trên hoặc gần bề mặt. Quá trình phức tạp này có thể được mô tả trên mô hình vận tốc, như đã đề cập ở trên, bằng cách sử dụng phương pháp ray-tracing Runge-Kutta. Hình 2 mô tả đơn giản quá trình thu nổ của 1 tia sóng đi từ nguồn nổ, lan truyền xuống lòng đất, sau đó phản xạ tại 1 đường phản xạ và quay ngược lại bộ thu.

Một đặc điểm quan trọng của tomography là tia sẽ bị phản xạ trên đường phản xạ đã chọn trước khi quay lại bộ thu. Cách xác định vector slowness của tia phản xạ tại đường phản xạ được trình bày trong Hình 3, trong đó $\vec{p}_1$ và $\vec{p}_2$ lần lượt là vector slowness của tia tới và tia phản xạ. Trong hệ tọa độ Ogh, tại điểm phản xạ, thành phần tiếp tuyến của vector slowness không thay đổi, trong khi thành phần pháp tuyến thì thay đổi về dấu. Do đó, vector slowness của tia phản xạ được tính toán thông qua vector slowness của tia tới như sau:

$$\begin{aligned} pg_2 &= pg_1 \\ ph_2 &= -ph_1 \end{aligned} \quad (6)$$

Trong đó $pg_{1,2}$ và $ph_{1,2}$ lần lượt là các thành phần của vector slowness của tia tới và tia phản xạ trong hệ tọa độ Ogh.



Ngoài ra, tia phản xạ được thể hiện trong Hình 2 có thể truyền đi theo nhiều cách khác và thậm chí có thể bị bẻ cong trước khi gặp đường phản xạ như trong Hình 8 (turning ray). Điều này là do có sự phản xạ toàn phần tại các mặt phân cách nông hơn (góc tới lớn hơn góc tới hạn). Mặc dù các tia đạt góc tới hạn này cũng rất hữu ích cho việc phân tích tomography gần bề mặt (như xây dựng mô hình vận tốc để khảo sát địa chấn trên đất liền), đây không phải là mục tiêu của nghiên cứu này.

Một vấn đề quan trọng trong việc ray-tracing là đối với cặp thu nổ cụ thể, phương pháp xác định góc bắn của tia từ nguồn nổ để có thể đến được vị trí của máy thu dự kiến. Nếu bắn tia theo một góc tùy ý, chắc chắn sẽ không đến được máy thu mục tiêu. Để tìm góc bắn phù hợp, phương pháp đơn giản nhất để tính góc bắn là sử dụng phép tính hình học cơ bản như trong Hình 4. Cho vị trí của S và R (nguồn nổ và máy thu), góc dip β của đường phản xạ (gần CDP), khi đó góc bắn α có thể được tính bằng công thức:

$$\alpha = \gamma - \beta = \tan^{-1} \left(\frac{d}{2h} \right) - \beta \quad (7)$$

Trong đó:

d: Khoảng cách giữa nguồn nổ và máy thu (offset);

h: Độ sâu của hình chiếu của điểm giữa lên đường phản xạ.

Trong thực tế, trong môi trường có vận tốc biến đổi liên tục, phương pháp hình học này dĩ nhiên không cho ra giá trị góc bắn chính xác, tuy nhiên, được sử dụng như giá trị dự đoán ban đầu để thực hiện các tính toán tối ưu hóa góc bắn. Một số thuật toán tối ưu được thử nghiệm và sử dụng trong nghiên cứu này như: phương pháp chia đôi (bisection), phương pháp Gauss-Newton và phương pháp đường dốc nhất (steepest descent) [4]. Nhóm nghiên cứu nhận thấy rằng thuật toán độ dốc nhất thường đưa ra các ước tính góc tốt nhất với số lần lặp có thể chấp nhận được. Trong trường hợp phương pháp độ dốc nhất không hoạt động do sự xuất hiện của các cực tiểu cục bộ (local minimum), phương pháp

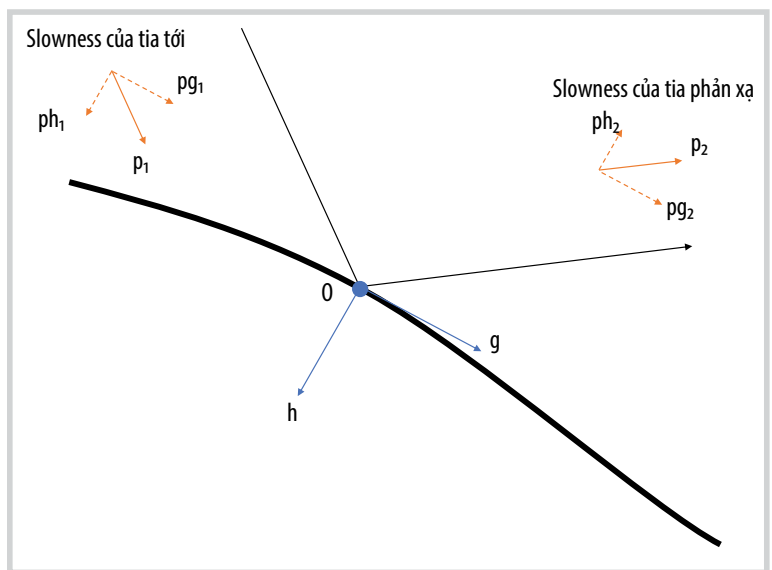
chia đôi sẽ được sử dụng để ước tính góc bắn sao cho tia đến gần máy thu nhất.

Đối với các máy thu nằm ở xa nguồn nổ, có thể sử dụng phương pháp hồi quy bình phương tối thiểu (least squares regression) [4] để tính toán góc bắn ban đầu từ những góc bắn đã được tối ưu của những máy thu gần nguồn nổ. Khi đó, số lần lặp trong phương pháp độ dốc nhất sẽ giảm đi đáng kể so với việc ước lượng góc ban đầu bằng phương pháp hình học. Bảng 2 chỉ ra số lượng lần lặp để tính toán được góc bắn tối ưu khi sử dụng các phương pháp ước lượng góc ban đầu khác nhau.

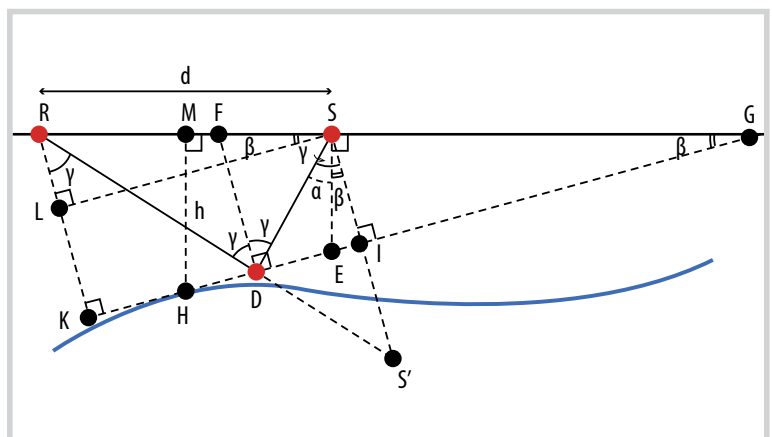
Trong quá trình thử nghiệm và tính toán, để cải thiện tốc độ hội tụ và độ chính xác của quá trình tối ưu hóa, 1 bộ lọc làm mịn sẽ cần được áp dụng cho mô hình vận tốc và tất cả các đường phản xạ.

2.2. Bài toán nghịch đảo

Nếu mô hình vận tốc sai lệch nhiều so với mô hình thực, sai số giữa thời gian truyền của tia được tính bằng phương pháp dò tia với



Hình 3. Tính toán lại vector slowness tại điểm phản xạ trên horizon.



Hình 4. Phương pháp hình học dùng để xác định góc bắn.

Bảng 2. Số vòng lặp để ước tính góc bắn với sai số ± 3 m quanh vị trí của máy thu

		Vị trí của nguồn nổ (m)					Phương pháp để ước tính giá trị ban đầu cho tối ưu hóa độ dốc nhất
		0	1.000	2.000	3.000	4.000	
Offset (m)	125	4	2	4	3	2	Phương pháp hình học
	137,5	2	3	3	2	2	
	150	0	1	2	1	0	
	162,5	0	1	1	1	0	Hồi quy bình phương tối thiểu
	175	0	0	0	1	1	
	187,5	0	1	2	1	1	
	200	0	1	1	0	1	
	212,5	0	1	1	1	1	
	225	0	1	1	1	0	
	237,5	1	1	1	1	1	

giá trị thực sẽ lớn. Vì vậy, cần cực tiểu hóa sai số bằng cách sử dụng các phương pháp tối ưu hóa. Bằng cách này, mô hình vận tốc ước lượng sẽ dần tiến về mô hình thực.

Xét mô hình vận tốc được mô tả trong Hình 2. Mô hình này được chia thành 9 ô vận tốc với giá trị vận tốc của mỗi ô là 1 hằng số. Tia phát ra từ nguồn nổ A, phản xạ trên horizon tại B và được thu tại C. Thời gian truyền T_{ABC} theo đường ABC được xác định bằng phương trình (7) là:

$$T_{ABC} = \frac{d_1}{v_1} + \frac{d_2}{v_2} + \frac{d_5}{v_5} + \frac{d_8}{v_{8a}} + \frac{d_9}{v_{9a}} + \frac{d_6}{v_6} + \frac{d_3}{v_3} \quad (8)$$

Dựa trên đường đi của các tia khác nhau trong môi trường, thu được hệ các phương trình (với thời gian truyền T đã biết và ẩn số là phần tử v_i của trường vận tốc). Việc giải hệ các phương trình này (được gọi là tomography) sẽ giúp xác định được giá trị vận tốc tại các ô dọc theo đường đi của tia.

Có nhiều phép đo thời gian truyền cho cặp thu nổ đối với một đường phản xạ xác định. Xét bộ 4 tia truyền trong môi trường như trong Hình 5, thời gian truyền tương ứng được thể hiện trong Hình 6. Thời gian truyền của 4 tia này có thể được biểu diễn bởi phương trình:

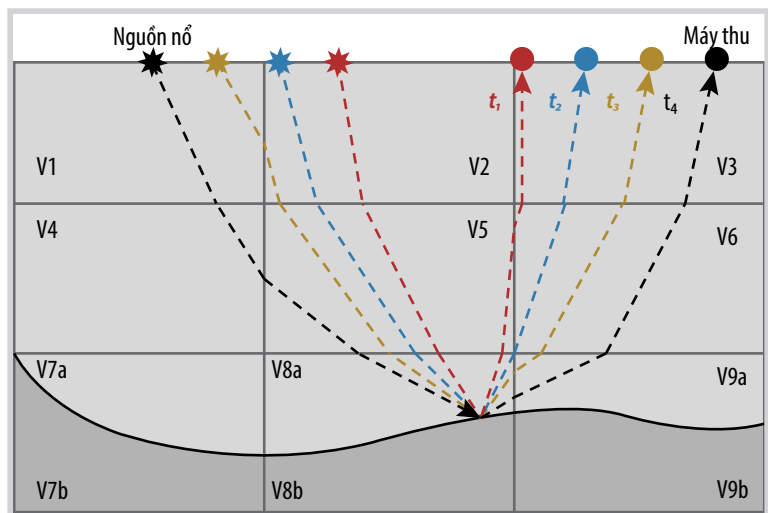
$$t_i = \sum_{j=1}^N \frac{d_{ij}}{v_j} = \sum_{j=1}^N d_{ij} s_j \quad (9)$$

Hay biểu diễn trong ma trận:

$$T = DS \quad (10)$$

Trong đó:

t_i : Thời gian truyền của tia thứ i ;

**Hình 5.** Mô hình vận tốc đơn giản gồm 9 ô ($j = 1, 9$) [1].

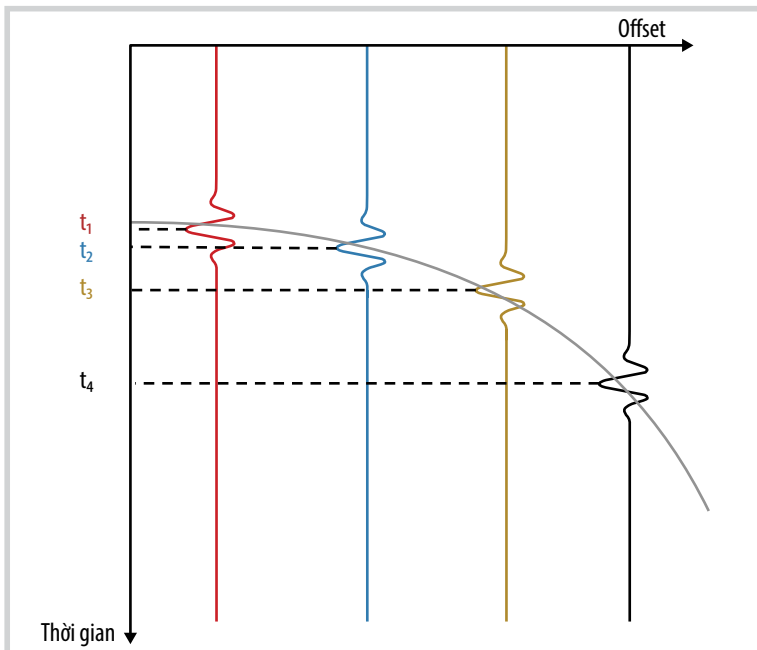
d_{ij} : Quãng đường di chuyển của tia thứ i trong ô thứ j ;

v_j : Vận tốc của ô thứ j ;

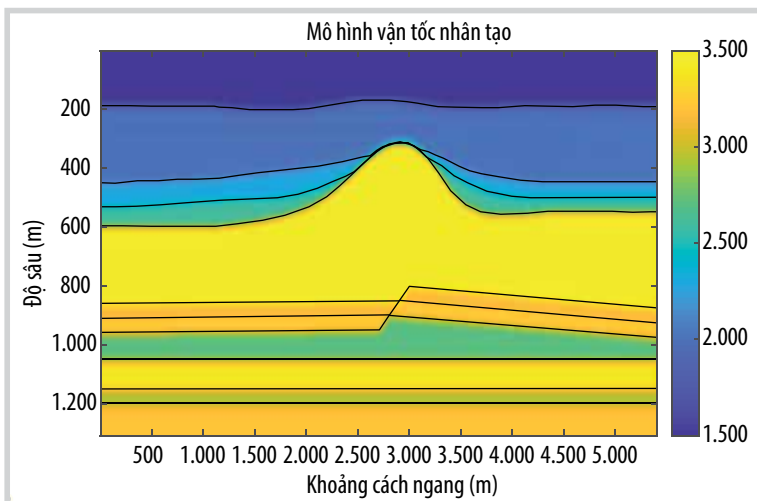
s_j : Slowness trong ô thứ j , có N ô trong mô hình (trong trường hợp này, $N = 9$).

Trong phương trình (10), T là vector của thời gian truyền 2 chiều đối với sóng âm phát ra từ 1 nguồn, truyền trong lòng đất, phản xạ trên mặt phân cách, sau đó quay trở lại máy thu. D là ma trận quãng đường di chuyển của tia trong mỗi ô của mô hình vận tốc (Hình 2) [1]. Ma trận D được xác định trong bước 1 bằng kỹ thuật dò tia. S là vector của mô hình vận tốc và được ước tính bằng phương pháp số.

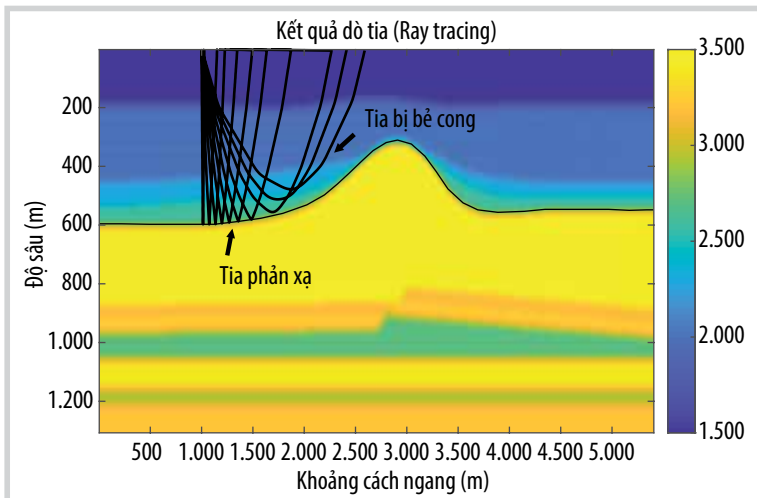
Thông thường, phương pháp bình phương tối thiểu được áp dụng để tính S trong phương trình (10). Tuy nhiên, phương pháp gradient liên hợp (conjugate gradient - CG) cho thấy độ hiệu quả cao hơn do khả năng tính toán nhanh hơn. CG là phương pháp lặp phổ biến nhất để giải các hệ phương trình tuyến tính lớn như hệ phương trình (9) vì CG có độ phức tạp theo thời gian là $O(m\sqrt{k})$, trong khi phương pháp độ dốc nhất (steepest decent) có độ phức tạp theo thời gian là $O(mk)$; cả 2 thuật toán đều có độ phức tạp theo không gian là



Hình 6. Tập hợp CDP mô phỏng cho 1 mặt phản xạ.



Hình 7. Mô hình vận tốc nhân tạo với các mặt phản xạ được chọn sẵn.



Hình 8. Dò tia dựa trên thuật toán Runge-Kutta với 1 mặt phản xạ.

O(m) (k là số điều kiện phổ của ma trận D và m là số giá trị khác 0 trong ma trận) [5]. Sau một số lần lặp CG, mô hình vận tốc thu được có giá trị gần với giá trị thực hơn nhiều so với các phương pháp khác.

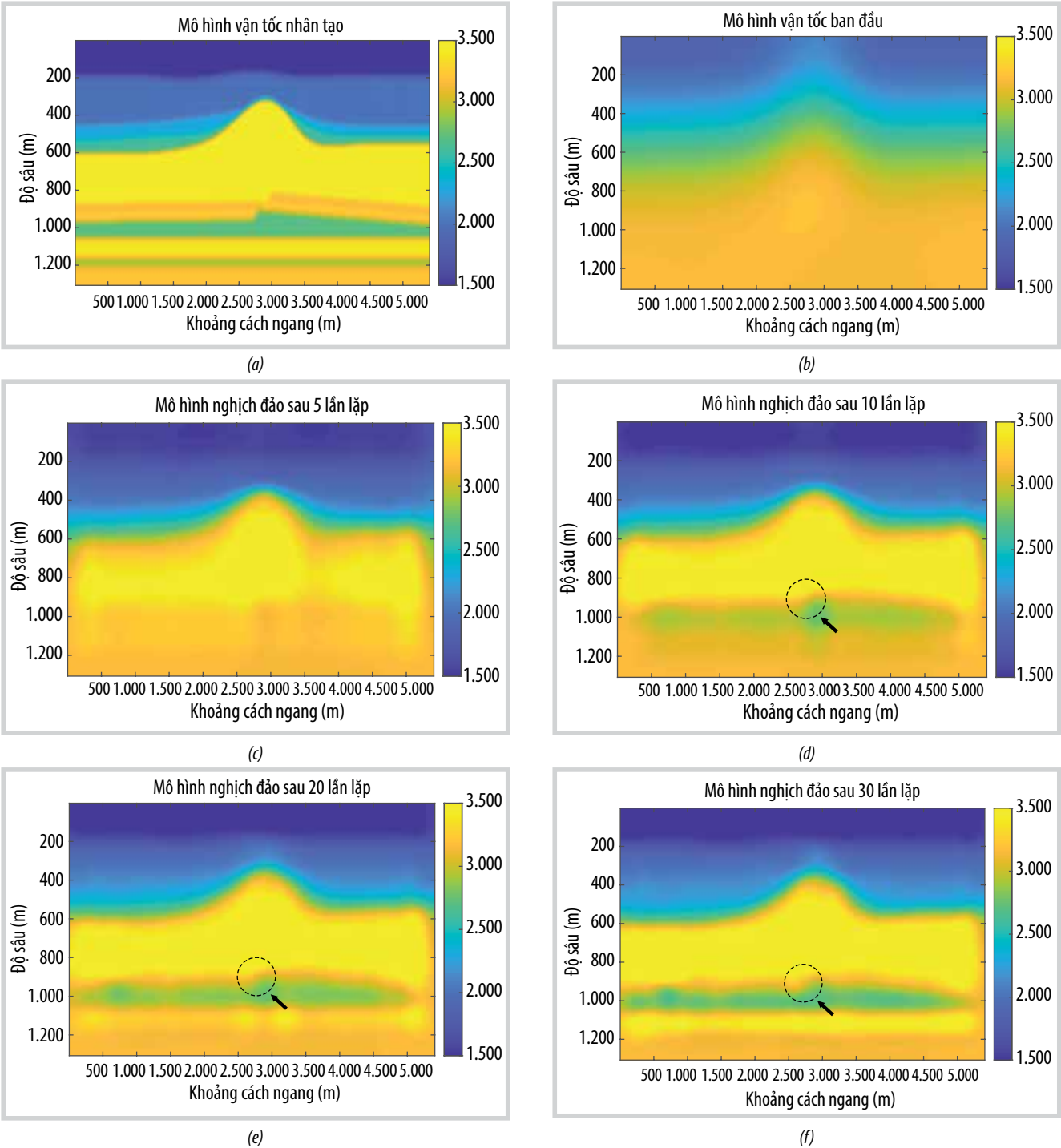
3. Ứng dụng trên mô hình nhân tạo

Mô hình vận tốc nhân tạo (Hình 7) được sử dụng để xác minh tính hiệu quả của phương pháp tomography theo thời gian truyền. Mô hình được xây dựng trong miền độ sâu, chứa 10 mặt phản xạ với 1 nếp gấp trong vùng vận tốc cao, ngoài ra còn chứa cấu trúc tương tự vết đứt gãy ở trị trí sâu hơn.

Quá trình tối ưu hóa được áp dụng trên mô hình vận tốc thực để ước tính góc bắn chính xác và thời gian truyền của tia cho từng cặp thu nổ, các giá trị này được sử dụng làm tham số đầu vào của quá trình lặp (đóng vai trò như dữ liệu tham chiếu).

Cấu hình thu nổ là 1 hệ chứa 207 nguồn nổ (khoảng cách giữa các nguồn nổ là 25 m) và 10 máy thu cho mỗi nguồn (khoảng cách giữa các máy thu là 12,5 m); tất cả được đặt trên mặt nước. Thời gian truyền của tất cả các cặp thu nổ trên mô hình thực được dùng làm dữ liệu tham chiếu trong quá trình phân tích tomography. Phương pháp gradient liên hợp được sử dụng để giải hệ các phương trình phi tuyến như đã đề cập trong phần 2.2. Mô hình vận tốc ban đầu là mô hình vận tốc đã được làm mượt (smooth) mạnh từ mô hình vận tốc gốc. Kết quả của quá trình tomography trên mô hình nhân tạo theo số lần lặp được thể hiện như trong Hình 9.

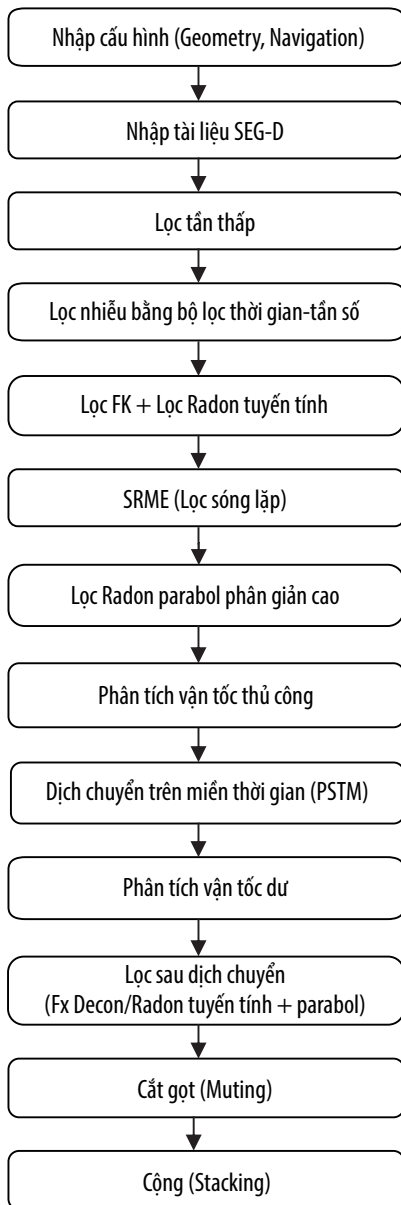
Thuật toán bắt đầu từ 1 mô hình được làm mịn rất mạnh (Hình 9b), không có bất kỳ đặc điểm địa chấn rõ ràng nào. Sau 30 bước lặp, thu được mô hình rất gần với mô hình thực (Hình 9f). Khu vực nông và phần vận tốc cao được xây dựng lại chỉ sau 5 lần lặp CG. Tăng số lần lặp CG, các lớp sâu hơn của mô hình vận tốc được nghịch đảo chính xác hơn. Trong Hình 9d, cấu trúc tương tự vết đứt gãy được hồi phục chỉ sau 10 lần lặp. Độ chính xác của thuật toán có thể được ước tính bằng độ lệch chuẩn (root-mean-square error - RMSE). RMSE



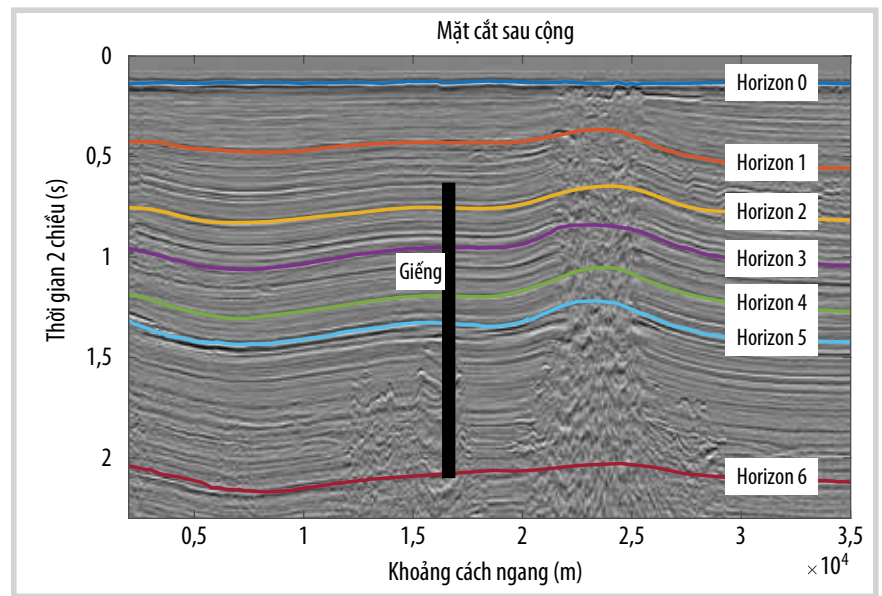
Hình 9. Kết quả của quá trình tomography. a) Mô hình vận tốc gốc; b) Mô hình ban đầu; c) Mô hình vận tốc sau 5 bước lặp tomography; d) Mô hình vận tốc sau 10 bước lặp nghịch đảo cắt lớp; e) Mô hình vận tốc sau 20 bước tomography; f) Mô hình vận tốc sau 30 bước lặp tomography.

Bảng 3. Độ lệch chuẩn của các mô hình vận tốc ước tính

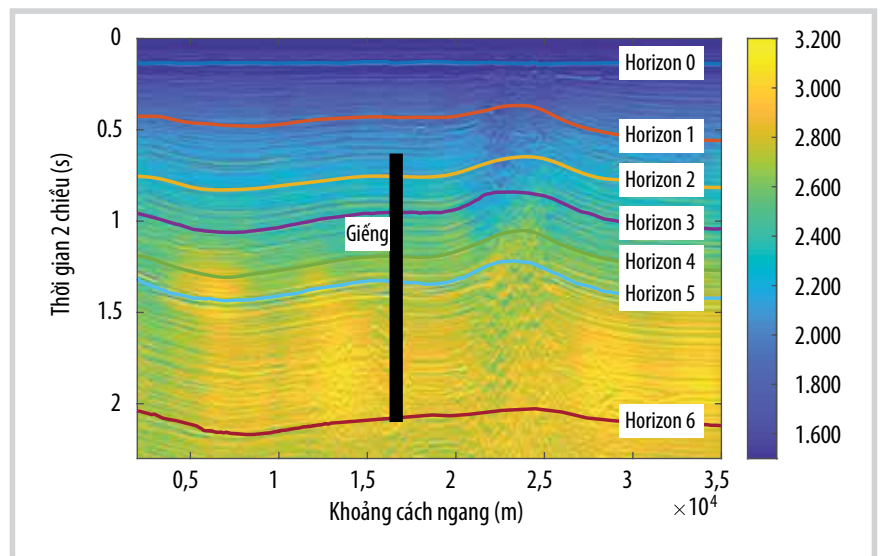
Model	RMSE (m/s)	Sai số tương đối trung bình của mô hình vận tốc (%)
Mô hình ban đầu	370,6	18,15
Mô hình sau 5 lần lặp CG	219,6	10,75
Mô hình sau 10 lần lặp CG	176,4	8,65
Mô hình sau 20 lần lặp CG	156,1	7,65
Mô hình sau 30 lần lặp CG	152,9	7,5



Hình 10. Các bước xử lý cơ bản.



Hình 11. Tuyến địa chấn với các mặt phản xạ và vị trí giếng được chọn.



Hình 12. Mô hình vận tốc tomography chống lên dữ liệu địa chấn.

càng nhỏ, sự chính xác của mô hình vận tốc ước tính so với mô hình vận tốc thực càng cao. Các giá trị RMSE được thể hiện như trong Bảng 3.

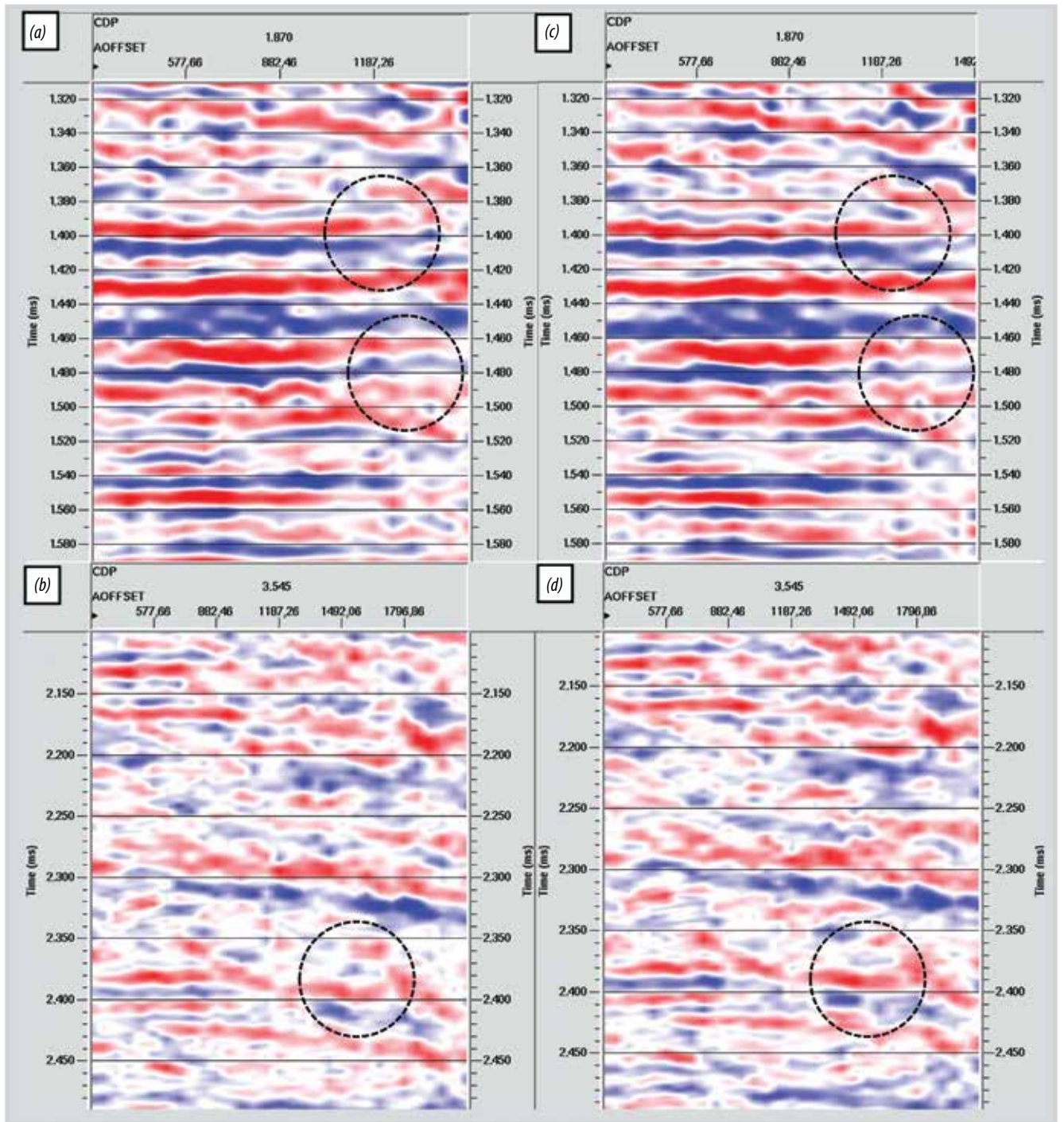
4. Ứng dụng trên dữ liệu thực địa

Thuật toán tomography được ứng dụng cho dữ liệu địa chấn 2D ngoài khơi Việt Nam. Dữ liệu được xử lý và minh giải bởi Viện Dầu khí Việt Nam (VPI). Các bước xử lý cơ bản được thể hiện trong Hình 10.

Điểm khác biệt lớn nhất của tài liệu thực địa (dữ liệu địa chấn, vận tốc RMS và các đường phản xạ được chọn) so với mô hình nhân tạo là tài liệu thực địa nằm trong miền thời gian. Do đó, khi ứng dụng phương pháp tomography theo thời gian truyền cho tài liệu thực địa, cần phải chuyển

đổi tài liệu đầu vào từ miền thời gian sang miền độ sâu ngay trong quá trình lập, nghĩa là các mặt phản xạ không phải nằm ở độ sâu thực, mà là ở độ sâu tùy thuộc vào mô hình vận tốc hiện tại đang cập nhật. Bằng cách cực tiểu hóa sai số của thời gian truyền, nhóm nghiên cứu hy vọng độ sâu sẽ hội tụ đến giá trị thực tế. Do đó, bên cạnh các vòng lặp CG xây dựng mô hình vận tốc để thực hiện dò tia với các mặt phản xạ, sẽ có thêm 1 vòng lặp bên ngoài để cập nhật độ sâu của các mặt phản xạ sau mỗi lần mô hình vận tốc được cập nhật lại (Hình 1). Quá trình nghịch đảo diễn ra tương tự như trường hợp mô hình nhân tạo.

Hình 11 cho thấy dữ liệu địa chấn sau cộng với các đường phản xạ và vị trí giếng được chọn. Từ quá trình thử nghiệm tomography trên mô hình tổng hợp, nhóm



Hình 13. So sánh các tập hợp CDP sau PSTM với (a, b) vận tốc được phân tích thủ công và (c, d) vận tốc tomography.

ngiên cứu nhận thấy nếu chọn càng nhiều đường phản xạ thì kết quả thu được càng gần với giá trị thực. Tuy nhiên, sử dụng nhiều đường phản xạ hơn cũng đồng nghĩa với thời gian tính toán lớn hơn, đặc biệt đối với dữ liệu thực địa có số lượng các cặp thu nổ thường rất lớn. Trong ví dụ này, 7 mặt phản xạ được chọn, trong đó 5 mặt đi qua khu vực có dữ liệu đo đạc từ giếng.

Mô hình vận tốc được tính toán bằng tomography theo thời gian truyền sẽ được biểu diễn chồng lên mặt

cắt địa chấn sau cộng, bằng cách đó, sự thay đổi vận tốc cũng như những dị thường có thể liên quan đến sự tích tụ hydrocarbon có thể được nhận biết như trong Hình 12. Trong tuyến địa chấn này, mô hình vận tốc địa chấn đã được nghịch đảo thành công bởi thuật toán nghịch đảo được phát triển, vận tốc xung quanh vị trí giếng, nơi khí được phát hiện, có xu hướng nhỏ hơn so với khu vực xung quanh.

Khác với mô hình nhân tạo, đối với dữ liệu thực địa, do



không có mô hình vận tốc chính xác tuyệt đối để so sánh các kết quả tomography, nhóm nghiên cứu phải thử các cách khác để kiểm tra tính chính xác của thuật toán. Có 2 phương pháp khác nhau để kiểm soát chất lượng trong nghiên cứu này. Một là sử dụng mô hình vận tốc ước tính làm đầu vào cho module dịch chuyển trên miền thời gian (PSTM); đầu ra được kỳ vọng sẽ chứa các sự kiện địa chấn được làm phẳng trong các tập hợp CDP (CDP gathers) (Hình 13). Phương pháp còn lại là so sánh mô hình vận tốc được nghịch đảo với dữ liệu giếng nằm gần khu vực nghiên cứu.

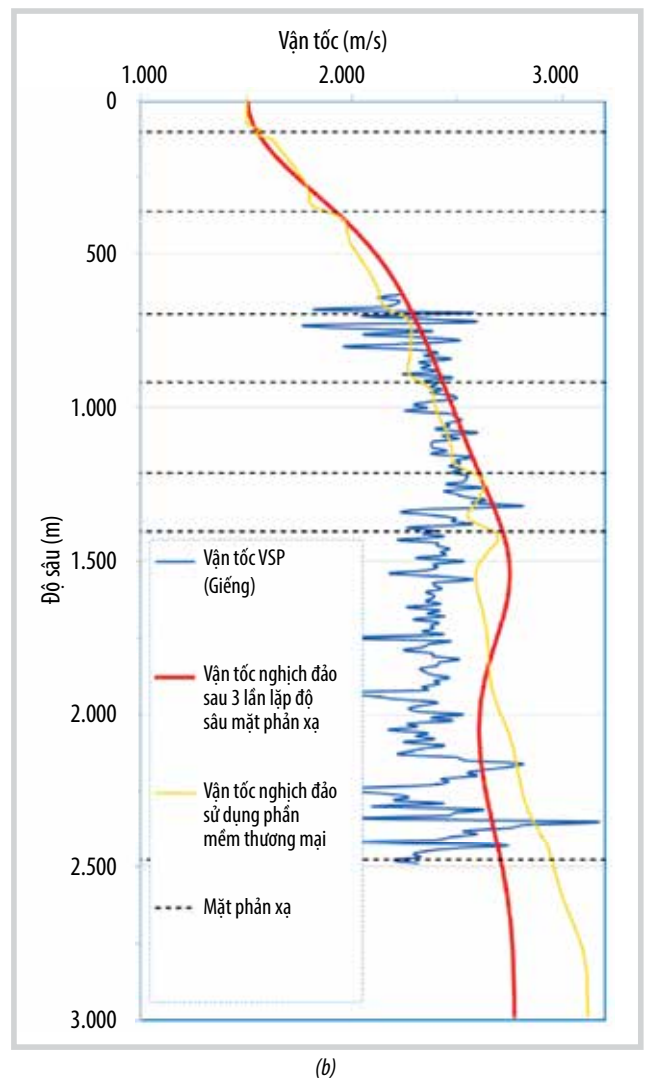
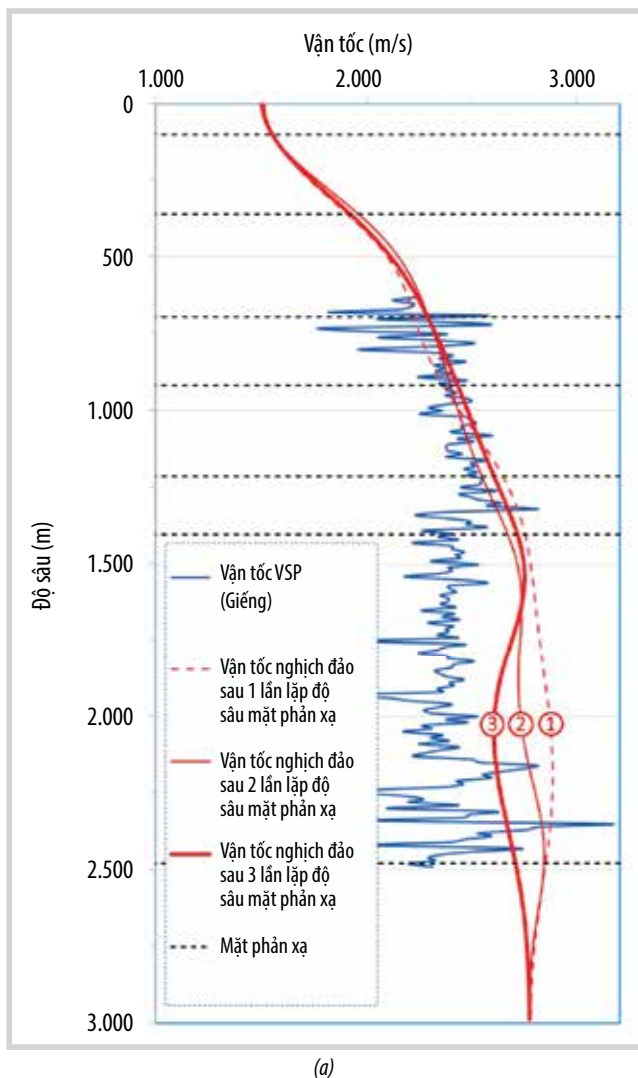
Sai số trung bình của mô hình vận tốc ước tính được sử dụng như phương pháp xác minh bổ sung. Với sai số được xác định là chênh lệch giữa thời gian truyền ước tính bằng phương pháp dò tia và thời gian truyền thực, sai số trung bình sau các lần lặp CG được tính toán và thể hiện trong Bảng 4.

Từ Bảng 4, có thể thấy rằng, khi tăng số vòng lặp CG, sai số trung bình của mô hình vận tốc ước tính giảm ngày càng chậm. Điều này có thể được giải thích là khi sai số trung bình càng gần khoảng thời gian lấy mẫu, quá trình tối ưu hóa sẽ càng khó cải thiện kết quả hơn.

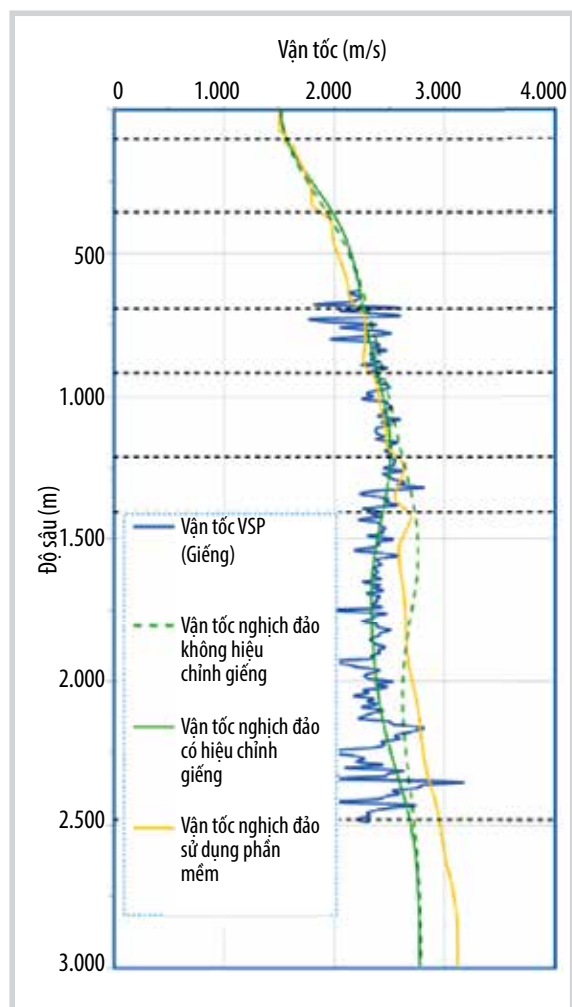
Vị trí của các mặt phản xạ trong miền độ sâu được tính toán bằng mô hình vận tốc ban đầu (phân tích thủ công). Điều này có nghĩa là nếu mô hình vận tốc được cập nhật lại bằng tomography, vị trí của các mặt phản xạ cũng cần được tính toán lại. Vì lý do đó, nhóm nghiên cứu đã thực

Bảng 4. Sai số trung bình của mô hình vận tốc

Mô hình	Sai số thời gian lan truyền trung bình (m/s)
Mô hình sau 10 lần lặp CG	3.664
Mô hình sau 20 lần lặp CG	3.147
Mô hình sau 30 lần lặp CG	3.093
Mô hình sau 50 lần lặp CG	3.033



Hình 14. So sánh vận tốc tomography với (a) vận tốc (VSP) từ dữ liệu giếng và (b) phần mềm thương mại.

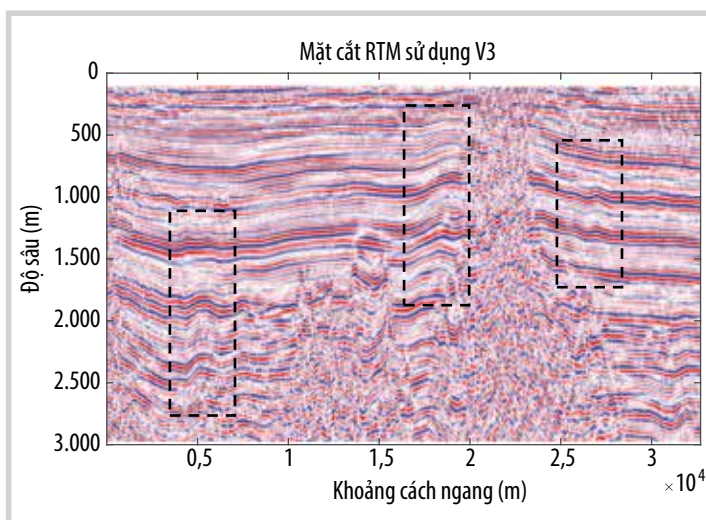


Hình 15. So sánh vận tốc tomography sử dụng hiệu chỉnh giếng với dữ liệu giếng.

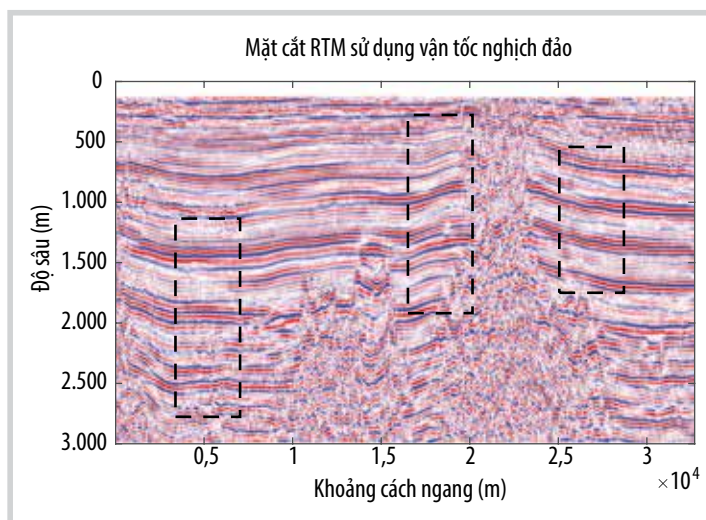
hiện các lần lặp tính toán lại độ sâu của các mặt phản xạ. Sự cải thiện của quy trình lặp lại này được thể hiện trong Hình 14a.

Có thể thực hiện kiểm tra độc lập kết quả tomography bằng cách so sánh với vận tốc VSP của giếng khoan gần khu vực nghiên cứu (Hình 14); vị trí giếng như trong Hình 11. Có thể thấy, vận tốc tomography cao hơn một chút so với vận tốc VSP của giếng, vì vậy kết quả khá tin cậy. Kết quả tomography bằng phần mềm thương mại cũng được thể hiện trong Hình 14b. Mô hình tính toán bằng phần mềm thương mại (dựa trên thuật toán grid-tomo) tốt hơn về tần số - trong tương lai sẽ được cải thiện. Tuy nhiên, thuật toán của nhóm nghiên cứu cho vận tốc ước tính gần với giá trị vận tốc VSP hơn trong vùng tốc độ chậm - bất thường (1.500 - 2.500 m).

Ngoài ra nhóm nghiên cứu cũng đánh giá ảnh hưởng của phương pháp “hiệu chuẩn giếng”



(a)



(b)

Hình 16. Ảnh dựng bằng module RTM sử dụng (a) vận tốc phân tích thủ công V3 và (b) vận tốc tomography.

(thường được sử dụng trong công nghiệp) đến kết quả của quá trình tomography. Cụ thể, mô hình vận tốc được sử dụng để chuyển đổi các mặt phản xạ từ miền thời gian sang miền độ sâu được hiệu chỉnh để đạt giá trị gần với vận tốc VSP của giếng (tại giếng, mô hình được khớp với dữ liệu giếng). Khi đó, kết quả vận tốc tomography có sự tương đồng tốt với thành phần tần số thấp (xu hướng) của vận tốc VSP (Hình 15).

5. Ứng dụng của kết quả tomography

Nhóm nghiên cứu đã sử dụng module dịch chuyển thời gian ngược (reverse time migration - RTM) để thực hiện dịch chuyển trên miền độ sâu (với hy vọng) có thể chứng minh sự cải thiện của mô hình vận tốc tomography so với mô hình vận tốc được phân tích thủ công. Các sự kiện địa chấn trong mặt cắt RTM sử dụng vận tốc tomography (Hình 16b) chứa ít dị thường hơn so với trong mặt cắt RTM sử dụng mô hình vận tốc được phân tích



thủ công (V3) (Hình 16a). Kết quả trong Hình 16b khá tương đồng với kết quả dịch chuyển Kirchhoff (Hình 11).

Việc chọn mặt phản xạ có vai trò quan trọng tomography theo thời gian truyền dựa trên tia vì các mặt phản xạ được sử dụng như giá trị tham chiếu cho quá trình nghịch đảo. Các mặt phản xạ (sau khi được chuyển sang miền độ sâu) cũng được sử dụng cho quá trình dò tia để ước tính thời gian truyền đối với mỗi cặp thu nổ trên mô hình vận tốc đang được cập nhật. Sau đó, thời gian ước tính này sẽ được so sánh với thời gian tham chiếu để tối ưu hóa mô hình vận tốc. Do vậy, chất lượng của tomography theo thời gian truyền dựa trên tia phụ thuộc nhiều vào chất lượng của việc chọn mặt phản xạ (hiện được thực hiện thủ công). Để cải thiện chất lượng của mặt phản xạ, có thể sử dụng phần mềm thương mại như Kingdom, Landmark và Petrel... Phần mềm PaleoScan lựa chọn tốt hơn, vì có thể chọn đồng thời nhiều mặt phản xạ theo thứ tự thời gian [6]. Việc sử dụng các phần mềm tự động không chỉ cải thiện chất lượng mà còn tăng số lượng của các mặt phản xạ chỉ trong thời gian ngắn.

Trong trường hợp không thấy rõ các mặt phản xạ địa chấn, chẳng hạn như trong móng hoặc các cột muối/bùn, tomography theo thời gian truyền có thể gặp khó khăn. Khi đó, cần phải xem xét các cách tiếp cận khác, như tomography điểm tập trung (common focus point tomography) [7] hoặc tomography tán xạ [8].

Trong quá trình thực hiện thuật toán tomography, cần lưu ý rằng, hệ phương trình (9) chỉ có thể giải được (theo bình phương nhỏ nhất) nếu số phương trình lớn hơn số ẩn số. Số phương trình bằng số cặp thu nổ nhân với số mặt phản xạ; số ẩn số bằng với số ô trong lưới mô hình vận tốc. Nếu hệ phương trình không thỏa mãn điều kiện trên (thường xảy ra trường hợp này) thì cần áp dụng thêm các ràng buộc để giải hệ phương trình. Ràng buộc phổ biến là sử dụng bộ lọc làm mịn để tương quan hóa các điểm lân cận. Các kỹ thuật khác như ràng buộc bằng "dip/azimuth" hoặc "shaping regularization" [9] cũng có thể được áp dụng. Ngay cả khi có các ràng buộc, điều kiện nghiệm không duy nhất (non-uniqueness) vẫn có thể xảy ra và độ chính xác của mô hình vận tốc ban đầu là yếu tố ảnh hưởng lớn đến chất lượng của mô hình tối ưu hóa cuối cùng. Mô hình ban đầu càng gần với mô hình vận tốc thực thì tốc độ tính toán càng nhanh (thời gian hội tụ ít hơn). Đối với dữ liệu thực địa, nhóm nghiên cứu sử dụng mô hình vận tốc phân tích thủ công đã được làm mượt (V3) để làm mô hình ban đầu.

Nhìn chung, công nghệ tomography theo thời gian truyền của nhóm nghiên cứu VPI đã đạt được kết quả:

- Đối với dữ liệu mô hình, tomography đã khôi phục một số đặc điểm địa chấn như các đặc trưng phân lớp và đứt gãy;
- Trong dữ liệu thực địa, vận tốc nghịch đảo tạo ra các sự kiện phẳng hơn trên các tập hợp CDP so với vận tốc phân tích thủ công sau dịch chuyển trước cộng;
- Kết quả tomography cũng có thể được sử dụng làm mô hình vận tốc cho module RTM với những cải thiện về dị thường so với việc sử dụng mô hình vận tốc được phân tích thủ công.

Tuy nhiên, vẫn còn những sai lệch nhỏ so với dữ liệu giếng. Điều này có thể là hệ quả của quá trình làm mịn quá trường vận tốc, không đủ số lượng mặt phản xạ và/hoặc thiếu mô phỏng các hiện tượng vật lý khác (dị hướng, hiệu ứng Q...), điều này có thể được khắc phục bằng phương pháp hiệu chuẩn giếng.

6. Kết luận

Trong nghiên cứu này, công nghệ tomography theo thời gian truyền thực hiện tại VPI được thể hiện thông qua các kết quả ứng dụng trên mô hình nhân tạo và tài liệu thực địa. Các vấn đề mà nhóm nghiên cứu gặp phải trong quá trình nghiên cứu, phát triển phương pháp tomography theo thời gian truyền dựa trên tia đã được thảo luận. Chất lượng của kết quả tomography phụ thuộc vào nhiều yếu tố, đặc biệt là độ chính xác của mô hình vận tốc ban đầu và chất lượng của việc lựa chọn mặt phản xạ. Phương pháp này có thể tối ưu hơn nữa bằng cách áp dụng các kỹ thuật khác (làm mịn) và/hoặc mô hình hóa những hiện tượng vật lý phức tạp hơn (như mô hình hóa hiệu ứng Q và/hoặc hiệu ứng dị hướng).

Tại thời điểm này, nhóm nghiên cứu đã phát triển được phần mềm tomography cơ bản và chu trình tính toán kèm theo. Việc hoàn thành các phần công việc trên đã cho thấy một số chi tiết quan trọng về quá trình phát triển chu trình tomography, bao gồm:

- Thuật toán, module phần mềm và quy trình làm việc cần thiết để làm chủ các kỹ thuật cốt lõi (dò tia, tối ưu hóa, nghịch đảo) được sử dụng trong tomography;
- Việc thực hiện phương pháp tomography cho mô hình vận tốc đàn hồi tốt hơn so với phương pháp phân tích vận tốc thủ công.

Mô hình cơ bản sẽ cần phát triển thêm gồm các mô hình vật lý phức tạp hơn, chẳng hạn như mô hình hóa Q, tomography dị hướng. Các phiên bản nâng cao hơn của xây dựng mô hình vận tốc như tomography 3D hoặc

ngịch đảo toàn dạng sóng cũng nằm trong số các mục tiêu trong tương lai.

Lời cảm ơn

Nhóm nghiên cứu xin cảm ơn Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã hỗ trợ phát triển công nghệ tomography theo thời gian truyền.

Tài liệu tham khảo

- [1] Ian F. Jones, *An introduction to: Velocity model building*. EAGE, 2010.
- [2] R.G. Pratt, F. Gao, C. Zelt, and A. Levander, "A comparison of ray-based and waveform tomography-implications for migration", *64th EAGE Conference & Exhibition, 2002*. DOI: 0.3997/2214-4609-pdb.5.B023.
- [3] Gary F. Margrave, "Ray tracing for inhomogeneous media", *Numerical Methods of Exploration Seismology with Algorithms in MATLAB*. The University of Calgary, 2003, pp. 105 - 112.
- [4] Steven C. Chapra and Raymond P. Canale, *Numerical methods for engineers*. McGraw-Hill Education, 2015.
- [5] Jonathan Richard Shewchuk, "An introduction to the conjugate gradient method without the agonizing pain". School of Computer Science Carnegie Mellon University, 1994.
- [6] Eliis, "PaleoScan software". [Online]. Available: <https://www.eliis-geo.com/paleoscan-overview-a.html>.
- [7] B.E.Cox and D.J.Verschuur, "Tomographic inversion of focusing operators", *63rd EAGE Conference & Exhibition, Netherlands, 11 - 15 June 2001*. DOI:10.3997/2214-4609-pdb.15.M-35.
- [8] Mahasweta Mahapatra and Samiran Mahapatra, "Seismic diffraction tomography technique using very fast simulated annealing", *Journal of Applied Geophysics*, Vol. 67, No. 2, pp. 125 - 129, 2009. DOI: 10.1016/j.jappgeo.2008.10.004.
- [9] Sergey Fomel, "Shaping regularization in geophysical estimation problems", *Geophysics*, Vol. 72, No. 2, 2007. DOI: 10.1190/1.2433716.

SOME RESULTS OF SEISMIC TRAVEL-TIME REFLECTION TOMOGRAPHY STUDY

Pham The Hoang Ha, Doan Huy Hien, Ta Quang Minh, Mai Thi Lua, Nguyen Hoang Anh

Vietnam Petroleum Institute

Email: hapth@vpi.pvn.vn

Summary

Velocity model is essential for seismic data processing as it plays an important role in migration processes as well as time depth conversion. There are several techniques to reach that goal, among which tomographic inversion is an efficient one. As an upgrade version of handpicked velocity analysis, the tomography technique is based on the reflection ray tracing and conjugate gradient method to estimate an optimum velocity model and can create an initial high quality model for other intensive imaging and modelling module such as reverse-time migration (RTM) and full-waveform inversion (FWI). For the mentioned benefit, we develop a seismic travel-time reflection tomography (SeisT) module to study the accuracy of the approach along with building the technical capability in seismic processing. The accuracy of the module has been tested by both synthetic and real seismic field data; the efficiency and the accuracy of the model have been proven in terms of development method as well as field data application.

Key words: Seismic signal processing, seismic reflection, ray tracing, velocity modelling, seismic tomography, tomographic inversion.



HOÀN THIỆN CÔNG NGHỆ CHẾ TẠO HỆ HÓA PHẨM NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU QUY MÔ PILOT ÁP DỤNG THỬ NGHIỆM CÔNG NGHIỆP CHO ĐỐI TƯỢNG ĐẠI DIỆN THUỘC TRẦM TÍCH MIOCENE MỎ BẠCH HỔ, BỂ CỬU LONG

Phạm Trường Giang, Lê Thị Thu Hường, Cù Thị Việt Nga, Hoàng Long, Trần Thanh Phương, Phan Vũ Anh, Đinh Đức Huy

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: huonglt@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.01-02>

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu quá trình hoàn thiện tối ưu chế tạo hệ hóa phẩm nâng cao hệ số thu hồi dầu quy mô pilot phục vụ cho việc áp dụng thử nghiệm công nghiệp trên cơ sở kết quả đã thu được ở quy mô phòng thí nghiệm, kết quả đánh giá hiệu quả gia tăng thu hồi dầu trên mẫu vỉa thực tế cho đối tượng Miocene mỏ Bạch Hổ và kết quả thử nghiệm bơm ép hệ hóa phẩm trên mô hình mô phỏng khai thác cho giếng 1605 và 1609 tại khu vực phía Nam mỏ Bạch Hổ. Thành phần chính của hệ hóa phẩm tổ hợp chất hoạt động bề mặt gồm: sodium olefin sulfonate (SOS), alkyl aryl sulfonate (AAS), sodium dodecylbenzene sulfonate (SDBS), nonylphenol ethoxylate (NPEO) được cải thiện theo hướng giảm sức căng bề mặt (IFT) xuống thấp nhất, tăng khả năng tạo hệ vi nhũ tương cũng như khả năng chịu nhiệt độ và độ khoáng hóa/độ mặn cao. Thành phần polymer của hệ hóa phẩm được cải thiện theo hướng tăng độ nhớt, giảm độ linh động của hệ chất lưu bơm ép để tăng hệ số quét.

Từ khóa: Nâng cao hệ số thu hồi dầu, chất hoạt động bề mặt, polymer, Miocene, mỏ Bạch Hổ.

1. Giới thiệu

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đang triển khai thực hiện Cụm nhiệm vụ cấp Quốc gia “Nghiên cứu, đánh giá, lựa chọn và xây dựng chương trình thử nghiệm, áp dụng công nghiệp các biện pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho đối tượng trầm tích lục nguyên của các mỏ dầu tại bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam”. Kết quả lựa chọn các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) tối ưu trên phần mềm VPI EOR Screening do VPI nghiên cứu và phát triển đã chỉ ra các mỏ tại bể trầm tích Cửu Long có thể áp dụng được các giải pháp bơm ép khí hydrocarbon đồng hành và giải pháp bơm ép hóa phẩm. Trong đó, mỏ Bạch Hổ được lựa chọn với tính cấp bách cao và cần thiết phải áp dụng các giải pháp bơm ép chất hoạt động bề mặt kết hợp polymer (SP) cho đối tượng Miocene phía Nam và giải pháp bơm ép khí đồng hành cho các đối tượng trầm tích còn lại [1]. Với giải pháp bơm ép tác nhân hóa, VPI đã chế tạo thành

công hệ hóa phẩm VPI SP ở quy mô phòng thí nghiệm phù hợp cho khu vực Miocene phía Nam mỏ Bạch Hổ với các tính năng vượt trội như chịu được nhiệt độ - áp suất cao và khoáng hóa cao của bể trầm tích Cửu Long, giảm sức căng bề mặt liên diện giữa các chất lưu và đá vỉa, thay đổi tính dính ướt của đá vỉa, tạo hệ vi nhũ tương, hấp phụ đá vỉa thấp, gia tăng thu hồi dầu trên mô hình vật lý vỉa của trầm tích Miocene khu vực phía Nam mỏ Bạch Hổ cho kết quả gia tăng trên 21%. Dựa trên các số liệu về tính chất và hiệu quả của hệ hóa phẩm VPI SP trong phòng thí nghiệm, mô hình mô phỏng khai thác của khu vực tiến hành thử nghiệm công nghiệp cũng đã được xây dựng và đánh giá. Kết quả thử nghiệm bơm ép hệ hóa phẩm VPI SP trên mô hình mô phỏng khai thác đã chứng minh giải pháp bơm ép hệ hóa phẩm VPI SP có thể giúp gia tăng hệ số thu hồi dầu từ 10 - 40% trên các giếng khai thác tại khu vực giếng bơm ép 1609 của giàn BK14/16, sản lượng dầu gia tăng từ 4 giếng BH-25, BH-26, BH-1604, BH-1607 có thể đạt 24.000 tấn [2, 3]. Kết quả nghiên cứu cho thấy hệ hóa phẩm VPI SP đã đáp ứng các tiêu chí về kỹ thuật với khả năng gia tăng hệ số thu hồi cao để có thể tiến hành chế tạo sản phẩm ở



Ngày nhận bài: 4/11/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 4/11 - 6/12/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/12/2021.

quy mô công nghiệp, triển khai bơm ép thử nghiệm thực tế cho đối tượng Miocene tại khu vực phía Nam mỏ Bạch Hổ và các đối tượng trầm tích thuộc bể Cửu Long.

2. Hệ hóa phẩm nâng cao hệ số thu hồi dầu VPI SP

Thành phần của hệ hóa phẩm nâng cao hệ số thu hồi dầu (hệ hóa phẩm VPI SP) gồm: các chất hoạt động bề mặt, dung môi, kiềm, polymer và phụ gia. Chất hoạt động bề mặt đóng vai trò quan trọng trong việc giúp dầu giảm độ bám dính trên đất đá vỉa, dễ phân tán trong hệ nhũ tương dầu nước. Dung môi được thêm vào hệ hóa phẩm có tác dụng phân tán tốt các chất hoạt động bề mặt trong hệ hóa phẩm; giúp chất hoạt động bề mặt dễ dàng tương hợp với polymer để có thể duy trì ổn định trong môi trường vỉa chứa. Polymer được thêm vào hệ hóa phẩm nhằm tăng độ nhớt và kiểm soát độ linh động của lưu thể đẩy trong quá trình đẩy quét dầu, gia tăng hệ số quét cho hệ hóa phẩm.

2.1. Các chất hoạt động bề mặt

Các chất hoạt động bề mặt là thành phần quan trọng của hệ hóa phẩm VPI SP giúp tăng khả năng phân tán dầu trong pha nước, tăng hiệu quả đẩy dầu nhờ khả năng giảm sức căng liên diện dầu nước, giảm độ dính dầu trên bề mặt đất đá. Các chất hoạt động bề mặt có tạo lưỡng cực gồm các nhóm chức ưa nước và đuôi ưa dầu là mạch hydrocarbon. Tùy vào điện tích của đầu ưa nước khi phân ly, các chất hoạt động bề mặt được phân loại thành anion, cation và không ion (nonion). Các chất hoạt động bề mặt anion và nonion được sử dụng trong tăng cường thu hồi dầu nhiều hơn. Nhờ có hoạt tính cao và ít hấp phụ trên đất đá vỉa, chất hoạt động bề mặt anion được sử dụng nhiều nhất trong tăng cường thu hồi dầu. Bề mặt đất đá trong các vỉa cát kết thường mang điện tích âm tại điều kiện khai thác nên khi áp dụng các chất hoạt động bề mặt anion sẽ hạn chế khả năng hấp phụ của hệ hóa phẩm lên đá vỉa. Trong nghiên cứu này, các chất hoạt động bề mặt anion được sử dụng để tổ hợp và hỗ trợ cho nhau là alkyl aryl sulfonates (AAS), sodium dodecylbenzene sulfonate (SDBS), sodium olefin sulfonate (SOS). Các chất hoạt động bề mặt anion được tổ hợp với nhau nhằm tăng khả năng giảm IFT giữa pha dầu - nước và tăng hoạt tính khi hoạt động trong môi trường có độ mặn, độ khoáng hóa cao, giúp tổ hợp chất hoạt động bề mặt chính có thể chịu được nhiệt độ cao.

Các chất hoạt động bề mặt nonion được sử dụng với vai trò chất hoạt động bề mặt kết hợp, không phân ly trong môi trường nước, với ưu điểm là dễ hòa tan và tương hợp rất tốt với các chất hoạt động bề mặt thuộc

dòng anion gốc sulfonate (như AAS, SDBS, SOS) và không nhạy cảm với độ khoáng hóa của nước. Chất hoạt động bề mặt nonion được sử dụng trong nghiên cứu này thuộc dòng nonylphenol ethoxylate (NPEO) với gốc ethoxylate, tạo bởi mạch ethylene oxide trùng ngưng. NPEO sử dụng như chất hoạt động bề mặt với tính năng gia tăng hiệu quả của hệ chất hoạt động bề mặt anion. Tổ hợp các chất hoạt động bề mặt anion - nonion được chế tạo có thể làm giảm IFT xuống dưới 10^{-2} mN/m và tạo hệ vi nhũ tương có tỷ lệ hòa tan dầu/nước cao.

2.2. Các dung môi

Các dung môi được sử dụng để tăng khả năng tương hợp giữa chất hoạt động bề mặt và nước cũng như tăng độ bền nhiệt; đạt được hệ hóa phẩm trong, bền trong môi trường vỉa giúp đảm bảo khả năng dịch chuyển của hóa phẩm quãng đường dài trong môi trường vỉa. Các chất dung môi giúp điều tiết độ nhớt và dịch chuyển cân bằng tạo vi nhũ. Dung môi thường mang tính lưỡng cực và có khả năng tham gia vào các pha nước, dầu lẫn vi nhũ giúp thay đổi trạng thái pha hay kiểu vi nhũ. Dung môi ưa nước làm tăng độ mặn tối ưu trong khi dung môi ưa dầu làm giảm độ mặn tối ưu mặc dù cả 2 loại dung môi đều có khả năng làm tăng tính ổn định của trạng thái pha. Dung môi truyền thống là rượu. Các rượu mạch nhánh thường ưa nước hơn so với mạch thẳng có cùng phân tử khối. Trong nghiên cứu này, hệ dung môi được sử dụng là các rượu iso-propanol (IPA), iso-butanol (IBA), butanol. Các rượu này là dung môi phù hợp do có khả năng hỗ trợ tốt để tăng tính tương thích của chất hoạt động bề mặt anion-nonion với pha nước có độ mặn cao như nước biển và cho điểm chớp cháy cao. Đối với các loại dầu thô linh động trung bình như đối tượng Miocene với hàm lượng các hydrocarbon mạch thẳng đáng kể, hỗ trợ các chất hoạt động bề mặt đang sử dụng có đuôi hydrocarbon lớn để tăng khả năng phân tán dầu và giảm IFT. Nồng độ dung môi được lựa chọn dựa trên kiểu vi nhũ tương, thời gian đạt tới cân bằng và tỷ lệ tan dầu nước để đạt được hệ số thu hồi cao nhất. IPA và IBA được sử dụng là chất dung môi trong nghiên cứu này.

2.3. Polymer

Polymer được thêm vào hệ hóa phẩm để làm tăng độ nhớt pha nước. Hệ hóa phẩm có độ nhớt cao sẽ ngăn chặn hiện tượng nút hóa chất bị trượt qua và đi qua khu vực bẫy dầu vì tính thấm tương đối cao của nút hóa chất do IFT thấp. Độ linh động của hóa phẩm sẽ giảm và gia tăng hiệu quả quét của dung dịch đẩy trong vỉa chứa, đặc biệt là các vỉa chứa có sự thay đổi độ thấm cao hoặc theo các

lớp song song với dòng chảy. Polymer được sử dụng trong chế tạo hệ hóa phẩm VPI SP là hydrolyzed polyacrylamide (HPAM). HPAM giúp hệ hóa phẩm duy trì được độ nhớt cao hơn độ nhớt của dầu vỉa, cũng như giảm độ linh động của tổ hợp chất hoạt động bề mặt anion - nonion, giúp tăng khả năng tương tác của hệ hóa phẩm với chất lưu vỉa trong điều kiện thực tế.

2.4. Phụ gia

Các chất phụ gia được đưa vào nhằm gia tăng khả năng phối trộn giữa các tổ hợp chất gốc, gia tăng khả năng tạo nhũ, tính ổn định của hệ hóa phẩm trong quá trình triển khai thực tế như dầu thực vật, các chất hoạt động bề mặt. Ngoài ra, trong tổ hợp phụ gia còn có các chất ức chế để giảm thiểu rủi ro về sa lắng muối, ăn mòn, oxy hóa khi có mặt oxygen trong quá trình chế tạo hoặc lưu trữ hệ hóa phẩm, ức chế vi sinh vật phát triển.

3. Các đặc tính kỹ thuật của hệ hóa phẩm VPI SP tối ưu ở quy mô pilot

Trong quá trình chế tạo ở quy mô pilot, hệ hóa phẩm VPI SP cần đảm bảo các đặc tính kỹ thuật sau:

- Chịu độ mặn cao của nước bơm ép, nước vỉa (~ 35 g/L);
- Tương thích với nước bơm ép, nước vỉa hiện tại (Ca^{2+} 2.500 mg/l; Mg^{2+} 1.200 mg/l);
- Chịu nhiệt độ cao (90 - 110°C);
- Tạo hệ nhũ tương;
- Giảm sức căng bề mặt dầu - nước (IFT);
- Hấp phụ lên bề mặt đá thấp;
- Tương thích với polymer bơm ép;
- Giảm bão hòa dầu dư (Sor) gia tăng hệ số thu hồi dầu.

4. Quy trình chế tạo hệ hóa phẩm VPI SP quy mô pilot (quy mô 2.000 kg/mẻ)

Hệ hóa phẩm được lựa chọn gồm: chất hoạt động bề mặt A (SOS, SDBS), chất hoạt động bề mặt B (NPEO), chất hoạt động bề mặt E (AAS), dung môi (IPA, IBA), polymer (HPAM) và phụ gia.

Quy trình được xây dựng dựa trên quy trình chế tạo hệ hóa phẩm VPI SP trong phòng thí nghiệm, được tính toán nâng lên quy mô pilot đảm bảo thành phẩm có đầy đủ các tính năng:

- Độ nhớt lớn ở nồng độ thấp, lớn hơn với độ nhớt của dầu vỉa;
- Giảm độ linh động của nước bơm ép;
- Bền nhiệt ở nhiệt độ vỉa;
- Ít tương tác với nước muối, các cation kim loại trong nước biển;
- Ít tương tác với đất đá vỉa;
- Thông dụng trên thị trường.

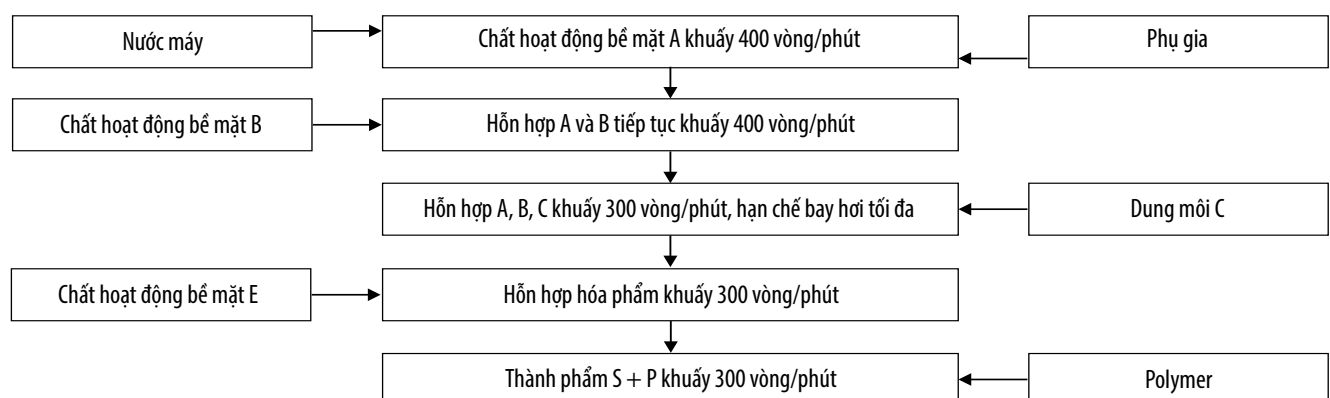
Quy trình được hoàn thiện dựa trên các thông số hóa chất đầu vào, thông số thiết bị vận hành quy mô pilot và các mẻ sản phẩm thử nghiệm (quy mô 200 kg/mẻ) được phân tích đánh giá tính năng. Quá trình thực hiện cần đảm bảo:

- Thực hiện đúng quy trình, trình tự pha khuấy;
- Cân và tính toán đúng nồng độ phản ứng;
- Thời gian pha khuấy theo quy trình nhưng cần kiểm tra hỗn hợp pha khuấy qua mỗi bước trong quy trình.

Sơ đồ khối quy trình chế tạo hệ hóa phẩm VPI SP ở quy mô 2.000 kg/mẻ (Hình 1).

Hệ thống thiết bị phối trộn (Hình 2):

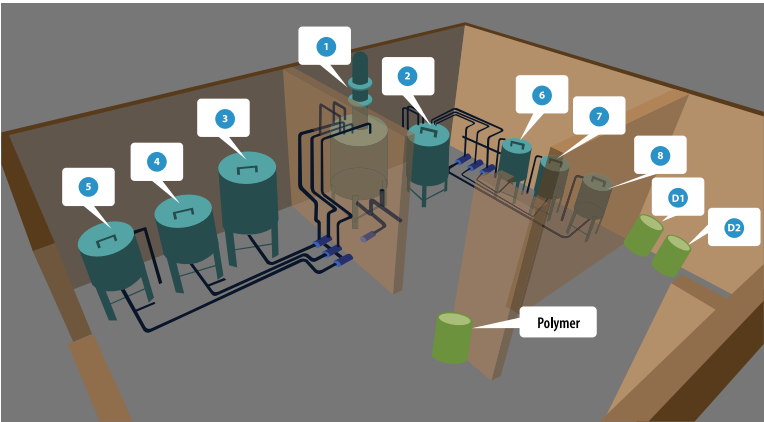
Mô tả quy trình:



Hình 1. Sơ đồ khối quy trình chế tạo hệ hóa phẩm VPI SP.

Bảng 1. Nguyên liệu cho quy trình chế tạo hệ hóa phẩm VPI SP quy mô 2.000 kg/mẻ

TT	Hóa chất	Khối lượng (kg/2.000 kg)	Yêu cầu riêng	Thời gian dự kiến pha 2.000 kg/bể
1	A: Chất hoạt động bề mặt A (anion)	259,54		40 phút
2	B: Chất hoạt động bề mặt nonion B			
	B1	79,30		30 phút
	B2	12,80		30 phút
3	C: Dung môi C		Hạn chế bay hơi	15 phút
	C1: IPA	12,72		
	C2: IBA	13,26		
4	D: Phụ gia D			
	D1	2,48		15 phút
	D2	0,70		15 phút
5	E: Chất hoạt động bề mặt E	36,40		45 phút
6	Nước máy	1566,80		5 phút
7	Polymer	10	Bổ sung từ tủ tránh vón cục	4 - 5 giờ



Hình 2. Hệ thống phối trộn hóa phẩm VPI SP.

- Bơm định lượng nước vào bồn (1), khuấy với tốc độ tăng dần lên 200 vòng/phút trong khoảng 5 phút;
- Bơm định lượng chất hoạt động bề mặt B ở bồn (3) vào bồn (1) nâng tiếp tốc độ khuấy lên 300 vòng/phút và khuấy trong khoảng 40 phút;
- Bổ sung D1 vào bồn (1) khuấy trong khoảng 15 phút; tiếp tục bổ sung D2, khuấy tiếp trong khoảng 15 phút;
- Bơm định lượng C1 ở bồn (6) và C2 ở bồn (7) vào bồn (1) duy trì tốc độ khuấy khoảng 300 vòng/phút, khuấy trong khoảng 15 phút;
- Bơm định lượng B1 ở bồn (4) vào bồn (1), nâng tốc độ khuấy lên 400 vòng/phút trong khoảng 30 phút;
- Bơm định lượng B2 ở bồn (5) vào bồn (1), duy trì tốc độ khuấy ở 400 vòng/phút trong 30 phút;
- Bơm định lượng E vào bồn (1), khuấy ở 400 vòng/phút trong khoảng 45 phút;
- Bổ sung định lượng polymer, khuấy với tốc độ 400 vòng/phút trong 60 phút đầu, sau đó giảm tốc độ khuấy xuống 300 vòng/phút,

tiếp tục khuấy đến khi dung dịch đồng nhất hoàn toàn trong khoảng 4 - 5 giờ tiếp theo.

- Kiểm tra độ đục, độ nhớt, tỷ trọng, pH của hệ hóa phẩm.

Độ đục: Trong suốt

Độ nhớt: 15 - 28 cSt

Tỷ trọng: 1,005 - 1,030 g/cm³

pH: 7,0 - 8,5

5. Kết quả hoàn thiện công nghệ chế tạo hệ hóa phẩm VPI SP quy mô pilot

5.1. Kết quả đánh giá sự phù hợp của nguyên liệu đầu vào

Hóa chất được sử dụng để chế tạo hệ hóa phẩm VPI SP đạt tiêu chuẩn hóa chất công nghiệp với chất lượng ổn định, thành phần hoạt tính chính xác, có các chứng chỉ chất lượng đi kèm (Bảng 2). Các hóa chất công nghiệp đa số ở trạng thái lỏng nên việc pha loãng hoặc khuấy trộn khá thuận lợi, mất ít thời gian, ngoại trừ một số chất (như phụ gia rắn, polymer) mất khá nhiều thời gian khuấy vào dung dịch do cần thời gian để trương nở và tan đều vào hóa phẩm.

5.2. Kết quả đánh giá ảnh hưởng của nhiệt độ khuấy

Nghiên cứu ảnh hưởng của nhiệt độ khuấy đến chất lượng sản phẩm được tiến hành khảo sát tại các nhiệt độ lần lượt là 25°C,

Bảng 2. Sự phù hợp của nguyên liệu đầu vào quy mô pilot

STT	Hóa chất	Độ tinh khiết	Trạng thái	Tác nhân ảnh hưởng	Đánh giá
1	Chất hoạt động bề mặt A	Công nghiệp	Lỏng	Nguồn nước pha loãng, độ tạp < 5%	Đạt
2	Chất hoạt động bề mặt B	Công nghiệp	Lỏng	Độ tạp < 2%	Đạt
3	Chất hoạt động bề mặt E	Công nghiệp	Lỏng	Độ tạp < 2%	Đạt
4	Dung môi C (C1:IPA, C2:IBA)	Công nghiệp	Lỏng	Độ tạp < 1%	Đạt
5	Hydrolyzed polyacrylamide	Công nghiệp	Rắn	Độ tạp < 2%	Đạt
6	Phụ gia (D1:thioure, D2:citric)	Tinh khiết	Rắn	Độ tạp < 1%	Đạt

Bảng 3. Khảo sát điều kiện ảnh hưởng của nhiệt độ khuấy

Nhiệt độ khuấy (°C)	25	30	35	40	45
Ký hiệu mẫu	VPI SP-T1	VPI SP -T2	VPI SP -T3	VPI SP -T4	VP ISP-T5

Bảng 4. Kết quả đánh giá ảnh hưởng của nhiệt độ khuấy đến chất lượng của hệ hóa phẩm

Stt	Chỉ tiêu	Đơn vị tính	Kết quả				
			VPI SP-T1	VPI SP-T2	VPI SP-T3	VPI SP-T4	VPI SP-T5
1	Màu sắc		Vàng nhạt	Vàng nhạt	Vàng nhạt	Vàng đậm	Vàng đậm
2	Độ đục		Trong	Trong	Trong	Trong	Trong
3	Độ nhớt	cSt	23	23	24	27	24
4	Tỷ trọng	g/cm ³	1,009	1,010	1,010	1,009	1,011
5	pH		7,3	7,4	7,4	7,5	7,5
6	Độ hấp phụ	µg/g	5,1	5,0	5,5	6,0	6,1
7	Độ bền nhiệt	°C	110	110	110	110	110
8	Ăn mòn	mm/năm	Đạt	Đạt	Đạt	Đạt	Đạt
9	Sức căng bề mặt	mN/m	0,048	0,051	0,049	0,03	0,04
10	Khả năng chịu muối	g/L	35	34	35	35	33
11	Nhiệt độ chớp cháy	°C	> 94	> 94	> 94	> 100	> 100

30°C, 35°C, 40°C, 45°C trên công thức đơn pha chế hệ hóa phẩm VPI SP (Bảng 3). Các yếu tố khác giữ nguyên không thay đổi để đánh giá ảnh hưởng của nhiệt độ đến quá trình chế tạo.

Hệ hóa phẩm tạo thành sau mỗi lần khảo sát ở các mức nhiệt độ được kiểm tra chất lượng theo các quy trình phân tích và thiết bị của phòng thí nghiệm. Kết quả đạt được như trong Bảng 4.

Qua kết quả đánh giá chất lượng của hệ hóa phẩm VPI SP sau các lần khảo sát ở các điều kiện nhiệt độ khuấy, có thể thấy rằng yếu tố nhiệt độ không ảnh hưởng gì đến chất lượng của hệ hóa phẩm. Như vậy, ở nhiệt độ môi trường (25 - 35°C) vẫn phù hợp để chế tạo hệ hóa phẩm VPI SP ở quy mô pilot mà không cần phải gia nhiệt.

5.3. Kết quả ảnh hưởng của tốc độ khuấy và thời gian khuấy

5.3.1. Tốc độ khuấy

Tốc độ khuấy đảm bảo sự phân tán đều của từng thành phần hóa phẩm, phản ứng hoàn toàn và trở thành hỗn hợp một pha ổn định. Với từng bước trong quy trình

pha chế, tốc độ khuấy được khảo sát nhằm đảm bảo được hiệu quả phân tán và phản ứng tốt nhất trong thời gian ngắn nhất có thể. Tốc độ khuấy được khảo sát dựa trên đặc tính của hóa phẩm và lựa chọn kiểu cánh khuấy.

Hệ hóa phẩm VPI SP được chế tạo chủ yếu từ các hóa phẩm dạng lỏng, có độ nhớt từ vừa đến cao, một số ít phụ gia dạng rắn. Tốc độ phản ứng không xảy ra quá nhanh hay đột ngột và không cần nhiệt. Do vậy, các hóa phẩm cần khuấy trộn được khảo sát với tốc độ 100 - 400 vòng/phút, khoảng tốc độ phù hợp với thiết kế của các hệ thống phối trộn ở quy mô pilot, dung tích 500 - 2.000 kg, công suất 500 - 2.000 kg/mê.

5.3.2. Thời gian pha khuấy

Thời gian pha khuấy cho cả quy trình được khảo sát với tiêu chí ngắn nhất cho hiệu quả phân tán đồng đều nhất, ổn định hệ nhanh nhất. Thời gian pha khuấy của từng bước trong quy trình phụ thuộc vào tính tan của từng hóa phẩm vào hệ dung môi nền. Thời gian pha khuấy của cả quy trình phụ thuộc vào phản ứng của từng hóa phẩm với nhau mang tính thúc đẩy, xúc tác nhanh sự phân tán pha vào toàn bộ hệ dung dịch.

Bảng 5. Khảo sát ảnh hưởng của điều kiện khuấy

STT	Hóa phẩm	Tốc độ khuấy (vòng/phút)	Thời gian (phút)	Tốc độ khuấy (vòng/phút)	Thời gian (phút)	Tốc độ khuấy (vòng/phút)	Thời gian (phút)
1	Nước	200	65	200	45	200	30
2	Hoạt động bề mặt A	200		300		400	
3	D1	200		300		400	
4	D2	200		300		400	
5	C1	200	60	300	40	400	30
6	C2	200		300		400	
7	Hoạt động bề mặt B1	200		300		400	
8	Hoạt động bề mặt B2	200		300		400	
9	Hoạt động bề mặt E	200	30	300	20	400	15
10	Polymer	200	180	300	120	400	90
	Tổng thời gian	VPI SP-V1	335	VPI SP-V2	225	VPI SP-V3	165

Bảng 6. Kết quả phân tích của các mẫu hóa phẩm

Stt	Chỉ tiêu	Đơn vị tính	Kết quả		
			VPI SP-V1	VPI SP-V2	VPI SP-V3
1	Độ đục		Trong	Trong	Trong
2	Độ nhớt	cSt	22	25	26
3	Tỷ trọng	g/cm ³	1,007	1,008	1,010
4	pH		7,2	7,5	7,3
5	Độ hấp phụ	µg/g	4,8	5,0	5,2
6	Độ bền nhiệt	°C	110	110	110
7	Ăn mòn	mm/năm	Đạt	Đạt	Đạt
8	Sức căng bề mặt	mN/m	0,048	0,04	0,03
9	Khả năng chịu muối	g/L	35	35	35
10	Nhiệt độ chớp cháy	°C	> 94	> 94	> 94
11	Thời gian	phút	335	225	165



Hình 3. Hóa phẩm VPI SP được đóng gói trong thùng chứa 1 m³.



Hình 4. Hóa phẩm VPI SP được lưu tại kho trước khi vận chuyển tới nơi thử nghiệm.

Hệ hóa phẩm tạo thành sau mỗi lần khảo sát ở các điều kiện khuấy được kiểm tra chất lượng theo các quy trình phân tích và thiết bị của phòng thí nghiệm. Kết quả đạt được như trong Bảng 6.

Như vậy, tốc độ khuấy và thời gian khuấy để chế tạo hệ hóa phẩm VPI SP-V2 là phù hợp và cho sản phẩm có các thông số kỹ thuật đạt yêu cầu chất lượng.

6. Hình ảnh hệ hóa phẩm VPI SP chế tạo ở quy mô pilot

Sau khi hoàn thiện công nghệ chế tạo hệ hóa phẩm VPI SP ở quy mô pilot, đã sản xuất thành công 100 tấn hệ hóa phẩm VPI SP (Hình 3 và 4). Hóa phẩm VPI SP đã được các đơn vị có chức năng thuộc Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” kiểm tra chất lượng và chạy thử nghiệm trên hệ thống thiết bị phụ trợ phục vụ bơm ép với kết quả đạt yêu cầu, đủ điều kiện để áp dụng thử nghiệm công nghiệp tại giếng 1609 BK16, mỏ Bạch Hổ.

7. Kết luận

Nhóm tác giả đã nghiên cứu hoàn thiện công nghệ chế tạo hệ hóa phẩm nâng cao hệ số thu hồi dầu quy mô



pilot phục vụ áp dụng thử nghiệm công nghiệp cho đối tượng đại diện thuộc trầm tích Miocene mỏ Bạch Hổ, bể Cửu Long. Hệ hóa phẩm dựa trên cơ chế tổ hợp của các chất hoạt động bề mặt anion - nonion kết hợp đồng thời với polymer (SP) để áp dụng cho các mỏ dầu với các tính năng vượt trội nhằm nâng cao hệ số thu hồi cho các mỏ dầu thuộc trầm tích bể Cửu Long. Hệ hóa phẩm VPI SP đã được chế tạo ở quy mô pilot đáp ứng các yêu cầu để triển khai áp dụng thử nghiệm tại giếng 1609 BK16, mỏ Bạch Hổ.

Lời cảm ơn

Bài báo là kết quả nghiên cứu của Đề tài cấp quốc gia mã số ĐTĐLCN.27/19 "Nghiên cứu, đánh giá hiệu quả của các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu và chế tạo hệ hóa phẩm quy mô pilot áp dụng cho đối tượng đại diện thuộc tầng trầm tích lục nguyên của bể Cửu Long". Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn Bộ Khoa học và Công nghệ (theo Hợp đồng số 27/2019/HĐ-ĐTĐLCN-CNN ngày 20/3/2019) và Viện Dầu khí Việt Nam đã hỗ trợ nguồn lực và tài trợ kinh phí thực hiện nghiên cứu này.

Tài liệu tham khảo

- [1] Hoàng Long, "Nghiên cứu xây dựng cơ sở dữ liệu của 200 dự án EOR trên thế giới và phần mềm chuyên ngành để đánh giá, lựa chọn các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu", Viện Dầu khí Việt Nam, 2020.
- [2] Phạm Trường Giang, Lê Thế Hùng, Trần Xuân Quý, Nguyễn Văn Sáng, Lê Thị Thu Hường, Hoàng Long và Cù Thị Việt Nga, "Nghiên cứu đánh giá hiệu quả nâng cao thu hồi dầu bằng giải pháp bơm ép hệ hóa phẩm SP cho đối tượng Miocene dưới vòm Nam mỏ Bạch Hổ", *Tạp chí Dầu khí*, Số 7, trang 23 - 30, 2021. DOI: 10.47800/PVJ.2021.07-03.
- [3] Hoàng Long, Nguyễn Minh Quý, Phạm Trường Giang, Phan Vũ Anh, Lê Thị Thu Hường, Cù Thị Việt Nga, Trần Thanh Phương, Đinh Đức Huy và Lê Thế Hùng, "Nghiên cứu đánh giá, lựa chọn và chế tạo hệ hóa phẩm VPI SP để áp dụng thử nghiệm công nghiệp nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu cho mỏ dầu tại bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam", *Tạp chí Dầu khí*, Số 11, trang 45 - 54, 2021. DOI: 10.47800/PVJ.2021.11-02.

TECHNOLOGY IMPROVEMENT TO CREATE EOR CHEMICAL SYSTEM AT PILOT SCALE AND TRIAL INDUSTRIAL APPLICATION FOR MIOCENE RESERVOIRS IN BACH HO FIELD, CUU LONG BASIN

Pham Truong Giang, Le Thi Thu Huong, Cu Thi Viet Nga, Hoang Long, Tran Thanh Phuong, Phan Vu Anh, Dinh Duc Huy

Vietnam Petroleum Institute

Email: huonglt@vpi.pvn.vn

Summary

This paper introduces the process of optimising the pilot-scale production of an EOR chemical system for trial industrial application based on laboratory testing results, the results of evaluating EOR efficiency on Miocene reservoir samples taken from Bach Ho field and the results of the chemical injection test on the reservoir dynamic model for wells 1605 and 1609 in the southern part of Bach Ho field. The main components of the surfactant chemical systems consist of sodium olefin sulfonate (SOS), alkyl aryl sulfonate (AAS), sodium dodecylbenzene sulfonate (SDBS) and nonylphenol ethoxylate (NPEO), which were improved by minimising interfacial tension (IFT), increasing the ability to form micro-emulsions as well as resistance to temperature and high mineralisation/salinity. The polymer composition of the chemical system was improved by increasing the viscosity and reducing the mobility of the injected fluid system to increase the sweep coefficient.

Key words: Improve oil recovery coefficient, surfactant, polymer, Miocene, Bach Ho field.

QUẢN LÝ NHÀ NƯỚC VỀ DẦU KHÍ: THỰC TIỄN VÀ MỘT SỐ VẤN ĐỀ ĐẶT RA

Nguyễn Hồng Minh

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: nguyenhongminh@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.01-03>

Tóm tắt

Xuất phát từ mô hình quản lý nhà nước về dầu khí, bài báo chỉ ra những vấn đề đặc thù của dạng quản lý này, đó là: i) thu hút đầu tư nước ngoài thông qua thiết kế loại hình và các điều khoản tài chính của hợp đồng dầu khí; ii) quản lý hợp đồng chia sản phẩm và iii) sự tham gia của công ty dầu khí quốc gia (NOC) vào công tác quản lý nhà nước.

Trên cơ sở phân tích kinh nghiệm quản lý nhà nước về dầu khí của một số nước trên thế giới, bài báo phân tích thực trạng quản lý nhà nước về dầu khí ở Việt Nam, chỉ ra một số hạn chế và đề xuất định hướng trong quá trình sửa đổi Luật Dầu khí.

Từ khóa: Quản lý nhà nước về dầu khí, hợp đồng dầu khí, hợp đồng chia sản phẩm, công ty dầu khí quốc gia, Luật Dầu khí.

1. Giới thiệu

Văn bản thuyết minh của Bộ Công Thương về dự thảo Luật Dầu khí sửa đổi chỉ ra nhiều vấn đề bất cập trong quá trình thực hiện Luật Dầu khí thời gian qua và đề xuất các chính sách điều chỉnh, bổ sung nhằm bảo đảm tính đồng bộ, thống nhất của hệ thống pháp luật, tạo thuận lợi cho hoạt động dầu khí, tăng cường thu hút đầu tư nước ngoài và tư nhân vào lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác hiệu quả nguồn tài nguyên hóa thạch của đất nước, tăng nguồn thu cho ngân sách nhà nước. Nhiều chính sách quan trọng phản ánh những đặc thù của ngành dầu khí đã được Bộ Công Thương đề xuất, chẳng hạn quy định khung pháp lý để thực hiện dự án theo chuỗi từ tìm kiếm thăm dò, khai thác đến vận chuyển, xử lý; quy định về bộ các điều kiện áp dụng đối với các dự án khuyến khích đầu tư dầu khí và đặc biệt khuyến khích đầu tư dầu khí; quy định các bước triển khai dự án dầu khí; quy định về công tác kế toán, quyết toán, kiểm toán trong hoạt động dầu khí; cho phép bên thứ ba tiếp cận các cơ sở hạ tầng của ngành dầu khí.

Tuy nhiên, vấn đề quản lý nhà nước đối với hoạt động dầu khí thời gian qua cũng bộc lộ một số bất cập mang tính nguyên tắc nhưng chưa được đề cập và đề xuất điều chỉnh để giải quyết toàn diện, thấu đáo trong dự thảo Luật Dầu khí sửa đổi (công bố tháng 9/2021) [1, 2].

Cho đến nay, chủ trương của Đảng, chính sách của Nhà nước trong nhiều văn bản liên quan đến dầu khí đều nhất quán với đánh giá cần “hoàn thiện thể chế” cho hoạt động dầu khí. Ngày 23/7/2015, Bộ Chính trị đã ban hành Nghị quyết số 41-NQ/TW về “Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến 2025, định hướng đến 2035”. Trong đó, nêu rõ quan điểm “phát triển ngành Dầu khí Việt Nam theo nguyên tắc thị trường; nâng cao hiệu lực, hiệu quả quản lý nhà nước và tăng tính chủ động trong quản trị sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp” và giải pháp quan trọng là “hoàn thiện thể chế phát triển ngành Dầu khí”.

Ngày 22/10/2018, Ban Chấp hành Trung ương ban hành Nghị quyết số 36-NQ/TW về Chiến lược phát triển bền vững kinh tế biển Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045, trong đó khâu đột phá là “hoàn thiện thể chế phát triển bền vững kinh tế biển, ưu tiên hoàn thiện hành lang pháp lý” và giải pháp là “hoàn thiện thể chế, chính sách, chiến lược, quy hoạch, kế hoạch về phát triển bền vững kinh tế biển”.

Ngày 11/2/2020, Bộ Chính trị đã ban hành Nghị quyết số 55-NQ/TW về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045. Nghị quyết này có nhiều điểm mới trong việc hoàn thiện thể chế phát triển năng lượng Việt Nam. Bên cạnh việc hoàn thiện khung pháp lý, sửa đổi các luật chuyên ngành, Nghị quyết số 55-NQ/TW đề ra việc “tách bạch chức năng kinh doanh với chức năng quản lý nhà nước”, “áp dụng các mô hình và thông lệ quản trị tiên tiến” đối với doanh nghiệp nhà nước trong lĩnh vực năng lượng.



Ngày nhận bài: 3/12/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 3 - 10/12/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/12/2021.



Như vậy, những hạn chế đã được chỉ ra cùng với chủ trương của Đảng, Nhà nước đối với kinh tế biển nói chung và lĩnh vực năng lượng nói riêng cho thấy một trong những mục tiêu quan trọng cần đạt được trong lần sửa đổi Luật Dầu khí này là hoàn thiện thể chế và hệ thống quản lý nhà nước về dầu khí.

2. Quản lý nhà nước về dầu khí

Quản lý nhà nước là hoạt động thực thi quyền lực nhà nước do các cơ quan nhà nước thực hiện nhằm xác lập trật tự ổn định, phát triển xã hội theo những mục tiêu mà nhà nước đặt ra. Như vậy, quản lý nhà nước gồm 2 thành tố cơ bản: chủ thể quản lý (cơ quan nhà nước), khách thể quản lý (xã hội, cá nhân, tổ chức hoạt động trong từng lĩnh vực cụ thể). Chủ thể quản lý thường đảm nhiệm 2 nhóm chức năng chính là hoạch định chính sách và điều hành, thực thi chính sách. Hai chức năng quản lý nhà nước này thường được tách bạch và cùng với chức năng sản xuất, kinh doanh của doanh nghiệp, tạo nên tam giác chức năng Hoạch định chính sách - Điều hành/Quản lý thực thi chính sách - Sản xuất/Kinh doanh (tiếng Anh trong lĩnh vực dầu khí thường dùng: Policy maker - Regulator - Operator). Do tầm quan trọng của lĩnh vực dầu khí trong nền kinh tế của quốc gia, nhiều nước đã thành lập NOC với chủ sở hữu chính là nhà nước, để tham gia vào các chức năng trên.

Xuất phát từ mô hình nêu trên, căn cứ vào việc công ty dầu khí quốc gia tham gia thế nào trong 3 chức năng, Đoàn Văn Thuần [3] đã phân loại được 4 mô hình quản lý nhà nước về dầu khí:

- Mô hình 1: Công ty dầu khí quốc gia tham gia vào cả 3 chức năng. Trong chức năng hoạch định chính sách, nhà nước ban hành văn bản luật trao toàn quyền cho NOC. Các chính sách còn lại liên quan đến kêu gọi đầu tư, hợp đồng dầu khí, lựa chọn đối tác... do NOC chủ động quyết định.

- Mô hình 2: NOC tham gia thực hiện 2 chức năng: Điều hành/quản lý thực thi chính sách và sản xuất/kinh doanh. Trường hợp này, Luật Dầu khí pháp lý hóa vị trí, vai trò cụ thể của NOC trong điều hành/quản lý thực thi chính sách để bảo đảm môi trường kinh doanh rõ ràng, minh bạch.

- Mô hình 3: NOC chỉ tham gia sản xuất, kinh doanh. Chính phủ thực hiện 2 chức năng quản lý nhà nước về dầu khí (hoạch định chính sách và điều hành/quản lý thực thi chính sách). Khi đó, mục tiêu của NOC đơn thuần chỉ là kinh tế. Trong quá trình hoạt động, NOC được đối xử bình đẳng, ngang hàng với các nhà đầu tư khác.

- Mô hình 4: Không có NOC, Chính phủ thực hiện 2 chức năng quản lý nhà nước về dầu khí (hoạch định chính sách và điều hành/quản lý thực thi chính sách). Hoạt động sản xuất kinh doanh hoàn toàn của các công ty tư nhân.

Trong số các mô hình trên, mô hình 2 tương đối phổ biến và cũng phức tạp nhất, vì các NOC ban đầu được thành lập với mục tiêu tiếp nhận, quản lý tài sản trong quá trình quốc hữu hóa; sau là thay mặt nhà nước quản lý hoạt động dầu khí; cuối cùng là đầu tư, sản xuất, kinh doanh ở trong và ngoài nước.

Bên cạnh NOC, còn có công cụ mang tính đặc thù nữa, đó là hợp đồng dầu khí. Nhà nước thường dùng hợp đồng dầu khí bảo đảm cam kết chịu rủi ro của tổ hợp nhà đầu tư và kiểm soát chặt chẽ các hoạt động thăm dò, khai thác trong suốt đời dự án. Trên thế giới, chủ yếu tồn tại 3 loại hình hợp đồng dầu khí:

- Hợp đồng tô nhượng (concession contract): Đối với loại hợp đồng này, nhà đầu tư chi trả tiền thuê đất hoặc mặt biển, thuế tài nguyên và các loại thuế khác. Đổi lại, nhà đầu tư có toàn quyền sở hữu và quyết định sử dụng dầu, khí khai thác được.

- Hợp đồng chia sản phẩm (production sharing contract, PSC): Đối với loại hợp đồng này, chi phí cho hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí do nhà đầu tư thực hiện được phép thu hồi từ lượng sản phẩm dành cho thu hồi chi phí được quy định cụ thể trong PSC. Theo mô hình của loại hợp đồng này, dầu khí khai thác được, sau khi trừ thuế tài nguyên và dành tỷ lệ tối đa nhất định cho thu hồi chi phí, phần còn lại được xác định là dầu khí lãi sẽ được chia giữa nhà đầu tư và nhà nước theo tỷ lệ được thỏa thuận trước (có thể theo thang sản lượng khai thác trung bình hoặc áp dụng cho mọi thang sản lượng). Như vậy, nhà nước và nhà đầu tư sẽ là chủ sở hữu đối với phần sản lượng dầu khí được khai thác được chia theo quy định PSC.

- Hợp đồng dịch vụ (service contract): Đối với loại hợp đồng này, nhà nước sẽ trả phí cho nhà thầu theo tỷ lệ nhất định, thường được tính trên 1 thùng trữ lượng cho công tác thăm dò hay 1 thùng dầu khí sản lượng (quy đổi) cho công tác khai thác. Nhà đầu tư chấp nhận đầu tư rủi ro, nhận thanh toán phí theo trữ lượng phát hiện hoặc theo sản lượng khai thác. Nhà nước sở hữu toàn bộ dầu khí khai thác được.

Trong các loại hình hợp đồng nói trên, PSC là loại được sử dụng phổ biến do sự cân bằng lợi ích và tính linh hoạt của việc chia sản phẩm giữa nhà nước và nhà đầu tư. Khi sử dụng hình thức hợp đồng là PSC, quản lý nhà nước về

dầu khí có thêm nhiệm vụ quan trọng là quản lý việc triển khai hoạt động dầu khí theo các hợp đồng dầu khí đã ký. Quản lý hợp đồng dầu khí khi đó sẽ bao gồm cả 2 khía cạnh kinh tế - pháp lý và kỹ thuật, nhằm bảo đảm thực thi cam kết của các bên, kiểm soát chi phí, giám sát việc thu hồi chi phí cũng như các phần chia của mỗi bên liên quan trong hợp đồng dầu khí, nhằm tối ưu khai thác nguồn tài nguyên của đất nước và tối ưu nguồn thu của nhà nước.

Nếu lựa chọn áp dụng chủ yếu loại hình hợp đồng PSC, việc tổ chức quản lý nhà nước về dầu khí có thêm nhiệm vụ quản lý hợp đồng dầu khí, trong đó có 2 phần: quản lý các vấn đề kinh tế - pháp luật và quản lý các vấn đề kỹ thuật.

Trong Mô hình 2 - Quản lý nhà nước về dầu khí với loại hình hợp đồng PSC (Hình 1), khối chức năng màu xanh dương là hoạch định chính sách; khối chức năng màu xanh lá quản lý/điều hành việc thực thi chính sách và khối chức năng màu vàng là thực hiện chính sách hoặc tổ chức sản xuất, kinh doanh. Những vấn đề cơ bản mang tính đặc thù mà quản lý nhà nước về dầu khí cần quan tâm là:

- Thu hút đầu tư nước ngoài: Để chia sẻ rủi ro và tranh thủ công nghệ, kinh nghiệm quản trị. Thu hút đầu tư thường thông qua chính sách thuế, loại hình, các điều khoản của hợp đồng dầu khí và các thủ tục hành chính trong quá trình triển khai hợp đồng;

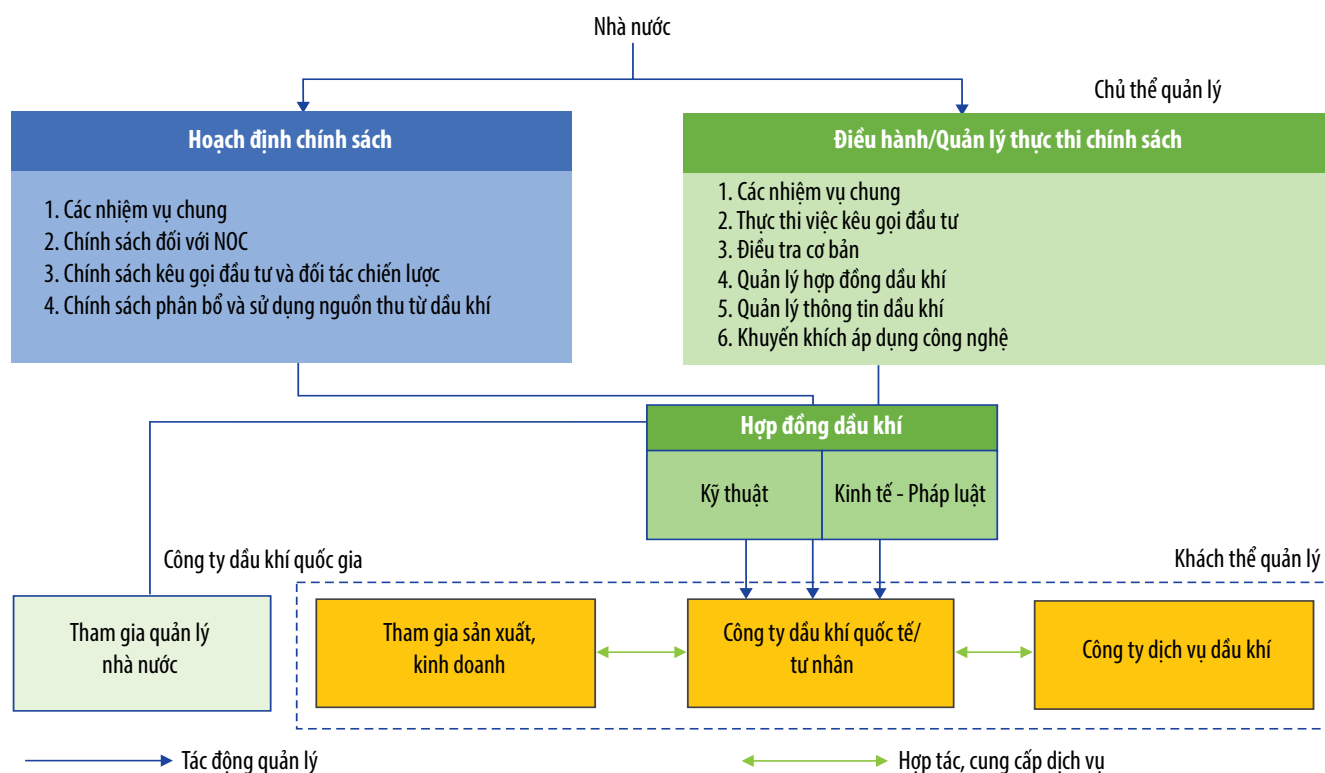
- Quản lý các hợp đồng chia sản phẩm: Quản lý các vấn đề kỹ thuật gồm nhiều việc cụ thể, tỉ mỉ, có lúc xảy ra hàng ngày... nhưng các thủ tục hành chính lại phải đơn giản, dễ thực hiện. Quản lý các vấn đề kinh tế - pháp lý của hợp đồng nhằm tối ưu hóa quyền lợi quốc gia nhưng đòi hỏi xử lý kịp thời, đúng quy định;

- Vai trò, trách nhiệm, quyền hạn của NOC: Trong trường hợp NOC tham gia 2 vai trò, kinh doanh và quản lý nhà nước, cần làm rõ NOC có trách nhiệm quản lý nhà nước đến đâu, quyền hạn như thế nào. Việc này nhằm tạo môi trường minh bạch, bình đẳng, thuận lợi cho đầu tư nước ngoài. Đồng thời, việc rõ ràng, minh bạch cũng tạo điều kiện cho NOC hoạt động đúng mục tiêu đặt ra, đóng góp nhiều nhất cho xã hội.

3. Thực tiễn quản lý nhà nước về dầu khí trên thế giới

Thực tiễn quản lý nhà nước về dầu khí trên thế giới rất đa dạng. Trong phạm vi bài báo này, tác giả chỉ trình bày chọn lọc một số vấn đề tương đồng với điều kiện Việt Nam và có liên quan đến 3 vấn đề đặc thù trên.

Trước hết, về cách thức quản lý/điều hành thực hiện chính sách thu hút đầu tư nước ngoài. Malaysia và Indonesia có chung xu hướng là thường xuyên thay đổi, hoàn thiện loại hình và các điều khoản hợp đồng dầu khí tùy theo tiềm năng dầu khí còn lại, giai đoạn trong đời



Hình 1. Mô hình 2 - Quản lý nhà nước về dầu khí với loại hình hợp đồng PSC.



mỏ, điều kiện triển khai thăm dò khai thác trong nước cũng như biến động trên thị trường dầu, khí thế giới [5, 5]. Malaysia đã áp dụng đến 9 loại hợp đồng khác nhau [6], trong đó có cả hợp đồng PSC - với nhiều biến thể khác nhau và hợp đồng dịch vụ. Đáng chú ý hơn cả là hợp đồng R/C PSC, loại hợp đồng phân chia sản phẩm dựa trên chỉ số doanh thu/chỉ phí, được áp dụng từ năm 1997. Loại hợp đồng này nhằm khuyến khích nhà điều hành giảm chi phí, tối ưu hóa hiệu quả kinh tế của dự án, từ đó tối ưu quyền lợi cho nước chủ nhà; hợp đồng dịch vụ rủi ro RSC áp dụng từ năm 2011, dành cho các mỏ nhỏ/cận biên; hợp đồng PSC cho các tài sản cuối đời mỏ, LLA PSC (2019)... Đầu năm 2017, Indonesia đã đưa vào dạng hợp đồng chia sản phẩm tổng (gross split PSC), trong đó dầu khí được chia giữa nhà nước và nhà đầu tư ngay từ khi khai thác. Đây là hình thức giống như khoán chi phí cho nhà đầu tư trong phần được chia, cơ quan quản lý không cần phê duyệt ngân sách và chi phí thu hồi cho nhà đầu tư.

Quản lý các hợp đồng dầu khí thường được giao cho 1 cục/tổng cục trực thuộc Bộ phụ trách vấn đề năng lượng. Cơ quan này ở Indonesia là BP Migas (sau đổi tên thành SKK Migas), là một cơ quan dạng ủy ban liên bộ [7], ở Thái Lan là Cục Khoáng sản Năng lượng (Department of Minerals Fuel, DMF), ở Na Uy là Cục Dầu khí Na Uy (Norwegian Department of Petroleum, NPD). Đây là những cơ quan 1 cửa giải quyết tất cả các thủ tục liên quan đến hoạt động dầu khí ở nước đó, từ đấu thầu, ký hợp đồng đến quản lý các hợp đồng. Mục tiêu đặt ra cho các cơ quan này, theo các báo cáo hàng năm công khai của SKK Migas, DMF, thường là gia tăng trữ lượng, duy trì sản lượng, kiểm soát chi phí thu hồi, thu ngân sách từ dầu khí, tiến độ các dự án dầu khí quan trọng... Để hoàn thành các nhiệm vụ trên, cơ quan quản lý dầu khí của các nước này thường được bảo đảm nguồn nhân lực từ 400 - 600 người.

Vị trí, vai trò của NOC hết sức đa dạng, từ "zero" (tức là hoàn toàn không tham gia vào quản lý nhà nước, như Equinor của Na Uy [8]) đến "toàn quyền" (tức là thay mặt nhà nước thực thi chính sách, đấu thầu, ký hợp đồng dầu khí, ban hành văn bản hướng dẫn, giám sát thực thi như Petronas của Malaysia).

Ở Thái Lan, khi DMF tổ chức đấu thầu quyền thăm dò, khai thác các lô dầu khí, PTTEP cùng tham gia đấu thầu ngang hàng với các doanh nghiệp dầu khí nước ngoài khác. Ở Indonesia, ban đầu Pertamina đóng vai trò tích cực trong quản lý nhà nước nhưng từ năm 2001 đã được tái cấu trúc lại, chỉ thực hiện chức năng sản xuất, kinh doanh sau khi Luật Dầu khí mới ra đời. Trách nhiệm điều

hành, quản lý thực thi chính sách được chuyển cho đơn vị mới là SKK Migas.

Các NOC, như PTT và Pertamina, tuy bình đẳng trong đấu thầu, nhưng được quyền ưu tiên tham gia hay ưu tiên tiếp nhận quyền lợi trong các hợp đồng dầu khí khi một bên đầu tư có nhu cầu rút khỏi hợp đồng.

Trường hợp của Malaysia, Petronas được ủy quyền toàn bộ trong công tác quản lý/điều hành thực thi chính sách đối với hoạt động dầu khí trong lãnh thổ Malaysia. Để thực thi chức năng này, Petronas hình thành bộ phận riêng, là Ban Quản lý Dầu khí (Malaysia Petroleum Management - MPM). Hoạt động sản xuất, kinh doanh trong lĩnh vực tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí của Petronas được thực hiện bởi công ty con Petronas Carigali. Công ty con Petronas Carigali và các doanh nghiệp dầu khí nước ngoài khác đều bình đẳng trong sự quản lý nhà nước của MPM. Do được ủy quyền toàn bộ theo luật nên Petronas có đủ thẩm quyền ban hành các văn bản hướng dẫn chi tiết hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí để nhà thầu/người điều hành thực hiện, đơn giản hóa thủ tục, tiết kiệm thời gian, hạn chế khả năng nảy sinh bất đồng giữa các nhà đầu tư trong một hợp đồng và giữa nhà thầu với các cấp phê duyệt [9].

Có thể nhận xét như sau: Thứ nhất, thực tiễn của các nước có điều kiện gần với Việt Nam cho thấy loại hình và điều khoản hợp đồng dầu khí cần được bổ sung, thay đổi thường xuyên cho phù hợp với tiềm năng dầu khí còn lại, giai đoạn trong đời mỏ, điều kiện triển khai thăm dò khai thác trong nước cũng như biến động trên thị trường dầu, khí thế giới... Thứ hai là xu hướng tách bạch 2 chức năng quản lý và kinh doanh để tạo môi trường kinh doanh bình đẳng. Chức năng điều hành/quản lý thực thi chính sách có thêm nhiệm vụ quản lý hợp đồng dầu khí nên bộ phận này cần được cung cấp đủ nguồn lực. Thứ ba, để tách bạch các chức năng quản lý và minh bạch môi trường đầu tư, cần luật hóa rõ ràng vai trò, vị trí, quyền hạn của NOC.

4. Thực trạng hiện nay ở Việt Nam

Quản lý nhà nước về dầu khí ở Việt Nam được thực hiện thông qua hành lang pháp lý được quy định bởi các văn bản chính sau:

- Luật Dầu khí năm 1993, Luật bổ sung sửa đổi Luật Dầu khí năm 2000, 2008 và dự thảo Luật sửa đổi (Luật Dầu khí).
- Nghị định số 95/2015/NĐ-CP ngày 16/10/2015 của Chính phủ quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí;

- Nghị định số 33/2013/NĐ-CP ngày 22/4/2013 của Chính phủ ban hành về Hợp đồng mẫu của Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí;

- Thông tư 24/2020/TT-BCT ngày 18/9/2020 của Bộ Công Thương quy định về phân cấp và lập báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí;

- Quyết định số 84/2010/QĐ-TTg ngày 15/12/2010 của Thủ tướng Chính phủ về việc ban hành Quy chế khai thác dầu khí;

- Quyết định số 04/2015/QĐ-TTg ngày 20/1/2015 của Thủ tướng Chính phủ quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí;

- Nghị định số 13/2011/NĐ-CP ngày 11/2/2011 của Chính phủ về an toàn công trình dầu khí trên đất liền;

- Quyết định số 49/2017/QĐ-TTg ngày 21/12/2017 của Thủ tướng Chính phủ về việc thu dọn các công trình, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí;

- Thông tư số 36/2016/TT-BTC ngày 26/12/2016 của Bộ Tài chính hướng dẫn thực hiện quy định về thuế đối với các tổ chức, cá nhân tiến hành hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí theo quy định của Luật Dầu khí.

Thực tế, việc Việt Nam thu hút đầu tư nước ngoài để chia sẻ rủi ro và tranh thủ công nghệ, kinh nghiệm quản trị trong giai đoạn đến 2017 đã đạt nhiều kết quả: có tổng cộng 108 hợp đồng đã được ký và thu hút đến 36,1 tỷ USD đầu tư nước ngoài, chiếm 73% tổng chi phí đã thực hiện [10].

Tuy nhiên, so với một số nước có điều kiện tương đồng về quy mô trữ lượng, tiềm năng dầu khí, điều kiện khai thác, quy mô nền kinh tế, trình độ phát triển..., thì hình thức hợp đồng của Việt Nam kém đa dạng hơn (cho đến nay vẫn là dạng PSC truyền thống) mặc dù có thay đổi nhưng không nhiều và thậm chí theo xu hướng quản lý chặt chẽ hơn, trong khi tài nguyên dầu khí không còn như trước đây.

Trong khi đó, trên thế giới, xu hướng chuyển dịch năng lượng đã và đang diễn ra nhanh chóng, dịch COVID-19 khó lường, thị trường giá dầu biến động khó dự báo. Trong nước, thời kỳ thuận lợi đã qua, các phát hiện trong 10 năm trở lại đây chủ yếu là các phát hiện có quy mô nhỏ, rủi ro ngày càng cao, các chính sách khuyến khích đầu tư không được cải thiện tương tự như các lĩnh vực khác nên dầu khí không còn là lĩnh vực đầu tư hấp dẫn như giai đoạn trước 2010. Một số vấn đề mới xuất hiện mà các quy định pháp lý hiện tại chưa đủ để điều chỉnh như nhiều mỏ sắp đến giai đoạn kết thúc hợp đồng, hoặc phải

dừng do không bảo đảm hiệu quả kinh tế cho nhà đầu tư theo điều khoản hợp đồng cũ. Nhưng trên thực tế, nếu nhà nước đứng ra khai thác thì vẫn mang lại lợi ích cho đất nước. Có nhiều mỏ nhỏ có lợi nhuận cận biên khiến nhà thầu không muốn phát triển. Do đó, cần sự thay đổi trong việc khuyến khích đầu tư nước ngoài vào dầu khí, mà trước hết liên quan đến loại hình, cách thức triển khai và các điều khoản tài chính của hợp đồng dầu khí.

Theo các văn bản trên, thẩm quyền phê duyệt liên quan đến phân lô, đấu thầu, điều chỉnh, bổ sung, ký kết, thay đổi hợp đồng... các báo cáo trữ lượng, phát triển mỏ đều do Thủ tướng quyết định. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) là cơ quan chuẩn bị toàn bộ tài liệu về mặt chuyên môn và rà soát báo cáo trước khi Bộ Công Thương thẩm định trình Thủ tướng. Như vậy, trong các thủ tục này, Bộ Công Thương đóng vai trò như một cấp trung chuyển văn bản, thụ động, không mang lại nhiều giá trị mà ngược lại còn kéo dài thời gian cho quá trình phê duyệt.

PVN được trao thẩm quyền phê duyệt các phương án kỹ thuật do nhà thầu trình lên, trừ các báo cáo trữ lượng, phát triển và thu dọn mỏ. PVN cũng là cơ quan quản lý quỹ thu dọn mỏ, kiểm toán các hợp đồng dầu khí và tổ chức bán phần dầu được chia cho chủ nhà. Tuy nhiên, PVN chưa đủ thẩm quyền để ban hành hướng dẫn thủ tục hành chính, thực hiện công tác kỹ thuật, nên việc thực thi còn thiếu cơ sở thống nhất. Trong khi đó, nhiều nhà điều hành hợp đồng dầu khí ở Việt Nam cho rằng sự chậm trễ trong các thủ tục hành chính là điểm nghẽn quan trọng cần được tháo gỡ [11].

Tại PVN, các Ban chuyên môn là đầu mối tham mưu cho Lãnh đạo PVN xử lý các vấn đề liên quan đến hợp đồng dầu khí với cả 2 vai trò: (i) là đại diện quản lý nhà nước; và (ii) là bên nhà thầu tham gia đầu tư trực tiếp vào dự án dầu khí của hợp đồng dầu khí tương ứng (không tổ chức thực hiện 2 vai trò rạch ròi như mô hình của Malaysia). Điều này dẫn đến có sự mâu thuẫn về lợi ích, khi trong 1 vấn đề cần xử lý có cả lợi ích của nhà đầu tư và nước chủ nhà.

5. Bổ sung, sửa đổi Luật Dầu khí hướng tới hoàn thiện và nâng cao hiệu quả của công tác quản lý nhà nước về dầu khí

Xuất phát từ những phân tích nêu trên, định hướng sửa đổi Luật Dầu khí là củng cố vai trò quản lý nhà nước của Bộ Công Thương, tạo điều kiện hoàn thiện quản lý nhà nước về dầu khí. Ngoài những chính sách quan trọng như Bộ Công Thương đã thực hiện trong dự thảo lần này, một số vấn đề cần được cân nhắc và bổ sung vào nội dung dự thảo sửa đổi như sau:



- Bổ sung hình thức hợp đồng dịch vụ để đảm bảo tính đa dạng khi hình thức PSC truyền thống không còn phù hợp trong một số trường hợp. Hợp đồng do nhà nước thuê làm dịch vụ thăm dò, khai thác dầu khí hoặc thực hiện công việc nào đó liên quan đến dầu khí. Nhà nước trả phí dịch vụ cho người điều hành (tính theo thùng dầu, đủ để trang trải các chi phí vận hành và chấp nhận một tỷ lệ lợi nhuận hợp lý của người điều hành) và sở hữu tài nguyên, trữ lượng và sản lượng dầu sản xuất (không tính tới các loại thuế liên quan đến hoạt động dầu khí). Theo đó, hợp đồng dịch vụ sẽ không có cam kết tối thiểu, quy định về thu hồi chi phí. Đối tượng áp dụng, phương thức lựa chọn nhà thầu để ký kết hợp đồng dịch vụ (đấu thầu, chào thầu cạnh tranh hoặc chỉ định thầu) cần được quy định một cách rõ ràng, tường minh, đảm bảo tính linh hoạt. Bên ký kết tất cả các loại hợp đồng (PSC và dịch vụ) thống nhất về 1 đầu mối là Bộ Công Thương. Việc này chỉ cần quy định nguyên tắc trong Luật, còn điều khoản, hồ sơ, thủ tục cụ thể sẽ do Nghị định điều chỉnh.

- Phân cấp thẩm quyền trong các thủ tục hành chính. Đề xuất này nhằm củng cố, tăng cường vai trò, tính chủ động của cơ quan quản lý nhà nước về dầu khí; công việc thực thi đấu thầu, chủ thể ký hợp đồng dầu khí, quản lý quỹ thu dọn mỏ và tổ chức bán phần sản phẩm của nước chủ nhà... nên chuyển từ PVN về Bộ Công Thương. Một số thủ tục phê duyệt thuộc thẩm quyền Thủ tướng Chính phủ cũng nên phân cấp xuống cho Bộ Công Thương, như phê duyệt các báo cáo trữ lượng, phát triển mỏ (trừ phát triển theo chuỗi), hợp nhất mỏ...

- Luật hóa cụ thể hơn quyền hạn quản lý, giám sát, kiểm tra hoạt động dầu khí được thực hiện bởi nhà thầu trong quá trình triển khai hợp đồng dầu khí của PVN. Đưa nội dung PVN có thể ban hành quy trình, hướng dẫn và kiểm tra thực hiện đối với các người điều hành vào Luật Dầu khí để tăng tính pháp lý của việc thực thi. Bổ sung trường hợp người điều hành có vi phạm, tùy theo mức độ, thì PVN được phép đề xuất cơ quan quản lý nhà nước phạt.

Giải pháp về tổ chức là Bộ Công Thương hình thành cục/vụ riêng về quản lý hoạt động dầu khí và củng cố, tăng cường nguồn lực cho cơ quan tham mưu quản lý này. Cục/vụ này sẽ tiếp quản dần các chức năng liên quan đến thực thi đấu thầu, quản lý pháp lý và kinh tế hợp đồng, quản lý quỹ thu dọn mỏ, tổ chức bán sản phẩm của nhà nước trong hợp đồng dầu khí, sau đó tiến tới quản lý điều tra cơ bản, hợp tác quốc tế về dầu khí, quản lý thông tin dầu khí...

PVN cần có sự tách bạch giữa thực hiện chức năng quản lý, giám sát hợp đồng dầu khí (với tư cách đại diện cho nhà nước) và quản lý hợp đồng dầu khí với tư cách là nhà đầu tư, kinh doanh. Giải pháp tổ chức có thể hình thành bộ phận riêng về quản lý nhà nước trong PVN. Bộ phận này có trách nhiệm đối xử bình đẳng với các người điều hành, nhà đầu tư dù thuộc PVN, Việt Nam hay nước ngoài. Mục tiêu, chỉ số đo lường hiệu quả hoạt động của bộ phận này chủ yếu liên quan đến thời gian xử lý thủ tục hành chính, đánh giá, nhận xét của nhà thầu, tiến độ các dự án, khối lượng công việc kỹ thuật...

Bảng 1. Đề xuất một số thay đổi/điều chỉnh so với Dự thảo Luật Dầu khí sửa đổi

TT	Vấn đề	Đề xuất thay đổi/bổ sung	Điều khoản quy định
1	Điều tra cơ bản	Chuyển thẩm quyền từ Bộ Tài nguyên và Môi trường sang Bộ Công Thương	Điều 8, khoản 2, 3; Điều 10
2	Bổ sung Hợp đồng dịch vụ	Hợp đồng do nhà nước thuê làm dịch vụ thăm dò, khai thác dầu khí hoặc công việc có liên quan	Bổ sung điều và sửa Điều 30
3	Tiếp nhận mỏ, cụm mỏ từ nhà thầu	Chuyển thẩm quyền cho Bộ Công Thương	Điều 40
4	Quản lý kỹ thuật các hợp đồng dầu khí	Trao PVN thẩm quyền ban hành quy trình, hướng dẫn, kiểm tra thực hiện và chế tài phạt vi phạm	Bổ sung điều trước Điều 42
5	Thẩm định, phê duyệt báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí	Chuyển thẩm quyền phê duyệt cho Bộ Công Thương	Điều 44
6	Thẩm định, phê duyệt kế hoạch phát triển mỏ dầu khí	Chuyển thẩm quyền phê duyệt cho Bộ Công Thương	Điều 47
7	Quỹ thu dọn mỏ	Chuyển Bộ Công Thương quản lý	Điều 53, khoản 4
8	Kiểm toán	Bổ sung Bộ Công Thương tham gia cùng PVN kiểm toán Hợp đồng Dầu khí	Điều 55, 56
9	Thuế	Bỏ thuế tài nguyên đối với hợp đồng dịch vụ mà nhà nước là chủ sở hữu dầu khí khai thác được	Điều 58
10	Quyền, nghĩa vụ của PVN	Điều chỉnh quyền, nghĩa vụ của PVN như các đề xuất trên đây	Điều 61, 62
11	Trách nhiệm của Thủ tướng Chính phủ	Phân cấp chuyển các quyền phê duyệt báo cáo RAR và FDP về Bộ Công Thương	Điều 64
12	Trách nhiệm của Bộ Công Thương	Điều chỉnh theo đề xuất phân quyền trên đây	Điều 65

Từ những định hướng chính nêu trên, tác giả đề xuất một số thay đổi cụ thể trong dự thảo Luật Dầu khí sửa đổi đang được Bộ Công Thương hoàn thiện và trình Thủ tướng như trong Bảng 1.

Việc chuyển thẩm quyền quản lý, phê duyệt điều tra cơ bản từ Bộ Tài nguyên và Môi trường sang Bộ Công Thương là để Bộ Công Thương có điều kiện chủ động nắm vững thông tin về tiềm năng dầu khí phục vụ việc phân lô hợp lý, tham mưu chính sách khuyến khích đầu tư, đưa ra tiêu chí đấu thầu phù hợp và xa hơn nữa để hoạch định chiến lược phát triển ngành dầu khí. Khi đó, thông tin điều tra cơ bản sẽ được thông báo cho Bộ Tài nguyên và Môi trường để tổng hợp chung.

Với sự tăng cường quản lý nhà nước như đề xuất trên, hy vọng hoạt động dầu khí sẽ có bước phát triển mới, mang lại nguồn thu ổn định cho ngân sách và hiệu quả cao hơn cho các doanh nghiệp.

Tài liệu tham khảo

- [1] Nguyễn Hồng Minh, "Hoàn thiện thể chế để ngành Dầu khí Việt Nam tiếp tục phát triển", *Tạp chí Năng lượng Việt Nam*, 2018.
- [2] Nguyễn Hồng Minh, "Nghị quyết số 55-NQ/TW và định hướng chiến lược đối với ngành Dầu khí Việt Nam", *Tạp chí Dầu khí*, Số 7, trang 14 - 18, 2020.
- [3] Đoàn Văn Thuần, "Quản lý nhà nước về dầu khí tại một số quốc gia trên thế giới. Bài trình bày tại Hội thảo về sửa đổi Luật Dầu khí, do Liên hiệp các Hội khoa học - kỹ thuật tổ chức", 20/12/2021.

[4] Phạm Kiểu Quang và Đoàn Văn Thuần, "Kinh nghiệm hoạt động dầu khí thượng nguồn của một số nước trong khu vực", *Tạp chí Dầu khí*, Số 7, trang 74 - 84, 2009.

[5] Trần Ngọc Toàn, "Quản lý nhà nước về dầu khí: Kinh nghiệm của Indonesia", *Tạp chí Năng lượng Việt Nam*, 2015.

[6] Barbara Doric and Vlado Dimovski "Managing petroleum sector performance - a sustainable administrative design", *Economic Research*, Vol. 31, No. 1, pp. 119 - 138, 2018. DOI: 10.1080/1331677X.2017.1421995.

[7] Trần Ngọc Toàn, "Ngành dầu khí Indonesia sau Luật Dầu khí sửa đổi năm 2001", *Tạp chí Dầu khí*, Số 8, trang 47 - 51, 2005.

[8] Indra Overland, "Noway: Public debate and the management of petroleum resources and revenues", 2017. [Online]. Available: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-60627-9_13.

[9] Petronas, "Petronas procedures and guidelines for upstream activities 4.1", 2021. [Online]. Available: <https://platinum.petronas.com/ppgua/pages/ppgua.aspx>.

[10] Bộ Công Thương, "Bộ Công Thương lấy ý kiến góp ý dự thảo Luật Dầu khí (sửa đổi)", 24/9/2021.

[11] BCG, "Báo cáo tư vấn của BCG cho PVN", 2014.

[12] Hoàng Thị Đào và Nguyễn Thu Hà, "Mô hình tổ chức quản lý hoạt động dầu khí thượng nguồn của Petronas", *Tạp chí Dầu khí*, Số 2, trang 53 - 61, 2020.

PUBLIC MANAGEMENT OF PETROLEUM: PRACTICES AND ISSUES

Nguyen Hong Minh

Vietnam Petroleum Institute

Email: nguyenhongminh@vpi.pvn.vn

Summary

From the public petroleum management models, the article points out the typical features of this type of management, namely: i) attracting foreign investment through design and financial terms of petroleum contracts; ii) management of production sharing contracts; and iii) participation of national oil companies (NOC) in these management processes.

On the basis of analysing the experiences of some countries in the world in public management of petroleum, this article analyses the current situation of public management of petroleum in Vietnam, highlights some limitations and proposes orientations for revision of the Petroleum Law.

Key words: Public management of petroleum, oil and gas contract, production sharing contract, national oil company, petroleum law.



CHIẾN LƯỢC THÍCH ỨNG VỚI BIẾN ĐỔI KHÍ HẬU CỦA CÁC TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VÀ ĐỀ XUẤT MỘT SỐ ĐỊNH HƯỚNG VỚI TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Đặng Thanh Tùng¹, Nguyễn Thị Thủy Tiên¹, Nguyễn Anh Đức¹, Nguyễn Trung Khương¹, Nguyễn Hương Chi¹, Phan Ngọc Trung²

¹Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

²Viện Dầu khí Việt Nam

Email: tungdt@pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.01-04>

Tóm tắt

Biến đổi khí hậu là thách thức lớn mang tính toàn cầu và sẽ tiếp tục diễn ra ngày càng phức tạp, khó lường hơn, với tốc độ nhanh hơn và tác động mạnh hơn, gây rủi ro lớn đến hoạt động của các doanh nghiệp cũng như nền kinh tế toàn cầu.

Việc thích ứng với biến đổi khí hậu và đảm bảo an ninh năng lượng là bài toán đầy thách thức mà bất kỳ quốc gia, doanh nghiệp nào trên thế giới đều phải đối mặt. Mặc dù cách tiếp cận có thể khác nhau, các doanh nghiệp dầu khí cần phải chủ động hơn trong việc ứng phó và thích ứng với biến đổi khí hậu với các giải pháp: i) quản trị các rủi ro khí hậu như 1 phần của quản trị rủi ro doanh nghiệp và ii) xây dựng chiến lược thích ứng với biến đổi khí hậu.

Chiến lược của các công ty dầu khí quốc tế (IOC) và công ty dầu khí quốc gia (NOC) lớn trong giai đoạn tới hướng tới 2 xu thế chiến lược lớn là chuyển dịch năng lượng (energy transition) và cắt giảm phát thải khí nhà kính. Các NOC tại khu vực châu Á chủ yếu đã triển khai các giải pháp phát triển năng lượng carbon thấp để thay thế dần năng lượng truyền thống hoặc/và chủ động tham gia vào các sáng kiến giảm khí nhà kính.

Từ khóa: Biến đổi khí hậu, chiến lược thích ứng với biến đổi khí hậu, dầu khí.

1. Giới thiệu

Biến đổi khí hậu là sự thay đổi khí hậu trong khoảng thời gian dài (vài thập kỷ trở lên) do tác động của các điều kiện tự nhiên và hoạt động của con người. Sự nóng lên toàn cầu, mực nước biển dâng và gia tăng các hiện tượng khí tượng thủy văn cực đoan... là các biểu hiện của biến đổi khí hậu. Biến đổi khí hậu ảnh hưởng lớn đến kinh tế - xã hội và ảnh hưởng trực tiếp tới sức khỏe của con người.

Những nguyên nhân tự nhiên gây nên sự thay đổi của khí hậu có thể là từ bên ngoài, hoặc do sự thay đổi bên trong và tương tác giữa các thành phần của hệ thống khí hậu trái đất, bao gồm sự thay đổi của các tham số quỹ đạo trái đất, biến đổi trong phân bố lực địa - biển của bề mặt trái đất, biến đổi về phát xạ của mặt trời và hấp thụ bức xạ

của trái đất, hoạt động của núi lửa. Có thể thấy rằng, biến đổi khí hậu do tác động của các yếu tố tự nhiên sẽ diễn ra từ từ với chu kỳ rất dài, vì thế, chỉ có tác động rất nhỏ vào biến đổi khí hậu trong giai đoạn hiện nay.

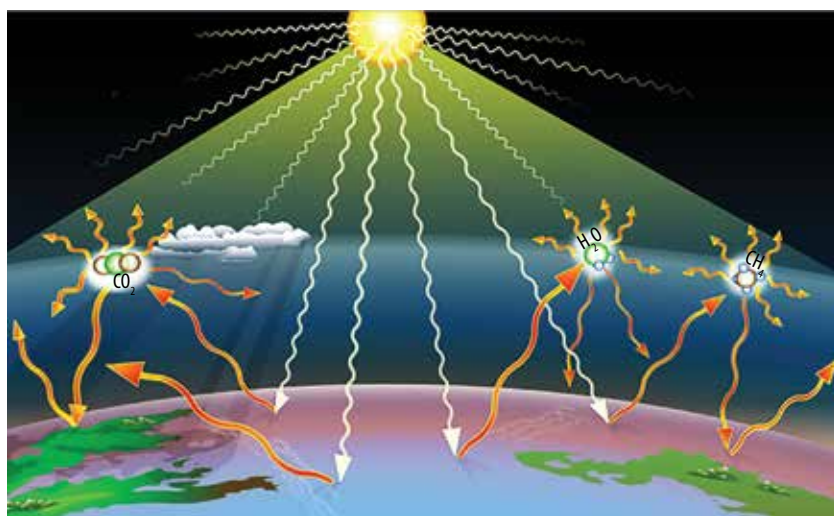
Biến đổi khí hậu trong giai đoạn hiện nay chủ yếu là do các hoạt động của con người làm phát thải quá mức các khí nhà kính vào khí quyển. Những hoạt động của con người đã tác động lớn đến hệ thống khí hậu, đặc biệt từ thời kỳ tiền công nghiệp (khoảng năm 1750). Kể từ thời kỳ tiền công nghiệp, con người đã sử dụng ngày càng nhiều năng lượng, chủ yếu từ các nguồn nhiên liệu hóa thạch (than, dầu, khí đốt), qua đó đã phát thải vào khí quyển các khí gây hiệu ứng nhà kính, làm gia tăng nhiệt độ của trái đất. Sự gia tăng nhiệt độ bề mặt trái đất kéo theo nhiều thay đổi khác, như làm giảm lượng băng và diện tích được phủ băng tuyết, làm thay đổi độ che phủ bề mặt.

Các khí nhà kính (CO_2 , CH_4 , H_2O , N_2O , khí chứa halogen) cho bức xạ mặt trời (bước sóng ngắn) đi qua nhưng hấp

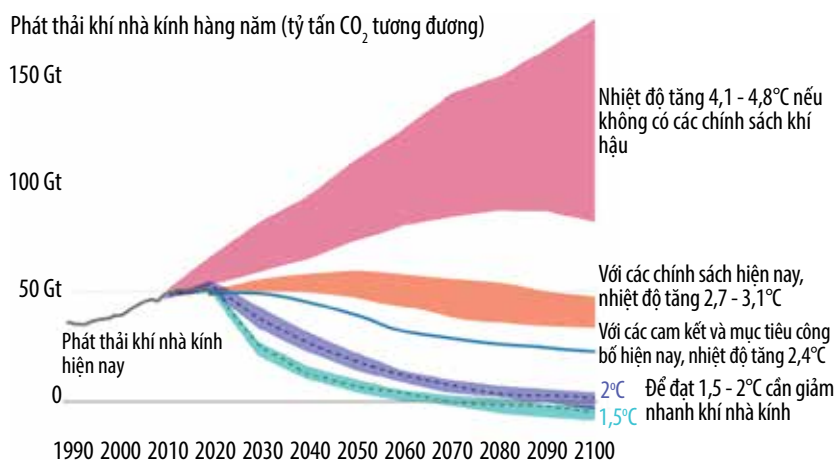


Ngày nhận bài: 5/11/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 5/11 - 6/12/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/12/2021.



Hình 1. Hiện tượng khí nhà kính làm nhiệt độ trái đất nóng lên.



Hình 2. Phát thải khí nhà kính trong quá khứ và dự báo sự gia tăng nhiệt độ toàn cầu trong tương lai với các kịch bản phát thải khác nhau. Nguồn: Our World in Data.

thụ các bức xạ nhiệt từ bề mặt trái đất (bước sóng dài) gây ra hiệu ứng nhà kính làm trái đất nóng lên. CO_2 và CH_4 là 2 loại khí nhà kính chính gây ra hiện tượng nóng lên toàn cầu.

Lượng phát thải khí nhà kính toàn cầu hiện nay vào khoảng 50 tỷ tấn CO_2 tương đương/năm. Nếu không có những chính sách khí hậu trong thời gian qua, nhiệt độ trái đất đã có thể tăng lên hơn 4°C vào cuối thế kỷ XXI. Với những chính sách khí hậu như hiện nay, nhiệt độ trái đất dự báo sẽ tăng lên khoảng 2,7 - 3,1°C vào cuối thế kỷ XXI và ngay cả với những cam kết và mục tiêu đã công bố hiện nay của các nước thì nhiệt độ vẫn tăng lên khoảng 2,4°C, cao hơn nhiều so với mục tiêu đặt ra trong Thỏa thuận Paris (Hội nghị Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu 2015 - COP21). Do đó, để đạt được mục tiêu giới hạn sự gia tăng nhiệt độ toàn cầu ở mức dưới 2°C, cần cắt giảm nhanh lượng phát thải khí nhà kính so với hiện nay. Trong "Emission Gap Report 2021", Chương trình Môi trường Liên hợp quốc (UNEP) đánh giá để giới hạn nhiệt độ tăng không quá 2°C thì đến năm 2030, thế giới cần cắt giảm lượng phát thải khí nhà kính khoảng 11 - 13 tỷ tấn CO_2 tương đương/năm (giảm 25% so với năm 2020) và để giới hạn nhiệt độ tăng không quá 1,5°C cần cắt giảm 25 - 28 tỷ tấn CO_2 tương đương/năm (giảm 55% so với năm 2020) đồng

thời đạt mức phát thải CO_2 ròng bằng 0 vào năm 2050 và phát thải ròng khí nhà kính bằng 0 vào năm 2070.

Có thể thấy, nếu thế giới không hành động nhanh chóng để giảm phát thải khí nhà kính thì hậu quả của biến đổi khí hậu sẽ rất nghiêm trọng. Hội nghị lần thứ 26 các bên tham gia Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (COP26) diễn ra vào tháng 11/2021 đã thống nhất các nội dung liên quan đến giảm phát thải khí nhà kính, cụ thể như sau:

- Tái khẳng định duy trì mục tiêu hạn chế mức tăng nhiệt độ toàn cầu ở ngưỡng 1,5°C theo Hiệp định Paris nhằm ngăn thảm họa toàn cầu;
- Yêu cầu các quốc gia phải cam kết và hành động mạnh mẽ hơn;
- Các nước phát triển cần thực hiện cam kết tài trợ và tăng cường hỗ trợ các quốc gia dễ bị tổn thương;
- Mỹ và Trung Quốc cam kết hợp tác xây dựng chiến lược dài hạn giải quyết vấn đề phát thải khí methane, chuyển đổi sang năng lượng sạch và giảm phát thải carbon;
- 40 quốc gia cam kết loại bỏ dần điện than, gần 100 quốc gia cam kết cắt giảm phát thải khí methane, trong đó có Việt Nam.

2. Công nghiệp dầu khí thế giới với biến đổi khí hậu

Theo CSIS, lĩnh vực năng lượng tạo ra khoảng 2/3 lượng phát thải khí nhà kính toàn cầu, trong đó hơn 30% từ sử dụng than đá, khoảng 10% từ hoạt động khai thác dầu khí và 20% từ sử dụng các sản phẩm dầu khí. Có thể thấy lĩnh vực năng lượng nói chung và việc sử dụng năng lượng hóa thạch nói riêng là nguyên nhân gây ra biến đổi khí hậu, do đó cần được thay thế dần bởi các nguồn năng lượng tái tạo, năng lượng sạch ít phát thải khí nhà kính.

Biến đổi khí hậu đang diễn ra và ảnh hưởng đến nhiều ngành công nghiệp, trong đó có các hoạt động sản xuất và sử dụng năng lượng nói chung và dầu khí nói riêng. Dầu khí là lĩnh vực chịu tác động lớn của biến đổi khí hậu.

2.1. Tác động trực tiếp

Mô hình biến đổi khí hậu ngày càng phức tạp đã tạo ra mối quan tâm lớn hơn trong việc lập kế hoạch cho các sự kiện khí hậu khắc nghiệt hơn và thường xuyên hơn. Việc đặt các ngưỡng quan trọng cho thiết kế và vận hành tài sản là điều cần thiết, nhưng luôn có khả năng xảy ra sự kiện lớn hơn mức phòng vệ đang có của biện pháp đã áp dụng. Các doanh nghiệp cần xem xét cả các biện pháp phản ứng và chủ động. Các yếu tố khí hậu ảnh hưởng đến hoạt động dầu khí và các biện pháp phòng ngừa, thích ứng được tóm tắt ở Bảng 1.

2.2. Tác động gián tiếp

Trên thế giới và khu vực, trong khi hoạch định chính sách quốc gia hay khu vực đều phải xem xét và thực hiện các lựa chọn giảm thiểu phát thải khí nhà kính, phát triển khả năng thích ứng với những tác động của biến đổi khí hậu và quản lý các vấn đề liên quan đến nguồn và chất lượng sản phẩm. Đối với các doanh nghiệp dầu khí, các quy định liên quan tới những vấn đề này rất đa dạng, có thể chia thành 2 loại:

- Chính sách thuế carbon: Là những quy định quản lý hoạt động của các doanh nghiệp dầu khí trong bối cảnh biến đổi khí hậu, bao gồm các thị trường và thuế đối với khí thải nhà kính, các quy định không bắt buộc khác (như giấy phép xả thải nước khai thác), cũng như trợ cấp mà doanh nghiệp nhận được (như các khoản tín dụng thuế sản xuất). Theo World Bank, đến tháng 4/2019, đã có 57 chương trình thuế carbon đã được triển khai trên 46 quốc gia và 28 bang,

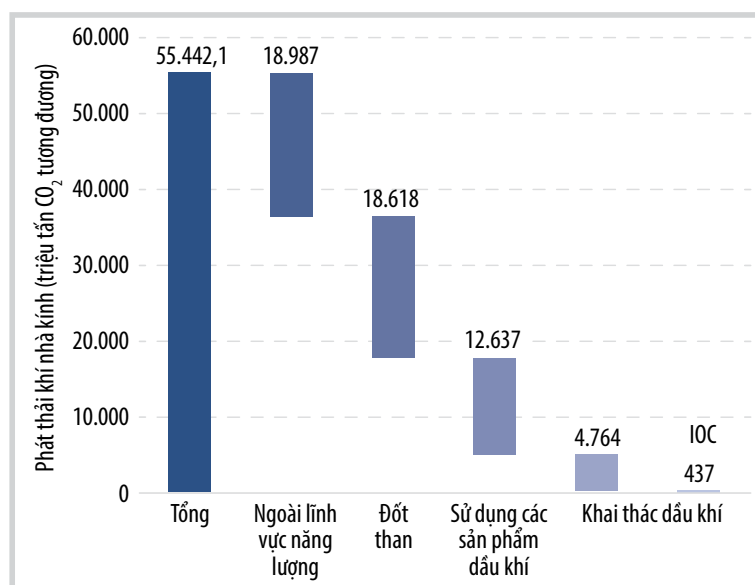
vùng lãnh thổ thuộc các quốc gia với khoảng 20% lượng phát thải khí nhà kính toàn cầu. Hiện nay, thuế carbon mới được áp dụng ở quy mô khu vực hoặc quốc gia nhưng 1 cơ chế áp thuế xuyên quốc gia đang được xem xét triển khai cho một số lĩnh vực (như hàng không).

- Các quy định pháp lý và chính sách về năng lượng sạch: để ứng phó với biến đổi khí hậu, nhiều nơi trên thế giới đã xây dựng các chính sách, quy định pháp lý để khuyến khích việc sử dụng tiết kiệm, hiệu quả năng lượng, cắt giảm phát thải, thúc đẩy phát triển năng lượng tái tạo. Các doanh nghiệp dầu khí sẽ chịu tác động mạnh bởi những chính sách này sẽ dẫn đến việc giảm nhu cầu sử dụng các loại nhiên liệu hóa thạch truyền thống, tăng chi phí bảo vệ môi trường hay tăng tính cạnh tranh của các loại năng lượng sạch so với năng lượng hóa thạch.

Để đạt mức phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050, nhu cầu và cơ cấu năng lượng sơ cấp sẽ thay đổi hoàn toàn so với các kịch bản hiện nay. Tổng nhu cầu năng lượng sơ cấp giảm xuống 550 EJ, giảm 7% so với năm 2020, trong đó tỷ trọng các loại năng lượng hóa thạch trong cơ cấu năng lượng cũng có những thay đổi lớn, cụ thể : (i) Năm 2020: dầu chiếm 30%, than 26%, khí tự nhiên 23% trong tổng cung năng lượng sơ cấp; (ii) Năm 2050: năng lượng tái tạo chiếm 2/3 tổng cung năng lượng sơ cấp, năng lượng hóa thạch giảm từ 80% (2020) xuống 20% (2050);

Tỷ trọng điện trong tiêu thụ năng lượng cuối cùng tăng từ 20% năm 2020 lên 26% năm 2030 và gần 50% vào năm 2050. Ngoài ra, các nguồn nhiên liệu sạch (như hydrogen, các dạng nhiên liệu sinh học) cũng sẽ tăng lên vào năm 2050.

Với nhu cầu và cơ cấu năng lượng như trên thì lĩnh vực dầu khí sẽ phải cắt giảm sản lượng khai thác khoảng 35% vào năm 2040 và cắt giảm phát thải CO₂ khoảng 40% vào năm 2040. Đối với lĩnh vực điện, các nhà máy điện than sẽ phải dần được loại bỏ. Trong tương lai, nếu thuế carbon được áp dụng rộng rãi cùng với sự cạnh tranh từ các nguồn năng lượng tái tạo, 72% các nhà máy điện than trên thế giới có thể sẽ không còn hiệu quả kinh tế vào năm 2040.



Hình 3. Phát thải khí nhà kính toàn cầu và lĩnh vực năng lượng hàng năm. Nguồn: CSIS.

Bảng 1. Tác động của biến đổi khí hậu và nước biển dâng đến lĩnh vực dầu khí

TT	Yếu tố	Tác động	Biện pháp phòng ngừa, thích ứng
1	Nhiệt độ	- Ảnh hưởng đến tính toàn vẹn của công trình khai thác, vận chuyển dầu khí hoặc cơ sở hạ tầng được xây dựng trên đó. Khi băng tan, các công trình, đường ống dẫn dầu khí trên mặt đất có nguy cơ bị hỏng kết cấu. - Gây ra sự cố tràn dầu do giảm độ bao phủ của băng ở bờ biển (các vùng cực). - Băng trôi có thể va chạm vào các giàn khoan trên biển dẫn đến kéo dài thời gian hoàn thành công tác khoan. - Làm chậm tiến độ khoan và hoàn thiện giếng do phải bổ sung các loại thiết bị phù hợp cho các giếng khoan. - Làm tăng chi phí bảo dưỡng, bảo trì hệ thống trang, thiết bị trên giàn khoan, tàu/kho chứa dầu, đường ống dẫn khí. - Ảnh hưởng đến sức khỏe của người lao động, dẫn đến các hoạt động bảo dưỡng, bảo trì và sản xuất bị trì hoãn.	- Trang bị hệ thống trang, thiết bị, xây dựng công trình chịu được nhiệt độ cao (vùng nóng), chịu lạnh, tránh sương (vùng lạnh). - Ra soát nhiệt độ phù hợp khi thiết kế, mua sắm trang, thiết bị, xây dựng công trình. - Điều chỉnh chế độ bảo dưỡng, bảo trì cho phù hợp. - Thực hiện các biện pháp bảo hộ, an toàn lao động phù hợp (lắp đặt thêm hệ thống sưởi ấm/làm mát...).
2	Gió, bão	- Ảnh hưởng tính toàn vẹn của cả hạ tầng cơ sở dầu khí ngoài khơi và trên bờ dẫn đến nguy cơ xảy ra tai nạn, dừng khai thác. - Gây thiệt hại đáng kể đối với ngành công nghiệp dầu khí, nguy cơ xảy ra sự cố tràn dầu và ảnh hưởng đến các hoạt động bảo trì và sửa chữa. - Giảm khả năng tiếp cận địa điểm/nơi làm việc, đe dọa sự an toàn của người lao động.	- Ra soát các ngưỡng phù hợp cho thiết kế, mua sắm trang, thiết bị... khi xây dựng công trình biển. - Nâng cấp các giàn khoan, các hệ thống neo để có thể chịu được cường độ gió, bão ngày càng mạnh và tần suất xảy ra nhiều hơn. - Điều chỉnh chế độ bảo dưỡng, bảo trì cho phù hợp. - Hủy bỏ các công trình cũ, hỏng, không còn sử dụng được. - Đàm phán cơ chế bảo hiểm phù hợp để bảo hiểm rủi ro. - Thực hiện các biện pháp bảo hộ, tiêu chuẩn an toàn, sức khỏe lao động phù hợp.
3	Sấm, sét, chớp	- Gây ra các hư hỏng đối với hệ thống điện, dẫn đến mất/hỏng trang, thiết bị, hạ tầng khai thác. - Ảnh hưởng đến sự an toàn của người lao động.	- Trang bị các hệ thống chống sét, chế độ bảo dưỡng, bảo trì phù hợp cho các trang, thiết bị, công trình. - Thực hiện các biện pháp bảo hộ, tiêu chuẩn an toàn, sức khỏe lao động phù hợp.
4	Nước biển dâng	- Ngập cơ sở hạ tầng ngoài khơi và hư hỏng. - Gây ra tình trạng xuống cấp và phong hóa của đường ống và cơ sở hạ tầng do acid hóa, có thể dẫn đến sự cố tràn dầu.	- Ra soát các ngưỡng phù hợp cho thiết kế, mua sắm trang, thiết bị, xây dựng công trình biển (nâng độ cao sàn...). - Thực hiện các biện pháp chống phong hóa cho trang, thiết bị, công trình biển. - Hủy bỏ các công trình cũ, hỏng, không còn sử dụng được.
5	Sóng to	- Gây ngập các boong và hỏng hệ thống cột giàn (neo). - Làm lật/nghiêng và hư hỏng toàn bộ công trình biển và giàn khoan. - Đe dọa sự an toàn của người lao động.	- Ra soát các ngưỡng phù hợp cho thiết kế, mua sắm trang, thiết bị, xây dựng công trình biển (độ cao của sóng...). - Điều chỉnh chế độ bảo dưỡng, bảo trì cho phù hợp. - Thực hiện các biện pháp bảo hộ, tiêu chuẩn an toàn, sức khỏe lao động phù hợp. - Hủy bỏ các công trình cũ, hỏng, không còn sử dụng (giếng khoan, giàn khai thác...).
6	Hạn hán	Tạo ra các hang hốc/hố ngầm (đối với các công trình trên bờ).	- Đầu tư hệ thống cấp nước, sử dụng, tái xử lý nước hiệu quả.

2.3. Sự cạnh tranh từ các nguồn năng lượng tái tạo

Giá các loại năng lượng sạch, đặc biệt là điện mặt trời và điện gió đã giảm nhanh trong 10 năm trở lại đây. Chi phí sản xuất điện quy dẫn (levelized cost of energy, LCOE) trung bình của điện mặt trời đã giảm từ 37 US cent/

kWh năm 2010 xuống còn 8,5 US cent/kWh năm 2018 (giảm 77%). LCOE của điện gió trên bờ giảm 34%, từ 8,5 US cent/kWh xuống 5,6 US cent/kWh. Điện gió ngoài khơi giảm 21%, từ 16 US cent/kWh xuống 12,7 US cent/kWh và hoàn toàn cạnh tranh được với điện sản xuất từ nhiên liệu



hóa thạch có LCOE trong khoảng 5 - 17 US cent/kWh. Xu hướng giảm chi phí sản xuất các loại năng lượng tái tạo dự kiến sẽ tiếp tục trong thời gian tới cùng với xu hướng điện hóa các lĩnh vực của nền kinh tế sẽ tạo ra áp lực cạnh tranh lớn cho các nguồn năng lượng hóa thạch như dầu, khí.

2.4. Áp lực từ các nhà đầu tư và cộng đồng

Ngày càng có nhiều nhà đầu tư quan tâm đến vấn đề bảo vệ môi trường, biến đổi khí hậu, phát triển bền vững đang dần trở thành xu thế phổ biến trên toàn cầu. Số lượng tổ chức đầu tư (institutional investors) cam kết cắt giảm đầu tư vào năng lượng hóa thạch đã tăng từ 180 (2014) lên 1.000 (2019), tổng giá trị quản lý lên tới 11 nghìn tỷ USD. Ngoài ra nhận thức từ cộng đồng về vấn đề ô nhiễm môi trường và tác động của việc phát thải khí nhà kính dẫn đến áp lực cho các doanh nghiệp năng lượng phải minh bạch trong vấn đề phát thải khí nhà kính cũng như phải chuyển đổi để cung cấp các giải pháp năng lượng sạch hơn và phát thải ít khí nhà kính hơn.

3. Chiến lược thích ứng với biến đổi khí hậu của các doanh nghiệp dầu khí trên thế giới và khu vực

Trong bối cảnh biến đổi khí hậu trở thành thách thức lớn nhất trên toàn cầu và áp lực ngày càng lớn trong việc thích ứng với biến đổi khí hậu, các doanh nghiệp dầu khí có nhiều cách tiếp cận khác nhau trong điều chỉnh chiến lược tùy thuộc vào hoàn cảnh và nguồn lực. Tuy nhiên, có 2 xu hướng chiến lược chính là i) chuyển đổi thành các tập đoàn năng lượng và tham gia tích cực vào quá trình chuyển dịch năng lượng và ii) duy trì hoạt động như doanh nghiệp dầu khí truyền thống và triển khai các giải pháp cắt giảm phát thải khí nhà kính trong hoạt động sản xuất, kinh doanh. Ngoài ra, có thể phân loại 4 nhóm doanh nghiệp dầu khí với các chiến lược thích ứng khác nhau.

3.1. Nhóm các doanh nghiệp đi đầu về chuyển dịch năng lượng

Nhóm này gồm các doanh nghiệp dầu khí tích cực tham gia vào quá trình chuyển dịch năng lượng và đặt mục tiêu chuyển đổi từ doanh nghiệp dầu khí truyền thống sang doanh nghiệp năng lượng. Các doanh nghiệp này thường đặt mục tiêu cao về cắt giảm phát thải khí nhà kính, không mở rộng tìm kiếm thăm dò và xây dựng lộ trình cắt giảm sản lượng khai thác, đầu tư phát triển năng lượng tái tạo và nghiên cứu, ứng dụng công nghệ năng lượng sạch điển hình như các IOC ở khu vực châu Âu như: Shell, BP, TotalEnergies, Equinor, Eni...

3.2. Nhóm các doanh nghiệp đầu tư vào công nghệ

Nhóm này gồm các doanh nghiệp đầu tư vào việc nghiên cứu, phát triển công nghệ năng lượng sạch và thúc đẩy các chính sách ứng dụng các công nghệ này nhưng không có chiến lược cụ thể về chuyển dịch năng lượng và biến đổi khí hậu. Các doanh nghiệp này đầu tư ở mức độ nhất định cho các hoạt động thích ứng với biến đổi khí hậu nhưng không thực sự quyết liệt trong việc chuyển đổi thành doanh nghiệp năng lượng và thay đổi mô hình kinh doanh. Quan điểm của nhóm này là các dạng năng lượng mới cùng các chính sách hỗ trợ, cũng như các công nghệ sản xuất và sử dụng chưa đủ hoàn thiện để có thể thay thế được năng lượng hóa thạch, như các IOC ở khu vực Bắc Mỹ: ExxonMobil, Chevron...

3.3. Nhóm các công ty dầu khí quốc gia

Nhóm các doanh nghiệp này nắm giữ trữ lượng dầu khí lớn và không phải chịu áp lực từ các nhà đầu tư. Chiến lược thích ứng với biến đổi khí hậu của nhóm này chủ yếu bị tác động bởi các chính sách quốc gia và chiến lược sản xuất kinh doanh. Thông thường tại các quốc gia này sẽ có những chủ thể khác chịu trách nhiệm phát triển năng lượng tái tạo nên giải pháp thích ứng chính của nhóm là cắt giảm phát thải khí nhà kính trong các hoạt động sản xuất kinh doanh.

3.4. Nhóm các doanh nghiệp dầu khí nhỏ và các doanh nghiệp đứng ngoài cuộc

Nhóm này gồm các doanh nghiệp có thể có mong muốn cắt giảm phát thải khí nhà kính tuy nhiên nguồn lực và khả năng tài chính bị giới hạn nên khả năng chuyển đổi là rất hạn chế hoặc là không có bất kỳ chiến lược nào để thích ứng với biến đổi khí hậu và không quan tâm đến quá trình chuyển dịch năng lượng. Các doanh nghiệp này chỉ tập trung vào việc đảm bảo vận hành hiệu quả trong ngắn hạn và thường là các doanh nghiệp dầu khí khai thác quy mô nhỏ ở trên bờ.

Có thể thấy bối cảnh hoạt động của các doanh nghiệp dầu khí rất đa dạng, có nghĩa là không có chiến lược duy nhất mà có nhiều cách tiếp cận khác nhau tùy thuộc vào nguồn lực và hoàn cảnh của từng doanh nghiệp. Cụ thể, chiến lược thích ứng của các doanh nghiệp dầu khí tập trung vào các định hướng chính như sau:

- Cam kết cắt giảm phát thải khí nhà kính, trong đó nhiều doanh nghiệp đặt mục tiêu đạt mức phát thải ròng về 0 (net-zero) vào năm 2050: Việc giảm phát thải khí nhà kính được ưu tiên hàng đầu, trong đó các doanh nghiệp

tập trung vào các giải pháp giảm đốt bỏ khí tự nhiên và xử lý rò rỉ khí methane trong chuỗi hoạt động dầu khí, tích hợp sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo vào các cơ sở hạ tầng dầu khí.

- Giảm tỷ trọng khai thác dầu mỏ và tăng tỷ trọng khai thác khí đốt: Điều này thể hiện rõ trong chiến lược của các IOC lớn ở châu Âu như BP, Shell, TotalEnergies, ENI, Repsol, Equinor... Các doanh nghiệp dầu khí ngày càng thận trọng với việc phát triển thăm dò, khai thác các mỏ dầu khí mới, thường ưu tiên phát triển các mỏ có chi phí thấp, các mỏ dầu nhẹ, các mỏ khí, các mỏ có thời gian hoàn vốn ngắn hơn...

- Nghiên cứu sản xuất nhiên liệu phát thải carbon thấp: Các doanh nghiệp dầu khí tập trung nghiên cứu sản xuất các nhiên liệu phát thải carbon thấp đáp ứng nhu cầu nhiên liệu sạch như: sản xuất hydrogen carbon thấp, khí sinh học (biomethane), nhiên liệu sinh học thế hệ mới.

- Nghiên cứu triển khai công nghệ thu hồi, lưu trữ và sử dụng carbon (CCUS): Các doanh nghiệp dầu khí tận dụng lợi thế kinh nghiệm, hạ tầng sẵn có để triển khai công nghệ CCUS nhằm mục đích giảm lượng phát thải "Phạm vi 2" từ các nhà máy sản xuất công nghiệp (như nhà máy lọc dầu, chế biến khí, phân đạm, hóa chất, điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch, xi măng, sắt thép...).

- Mở rộng các hoạt động đầu tư sang lĩnh vực điện và năng lượng tái tạo: Nhằm đón đầu tiềm năng tăng trưởng trong lĩnh vực điện và năng lượng tái tạo trong tương lai, các doanh nghiệp dầu khí đã mở rộng đầu tư phát triển các nguồn điện năng lượng tái tạo như: điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối và phát triển các hoạt động kinh doanh theo chuỗi điện năng như phân phối lưới điện, sạc điện, dịch vụ điện... Đây là những bước đi trong xu hướng chuyển đổi mô hình doanh nghiệp dầu khí sang doanh nghiệp năng lượng.

4. Kết luận

Biến đổi khí hậu là thách thức lớn mang tính toàn cầu và sẽ tiếp tục diễn ra với tốc độ ngày càng nhanh, phức tạp, khó lường và có tác động mạnh hơn, gây ra những rủi ro, ảnh hưởng lớn đến các doanh nghiệp năng lượng/dầu khí và nền kinh tế thế giới. Biến đổi khí hậu toàn cầu cũng như yêu cầu bảo vệ môi trường dẫn đến các tiêu chuẩn ngày càng nghiêm ngặt về phát thải, nâng cao hiệu quả sử dụng các nguồn tài nguyên và tiết kiệm năng lượng, đồng thời mở ra các cơ hội để phát triển các nguồn năng lượng sạch thay thế năng lượng truyền thống.

Với áp lực từ biến đổi khí hậu đến hoạt động của

ngành dầu khí cùng với quá trình chuyển dịch năng lượng đang diễn ra ngày càng nhanh và mạnh mẽ trên toàn cầu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) cần xây dựng và triển khai các giải pháp ứng phó và thích ứng với biến đổi khí hậu trong cả các hoạt động sản xuất kinh doanh đồng thời nắm bắt cơ hội để điều chỉnh chiến lược dài hạn để phát triển các dạng năng lượng sạch, phù hợp với xu thế chung của thế giới, trong đó PVN cần tập trung vào 3 nhóm giải pháp sau:

- Nâng cao năng lực thích ứng với biến đổi khí hậu: Xây dựng hệ thống quản lý rủi ro biến đổi khí hậu và tích hợp vào hệ thống quản trị rủi ro của PVN; rà soát, tích hợp vấn đề biến đổi khí hậu vào hệ thống chiến lược, quy hoạch, kế hoạch phát triển, hệ thống cơ chế, chính sách, quản lý an toàn - sức khỏe - môi trường của PVN và các đơn vị thành viên; cập nhật "Kế hoạch hành động ứng phó với biến đổi khí hậu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2018 - 2030, định hướng giai đoạn 2035" đã ban hành phù hợp với dự thảo Chiến lược phát triển đến năm 2030, tầm nhìn 2045 và các cam kết mới nhất của Việt Nam cũng như các kịch bản biến đổi khí hậu, các chính sách quốc gia, quốc tế liên quan đến biến đổi khí hậu. Xây dựng và triển khai các chương trình nghiên cứu khoa học, đổi mới công nghệ gắn với biến đổi khí hậu sử dụng nguồn Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ của PVN và phân bổ nguồn kinh phí để thực hiện các dự án thích ứng, giảm thiểu biến đổi khí hậu; phát triển đội ngũ quản lý, chuyên gia, cán bộ kỹ thuật chuyên sâu về biến đổi khí hậu, tuyên truyền, đào tạo nâng cao nhận thức của người lao động, xây dựng văn hóa thích ứng với biến đổi khí hậu trong PVN.

- Giảm thiểu tác động đến biến đổi khí hậu: Xây dựng hệ thống kiểm kê, đo đạc, báo cáo, kiểm chứng, dự báo phát thải khí nhà kính trong các hoạt động sản xuất, kinh doanh; tính toán, xây dựng hạn mức phát thải khí nhà kính cho từng lĩnh vực, đơn vị, tiến tới xây dựng và kinh doanh tín chỉ carbon khi thị trường trong nước hình thành; xem xét xây dựng/bổ sung các tiêu chí giảm phát thải khí nhà kính khi thực hiện đánh giá/quyết định đầu tư các dự án; triệt để thực hiện tiết kiệm năng lượng, nghiên cứu tích hợp và sử dụng năng lượng mới, năng lượng tái tạo, nguyên liệu tái tạo trong các hoạt động sản xuất kinh doanh của PVN; triển khai các giải pháp công nghệ cắt giảm phát thải khí nhà kính, cụ thể:

- + Thăm dò khai thác: Tận dụng, thu hồi, sử dụng hiệu quả khí đồng hành, giảm thiểu đốt bỏ khí (flare) và xả nguội, thu hồi, tồn trữ, sử dụng CO₂, nâng cao khả năng phát hiện rò rỉ khí methane;



+ Chế biến dầu khí: Tiết kiệm, tối ưu hóa năng lượng, nguyên liệu, thu hồi, tồn trữ sử dụng CO₂, tích hợp các nguồn năng lượng, nguyên liệu tái tạo vào hoạt động sản xuất, sản xuất các loại nhiên liệu carbon thấp;

+ Điện: Thu hồi, tồn trữ, sử dụng CO₂, xây dựng lộ trình “xanh hóa” các nhà máy điện than (thay thế dần than bằng các loại nhiên liệu sạch hơn).

- Rà soát, điều chỉnh Chiến lược phát triển của PVN:

+ Định hướng phát triển thành tập đoàn năng lượng, thân thiện với môi trường với hoạt động tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí là cốt lõi;

+ Nâng cao tỷ trọng khí trong cung cấp năng lượng sơ cấp của PVN, phát triển lĩnh vực LNG;

+ Phát triển các giải pháp tích trữ năng lượng (pin quy mô lớn, hydrogen); các giải pháp công nghệ sạch (như CCUS);

+ Phát triển năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện gió ngoài khơi, sản xuất các dạng nhiên liệu carbon thấp (hydrogen lam, hydrogen xanh).

Tài liệu tham khảo

[1] IPCC, “Climate change 2021: The physical science basis”, 7/8/2021. [Online]. Available: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/#fullreport>.

[2] Center for Strategic & International Study (CSIS), “Oil and gas industry engagement on climate change, drivers, actions, and path forward”, 1/10/2019. [Online]. Available: <https://www.csis.org/analysis/oil-and-gas-industry-engagement-climate-change>.

[3] John Firth, “Oil and gas: Understanding the investment implications of adapting to climate change”, 10/2009. [Online]. Available: https://unfccc.int/files/adaptation/adverse_effects/application/pdf/acclimatise_uss_oil_and_gas_final_report_oct09.pdf.

[4] UNEP, “Emission gap report 2021”, 26/10/2021. [Online]. Available: <https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2021>.

[5] IEA, “Net zero by 2050: A roadmap for global energy sector”, 17/5/2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.

[6] Theodoros Katopodis and Athanasios Sfetsos, “A review of climate change impacts to oil sector critical services and suggested recommendations for industry uptake”, *Infrastructures*, Vol. 4, No. 4, pp. 74, 2019. DOI: 10.3390/infrastructures4040074.

CLIMATE STRATEGIES OF OIL AND GAS CORPORATIONS AND SOME RECOMMENDATIONS FOR PETROVIETNAM

Dang Thanh Tung¹, Nguyen Thi Thuy Tien¹, Nguyen Anh Duc¹, Nguyen Trung Khuong¹, Nguyen Huong Chi¹, Phan Ngoc Trung²

¹Vietnam Oil and Gas Group

²Vietnam Petroleum Institute

Email: tungdt@pvn.vn

Summary

Climate change is a major global challenge, which is complex, unpredictable and will continue at an increasingly fast rate, causing risks and great impacts on companies and the global economy.

Adapting to climate change and ensuring energy security is a challenge that any country or business in the world has to face. Although approaches may vary, all oil and gas companies need to be more proactive in responding and adapting to climate change with solutions to: (i) manage climate risks as part of their corporate risk management and (ii) develop a climate change adaptation strategy.

The strategies of major IOCs and NOCs in the coming period are directed towards two major strategic trends, namely: energy transition and GHG emission reduction. Most of the Asian NOCs have either implemented low-carbon energy development solutions to gradually replace conventional energy or actively participated in GHG reduction initiatives.

Key words: Climate change, climate change adaptation strategy, oil and gas.

DỰ BÁO THỊ TRƯỜNG DẦU THÔ THẾ GIỚI TRONG NĂM 2022

Đoàn Tiến Quyết

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: quyetdt@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.01-05>

Tóm tắt

Các tổ chức uy tín trên thế giới (như Wood Mackenzie, EIA, IHS...) dự báo giá dầu thô thế giới năm 2022 sẽ đạt trung bình khoảng 74 - 75 USD/thùng bởi đại dịch Covid-19 được kiểm soát cùng với quá trình phục hồi của các nền kinh tế lớn trên thế giới. Nhu cầu dầu thô thế giới sẽ quay lại mức trước đại dịch vào nửa cuối năm 2022, đạt khoảng hơn 100 triệu thùng/ngày, trong đó khu vực châu Á - Thái Bình Dương là điểm nhấn tăng trưởng với mức tiêu thụ Quý IV/2022 khoảng 37 triệu thùng/ngày. Nguồn cung sẽ tiếp tục bám sát diễn biến nhu cầu và OPEC+ dự báo sẽ giữ đà tăng sản lượng, trung bình khoảng 2 - 3 triệu thùng/ngày trong năm 2022. Ngoài ra, lạm phát thế giới tăng cao cũng là nhân tố quan trọng tác động đến xu hướng tăng giá của giá dầu.

Từ khóa: Giá dầu, nguồn cung, nhu cầu.

1. Giới thiệu

Giá dầu thô thế giới đầu năm 2022 đã vượt ngưỡng 80 USD/thùng, mức giá cao nhất trong vòng 3 năm qua. Những thông tin về biến chủng Omicron không gây ảnh hưởng nghiêm trọng tới giá dầu thô đầu năm 2022 như các dự báo trước đó. Thị trường cũng được thúc đẩy bởi dự báo kinh tế thế giới về khả năng phục hồi và tăng trưởng trở lại gần mức năm 2019, mức trước khi xảy ra đại dịch Covid-19.

Theo dự báo của Wood Mackenzie, EIA, IHS... giá dầu thô Brent sẽ đạt mức trung bình khoảng 74 - 75 USD/thùng năm 2022, trong đó xu hướng giá giảm nhẹ trong nửa đầu năm và giữ ổn định trong nửa cuối năm 2022 (Hình 1).

Diễn biến giá dầu thay đổi rất nhanh trong những ngày đầu năm 2022 với giá định chuẩn dầu thô Brent tiến sát mốc 90 USD/thùng làm thay đổi nhận định cũng như kết quả dự báo của nhiều tổ chức. Các định chế tài chính và bộ phận dự báo của các ngân hàng lớn như Goldman Sachs, Morgan Stanley, Bank of America... đều lạc quan hơn về xu hướng giá dầu trong năm tới. Goldman Sachs thậm chí kỳ vọng giá Brent sẽ vượt ngưỡng 100 USD/thùng trong nửa cuối năm 2022.

Năm 2022 được dự báo xu hướng giá dầu diễn biến khó lường, có nhiều khả năng mức giá trung bình đạt trên 70 USD/

thùng, sẽ xuất hiện các đợt tăng giá đột biến. Mức giá 100 USD/thùng xuất hiện cách đây hơn 1 thập kỷ có khả năng xuất hiện trong năm nay.

2. Các yếu tố ảnh hưởng đến thị trường dầu thô trong năm 2022

2.1. Dịch bệnh và kinh tế thế giới

Đại dịch Covid-19 với các đợt bùng phát dịch trên phạm vi toàn cầu đã ảnh hưởng mạnh tới thị trường dầu thô thế giới từ cuối năm 2019 và chỉ có dấu hiệu phục hồi từ nửa cuối năm 2021. Sự xuất hiện của biến chủng mới Omicron đã khiến thế giới "hồi hộp" xen lẫn "lo âu" bởi những tác động từ biến chủng mới chưa có đánh giá cụ thể. Tuy nhiên, các dự báo đầu năm 2022 cho thấy tác động đến thị trường của Omicron không quá lo ngại.

Số liệu từ Tổ chức Y tế Thế giới (WHO) tháng 1/2022 cho thấy hơn 1/2 dân số toàn cầu đã được tiêm đủ vaccine cần thiết, hỗ trợ việc sớm tạo ra miễn dịch cộng đồng và tăng độ bao phủ vaccine trên phạm vi toàn thế giới.

Ngân hàng Thế giới (World Bank) dự báo tăng trưởng kinh tế toàn cầu ở mức 4,1% trong năm 2022 [4], trong khi đó dự báo tăng trưởng của 2 nền kinh tế Mỹ và Trung Quốc lần lượt ở mức 3,7% và 5,1% trong năm 2022. Tăng trưởng của Trung Quốc chậm lại trong năm 2022 bởi sức ép từ chiến lược "zero-Covid"



Ngày nhận bài: 12/12/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 13/12/2021 - 13/1/2022.
Ngày bài báo được duyệt đăng: 13/1/2022.



khiến hoạt động sản xuất chậm lại, khủng hoảng từ thị trường bất động sản trong nước sau khi Evergrande “vỡ nợ”.

Cùng chung nhận định với World Bank, dự báo từ các tổ chức khác cũng cho thấy kinh tế thế giới sẽ tăng trưởng khoảng trên 4% trong năm 2022 (Bảng 1).

Bảng 1. Dự báo GDP thế giới năm 2022 [

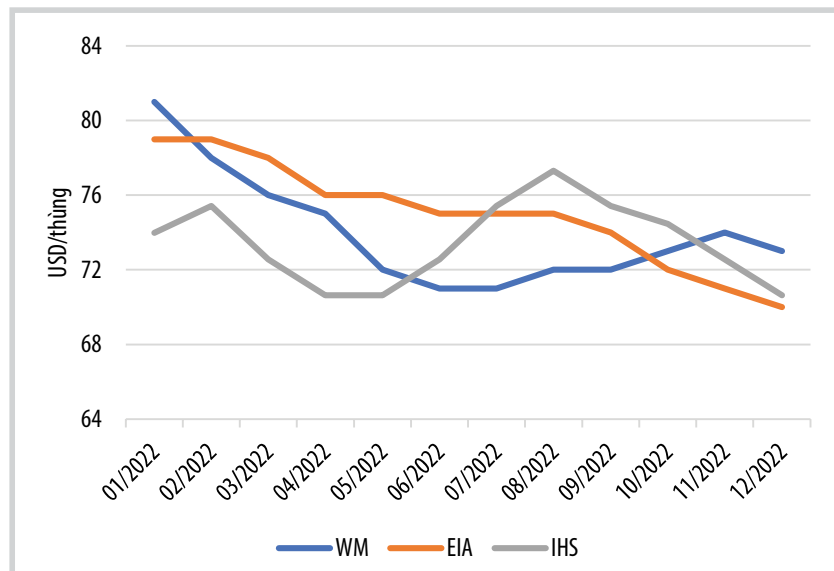
Tổ chức	Dự báo tăng trưởng GDP (%)	Công bố
World Bank	4,1	12/2021
Morgan Stanley	4,7	12/2021
Fitch Ratings	4,2	12/2021
Goldman Sachs	4,2	11/2021
Fastmarkets	4,6	11/2021
OECD	4,5	12/2021
S&P Global Ratings	4,2	11/2021

Mặc dù kinh tế thế giới được dự báo sẽ có những chuyển biến tốt hơn trong năm 2022, tuy nhiên, lạm phát có thể sẽ là một trong những nhân tố khiến tăng trưởng toàn cầu không được như kỳ vọng [6]. Các quốc gia trên thế giới phải đối diện thách thức lớn là kiểm soát lạm phát (lạm phát tại Mỹ năm 2021 đạt mức cao nhất kể từ năm 1982). Cùng với đó, khủng hoảng logistic khiến nguồn cung hàng hóa gián đoạn đẩy giá hàng hóa lên cao, thị trường nhiên liệu thiếu hụt đẩy lạm phát tăng vọt. Năm 2022, Cục Dự trữ Liên bang Mỹ (FED) sẽ hạ lãi suất để hỗ trợ thị trường tài khóa, kiểm soát chặt lạm phát trong năm tới.

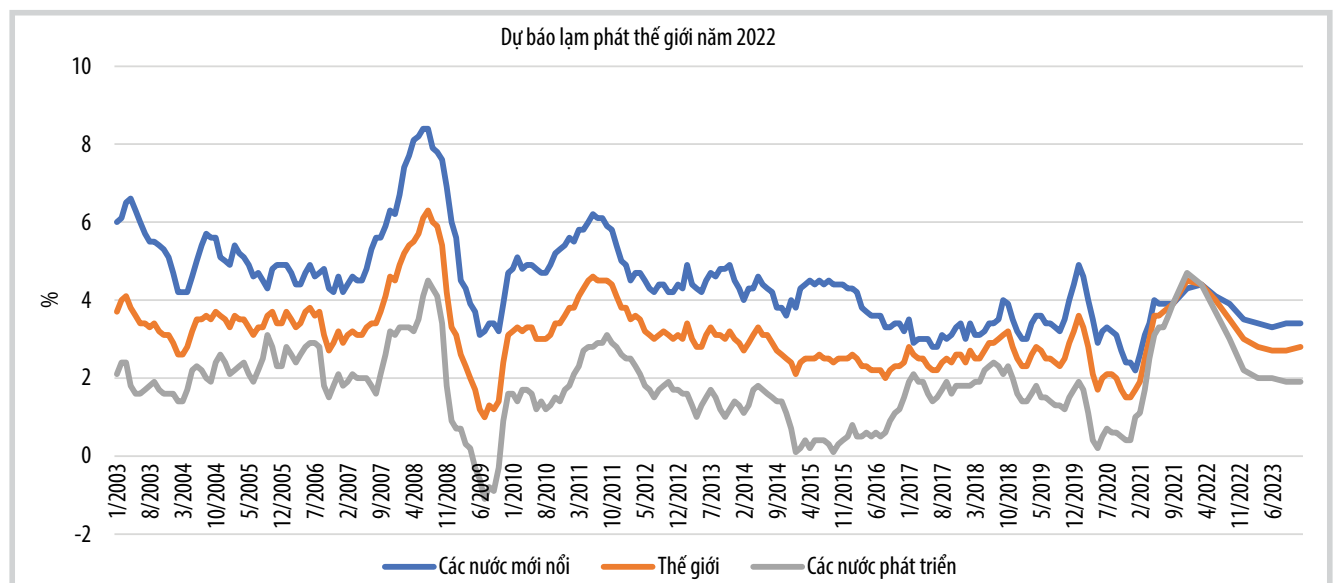
2.2. Địa chính trị

Thị trường dầu thô thế giới bị tác động lớn bởi phản ứng giữa Mỹ và phương Tây xung quanh vấn đề hạt nhân của Iran, quốc gia có trữ lượng dầu thô lớn và ảnh hưởng không nhỏ đến cán cân dầu thô thế giới.

Các động thái, phản ứng và thay đổi của Iran hoặc ngược lại, các biện pháp trừng phạt của Mỹ và phương Tây đối với Iran đều ngay lập tức tác động đến thị trường dầu. Với vị trí địa lý chiến lược nằm trên eo biển Homuz, Iran luôn là



Hình 1. Dự báo diễn biến giá dầu thô trong năm 2022 [1 - 3].



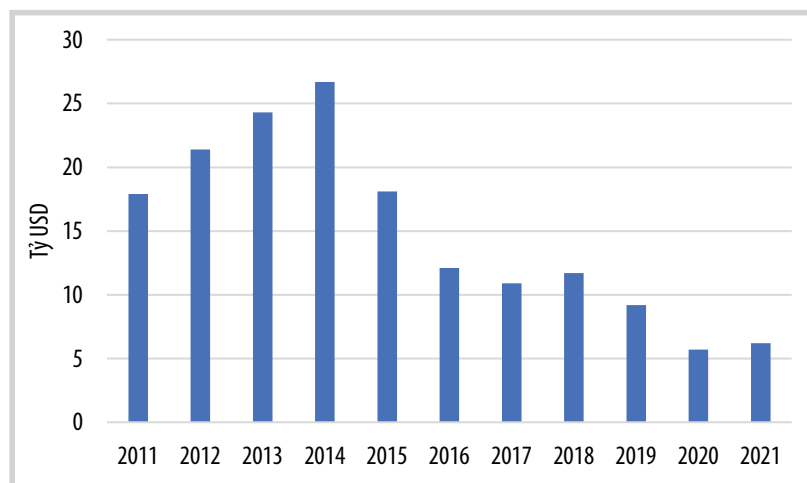
Hình 2. Dự báo tỷ lệ lạm phát trên thế giới trong năm 2022 [6].

điểm nóng trong giao thương hàng hóa toàn cầu và tác động không nhỏ đến thị trường năng lượng.

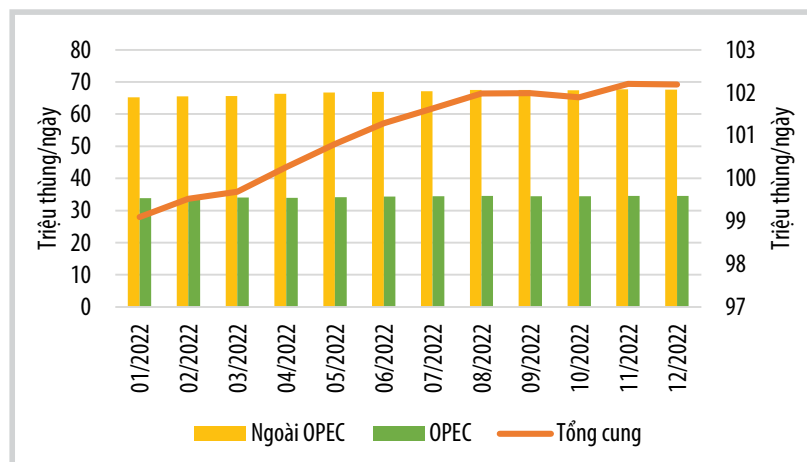
Iran và nhóm P4+1 (Anh, Pháp, Liên bang Nga, Trung Quốc và Đức) mở vòng đàm phán thứ 8 tại Vienna từ cuối 2021, trong đó tập trung vào vấn đề dỡ bỏ tất cả các biện pháp trừng phạt Tehran sau khi Mỹ đơn phương rút khỏi thỏa thuận. Vòng đàm phán được nối lại vào đầu năm 2022 và bổ sung một số yêu cầu của Iran vào tiến trình làm việc. Mặc dù kết quả chưa rõ nhưng sự kiện này được coi là yếu tố có thể tạo ra những chuyển biến lớn đối với thị trường dầu thô thế giới trong năm tới. Những thay đổi về nguồn cung của Iran cũng có thể giúp cho thị trường bổ sung một lượng dầu không nhỏ, qua đó tác động đến mặt bằng giá dầu.

Bên cạnh đó, căng thẳng liên quan đến Ukraine có thể khiến xung đột giữa Mỹ và Liên bang Nga bùng phát bất kỳ lúc nào và qua đó ảnh hưởng đến thị trường dầu.

Năm 2022, thế giới vẫn tiềm ẩn rủi ro địa chính trị có thể tác động trực tiếp đến thị trường dầu thô như: đàm phán hạt nhân của Iran; thể chế chính trị tại Venezuela, Libya, Nigeria; hay quan hệ Mỹ - Liên bang Nga - Trung Quốc, OPEC+...



Hình 3. Đầu tư cho các dự án dầu cát trong giai đoạn 2011 - 2021 [7].



Hình 4. Dự báo nguồn cung dầu thô thế giới năm 2022 [1].

2.3. Chuyển dịch năng lượng

Điểm nhấn đáng chú ý trong xu hướng chuyển dịch năng lượng là Mỹ tái gia nhập Thỏa thuận Paris 2015. Chính quyền Tổng thống Biden ưu tiên việc chống biến đổi khí hậu và đã ban hành các quy định kiểm soát chặt lượng khí thải từ phương tiện vận tải, chống rò rỉ khí thải methane từ các hoạt động khai thác dầu khí. Các nguồn năng lượng sạch chủ yếu là động lực tăng trưởng sản xuất điện tại Mỹ. Thị trường ghi nhận chi phí vốn cho các dự án nhiên liệu hóa thạch đang tăng lên. Thị trường Mỹ cũng xuất hiện lo ngại về “bong bóng tài chính” cho lĩnh vực năng lượng sạch.

Những thay đổi về chính sách năng lượng tại Mỹ, các quốc gia châu Âu... trong năm 2022 sẽ chưa có tác động cụ thể lên thị trường nhiên liệu truyền thống hay thị trường dầu. Tuy nhiên, việc áp dụng các quy định chặt chẽ hơn về cắt giảm và khử carbon trong sản xuất dự kiến được áp dụng chính thức vào năm 2023 tại châu Âu sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến các doanh nghiệp khai thác tài nguyên (do phải chịu chi phí hoặc thuế gia tăng) và các hộ tiêu thụ (do cần chuyển đổi sang các loại hình nhiên liệu xanh, sạch hơn).

Những thay đổi về chính sách năng lượng sạch tại các quốc gia tác động trực tiếp đến thị trường dầu, khiến thói quen tiêu dùng nhiên liệu truyền thống giảm, gián tiếp tác động đến gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí. Theo Wall Street Journal, khoảng 60 tổ chức tài chính, gồm Deutsche Bank, HSBC Holdings PLC và Hartford Financial Services Group Inc., đã hạn chế đầu tư vào dầu cát Canada, khu vực có sản lượng khai thác khoảng 4 triệu thùng/ngày (số liệu công bố cuối năm 2021) [7].

2.4. Nguồn cung dầu thô

Tại cuộc họp ngày 4/1/2022, OPEC+ đã quyết định duy trì mức tăng sản lượng dầu thô 400.000 thùng/ngày từ tháng 2/2022. Quyết định này dựa trên dấu hiệu

cho thấy biến thể Omicron sẽ chỉ có tác động nhẹ và ngắn hạn đến nhu cầu dầu toàn cầu.

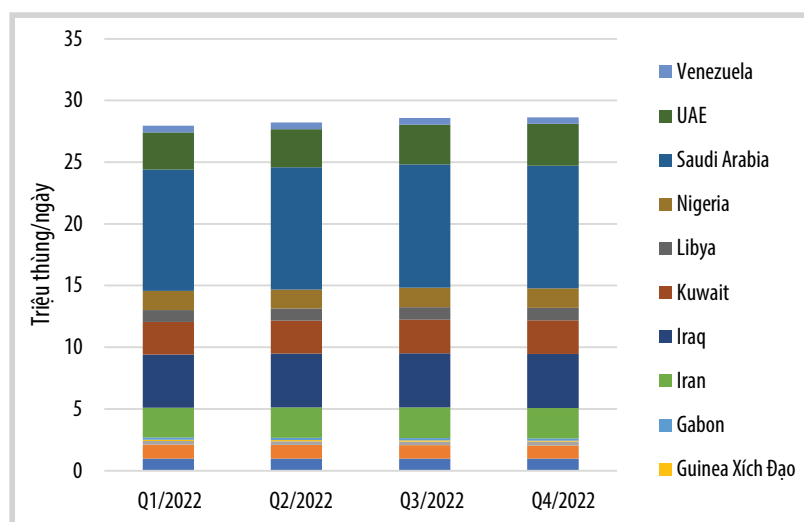
Nguồn cung được dự báo sẽ dư 800.000 thùng/ngày trong tháng 1/2022 và 1,3 triệu thùng/ngày trong tháng 2/2022, thấp hơn so với lo ngại ban đầu của OPEC+. Trước đó vào tháng 12/2021, OPEC+ dự kiến nguồn cung sẽ dư khoảng 2 triệu thùng/ngày trong tháng 1/2022, sau đó tăng lên 3 triệu thùng/ngày trong tháng 2/2022.

Tuy nhiên, các nhà phân tích cảnh báo OPEC+ có thể phải xem xét thay đổi chính sách nếu phương Tây và Liên bang Nga căng thẳng hơn về vấn đề Ukraine, hoặc các cuộc đàm phán của Iran với P4+1 đạt được thỏa thuận, dẫn đến việc chấm dứt các lệnh trừng phạt dầu mỏ đối với Iran.

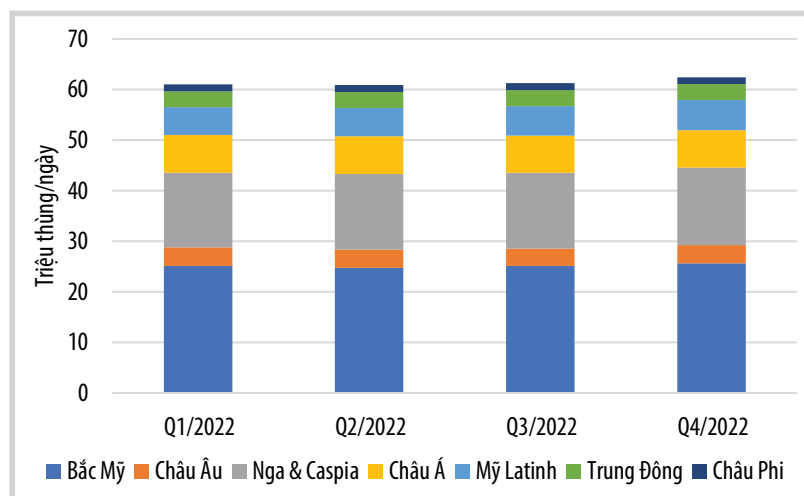
Theo dự báo của EIA tháng 1/2022, tổng cung dầu toàn cầu sẽ đạt mức 100 triệu thùng/ngày từ Quý II/2022 và trung bình năm 2022 đạt khoảng 101 triệu thùng/ngày (Hình 4).

2.4.1. OPEC

Nguồn cung OPEC dự báo sẽ tăng khoảng 1,9 triệu thùng/ngày đạt



Hình 5. Dự báo nguồn cung dầu thô OPEC năm 2022 [2].



Hình 6. Dự báo nguồn cung dầu thô ngoài OPEC năm 2022 [2].

28,3 triệu thùng/ngày trong năm 2022. Những thay đổi này được cho là phù hợp với chính sách của OPEC sau khi Tổng thư ký Al-Ghais khẳng định ưu tiên hàng đầu là tiếp tục duy trì hợp tác giữa OPEC và các đối tác dầu mỏ khác (OPEC+). Một số yếu tố có thể ảnh hưởng đến nguồn cung OPEC trong năm 2022:

- Nigeria: Vấn đề nội chiến ảnh hưởng tiêu cực đến hoạt động khai thác dầu khí của Nigeria, gây rủi ro giảm sản lượng vào cuối năm 2022. Nguồn cung trong Quý IV/2022 của Nigeria có thể giảm khoảng 70.000 thùng/ngày so với mức dự báo khoảng 1,6 triệu thùng/ngày trong năm 2022.

- Venezuela: Sản lượng khai thác dự báo sẽ tăng lên khoảng 540.000 thùng/ngày trong năm 2022. Venezuela đang đổi dầu lấy các hàng hóa khác với Iran thông qua trung gian, việc này khiến tăng sản lượng trong nước. Bên cạnh đó, chính phủ Mỹ đang xem xét dỡ bỏ một số lệnh trừng phạt tài chính liên quan đến PDVSA.

2.4.2. Ngoài OPEC

Nguồn cung ngoài OPEC (bao gồm cả các nguồn phi truyền thống) dự báo sẽ tăng lên khoảng 61,1 triệu thùng/ngày trong năm 2022. Sản lượng gia tăng trong năm 2022 từ các nước ngoài OPEC chủ yếu đến từ khu vực Bắc Mỹ và Liên bang Nga, đóng góp thêm khoảng 2,6 triệu thùng/ngày. Nguồn cung của Brazil được dự báo tăng từ 2,93 triệu thùng/ngày trong năm 2021 lên mức 3,2 triệu thùng/ngày trong năm 2022. Trong khi đó, Anh tiến hành hoạt động bảo dưỡng tại các mỏ như Magnus hay Kraken khiến sản lượng giảm xuống mức 0,89 triệu thùng/ngày trong năm 2022.

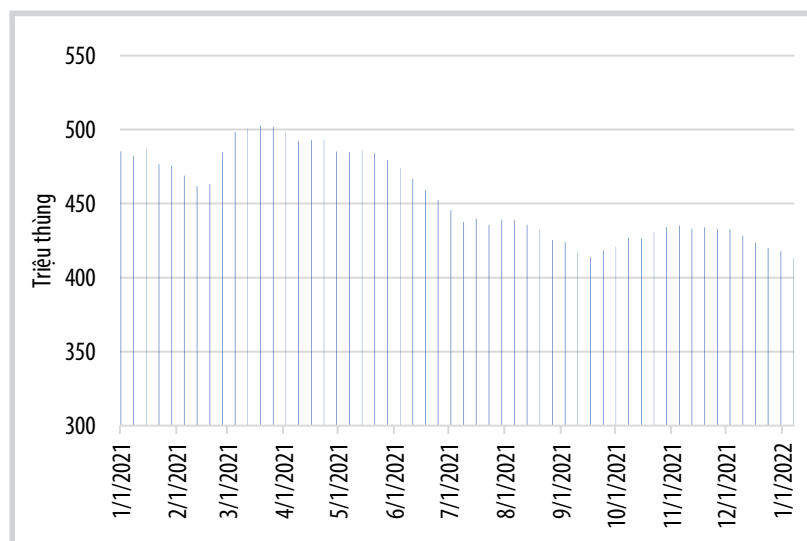
EIA dự báo sản lượng dầu thô của Mỹ sẽ đạt trung bình 11,8 triệu thùng/ngày vào năm 2022 và tăng lên 12,4 triệu thùng/ngày vào năm 2023, đây sẽ là sản lượng dầu thô trung bình hàng năm cao nhất của Mỹ được ghi nhận [1].

2.4.3. Cung từ nguồn xuất bán các kho dự trữ

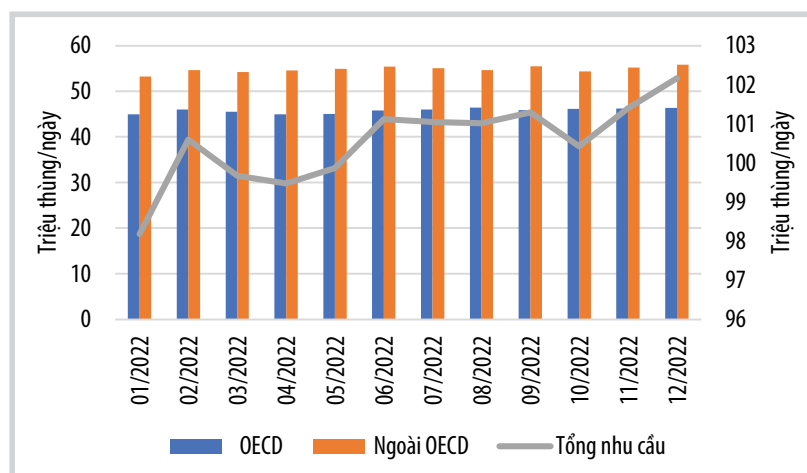
Với xu hướng giá dầu cao và tận dụng lợi thế nhập được nguồn cung giá rẻ, các nước lớn (như Mỹ, Trung Quốc, Ấn Độ...) đã bổ sung thêm lượng lớn dầu thô vào các kho dự trữ chiến lược, vốn dĩ được lấp đầy trong giai đoạn giá dầu suy giảm.

Mỹ, quốc gia có lượng dầu thô dự trữ (bao gồm cả chiến lược và thương mại) khoảng hơn 1 tỷ thùng, đã mở bán dầu trong kho dự trữ để đáp ứng nguồn cung thiếu hụt trong nước vào cuối năm 2021. Gần đây nhất, Mỹ đã xuất ra thị trường 50 triệu thùng dầu và dự báo sẽ còn tiếp tục mở bán khi nhu cầu tiêu thụ trong nước phục hồi trở lại.

Dữ liệu công bố từ Cơ quan Xếp hạng Quốc gia (NRA) cho thấy dự trữ chiến lược của Trung Quốc đạt khoảng 220 triệu thùng, Ấn Độ khoảng 26,5 triệu thùng, Hàn Quốc khoảng 100 triệu thùng và Nhật Bản gần 44 triệu thùng. Dự trữ của các nền kinh tế lớn châu Á đạt khoảng 600 triệu thùng, là nguồn cung không nhỏ và có khả năng sẽ được “giải phóng” trong năm 2022 khi thị trường gặp khó khăn trong việc cân bằng giá.



Hình 7. Dự trữ dầu thô thương mại của Mỹ trong năm 2021 [1].



Hình 8. Dự báo nhu cầu dầu thô thế giới trong năm 2022 [1].

2.5. Nhu cầu dầu thô

Nhu cầu dầu thế giới trong năm 2022 dự báo sẽ đạt trên 98 triệu thùng/ngày trong Quý I/2022 sau đó sẽ ổn định và gia tăng trở lại. Theo dự báo của Wood Mackenzie, EIA... nhu cầu dầu thô thế giới sẽ quay lại mức trước đại dịch khoảng 100 triệu thùng/ngày vào nửa cuối năm 2022. Khu vực châu Á - Thái Bình Dương vẫn là khu vực có mức tăng trưởng nhu cầu lớn nhất thế giới với 2 nền kinh tế chủ chốt là Trung Quốc và Ấn Độ.

Điểm nhấn nhu cầu thị trường nhiều khả năng sẽ rơi vào Quý IV/2022, thời điểm mùa đông lạnh giá và các nền kinh tế lớn như Trung Quốc, Nhật Bản, Hàn Quốc và một số nước khu vực Đông Nam Á ổn định bởi các chính sách điều tiết kinh tế phát huy tác dụng. Nhu cầu dầu thô thế giới dự báo có thể đạt mức hơn 101 triệu thùng/ngày trong Quý IV/2022 và nhu cầu ở châu Á - Thái Bình Dương lần đầu tiên vượt mốc 37 triệu thùng/ngày.

3. Kết luận

Thị trường dầu thô thế giới năm 2022 được dự báo biến động rất phức tạp, đặc biệt là xu hướng giá. Theo các tổ chức dự báo uy tín (như Wood Mackenzie, EIA, hay IHS), giá dầu thô thế giới (tính theo định chuẩn Brent) dự báo ở mức trung bình 74 - 75 USD/thùng. Mặc dù vậy, trong đầu năm 2022, dự báo giá dầu thô liên tục được điều chỉnh tăng và các định chế tài chính, các ngân hàng lớn đồng loạt điều chỉnh tăng dự báo giá dầu thô lên trên 80 USD/thùng.

Trong khi đó, về mặt cung - cầu thị trường được dự báo sẽ khá bám sát nhau. Trong đó, nhu cầu dầu thô thế giới sẽ phục hồi về mức trước khi đại dịch Covid-19 bùng phát, trung bình đạt khoảng 100 triệu thùng/ngày vào giai đoạn nửa cuối năm 2022 sau khi 2/3 dân số thế giới tiêm đủ vaccine ngừa Covid-19.

OPEC+ được dự báo sẽ tiếp tục “dẫn dắt” thị trường dựa trên các quyết định cắt giảm sản lượng trong năm 2022. Giá dầu



thô phục hồi sẽ bổ sung thêm vốn đầu tư cho các dự án khai thác dầu khí trước đây bị dừng, giãn tiến độ.

Dự trữ dầu thô (kể cả thương mại và chiến lược) đóng vai trò quan trọng trong việc cân bằng thị trường dầu năm 2022 và dự báo sẽ có lượng lớn dầu thô từ các kho chiến lược của Mỹ, Trung Quốc được “giải phóng” để cân bằng thị trường trước sức ép giá.

Tài liệu tham khảo

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

[2] Wood Mackenzie, “Macro oils short-term outlook”, 1/2022. [Online]. Available: <https://www.woodmac.com/reports/oil-markets-macro-oils-short-term-outlook-january-2022-558548>.

[3] IHS Markit, “Price forecast data updated”, 12/2021.

[4] Lucia Quaglietti and Collette Wheeler, “The global economic outlook in five charts”, World Bank, 11/1/2022.

[Online]. Available: <https://blogs.worldbank.org/voices/global-economic-outlook-five-charts-1>.

[5] Stephanie Flanders, “Central Banks, not Covid, will drive global economies in 2022”, Bloomberg, 12/1/2022. [Online]. Available: <https://www.bloomberg.com/news/features/2022-01-12/central-banks-not-covid-will-drive-global-economies-in-2022>.

[6] Morgan Stanley, “2022 global macro outlook: Growth despite inflation”, 9/12/2021. [Online]. Available: <https://www.morganstanley.com/ideas/global-macro-economy-outlook-2022>.

[7] Vipal Monga, “One of the world’s dirtiest oil patches is pumping more than ever”, The Wall Street Journal, 13/1/2022. [Online]. Available: <https://www.wsj.com/articles/oil-sands-canada-dirty-carbon-environment-11642085980>.

FORECAST OF GLOBAL CRUDE OIL MARKET IN 2022

Doan Tien Quyet

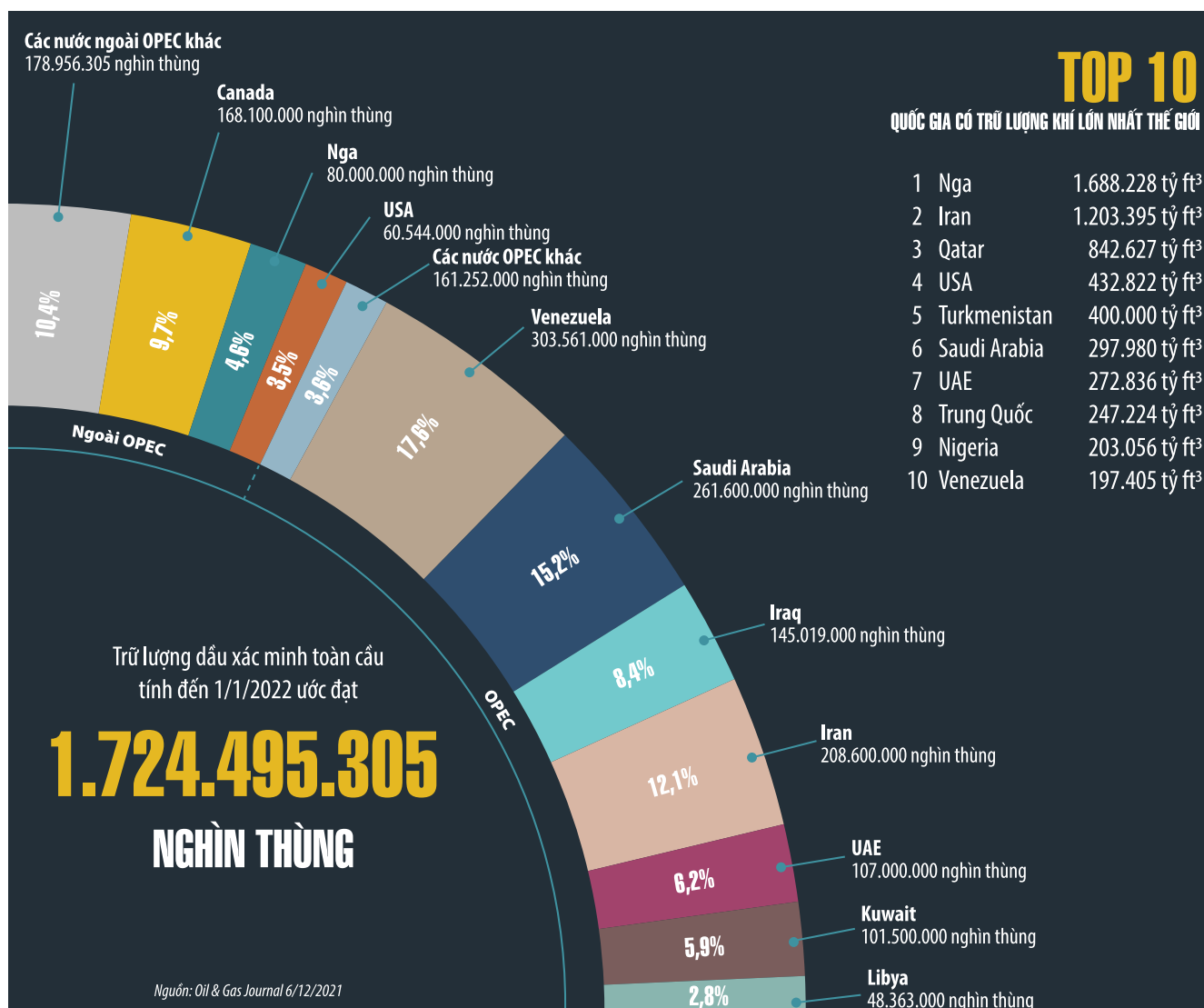
Vietnam Petroleum Institute

Email: quyetdt@vpi.pvn.vn

Summary

Reputable organisations in the world like Wood Mackenzie and EIA forecast that the price of crude oil in 2022 will average USD 74 - 75 a barrel as the Covid-19 pandemic is under control along with the recovery of the world's major economies. Global oil demand is expected to return to pre-pandemic levels by the second half of 2022, reaching more than 100 million barrels per day, of which the Asia-Pacific is the highlight of growth with consumption in Q4/2022 of about 37 million barrels per day. It is forecasted that supply will continue to follow demand movement and OPEC+ to keep the increasing production momentum, averaging around 2 - 3 million barrels per day in 2022.

Key words: Oil price, supply, demand.



10 PHÁT HIỆN DẦU KHÍ LỚN NHẤT THẾ GIỚI TRONG NĂM 2021

Tính đến ngày 1/1/2022, trữ lượng dầu xác minh toàn cầu ước đạt trên 1.724 tỷ thùng. Rystad Energy dự báo đầu tư cho ngành dầu khí toàn cầu trong năm 2022 sẽ tiếp tục tăng 4% lên 628 tỷ USD. Trong đó, đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn dự kiến sẽ tăng 7%, từ 287 tỷ USD (2021) lên 307 tỷ USD trong năm nay.

1. PHÁT HIỆN CỦA VẮR ENERGI TẠI KHU VỰC BALDER

Vår Energi công bố phát hiện dầu khí mới tại các giếng thăm dò King và Prince, thuộc khu vực Balder, phía Nam Biển Bắc. Trữ lượng thu hồi ước tính 60 - 135 triệu thùng dầu quy đổi.

Giếng Prince, được khoan bằng giàn Scarabeo 8, gặp cột dầu có bề dày tầng sản phẩm khoảng 35 m tại độ sâu 2.374 m nước, đặc tính vỉa chứa từ trung bình - tốt thuộc hệ tầng Skagerrak tuổi Triassic.

Giếng King trong quá trình khoan gặp cột khí có chiều dày tầng sản phẩm khoảng 30 m và cột dầu nhẹ khoảng 55 m tại độ sâu 2.353 m, đặc tính vỉa chứa rất tốt.

Kết quả thăm lượng đã xác định cột khí 40 m và cột dầu khoảng 55 m, trong đó có khoảng 35 m vỉa cát kết chứa dầu với đặc tính vỉa rất tốt.

Vår Energi (90%) điều hành giấy phép khai thác PL 207 cùng đối tác Mime Petroleum AS (10%).



Các giếng thăm dò tại khu vực Balder. Nguồn: Vår Energi.



2. PHÁT HIỆN CỦA PEMEX TẠI VỊNH MEXICO

Pemex công bố phát hiện dầu khổng lồ Dzimpona-1, bang Tabasco, vịnh Mexico. Trữ lượng ban đầu ước tính khoảng 500 - 600 triệu thùng dầu quy đổi.

Phát hiện Dzimpona-1 nằm trong tổ hợp khai thác General Francisco Mugica tại Tabasco, bao gồm cả 2 mỏ Valeriana và Racemosa, cùng bổ sung trữ lượng lên đến 900 - 1.200 triệu thùng dầu quy đổi.

Pemex dự kiến khoan 66 giếng tại tổ hợp khai thác này trong giai đoạn 2021 - 2023, với mục tiêu nâng sản lượng lên 138.000 thùng dầu/ngày và 1.349 triệu ft³ khí/ngày vào cuối năm 2022. So với các mỏ mới khác, trữ lượng khí tại phát hiện sẽ lớn hơn dầu, có thể phát triển sản xuất khí trong tương lai.



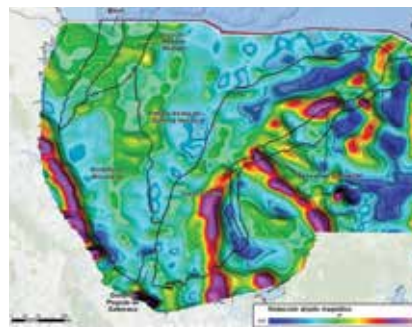
Vị trí phát hiện Dzimpona- 1. Nguồn: CNH.

3. PHÁT HIỆN CỦA ENI NGOÀI KHƠI MEXICO

Eni công bố phát hiện dầu thuộc cấu tạo triển vọng Sayulita, Lô 10, khu vực nước sâu bể Cuenca Salina/Sureste, ngoài khơi Mexico. Phát hiện có trữ lượng tại chỗ ước tính 150 - 200 triệu thùng dầu quy đổi.

Giếng thăm dò Sayulita-1 là giếng thứ 7 khoan thành công tại bể Cuenca Salina/Sureste và là giếng khoan thứ 2 tại Lô 10. Giếng cách bờ biển khoảng 70 km và cách phát hiện Saasken 15 km. Giếng được khoan đến 1.758 m bằng giàn bán chìm Valaris 8505 ở độ sâu 325 m nước. Giếng gặp cột dầu chất lượng tốt có bề dày tầng sản phẩm đạt 55 m tại các tập trầm tích Miocene trên, đặc tính vỉa rất tốt.

Lô 10 được điều hành bởi Eni (65%) cùng các đối tác Lukoil (20%) và Capricorn (15%).



Bể Cuenca Salina/Sureste. Nguồn: CNH.

4. PHÁT HIỆN CỦA WINTERSHALL DEA TẠI BIỂN NA UY

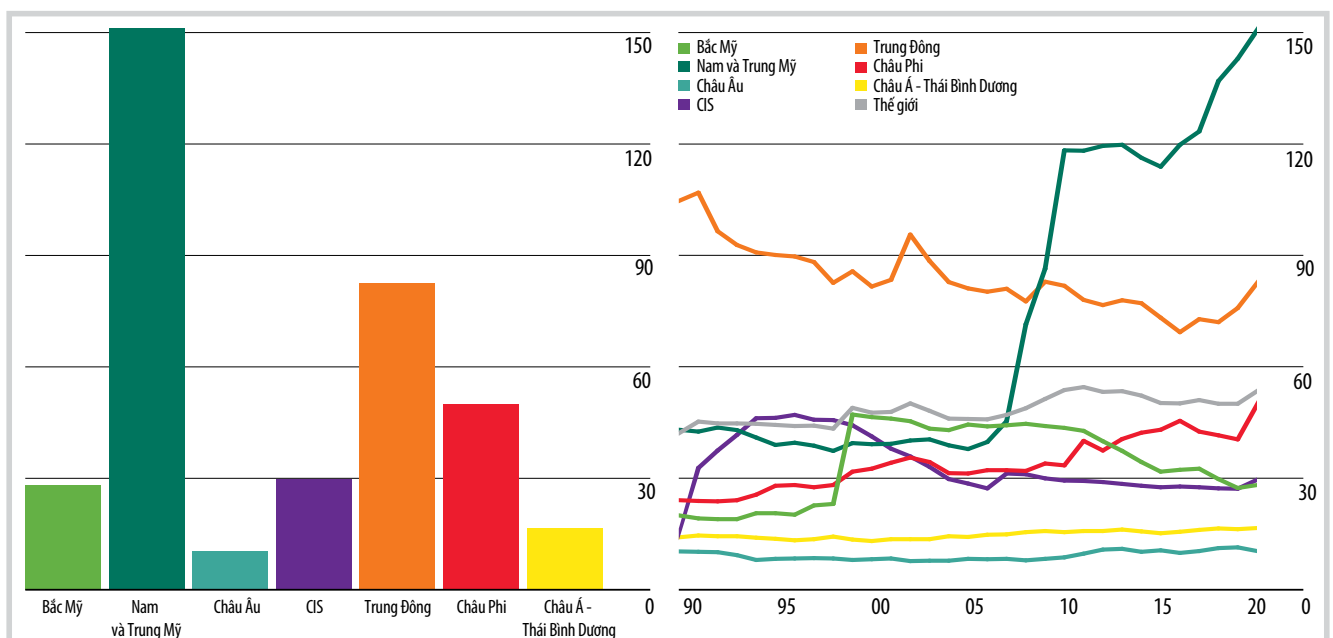
Wintershall Dea công bố phát hiện lớn chứa khí, condensate và dầu tại cấu tạo triển vọng Dvalin North, khu vực Haltenbanken, biển Na Uy.

Phát hiện Dvalin North có trữ lượng ước tính 33 - 70 triệu thùng dầu quy đổi, nằm cách mỏ Dvalin 12 km về phía Bắc và mỏ Maria 65 km về phía Bắc. Giếng được khoan bằng giàn khoan Deepsea Aberdeen, bắt gặp các cột khí, condensate và dầu có bề dày tầng sản phẩm lần lượt đạt 33 m và 114 m tại các hệ tầng Lysing và Lange tuổi Cretaceous. Tại đối tượng chính ở hệ tầng Garn, giếng đã gặp cột khí 85 m.

Wintershall Dea điều hành phát hiện Dvalin North ở khu vực PL 211 (55%) cùng các đối tác Petoro và Sval Energi.



Vị trí phát hiện Dvalin North. Nguồn: NPD.



Tỷ lệ gia tăng trữ lượng/sản lượng khai thác theo khu vực. Nguồn: BP Statistical Review of World Energy 2021.

5. PHÁT HIỆN CỦA EXXONMOBIL TẠI GUYANA

ExxonMobil công bố phát hiện dầu tại giếng Uaru-2, Lô Stabroek, ngoài khơi Guyana. Phát hiện này đã nâng tổng trữ lượng thu hồi tại Lô Stabroek lên khoảng 9 tỷ thùng dầu quy đổi.

Giếng Uaru-2 cách giếng Uaru-1 khoảng 11 km về phía Nam, được khoan đến độ sâu 1.725 m nước, bắt gặp 36,7 m các vỉa chứa dầu chất lượng cao tại các khoảng mới xác định bên dưới giếng Uaru-1.

ExxonMobil cùng Esso Exploration và Production Guyana Limited sở hữu 45% và điều hành Lô Stabroek cùng các đối tác Hess Guyana Exploration Ltd. (30%) và CNOOC Petroleum Guyana Limited (25%).



Vị trí giếng Uaru-2. Nguồn: Stabroek News.

6. PHÁT HIỆN CỦA PTTEP TẠI MALAYSIA

PTTEP công bố phát hiện dầu khí tại giếng Sirung-1 thuộc Lô SK405B, ngoài khơi Sarawak, Malaysia.

Giếng thăm dò Sirung-1 được khoan từ tháng 1/2021, có tổng chiều sâu khoan đạt 2.538 m, bắt gặp cột dầu khí có bề dày tầng sản phẩm đạt 100 m trong các vỉa chứa clastic.

Giếng thăm dò Sirung-1 là phát hiện thứ 3 của PTTEP ngoài khơi Malaysia sau 2 phát hiện Lang Lebah tại Lô SK410B và phát hiện Dokong tại Lô SK417. Lô SK405B nằm tại khu vực nước nông, cách bờ biển Sarawak (Bintulu) khoảng 137 km.

PTTEP (59,5%) điều hành Lô SK405B cùng các đối tác MOECO (25,5%) và PETRONAS Carigali (15%).



Vị trí giếng Sirung-1. Nguồn: GEO Expro.

7. PHÁT HIỆN CỦA IEC TẠI INDONESIA

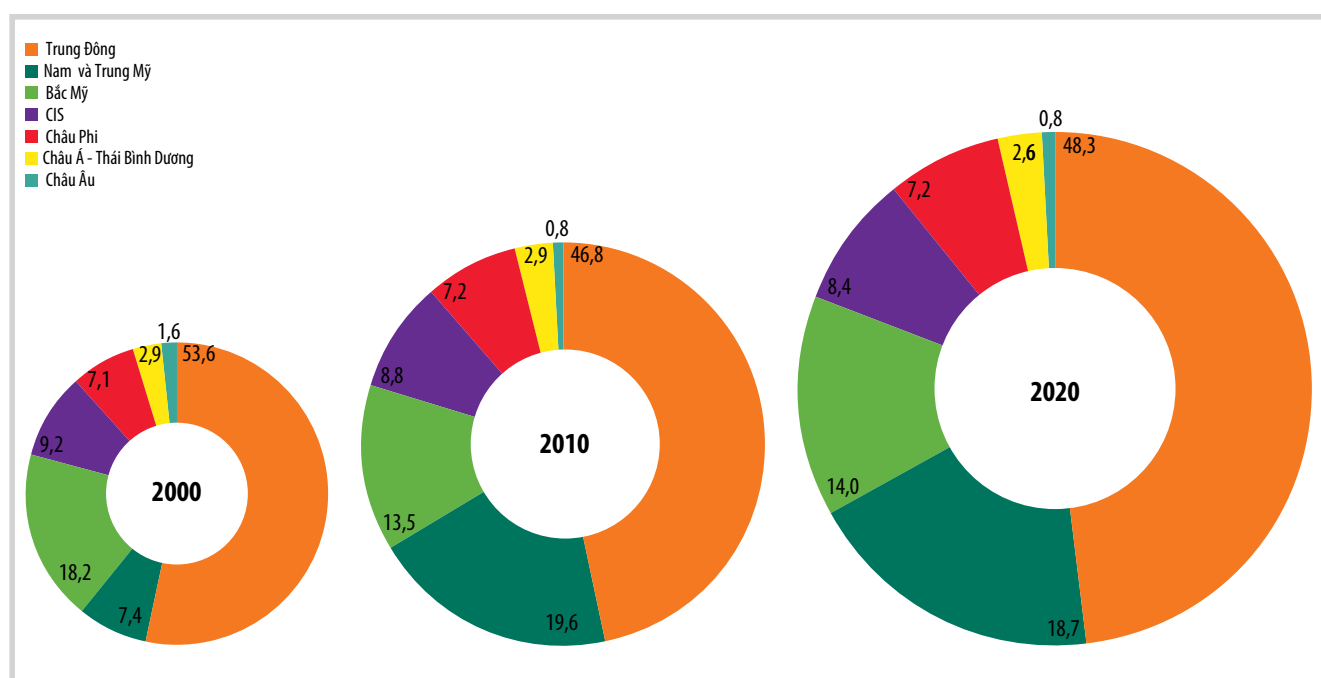
Tập đoàn Năng lượng Indonesia (IEC) công bố 2 phát hiện dầu mới tại Lô Kruh, sau khi khoan trong vòng chưa đầy 60 ngày.

Giếng Kruh 25 được khoan tới tổng chiều sâu 3.368 ft, gặp khoảng chứa dầu dày. Giếng Kruh 26 được khoan trong 18 ngày với tổng chiều sâu 3.376 ft, gặp khoảng vỉa cát chứa dầu với chiều dày tầng sản phẩm 111 ft trong khoảng độ sâu 3.100 ft và 3.228 ft.

Tài sản của IEC chủ yếu nằm tại Lô Kruh (63.000 mẫu Anh) trên đảo Sumatra và Lô Citarum (1.000.000 mẫu Anh) trên đảo Java, Indonesia. Trong đó, chương trình khoan tổng thể của IEC tại Lô Kruh đặt mục tiêu khoan 18 giếng mới trong giai đoạn 2021 - 2023.



Vị trí Lô Kruh. Nguồn: IEC.



Trữ lượng dầu xác minh phân bố theo khu vực tại thời điểm năm 2000, 2010 và 2020. Nguồn: BP Statistical Review of World Energy 2021.



8. PHÁT HIỆN CỦA EQUINOR TẠI THỀM LỤC ĐỊA NA UY

Equinor công bố phát hiện lớn nhất từ trước tới nay tại thềm lục địa Na Uy. Ước tính sơ bộ cho thấy quy mô phát hiện khoảng từ 12 - 19 triệu m³ khí, tương đương với 75 - 120 triệu thùng dầu.

Các giếng thăm dò 31/2-22 S và 31/2-22 A tại cấu tạo triển vọng Blasto thuộc PL 090, cách mỏ Fram khoảng 3 km về phía Tây Nam, cách mỏ Troll 11 km về phía Tây Bắc và 120 km phía Tây Bắc Bergen. Các giếng được khoan bởi giàn West Hercules.

Giếng thăm dò 31/2-22 S bắt gặp cột dầu 30 m ở phía trên hệ tầng Sognefjord và cột dầu 50 m ở phía dưới hệ tầng Sognefjord. Các điểm tiếp xúc dầu - nước được chứng minh lần lượt tại độ sâu 1.860 m và 1.960 m.



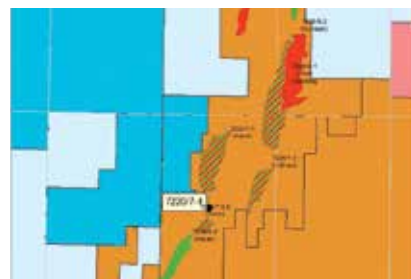
Bản đồ phát hiện Blasto. Nguồn: Equinor.

9. PHÁT HIỆN CỦA EQUINOR TẠI BIỂN BARENT

Equinor công bố phát hiện dầu tại giếng thăm dò 7220/7-4 tại khu vực PL 532, ngoài khơi biển Barents. Trữ lượng thu hồi ước tính 5 - 8 triệu m³ khí, tương đương 31 - 50 triệu thùng dầu.

Giếng thăm dò 7220/7-4 nằm cách mỏ Johan Castberg khoảng 10 km về phía Tây Nam và cách mỏ Hammerfest 210 km về phía Tây Bắc. Giếng được khoan thẳng đứng bằng giàn Transocean Enabler có tổng chiều sâu khoan đạt 2.080 m đến hệ tầng Tubåen tuổi Jurassic sớm ở khu vực nước sâu 351 m. Giếng gặp cột dầu 109 m tại vỉa chứa thuộc hệ tầng Stø và Nordmela tại độ sâu 1.788 m dưới mực nước biển. Hiện giếng đã bị đóng và hủy vĩnh viễn.

Equinor (50%) điều hành PL 532 cùng các đối tác Petoro (20%) và Vår Energi (30%).



Vị trí giếng thăm dò 7220/7-4. Nguồn: NPD.

10. PHÁT HIỆN CỦA SHELL TẠI VỊNH MEXICO, MỸ

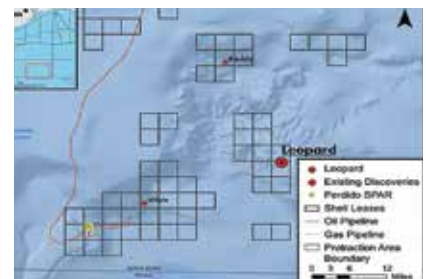
Shell công bố phát hiện dầu tại cấu tạo triển vọng Leopard, Lô 691 thuộc khu vực Alaminos Canyon, vịnh Mexico, Mỹ.

Cấu tạo triển vọng Leopard nằm cách phát hiện Whale 32 km về phía Đông, cách phát hiện Blacktip 32 km về phía Nam và cách giàn trung tâm Perdido 53 km. Giếng phát hiện được khoan bằng tàu khoan khu vực nước siêu sâu Deepwater Thalassa của Transocean tại độ sâu 2.070 m nước. Giếng bắt gặp cột dầu có bề dày tầng sản phẩm đạt hơn 183 m tại nhiều vỉa chứa.

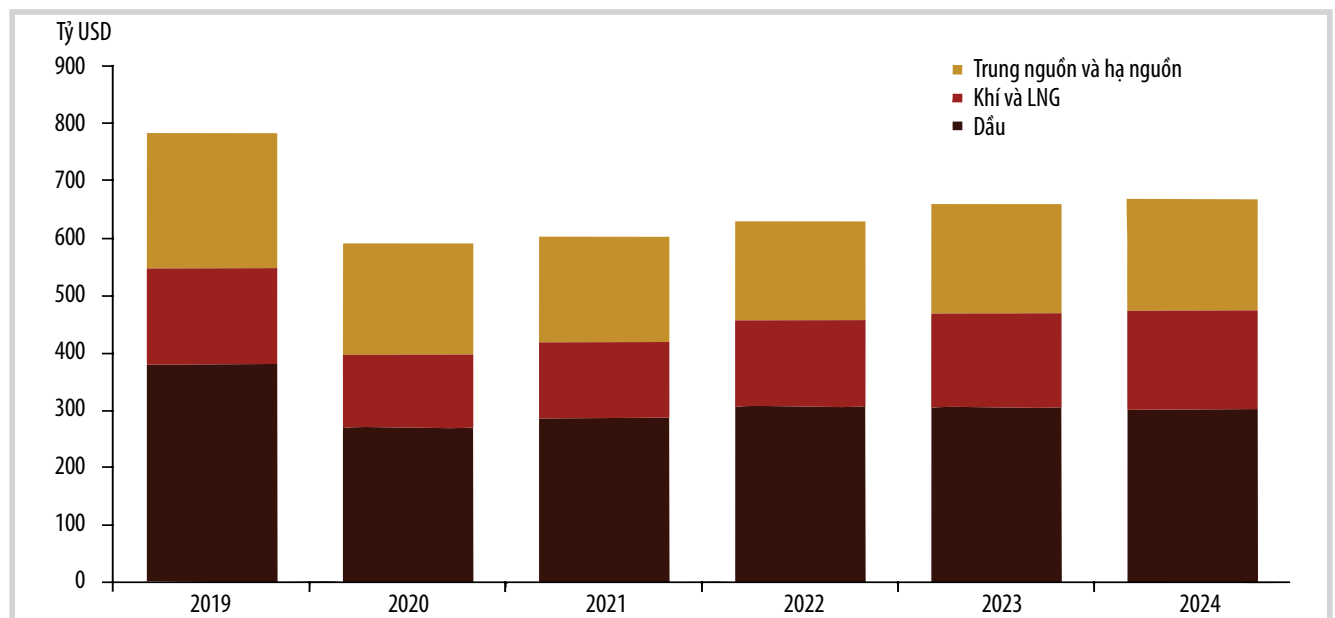
Phát hiện tại Leopard giúp tăng sản lượng khai thác tại khu vực Perdido Corridor, nơi Shell đang khai thác các mỏ Great White, Silvertip và Tobago.

Cấu tạo triển vọng Leopard được điều hành bởi Shell (50%) cùng đối tác Chevron USA (50%).

Linh Chi (tổng hợp)



Vị trí triển vọng Leopard. Nguồn: Shell.



Đầu tư cho ngành dầu khí theo từng lĩnh vực. Nguồn: Rystad Energy.