

Dầu Khí



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

■ SỐ 11 - 2021

ISSN 2615-9902





TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM
VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM



Viện Dầu khí Việt Nam (Vietnam Petroleum Institute - VPI) là tổ chức khoa học công nghệ hàng đầu của cả nước hoạt động trong các lĩnh vực thuộc ngành công nghiệp dầu khí từ thượng nguồn đến hạ nguồn; tổ chức nghiên cứu khoa học và triển khai công nghệ duy nhất của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam với 8 trung tâm nghiên cứu chuyên ngành Dầu khí: Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác, Chế biến, An toàn Môi trường, Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ, Kinh tế và Quản lý, Phân tích Thí nghiệm, Lưu trữ, Đào tạo.



TRÍ TUỆ DẦU KHÍ VIỆT NAM





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

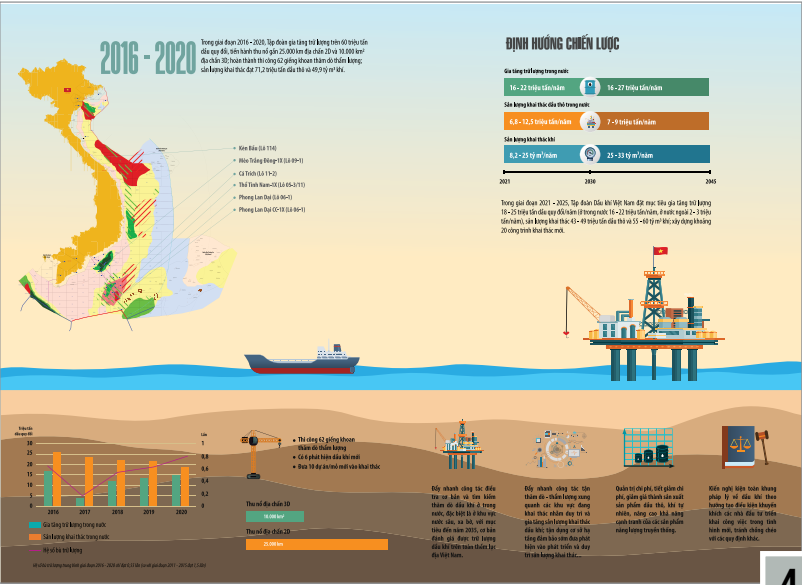
TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

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



NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

- 37.** Tìm kiếm, thăm dò và phát hiện dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ: Tư liệu, sự kiện và bài học kinh nghiệm
- 45.** 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



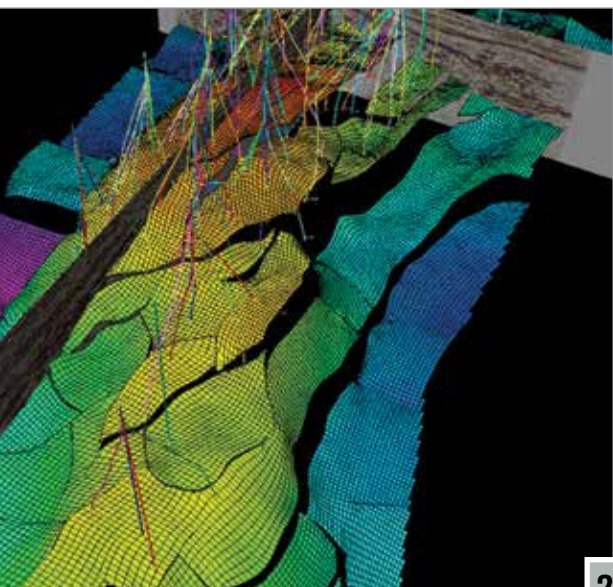
KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

- 55.** Phát triển ngành Dầu khí Việt Nam gắn với an ninh năng lượng - kinh tế trong thời kỳ hội nhập quốc tế
- 62.** Thực trạng và giải pháp đẩy nhanh tiến độ triển khai các dự án khí ở Việt Nam nhằm khai thác hiệu quả nguồn tài nguyên trong nước



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

- 66.** Nghiên cứu khả năng sản xuất acid sulfuric (H₂SO₄) từ nguồn nguyên liệu lưu huỳnh/chứa lưu huỳnh tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất



24

RESEARCH AND DEVELOPMENT

Oil exploration and discovery in the basement rocks of Bach Ho field: Documentation, facts and lessons37

Research on evaluating, selecting and manufacturing the VPI SP chemical product for conducting field test to enhance oil recovery coefficient of oil fields in Cuu Long basin, offshore Vietnam45

Developing Vietnam's oil and gas industry in association with energy and economic security in the international integration period55

Current situation and solutions to accelerate the implementation of gas projects in Vietnam to effectively exploit domestic resources62

Research on possible sulfuric acid (H_2SO_4) production using sulfur/sulfur-containing feedstocks from Dung Quat refinery66

Lời giới thiệu

Cuối thế kỷ XIX, đầu thế kỷ XX không ai có thể nghĩ rằng Việt Nam có các mỏ dầu khí. Song với tầm nhìn xa trông rộng và bằng linh cảm của một thiên tài, Chủ tịch Hồ Chí Minh đã hình dung đất nước muốn hùng mạnh sau chiến tranh, nhất định phải có một ngành công nghiệp dầu khí hiện đại. Trong chuyến thăm Liên Xô đầu tiên, Người nói với các kỹ sư, công nhân Khu công nghiệp dầu lửa Baku - Azerbaijan: "Sau khi Việt Nam kháng chiến thắng lợi, Liên Xô nói chung và Azerbaijan nói riêng giúp đỡ Việt Nam khai thác và chế biến dầu khí, xây dựng được những khu công nghiệp dầu khí mạnh". Đây chính là dòng chữ vàng đầu tiên của lịch sử ngành Dầu khí nước nhà, là kim chỉ nam trong suốt quá trình xây dựng và phát triển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN).

Trong 60 năm qua, PVN đã xây dựng được ngành công nghiệp dầu khí hoàn chỉnh, đồng bộ từ tìm kiếm, thăm dò, khai thác, chế biến dầu khí, công nghiệp khí, công nghiệp điện và dịch vụ dầu khí, góp phần quan trọng đảm bảo an ninh năng lượng đất nước. Tính đến cuối tháng 10/2021, sản lượng khai thác của PVN đạt trên 432 triệu tấn dầu và condensate, gần 170 tỷ m^3 khí, sản xuất trên 226 tỷ kWh điện, trên 21,5 triệu tấn đạm và trên 75 triệu tấn sản phẩm xăng dầu...

Thế giới đã và đang trải qua giai đoạn khó khăn "100 năm có 1", lĩnh vực dầu khí đang chịu 4 tác động lớn: đại dịch Covid-19 diễn biến phức tạp, ảnh hưởng của chuyển dịch năng lượng trong xu thế toàn cầu, khủng hoảng về thị trường dầu khí và chính sách của quốc gia cũng như quốc tế đối với biến đổi khí hậu.

Tại Việt Nam, tiềm năng dầu khí chưa phát hiện còn lại 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... Luật Dầu khí và các điều khoản hợp đồng dầu khí hiện hành còn tồn tại bất cập, kém hấp dẫn so với các nước trong khu vực, không phù hợp tiềm năng trữ lượng dầu khí hiện nay nên khó thu hút được nhà đầu tư nước ngoài.

Trong số này, Ban biên tập Tạp chí Dầu khí giới thiệu chuyên đề đánh giá kết quả đạt được của PVN, rà soát chiến lược phát triển theo từng lĩnh vực và định hướng chiến lược phát triển đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 trong tổng thể chiến lược phát triển năng lượng quốc gia. Từ đó, kết hợp với góc nhìn của các chuyên gia, nhà khoa học về phương pháp hoạch định chiến lược, các giải pháp về quản lý, quản trị, công nghệ nhằm tối ưu hiệu quả thăm dò, khai thác và sử dụng tài nguyên để ngành Dầu khí tiếp tục khẳng định vai trò trụ cột đối với sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

TỔNG BIÊN TẬP

Phó Tổng giám đốc
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

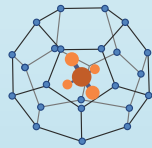
TS. Lê Xuân Huyền

ĐỊNH HƯỚNG CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN NĂNG LƯỢNG QUỐC GIA CỦA VIỆT NAM ĐẾN NĂM 2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2045



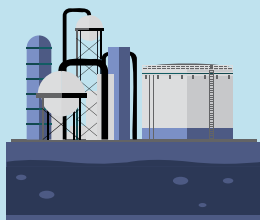
Thăm dò khai thác dầu khí

Đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò nhằm gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí tại các khu vực tiềm năng, nước sâu, xa bờ gắn với nhiệm vụ bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển; nâng cao hệ số thu hồi, tận thu các mỏ nhỏ, khối sót cận biên. Rà soát, có chiến lược chủ động và hiệu quả trong hợp tác về tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở nước ngoài.



Dầu khí phi truyền thống

Đối với dầu khí đá phiến, khí hydrate (băng cháy), tích cực nghiên cứu, đánh giá sâu hơn về địa chất và áp dụng tiến bộ khoa học - kỹ thuật để mở rộng phạm vi khảo sát; sớm triển khai đánh giá tổng thể, đẩy nhanh khai thác thử nghiệm khi điều kiện cho phép.



Lọc hóa dầu

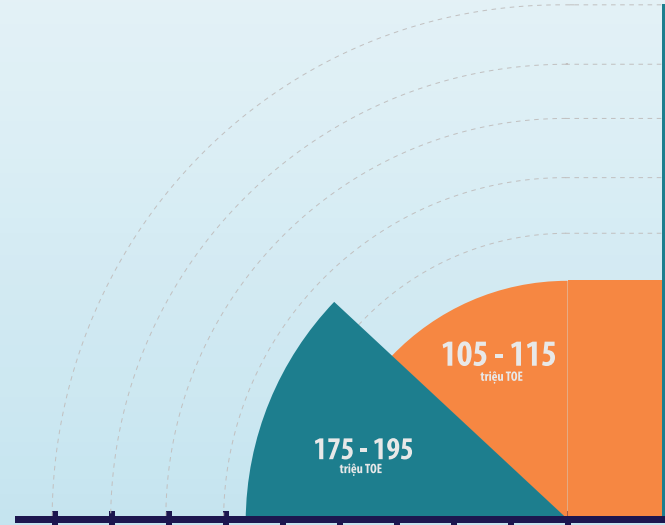
Tiếp tục thu hút đầu tư trong lĩnh vực lọc - hóa dầu theo hướng chế biến sâu, nâng cao chất lượng sản phẩm xăng dầu, chủ động đáp ứng tối đa nhu cầu trong nước và hướng đến xuất khẩu.



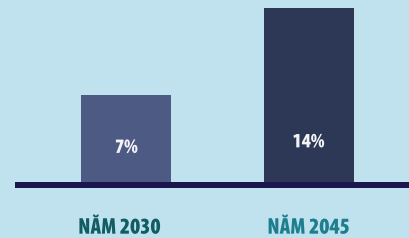
ĐIỆN GIÓ VÀ ĐIỆN MẶT TRỜI

Ưu tiên phát triển phù hợp với khả năng bảo đảm an toàn hệ thống với giá thành điện năng hợp lý; khuyến khích phát triển điện mặt trời áp mái và trên mặt nước; xây dựng các chính sách hỗ trợ và cơ chế đột phá cho phát triển điện gió ngoài khơi gắn với triển khai thực hiện Chiến lược biển Việt Nam

NĂM 2030



Năng lượng sơ cấp



Tiết kiệm năng lượng

Tỷ lệ tiết kiệm năng lượng trên tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng so với kịch bản phát triển bình thường đạt khoảng 7% vào năm 2030 và khoảng 14% vào năm 2045.



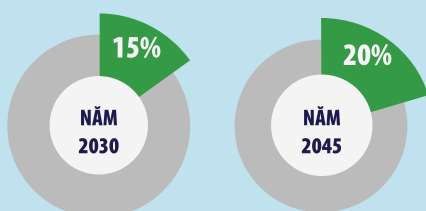
Trong Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính trị về Định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045, Bộ Chính trị yêu cầu đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò nhằm gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí tại các khu vực tiềm năng, nước sâu, xa bờ gắn với nhiệm vụ bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển; nâng cao hệ số thu hồi, tận thu các mỏ nhỏ, khối sót cận biên...

NĂM 2045

320 - 350
triệu TOE

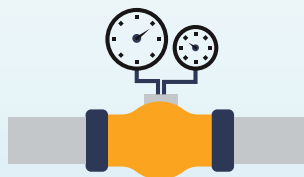
160 - 190
triệu TOE

Tiêu thụ năng lượng



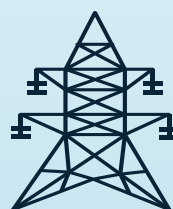
Giảm phát thải khí nhà kính

Giảm phát thải khí nhà kính từ hoạt động năng lượng so với kịch bản phát triển bình thường ở mức 15% vào năm 2030, lên mức 20% vào năm 2045.



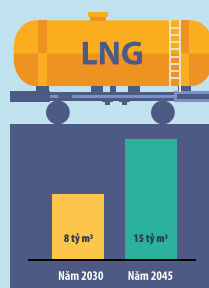
Khí

Phát triển công nghiệp khí; ưu tiên đầu tư hạ tầng kỹ thuật phục vụ nhập khẩu và tiêu thụ khí tự nhiên hóa lỏng (LNG).



Điện khí

Phát triển nhiệt điện khí theo hướng ưu tiên sử dụng nguồn khí trong nước; chú trọng phát triển nhanh nhiệt điện khí sử dụng LNG, đưa điện khí dần trở thành nguồn cung cấp điện năng quan trọng, hỗ trợ cho điều tiết hệ thống.



Nhập khẩu LNG

Đủ năng lực nhập khẩu khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) khoảng 8 tỷ m³ vào năm 2030 và khoảng 15 tỷ m³ vào năm 2045.

ĐIỆN SINH KHỐI, RÁC THẢI VÀ CHẤT THẢI RẮN

Khai thác tối đa nguồn điện sinh khối đồng phát; tăng cường phát triển các nguồn điện từ rác thải đô thị, chất thải rắn và sinh khối.

NHỮNG MỐC SON TRÊN CHẶNG ĐƯỜNG PHÁT TRIỂN



**27/11
1961**

Tổng cục Địa chất thành lập
Đoàn Thăm dò Dầu lửa số hiệu
36 (Quyết định số 271/ĐC)

**9/8
1975**

Bộ Chính trị ban hành Nghị quyết
số 244-NQ/TW về việc triển khai
thăm dò dầu khí trên cả nước

**3/9
1975**

Thành lập Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt
Việt Nam (tiền thân của Tập đoàn Dầu
khí Việt Nam)

**19/4
1981**

Đưa mỏ khí Tiền Hải C - Thái Bình
vào khai thác thương mại

**26/6
1986**

Tấn dầu thô đầu tiên được khai thác
từ mỏ Bạch Hổ

**7/7
1988**

Bộ Chính trị ban hành Nghị quyết số
15-NQ/TW về phương hướng phát
triển ngành Dầu khí đến năm 2000

**6/9
1988**

Khai thác tấn
dầu thương mại
đầu tiên trong
tầng chứa phi
truyền thống đã
móng nứt nẻ
mỏ Bạch Hổ

**29/5
1995**

Thành lập Tổng công ty
Dầu khí Việt Nam

**6/7
1990**

Thành lập Tổng công ty
Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam

1998

Nhà máy xử lý khí
Dinh Cố được đưa
vào hoạt động

2004

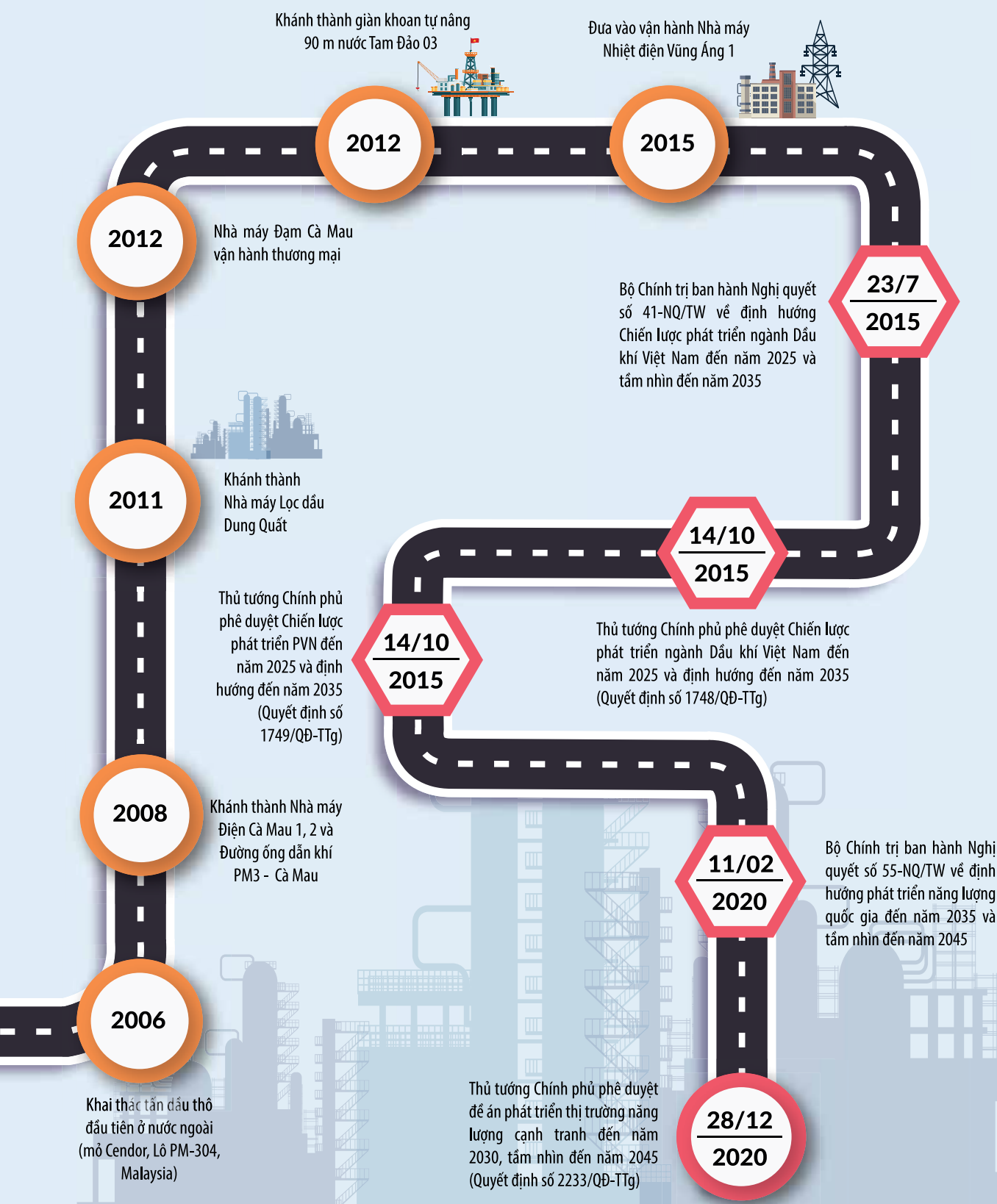
Đưa vào vận hành
Nhà máy Đạm Phú Mỹ

**19/01
2006**

Bộ Chính trị ban hành Kết luận số
41-KL/TW về Chiến lược phát triển
ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015
và định hướng đến năm 2025

**29/8
2006**

Thành lập Tập đoàn Dầu khí Quốc gia
Việt Nam và thành lập Công ty Mẹ -
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam





CHỦ TỊCH HĐQT PVN HOÀNG QUỐC VƯỢNG: PHÁT TRIỂN PVN THÀNH TẬP ĐOÀN NĂNG LƯỢNG HÀNG ĐẦU VIỆT NAM VÀ KHU VỰC

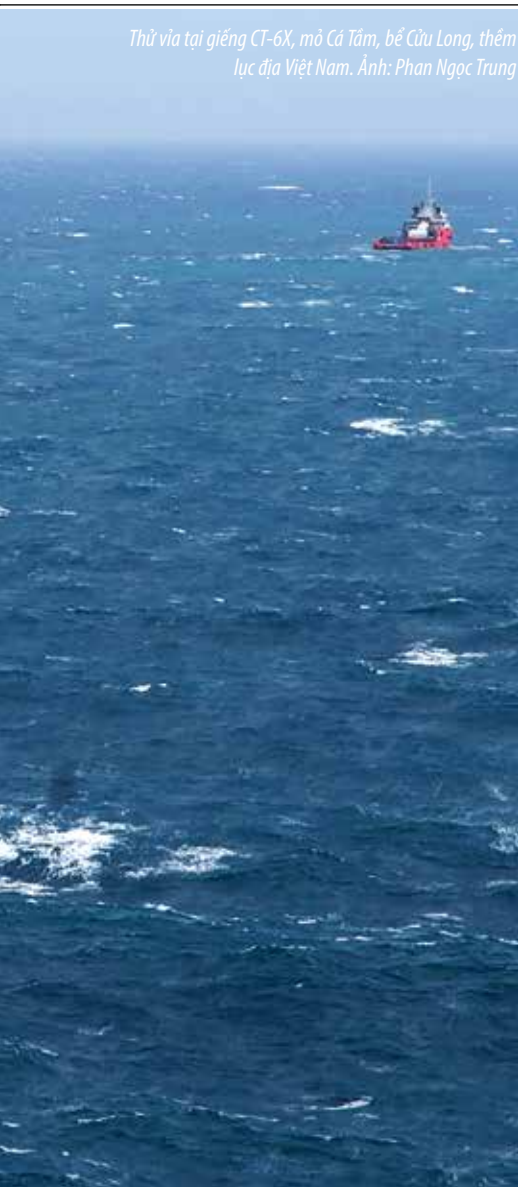
Trước xu thế chuyển dịch năng lượng đang diễn ra mạnh mẽ trên toàn cầu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) đã đánh giá kết quả 5 năm đầu thực hiện Chiến lược phát triển PVN đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 để đưa ra các mục tiêu phát triển phù hợp hơn với nguồn lực trong tương lai cũng như thích ứng với bối cảnh mới. Phóng viên Tạp chí Dầu khí đã phỏng vấn Chủ tịch HĐQT PVN Hoàng Quốc Vượng xung quanh vấn đề này.

Phóng viên: Trong “Đối thoại 2045”, PVN đặt mục tiêu trở thành tập đoàn năng lượng hàng đầu Việt Nam và khu vực cũng như đóng vai trò nòng cốt trong đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Xin ông chia sẻ cụ thể hơn về định hướng này?

Ông Hoàng Quốc Vượng: Sau 5 năm thực hiện Chiến lược phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035, PVN đã phát triển hoàn chỉnh, đồng bộ từ khâu tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí đến chế biến, vận chuyển, tàng trữ

và phân phối các sản phẩm dầu khí và sản xuất điện, PVN đã thực sự trở thành Tập đoàn kinh tế hàng đầu của Việt Nam, đóng góp quan trọng cho sự nghiệp phát triển kinh tế - xã hội của đất nước, góp phần đảm bảo An ninh năng lượng, An

Thủ vĩa tại giếng CT-6X, mỏ Cá Tầm, bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam. Ảnh: Phan Ngọc Trung



Chủ tịch HĐQT PVN Hoàng Quốc Vương kiểm tra mẫu condensate trên giàn xử lý trung tâm Hải Thạch. Ảnh BIENDONG POC

Theo đó, quan điểm phát triển của PVN gắn với chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam, chiến lược phát triển bền vững kinh tế biển Việt Nam, định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia và chiến lược phát triển kinh tế - xã hội của đất nước, đảm bảo đồng bộ, hiệu quả và bền vững, có khả năng cạnh tranh, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, tham gia bảo vệ chủ quyền quốc gia và đóng góp hiệu quả cho công tác an sinh xã hội.

Cụ thể, PVN tập trung phát triển các lĩnh vực kinh doanh chính gồm: Tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí; công nghiệp khí; công nghiệp điện; chế biến dầu khí; dịch vụ dầu khí, trong đó lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí là cốt lõi. Giữ vững vị trí là nhà cung cấp khí, LNG hàng đầu của Việt Nam. Đẩy mạnh phát triển hóa dầu, chế biến sâu các sản phẩm khí và dịch vụ dầu khí chất lượng cao.

Phóng viên: Với xu thế chuyển dịch năng lượng đang diễn ra mạnh mẽ trên toàn cầu, các công ty dầu khí lớn trên thế giới đều chuyển hướng đầu tư vào năng lượng sạch. Vậy đâu là lý do chính mà PVN vẫn lựa chọn tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí là cốt lõi, thưa ông?

Ông Hoàng Quốc Vương: Nhiên liệu hóa thạch là nguồn năng lượng quan trọng cung cấp cho cả thế giới trong suốt thế kỷ qua. Đến năm 2050, theo kịch bản phát triển bền vững của các tổ chức năng lượng uy tín như IEA, IRENA, DNV..., dầu khí vẫn là nguồn cung năng lượng sơ cấp quan trọng trong Hệ thống năng lượng toàn cầu.

Đối với Việt Nam, tính đến cuối năm 2020, tổng sản lượng khai thác của PVN đạt khoảng 424 triệu tấn dầu/condensate và trên 160 tỷ m³ khí. Sản lượng này đóng góp lớn cho ngân sách Nhà nước, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, là tiền đề hình thành chuỗi giá trị dầu khí, đồng thời khẳng định và bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển. Theo dự báo tại Nghị quyết 55-NQ/TW về định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 thì nhu cầu các sản phẩm dầu khí vẫn rất lớn. Vì vậy, PVN cần phải ưu tiên đảm bảo cung cấp nguồn năng lượng dầu khí để đáp ứng cho sự phát triển kinh tế đất nước.

Khi rà soát chiến lược phát triển, PVN coi tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí là hoạt động cốt lõi với mục tiêu

ninh lương thực và bảo vệ chủ quyền quốc gia.

Để thích ứng với xu thế chuyển dịch năng lượng trên thế giới, Việt Nam đã và đang biến đổi theo hướng “phẳng, xanh, số” và xu thế này đang tác động mạnh mẽ tới các doanh nghiệp trong ngành dầu khí nói riêng và ngành năng lượng nói chung. Vì vậy, PVN đã thực hiện đánh giá kết quả 5 năm đầu thực hiện Chiến lược phát triển PVN đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 nhằm rút kinh nghiệm trong hoạt động sản xuất kinh doanh; đồng thời đánh giá lại tiềm năng, cơ hội và thách thức phát triển của từng lĩnh vực; từ đó đưa ra các mục tiêu phát triển phù hợp với bối cảnh và nguồn lực trong tương lai.

đẩy nhanh công tác điều tra cơ bản và tìm kiếm thăm dò dầu khí ở trong nước, nhất là ở khu vực nước sâu, xa bờ; đảm bảo tìm kiếm thăm dò đi trước một bước nhằm gia tăng và đặt cơ sở trữ lượng dầu khí cho sự phát triển bền vững của ngành Dầu khí; phấn đấu đến năm 2035, cơ bản đánh giá được trữ lượng dầu khí trên toàn thềm lục địa Việt Nam.

PVN cũng đẩy nhanh công tác tận thăm dò - thăm lượng xung quanh các khu vực đang khai thác nhằm duy trì và gia tăng sản lượng khai thác dầu khí; tận

dụng cơ sở hạ tầng đảm bảo sớm đưa phát hiện vào phát triển và duy trì sản lượng khai thác; tích cực nghiên cứu và thăm dò các bể trầm tích mới, các dạng năng lượng mới/hydrocarbon phi truyền thống (khí than, khí nông, khí đá phiến sét, khí hydrate...) để bổ sung trữ lượng khai thác dầu khí.

PVN tăng cường khai thác hiệu quả các mỏ hiện có; phát triển và đưa các mỏ, các phát hiện dầu khí vào khai thác hợp lý và hiệu quả để sử dụng tài nguyên dầu khí trong nước lâu dài; triển khai thu dọn các

mỏ đã hết khả năng khai thác, đảm bảo hoàn nguyên môi trường sinh thái; quản trị chi phí, giảm giá thành sản xuất sản phẩm dầu thô, khí tự nhiên để nâng cao khả năng cạnh tranh của các sản phẩm năng lượng truyền thống.

Cùng với đó, PVN cũng đẩy mạnh ứng dụng các công nghệ mới, công nghệ số hiện đại trong thu thập tài liệu nghiên cứu, tìm kiếm thăm dò đặc biệt là các dạng bể chứa phi truyền thống; đẩy mạnh hợp tác, hội nhập quốc tế, khuyến khích và thu hút các đối tác thuộc mọi



thành phần kinh tế ở trong nước và nhà đầu tư nước ngoài tham gia vào các lĩnh vực hoạt động của PVN.

Đặc biệt, PVN nghiên cứu sử dụng nguồn khí tự nhiên có hàm lượng CO₂ cao để có thể nhận lợi ích đồng thời từ việc sử dụng nguồn hydrocarbon; sử dụng CO₂ và chứng chỉ giảm phát thải khi thị trường chứng chỉ giảm phát thải hồi phục; nghiên cứu triển khai các giải pháp giảm đốt bỏ và rò rỉ khí methane ra môi trường; nghiên cứu tích hợp sử dụng nguồn năng lượng tái tạo vào cơ sở hạ tầng E&P.

Phóng viên: Vậy định hướng phát triển nguồn năng lượng sạch sẽ có vị trí như thế nào trong chiến lược phát triển bền vững của PVN thưa ông?

Ông Hoàng Quốc Vương: Trong xu hướng chuyển dịch năng lượng, ngành công nghiệp dầu khí sẽ chịu tác động sâu rộng từ khâu thượng nguồn đến hạ nguồn, từ hoạt động thăm dò khai thác dầu khí (giảm khai thác dầu, tăng khai thác khí) đến hoạt động chế biến dầu khí (giảm nhu cầu nhiên liệu lỏng truyền thống, tăng nhu cầu nhiên liệu phát thải carbon thấp như nhiên liệu sinh học, hydro..) hoặc các khâu vận chuyển, tồn trữ và phân phối nguyên liệu và sản phẩm dầu khí.

Phát triển bền vững là quan điểm xuyên suốt trong chiến lược phát triển của PVN với mục tiêu sử dụng tài nguyên tiết kiệm, hiệu quả, gắn liền với bảo vệ môi trường sinh thái; chủ động thực hiện các giải pháp giảm thiểu và thích ứng với biến đổi khí hậu; thúc đẩy tìm kiếm và phát triển năng lượng mới, năng lượng tái tạo... Cụ thể, PVN đang tập trung nghiên cứu và hợp tác với các đối tác có thể mạnh về công nghệ và kinh nghiệm để triển khai các dự án điện khí, điện gió ngoài khơi, lưu trữ năng lượng và sản xuất, ứng dụng hydro trong lĩnh vực chế biến các sản phẩm dầu khí.

Phóng viên: PVN sẽ triển khai các giải pháp gì để hiện thực hóa các mục tiêu này trong bối cảnh giá dầu thế giới tiếp tục biến động mạnh, dịch bệnh COVID-19 vẫn tác động bất lợi trong khi nhiều cơ chế chính sách liên quan lại đang “trôi buột” hoạt động của PVN, thưa ông?

Ông Hoàng Quốc Vương: PVN đang tập trung triển khai đồng bộ các nhóm giải pháp về quản trị và quản lý doanh nghiệp, về tái cấu trúc, về chuyển đổi số, về thị trường, về tài chính, về đầu

tư, về phát triển nguồn nhân lực, về khoa học công nghệ, an toàn, môi trường...

Với nhóm giải pháp về đầu tư, tôi cho rằng PVN phải quản trị danh mục đầu tư để tối ưu hóa nguồn lực và kiểm soát hiệu quả đầu tư. Tập trung các nguồn lực đầu tư vào các dự án có hiệu quả cao; rà soát kế hoạch đầu tư, đẩy mạnh công tác giám sát đầu tư, ưu tiên nguồn vốn cho các dự án cấp bách; không đầu tư dàn trải; quyết liệt xử lý các dự án yếu kém, thua lỗ, tồn đọng kéo dài.

Vì vậy, PVN phải thực hiện đánh giá, rà soát các dự án đầu tư, xác định nhóm các dự án trọng điểm, ưu tiên trên cơ sở phù hợp với khả năng cân đối, thu xếp vốn và dòng tiền cho nhu cầu đầu tư của từng dự án theo nguyên tắc: 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, vận hành thương mại; ưu tiên các dự án đầu tư mới có vốn đầu tư thấp, thời gian đầu tư ngắn, thu hồi vốn nhanh.

Đồng thời, PVN cũng đề xuất với cơ quan có thẩm quyền điều chỉnh các cơ chế để tháo gỡ các nguồn lực, hỗ trợ và thúc đẩy các dự án đã được sắp xếp theo thứ tự ưu tiên (đơn giản thủ tục; tăng phân cấp, phân quyền; rà soát, điều chỉnh mốc thanh toán hợp lý với đặc thù của từng dự án); đẩy mạnh hoạt động tìm kiếm thăm dò để gia tăng trữ lượng, tìm kiếm cơ hội mua mỏ/mua trữ lượng; tiếp tục đẩy nhanh tiến độ triển khai các dự án cấp bách, dự án trọng điểm, đặc biệt là các chuỗi dự án khí - điện; đẩy mạnh triển khai hạ tầng nhập khẩu LNG, phân phối khí để phục vụ nhu cầu phát triển đất nước.

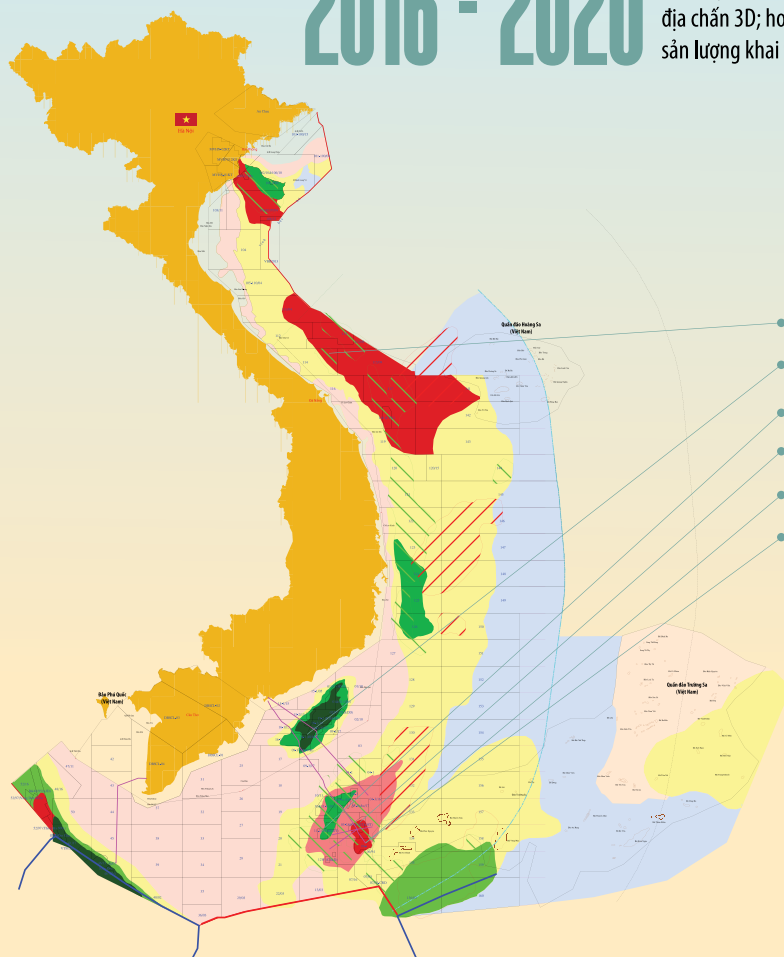
Phóng viên: Xin trân trọng cảm ơn ông!

Viết Hà (thực hiện)

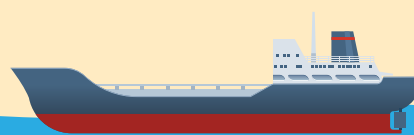
Giàn xử lý trung tâm Sao Vàng, bể Nam Côn Sơn, thềm lục địa Việt Nam. Ảnh: PVN

2016 - 2020

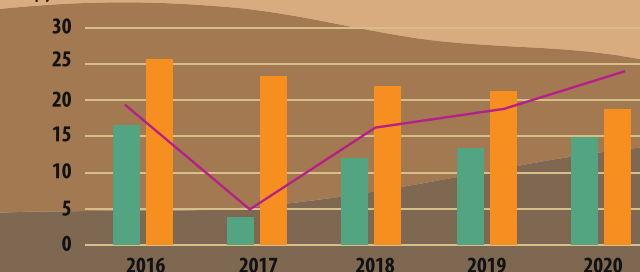
Trong giai đoạn 2016 - 2020, Tập đoàn gia tăng trữ lượng trên 60 triệu tấn dầu quy đổi, tiến hành thu nổ gần 25.000 km địa chấn 2D và 10.000 km² địa chấn 3D; hoàn thành thi công 62 giếng khoan thăm dò thăm lường; sản lượng khai thác đạt 71,2 triệu tấn dầu thô và 49,9 tỷ m³ khí.



- Kèn Bầu (Lô 114)
- Mèo Trắng Đông-1X (Lô 09-1)
- Cá Trích (Lô 11-2)
- Thổ Tinh Nam-1X (Lô 05-3/11)
- Phong Lan Đại (Lô 06-1)
- Phong Lan Đại CC-1X (Lô 06-1)



Triệu tấn dầu quy đổi



- Gia tăng trữ lượng trong nước
- Sản lượng khai thác trong nước
- Hệ số bù trữ lượng

Lần



- Thi công 62 giếng khoan thăm dò thăm lường
- Có 6 phát hiện dầu khí mới
- Đưa 10 dự án/mỏ mới vào khai thác

Thu nổ địa chấn 3D

10.000 km²

Thu nổ địa chấn 2D

25.000 km

Hệ số bù trữ lượng trung bình giai đoạn 2016 - 2020 chỉ đạt 0,55 lần (so với giai đoạn 2011 - 2015 đạt 1,5 lần)

ĐỊNH HƯỚNG CHIẾN LƯỢC

Gia tăng trữ lượng trong nước

16 - 22 triệu tấn/năm



16 - 27 triệu tấn/năm

Sản lượng khai thác dầu thô trong nước

6,8 - 12,5 triệu tấn/năm



7 - 9 triệu tấn/năm

Sản lượng khai thác khí

8,2 - 25 tỷ m³/năm



25 - 33 tỷ m³/năm

2021

2030

2045

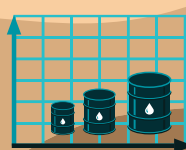
Trong giai đoạn 2021 - 2025, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đặt mục tiêu gia tăng trữ lượng 18 - 25 triệu tấn dầu quy đổi/năm (ở trong nước 16 - 22 triệu tấn/năm, ở nước ngoài 2 - 3 triệu tấn/năm), sản lượng khai thác 43 - 49 triệu tấn dầu thô và 55 - 60 tỷ m³ khí; xây dựng khoảng 20 công trình khai thác mới.



Đẩy nhanh công tác điều tra cơ bản và tìm kiếm thăm dò dầu khí ở trong nước, đặc biệt là ở khu vực nước sâu, xa bờ, với mục tiêu đến năm 2035, cơ bản đánh giá được trữ lượng dầu khí trên toàn thềm lục địa Việt Nam.



Đẩy nhanh công tác tận thăm dò - thăm lượng xung quanh các khu vực đang khai thác nhằm duy trì và gia tăng sản lượng khai thác dầu khí; tận dụng cơ sở hạ tầng đảm bảo sớm đưa phát hiện vào phát triển và duy trì sản lượng khai thác...



Quản trị chi phí, tiết giảm chi phí, giảm giá thành sản xuất sản phẩm dầu thô, khí tự nhiên, nâng cao khả năng cạnh tranh của các sản phẩm năng lượng truyền thống.



Kiến nghị kiện toàn khung pháp lý về dầu khí theo hướng tạo điều kiện khuyến khích các nhà đầu tư triển khai công việc trong tình hình mới, tránh chồng chéo với các quy định khác.

KẾT QUẢ SẢN XUẤT KINH DOANH CỦA PETROVIETNAM TRONG 10 THÁNG ĐẦU NĂM 2021

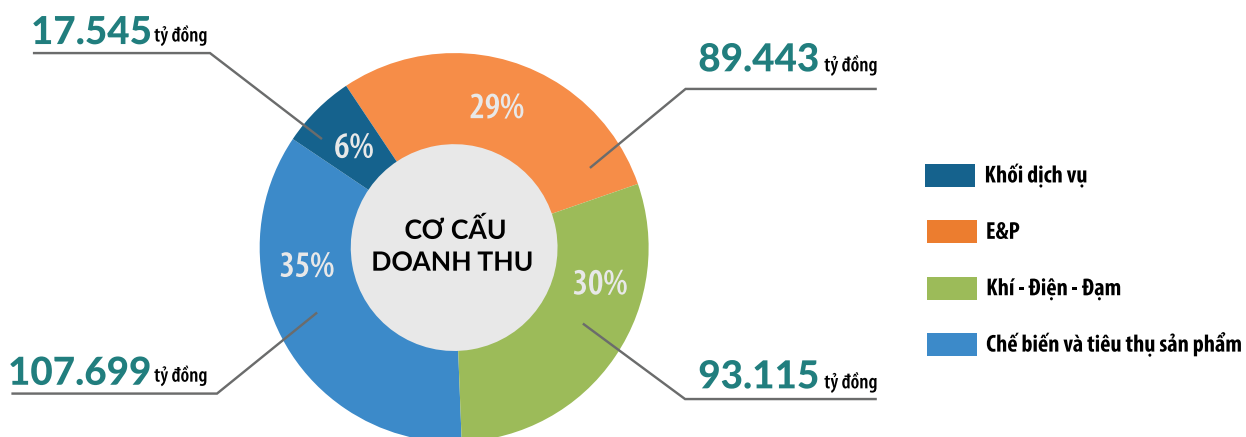
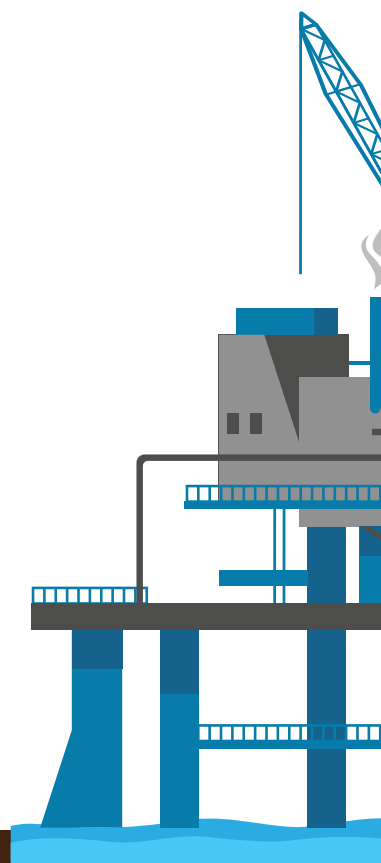
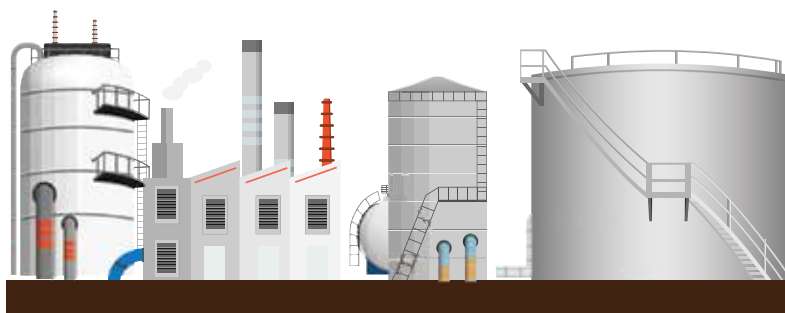
20% Tổng doanh thu đạt trên 499 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 20% và bằng 102% kế hoạch năm, tăng 26% so với cùng kỳ 2020

46% Nộp ngân sách Nhà nước 75,4 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 46%, bằng 121% kế hoạch năm, tăng 23% so với cùng kỳ 2020

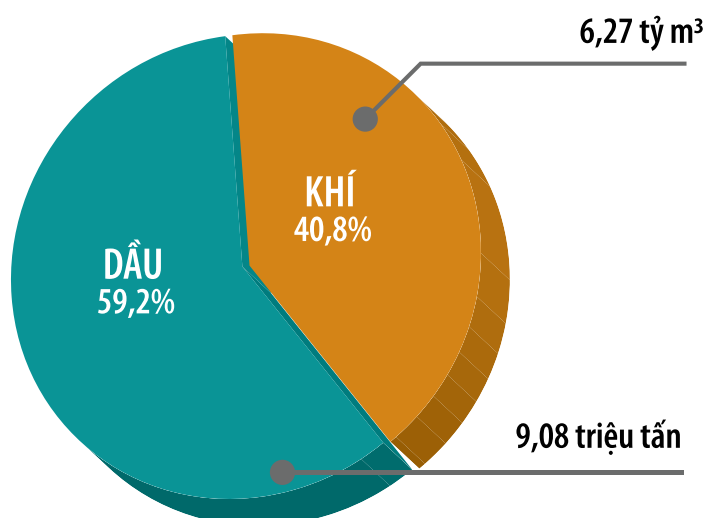
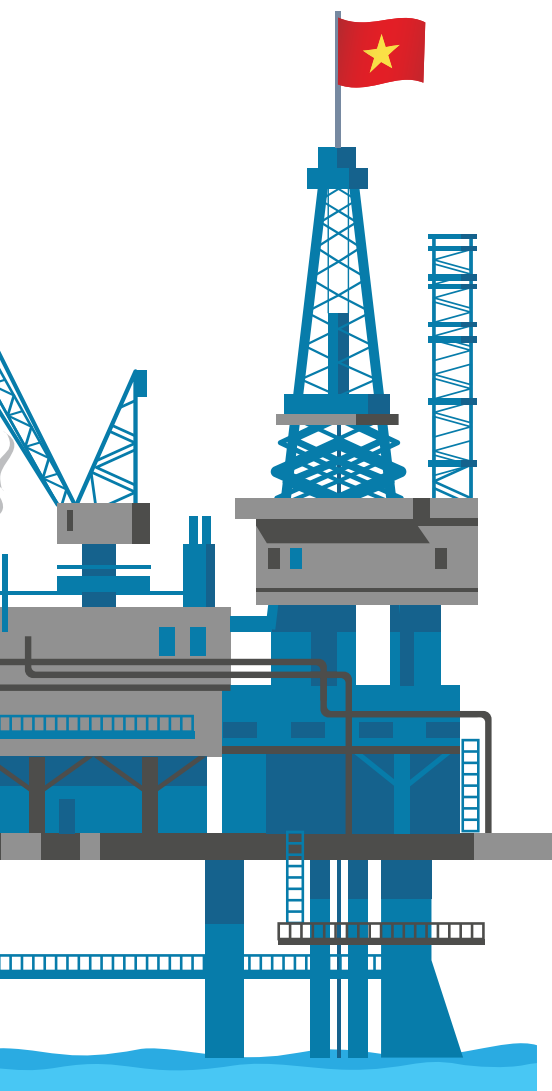
2,41 Lợi nhuận trước thuế hợp nhất đạt 35,7 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 2,41 lần, tăng hơn 2,58 lần so với cùng kỳ 2020



Giá dầu xuất bán trung bình 10 tháng đầu năm 2021 đạt 70,6 USD/thùng, cao hơn 56,8% so với mức giá kế hoạch (45 USD/thùng).



Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên đã tăng cường công tác quản trị, khơi thông các “điểm nghẽn”, tập trung sản xuất ổn định, an toàn, hiệu quả trong bối cảnh dịch bệnh Covid-19 diễn biến phức tạp.



15,35 triệu tấn Khai thác 15,35 triệu tấn dầu quy đổi, trong đó có 9,08 triệu tấn dầu thô và 6,27 tỷ m³ khí



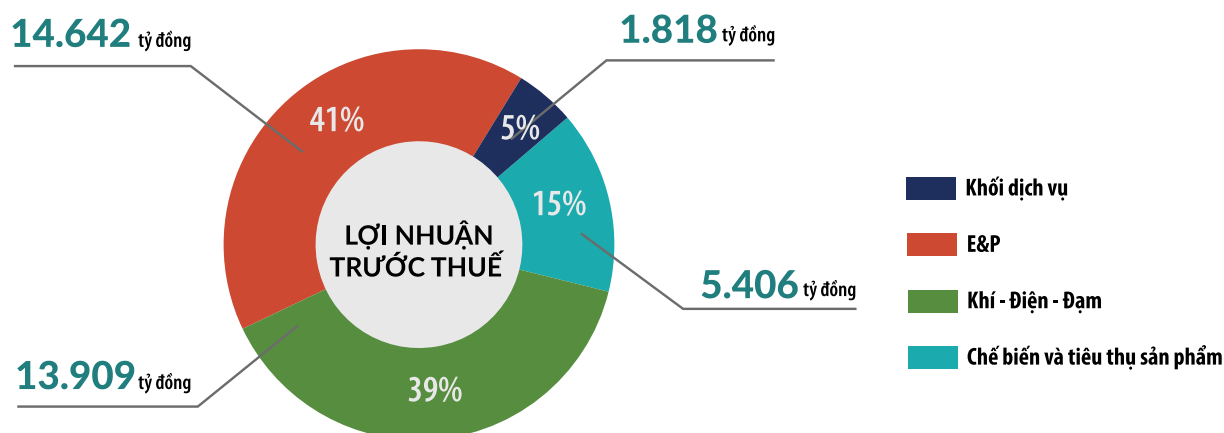
12,79
tỷ kWh điện



1.424
nghìn tấn than



4,86
triệu tấn xăng dầu



PVN ĐỊNH HƯỚNG PHÁT TRIỂN NĂNG LƯỢNG HYDRO NHẪM GÓP PHẦN ĐẢM BẢO AN NINH NĂNG LƯỢNG VÀ PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG

Với lợi thế chuỗi dầu khí hoàn chỉnh từ tìm kiếm - thăm dò - khai thác - xử lý - vận chuyển - chế biến - tồn trữ - thương mại/phân phối dầu thô, khí thiên nhiên và các sản phẩm dầu khí được xác lập sau gần nửa thế kỷ phát triển, trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng đang diễn ra rộng khắp, với trách nhiệm cung cấp năng lượng cho đất nước, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) xác định phát triển năng lượng hydro là định hướng chiến lược nhằm cung cấp nguồn năng lượng sạch cho đất nước trên cơ sở phát huy thế mạnh của ngành dầu khí.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) tiền thân là Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam, được thành lập vào ngày 3/9/1975 với 5 lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính là: thăm dò - khai thác dầu khí; công nghiệp khí; công nghiệp điện; chế biến, tồn trữ và phân phối sản phẩm dầu khí; dịch vụ dầu khí. Trong đó, thăm dò và khai thác dầu khí là lĩnh vực cốt lõi.

Là công ty dầu khí quốc gia (NOC), PVN có chức năng, nhiệm vụ quản lý, khai thác và sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên dầu khí của đất nước. Với vai trò quan trọng trong hệ thống năng lượng quốc gia, PVN tham gia đảm bảo an ninh năng lượng cho phát triển kinh tế của đất nước, cụ thể trong việc: cung cấp nguồn năng lượng sơ cấp như dầu mỏ và khí đốt; nguồn năng lượng cuối cùng như các sản phẩm dầu khí và điện năng. Ngoài ra, PVN còn góp phần phát triển hạ tầng năng lượng quốc gia như các hệ thống đường ống vận chuyển, phân phối và xử lý dầu khí. PVN đang xây dựng Chiến lược phát triển đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 với định hướng phát triển trở thành tập đoàn năng lượng, thân thiện với môi trường trên nền tảng chuỗi hoạt động dầu khí.

Trước bối cảnh tình hình kinh tế thế giới và trong nước giai đoạn 2016 - 2020 có nhiều khó khăn thách thức, giá dầu

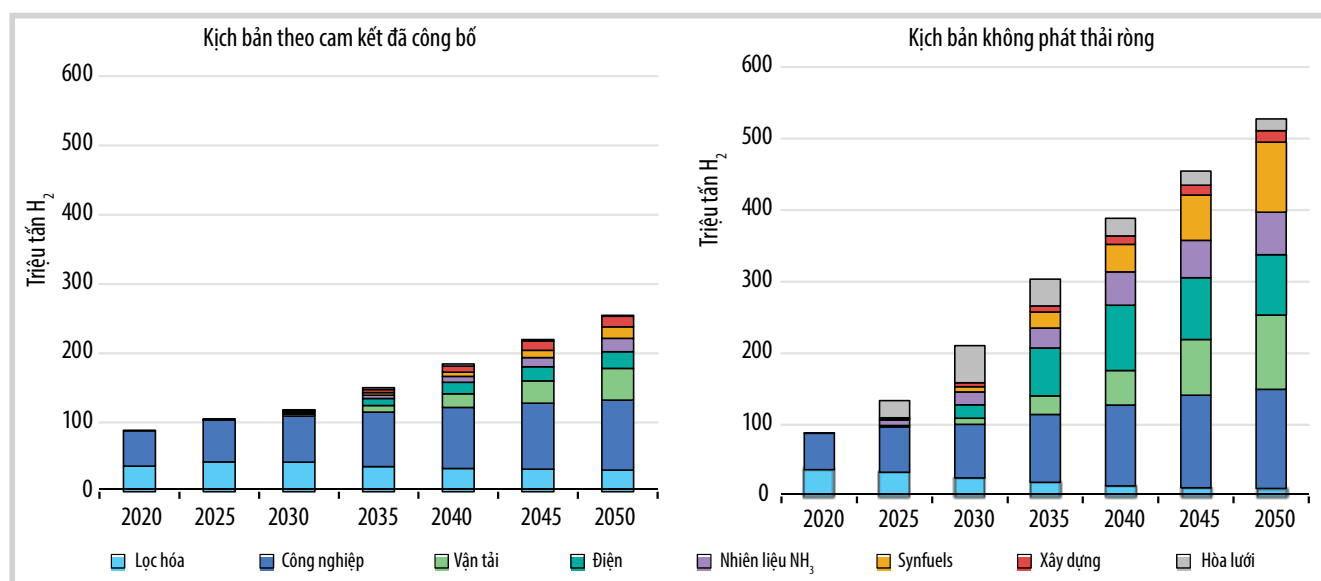
biến động mạnh, dịch bệnh Covid-19..., PVN cơ bản đã hoàn thành các chỉ tiêu Kế hoạch được Chính phủ phê duyệt, nổi bật là: Tổng sản lượng khai thác dầu khí giai đoạn 2016 - 2020 đạt 121,14 triệu tấn dầu quy đổi, trong đó khai thác dầu đạt 71,27 triệu tấn và khai thác khí đạt 49,87 tỷ m³; sản xuất điện đạt 104,4 tỷ kWh; sản phẩm lọc dầu đạt 50,23 triệu tấn; sản xuất đạm đạt 8,28 triệu tấn; nộp ngân sách Nhà nước hàng năm chiếm tỷ trọng 9 - 11%; tổng thu ngân sách Nhà nước và đóng góp cho GDP cả nước trung bình hàng năm là 10 - 13%.

PVN là một trong các trụ cột kinh tế của đất nước, là công cụ điều tiết vĩ mô của Chính phủ, đóng góp quan trọng cho ngân sách Nhà nước. PVN cũng đóng vai trò quan trọng trong hệ thống năng lượng Việt Nam, thể hiện qua: trung bình hàng năm đáp ứng khoảng 25 - 27% tổng nhu cầu năng lượng sơ cấp và 18 - 27% tổng nhu cầu tiêu thụ năng lượng cuối cùng giai đoạn 2010 - 2020. Theo Chiến lược phát triển đến năm 2035, tỷ trọng đóng góp năng lượng của PVN cho đất nước tiếp tục duy trì và phát triển, trung bình chiếm khoảng 25 - 30%.

Vai trò của hydro trong chuyển dịch năng lượng, giảm phát thải khí nhà kính

Trên thế giới và ở Việt Nam hiện nay, nhu cầu năng lượng đang được đáp ứng phần lớn từ năng lượng hóa thạch như:

than đá, dầu mỏ, khí tự nhiên... Tuy nhiên, nguồn năng lượng hóa thạch là hữu hạn và việc khai thác, sử dụng các nguồn năng lượng này tạo ra lượng khí nhà kính chiếm đến 3/4 lượng phát thải khí nhà kính trên toàn cầu và ở Việt Nam tỷ lệ này là khoảng 2/3. Phát thải khí nhà kính từ hoạt động năng lượng gây ô nhiễm môi trường, là tác nhân trực tiếp dẫn tới biến đổi khí hậu và tạo ra các yếu tố rủi ro tiềm ẩn cho sự phát triển bền vững của quốc gia. Các ngành kinh tế mũi nhọn như ngành dầu khí cũng chịu tác động lớn và cần hành động trước những thách thức này. Với tốc độ phát thải hiện nay, để đạt được mục tiêu giới hạn sự gia tăng nhiệt độ toàn cầu ở mức dưới 2 °C so với thời kỳ tiền công nghiệp và cố gắng giới hạn ở mức dưới 1,5 °C, cần đẩy nhanh quá trình chuyển dịch năng lượng và phát triển các nguồn năng lượng sạch thay thế các nguồn năng lượng hóa thạch. Theo đó, phát triển năng lượng hydro là một hướng quan trọng và có thể là giải pháp mang tính mẫu chốt để đạt được mức phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 với vai trò như: Sản xuất điện năng và tích hợp năng lượng tái tạo quy mô lớn; truyền tải và phân phối năng lượng giữa các khu vực, lĩnh vực sử dụng năng lượng khác nhau; lưu trữ năng lượng để nâng cao tính ổn định của hệ thống; khử carbon trong lĩnh vực giao thông vận tải; lĩnh vực sử dụng năng lượng trong công nghiệp, dân dụng; cung cấp nguyên liệu sạch cho các quá trình sản xuất công nghiệp.



Hình 1. Dự báo nhu cầu hydro theo lĩnh vực giai đoạn 2020 - 2050. Nguồn: IEA.

Hiện nay, mức tiêu thụ hydro trên thế giới vào khoảng 70 triệu tấn/năm, chủ yếu từ nguyên liệu hóa thạch (được gọi là hydro “xám”) sử dụng trong các nhà máy lọc dầu, hóa chất, sản xuất phân đạm. Tuy nhiên, quá trình sản xuất này cũng phát thải ra một lượng lớn CO₂ (khoảng 10 kg CO₂/1 kg H₂). Để hướng tới mục tiêu sử dụng hydro như nguồn năng lượng sạch và góp phần cắt giảm phát thải khí nhà kính, thế giới cần hướng tới sản xuất hydro “sạch” bao gồm hydro “lám” được sản xuất từ nguyên liệu hóa thạch có kèm theo quá trình thu hồi, lưu trữ và sử dụng CO₂ và hydro “xanh” được sản xuất từ năng lượng tái tạo. Trước áp lực từ biến đổi khí hậu, cắt giảm phát thải khí nhà kính, tiêu thụ hydro dự báo tăng nhanh trong thời gian tới do nhu cầu sử dụng hydro như một nguồn năng lượng sạch (Hình 1). Theo dự báo của Bloomberg, đến năm 2050, hydro có thể đáp ứng đến 7 - 24% tổng nhu cầu năng lượng toàn cầu tùy theo các kịch bản khác nhau. Thị trường hydro khi hình thành ở quy mô lớn như vậy có thể tạo ra doanh thu khoảng 2.500 tỷ USD/năm và 30 triệu việc làm. Với tiềm năng lớn như trên, thế giới đang hướng tới nền kinh tế hydro trong đó hydro được sử dụng làm nhiên, nguyên liệu carbon thấp để thay thế dần các loại nhiên, nguyên liệu hóa thạch.

Nền kinh tế Việt Nam trong những năm gần đây luôn có tốc độ phát triển nhanh ở châu Á với tỷ lệ tăng trưởng GDP hơn 6%/năm, trong đó, ngành năng lượng đóng vai trò quan trọng. Tuy nhiên, thực tiễn phát triển năng lượng quốc gia từ năm 2007 đến nay, mục tiêu bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia còn nhiều thách thức: Các nguồn cung trong nước không đủ đáp ứng yêu cầu, cơ cấu đang bị mất cân đối, áp lực phải nhập khẩu năng lượng ngày càng lớn. Một số chỉ tiêu bảo đảm an ninh năng lượng đang biến động theo chiều hướng bất lợi như: Tỷ số trữ lượng và sản xuất than, dầu và khí tự nhiên ngày càng giảm; sự phụ thuộc vào nhập khẩu than, dầu và khí tự nhiên ngày càng tăng; tỷ trọng chi phí nhập khẩu than, dầu và khí tự nhiên trong tổng thu nhập quốc nội ngày càng tăng. Từ năm 2015, Việt Nam đã trở thành nước nhập khẩu năng lượng và xu hướng này ngày càng tăng nhanh trong dài hạn... Những yếu tố này cho thấy các mối đe dọa liên quan đến an ninh năng lượng ngày càng lớn.

Bên cạnh vấn đề an ninh năng lượng, Việt Nam là một trong 5 quốc gia chịu ảnh hưởng nặng nề nhất của biến đổi khí hậu và đang phải đối mặt với các thách thức lớn về phát triển bền vững. Ước tính

biến đổi khí hậu có thể gây thiệt hại lên tới 1,5% tổng sản phẩm quốc nội (GDP) hàng năm, đồng thời ảnh hưởng tiêu cực đến các thành tựu phát triển kinh tế - xã hội của Việt Nam và tạo ra những thách thức to lớn trong việc thực hiện các mục tiêu phát triển bền vững của đất nước trong tương lai. Trước yêu cầu của công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước, nhu cầu sử dụng năng lượng của Việt Nam không ngừng gia tăng trong khi nguồn cung năng lượng ngày càng cạn kiệt, Việt Nam cần có lộ trình cụ thể trong xây dựng mô hình năng lượng sạch trong tương lai để đạt được mục tiêu “kép” đảm bảo an ninh năng lượng và phát triển bền vững. Để ứng phó với các thách thức nêu trên, Việt Nam đặt mục tiêu và xây dựng lộ trình phát triển năng lượng sạch đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 và chủ động tham gia tích cực vào các cam kết quốc tế về cắt giảm phát thải khí nhà kính cụ thể như sau:

- Tại Đóng góp quốc gia tự quyết định của Việt Nam năm 2020 (NDC 2020), Việt Nam đặt chỉ tiêu giảm phát thải khí nhà kính 9% (bằng nguồn lực trong nước) và 27% (nếu có hỗ trợ quốc tế).

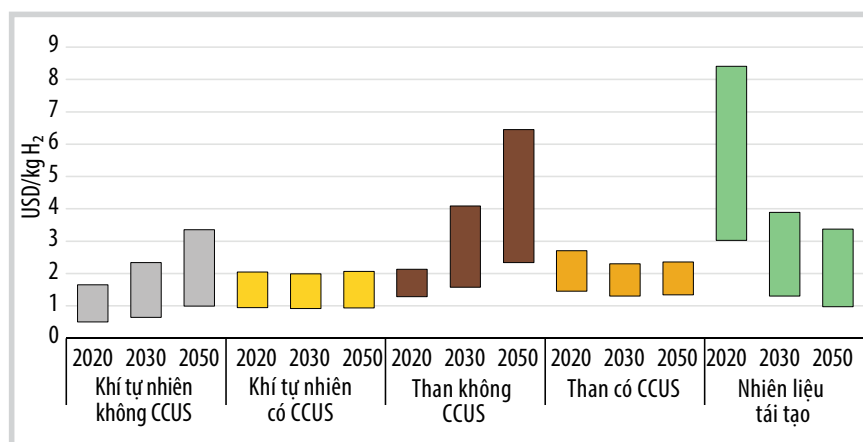
- Nghị quyết 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính trị đề ra mục

tiêu giảm phát thải khí nhà kính từ hoạt động năng lượng đạt 15% vào 2030 và 20% vào 2045. Về tỷ trọng nguồn năng lượng tái tạo trên năng lượng sơ cấp đạt 15 - 20% vào 2030 và 25 - 30% vào 2045. Nghị quyết cũng đề ra nhiệm vụ thực hiện nghiên cứu công nghệ, xây dựng một số đề án thử nghiệm sản xuất và khuyến khích sử dụng năng lượng hydro phù hợp với xu thế chung của thế giới. Trên tinh thần Nghị quyết 55-NQ/TW của Bộ Chính trị và Kết luận số 56-KL/TW ngày 23/8/2019 của Bộ Chính trị về tiếp tục thực hiện Nghị quyết Trung ương 7 khóa XI về chủ động ứng phó với biến đổi khí hậu, tăng cường quản lý tài nguyên và bảo vệ môi trường, mới đây, tại Quyết định 1658/QĐ-TTg ngày 01/10/2021, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt Chiến lược quốc gia về tăng trưởng xanh giai đoạn 2021 - 2030, tầm nhìn 2050, trong đó nêu rõ nhiệm vụ của Bộ Công Thương về nghiên cứu xây dựng cơ chế khuyến khích phát triển nhiên liệu khí hydro gắn với điện gió ngoài khơi.

- Tại Dự thảo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2045 (Quy hoạch điện VIII) để xuất tỷ trọng tổng công suất đặt nguồn điện tái tạo chiếm 26% vào 2030 và 41% vào 2045, trong đó, điện gió chiếm 9% vào 2030 và 20% vào 2045.

- Tại COP26, Việt Nam tham gia ký kết 2 cam kết giảm phát thải khí methane toàn cầu và bảo vệ rừng, đồng thời Thủ tướng Chính phủ cũng tuyên bố Việt Nam hướng tới đạt mức phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050. Đây là những bước tiến rất mạnh mẽ thể hiện sự quyết tâm của Việt Nam trong việc cắt giảm phát thải khí nhà kính và giảm thiểu, thích ứng với biến đổi khí hậu.

Với những định hướng trên, các nguồn năng lượng sạch nói chung và năng lượng hydro nói riêng sẽ có nhiều cơ hội để phát triển ở Việt Nam, đặc biệt là hydro “xanh” với tiềm năng năng lượng tái tạo,



Hình 2. Dự báo chi phí sản xuất theo công nghệ trong kịch bản không phát thải ròng. Nguồn: IEA.

điện gió ngoài khơi khá dồi dào. Mặc dù chi phí sản xuất hydro xanh hiện nay có giá tương đối cao (khoảng hơn 8 USD/kg) với cơ cấu giá điện tái tạo chiếm khoảng 45 - 75%, tuy nhiên theo các tổ chức dự báo quốc tế cho thấy đến 2030 giá hydro “xanh” có thể giảm xuống 2 USD/kg (15 USD/MMBtu) vào 2030 và 1 USD/kg (7,5 USD/MMBtu) vào 2050, chủ yếu do giá điện tái tạo và chi phí hệ thống điện phân giảm mạnh (Hình 2). Với giá thành như trên, hydro “xanh” hoàn toàn có thể cạnh tranh được với các nhiên liệu truyền thống trong tương lai.

Lợi thế của PVN khi phát triển năng lượng hydro

Với nhiều điểm tương đồng giữa chuỗi giá trị dầu khí và chuỗi giá trị hydro (Hình 3), các tập đoàn dầu khí quốc gia nói chung và PVN nói riêng có nhiều cơ hội và lợi thế trong việc phát triển lĩnh vực hydro trên cơ sở những kinh nghiệm, hạ tầng sẵn có của ngành dầu khí, cụ thể:

- PVN với tiềm lực tài chính tốt, khả năng thu xếp vốn thuận lợi với hệ số tín nhiệm tốt và có khả năng tiếp cận với các nguồn vốn vay lãi suất thấp, thời gian ân hạn dài cũng như các ưu đãi khác của Chính phủ và các tổ chức tài chính quốc tế ủng hộ phát triển năng lượng xanh, sạch.

- PVN có thể phát huy lợi thế về kinh nghiệm và nguồn nhân lực sẵn có trong

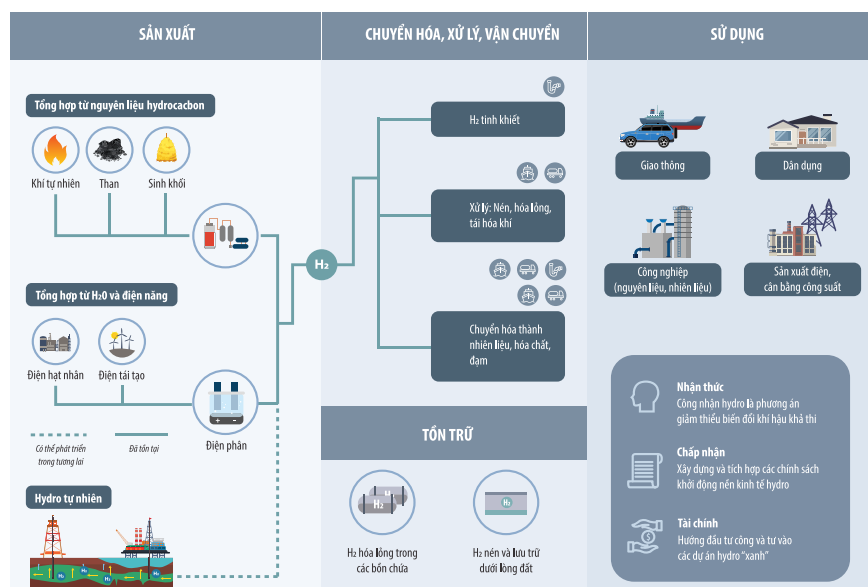
thiết kế, chế tạo, vận hành công trình biển để tham gia vào chuỗi cung ứng và phát triển các dự án điện gió ngoài khơi nhằm tạo tiền đề để phát triển năng lượng hydro trong tương lai.

- PVN có mối quan hệ hợp tác quốc tế tốt đẹp với nhiều đối tác lớn trên thế giới, đội ngũ cán bộ khoa học kỹ thuật công nghệ và quản lý, công nhân kỹ thuật có tay nghề cao, là cơ hội tốt để tiếp cận các công nghệ mới, hiện đại cũng như để hợp tác đầu tư với các tập đoàn dầu khí/các đối tác có kinh nghiệm trong sản xuất hydro.

- Trong sản xuất hydro: PVN hiện có kinh nghiệm trong việc sản xuất hydro “xám” tại các nhà máy lọc hóa dầu (BSR, NSRP) và nhà máy đạm (PVFCCo, PVCFEC), đây là thế mạnh cho PVN khi triển khai sản xuất hydro “lam”, hydro “xanh”.

- Trong vận chuyển, phân phối, tồn trữ hydro: PVN có thể tận dụng cơ sở hạ tầng sẵn có (hệ thống cửa hàng, kho chứa, đường ống...) và kinh nghiệm vận hành hệ thống khí tự nhiên có thể được chuyển đổi để ứng dụng cho lĩnh vực hydro.

- Trong sử dụng hydro: Các nhà máy lọc hóa dầu, sản xuất phân đạm của PVN có thể sử dụng hydro “xanh” để thay thế một phần H_2 truyền thống và chế biến các nguồn khí thiên nhiên có hàm lượng CO_2 cao.



Hình 3. Một chuỗi giá trị hydro tương tự như chuỗi giá trị dầu khí có thể hình thành trong tương lai.

Định hướng phát triển năng lượng hydro của PVN

Trong xu thế chuyển dịch năng lượng đang diễn ra trên toàn cầu và ứng dụng rộng rãi chuyển đổi số, PVN đang triển khai điều chỉnh và đưa vào Chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045. Trong đó, liên quan đến việc thích ứng phát triển nguồn năng lượng sạch/mới, PVN xây dựng mục tiêu cụ thể như sau:

- Mở rộng đầu tư lĩnh vực điện và năng lượng tái tạo: Đến 2030, phần đầu nâng tổng công suất lắp đặt đạt 8.000 - 14.000 MW và tỷ trọng nguồn điện tái tạo chiếm 5 - 10% tổng công suất lắp đặt của PVN. Đến 2045, phần đầu nâng công suất lắp đặt chiếm từ 8 - 10% tổng công suất hệ thống điện Việt Nam và tỷ trọng nguồn năng lượng tái tạo chiếm 10 - 20% trong tổng công suất nguồn điện của PVN.

- Sản xuất nhiên liệu carbon thấp: PVN đặt mục tiêu sau năm 2030 sẽ triển khai sản xuất hydro "xanh" trên cơ sở sử dụng nguồn điện tái tạo (điện gió ngoài khơi) do PVN sản xuất.

Để đạt được các mục tiêu chiến lược nêu trên, PVN đưa ra lộ trình, các hướng triển khai, cụ thể như sau:

- Điều chỉnh Chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, trong đó tính tới chuyển dịch năng lượng và ứng dụng rộng rãi chuyển đổi số.

- Xây dựng lộ trình/chương trình phát triển năng lượng hydro.

- Đánh giá tiềm năng xuất khẩu hydro sang các nước, ưu tiên thị trường trong khu vực và các nước Đông Bắc Á.

- Nghiên cứu xác minh khả năng tồn tại hydro tự nhiên dưới lòng đất, ứng dụng, tiếp cận các công nghệ mới trong chuỗi sản xuất, vận chuyển, lưu trữ và sử dụng/ứng dụng hydro để đón đầu và sẵn sàng tham gia sản xuất, kinh doanh hydro khi thị trường có đủ điều kiện.

- Nghiên cứu triển khai các dự án điện gió ngoài khơi có giá cạnh tranh, giá thành rẻ nhằm tạo tiền đề phát triển năng lượng hydro, hydro "xanh" trên cơ sở các lợi thế sẵn có của hạ tầng ngành Dầu khí. Đặc biệt, nghiên cứu chuỗi Năng lượng tái tạo - Hydro - Pin nhiên liệu (Fuel cell)/ Sản xuất điện và sản xuất các sản phẩm hóa dầu (đạm, amoniac, methanol...). PVN sẽ triển khai sản xuất hydro "xanh" khi có điều kiện về cơ chế chính sách, thị trường để khai thác thế mạnh cạnh tranh của PVN.

- Tìm kiếm, xây dựng quan hệ hợp tác với các đối tác quốc tế có thế mạnh về công nghệ sản xuất hydro để hợp tác và nhận chuyển giao công nghệ nhằm triển khai các dự án ở Việt Nam.

Kết luận

Vai trò của năng lượng hydro ngày càng quan trọng trong cơ cấu năng lượng toàn cầu và là giải pháp không thể thiếu trong chuyển dịch năng lượng cũng như cắt giảm phát thải khí nhà kính trên thế giới nói chung và Việt Nam nói riêng. Là một trong những doanh nghiệp nhà nước hàng đầu tại Việt Nam, đóng góp lớn cho sự phát triển kinh tế, xã hội đồng thời là một trong những trụ cột bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia, PVN vừa trực tiếp chịu tác động từ biến đổi khí hậu, vừa có trách nhiệm chung tay cùng Chính phủ đảm bảo an ninh năng lượng và bảo vệ môi trường, ứng phó hiệu quả với biến đổi khí hậu. Để đạt được mục tiêu này trong bối cảnh sản lượng khai thác dầu khí trong nước ngày càng suy giảm, PVN cần tìm những hướng đi mới trong tương lai, đặc biệt phát huy lợi thế sẵn có từ việc đã hình thành được ngành Dầu khí Việt Nam hoàn chỉnh trong toàn bộ các khâu của chuỗi giá trị dầu khí từ tìm kiếm, thăm dò, khai thác, xử lý, vận chuyển, tồn trữ và phân phối/thương mại các sản phẩm dầu khí để phát triển các nguồn năng lượng sạch trong đó có hydro. Xây dựng và hình thành chuỗi giá trị hydro, hướng tới tham gia vào thị trường hydro toàn cầu sẽ là định hướng chiến lược phát triển nguồn năng lượng sạch/mới trong tương lai nhằm góp phần đảm bảo an ninh năng lượng và phát triển bền vững của PVN.

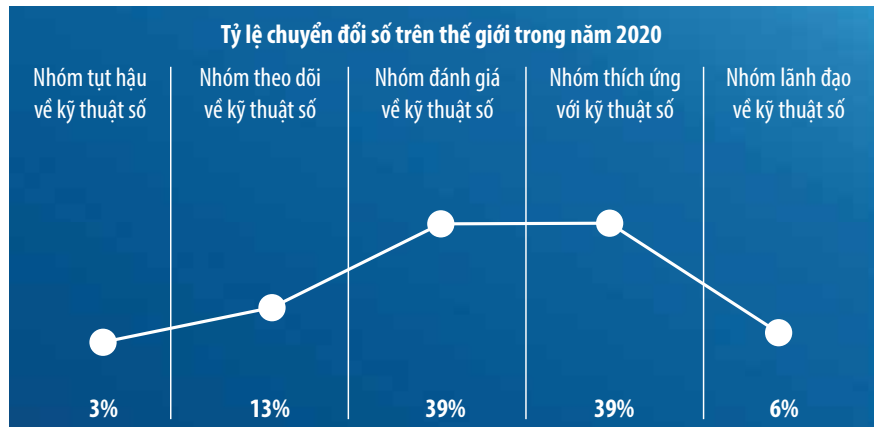
Phan Ngọc Trung

CHUYỂN ĐỔI SỐ TRONG HOẠT ĐỘNG TÌM KIẾM THĂM DÒ DẦU KHÍ

Ngành dầu khí là ngành đặc thù vừa thuộc lĩnh vực năng lượng, vừa thuộc lĩnh vực tài nguyên môi trường; có tiềm năng thúc đẩy quá trình chuyển đổi số và đóng góp vai trò quan trọng trong sự chuyển đổi kinh tế của thế giới. Trong bối cảnh dịch bệnh phức tạp, chuyển dịch năng lượng cùng sự phát triển khoa học công nghệ, ngành dầu khí có cơ hội tiếp tục khẳng định vai trò của mình thông qua số hóa.

Quá trình chuyển đổi số tại các quốc gia trên thế giới có các nội dung khác nhau, phụ thuộc vào chiến lược phát triển kinh tế - xã hội của từng nước. Tuy nhiên, 8 nội dung chính trong chuyển đổi số sẽ bao gồm: Chuyển đổi số nền kinh tế (kinh tế số); Chuyển đổi số xã hội (xã hội số); Chuyển đổi số trong ngành trọng điểm; Chuyển đổi số trong Chính phủ (Chính phủ số); Phát triển hạ tầng số; Phát triển lực lượng lao động có kỹ năng số (digital skills); Đẩy mạnh nghiên cứu công nghệ số mới và Xây dựng môi trường pháp lý thúc đẩy chuyển đổi số.

Đối với các doanh nghiệp, chuyển đổi số tạo ra cơ sở dữ liệu tập trung, cập nhật và được xử lý phân tích liên tục; hỗ trợ các doanh nghiệp đưa ra quyết định nhanh chóng, chính xác, kịp thời; giúp dự báo xu thế tốt hơn và quản trị dự án phù hợp. Trên thế giới, các nước và các tổ chức đang có xu hướng tăng tốc chuyển đổi số trong tương lai, theo Dell Technologies, tính đến năm 2020, Trung Quốc và Ấn Độ đứng đầu thế giới về thích ứng kỹ thuật số với tỷ lệ lần lượt là 55% và 46%; tỷ lệ này trên toàn cầu hiện đạt 39% (Hình 1). Tại Việt Nam, Thủ tướng Chính phủ đã ra Quyết định số 749/QĐ-TTg ngày 6/6/2020 về “Chương trình Chuyển đổi số quốc gia đến năm 2025, định hướng đến năm 2030” với mục tiêu: Việt Nam trở thành quốc gia số. Đến năm 2025 kinh tế số chiếm 20% GDP, tỷ trọng kinh tế số trong từng ngành, lĩnh vực đạt



Hình 1. Tỷ lệ chuyển đổi số trên thế giới. Nguồn: Dell Technologies.

tối thiểu 10%, năng suất lao động tăng bình quân trên 7%/năm, thuộc nhóm 35 nước dẫn đầu về đổi mới, sáng tạo.

Ngành dầu khí là ngành đặc thù vừa thuộc lĩnh vực năng lượng, vừa thuộc lĩnh vực tài nguyên môi trường; có tiềm năng thúc đẩy quá trình chuyển đổi số và đóng góp vai trò quan trọng trong sự chuyển đổi kinh tế của thế giới. Trong bối cảnh dịch bệnh phức tạp, chuyển dịch năng lượng cùng sự phát triển khoa học công nghệ, ngành dầu khí có cơ hội tiếp tục khẳng định vai trò của mình thông qua số hóa. Chuyển đổi số giúp ngành dầu khí cắt giảm triệt để thời gian, chi phí thăm dò khai thác dầu khí; giúp tăng khả năng cạnh tranh của dầu khí với các nguồn năng lượng khác, đặc biệt là các nguồn năng lượng mới, năng lượng tái tạo.

Chương trình “Sáng kiến chuyển đổi kỹ thuật số” tại Diễn đàn kinh tế thế giới 2017 chỉ ra các sáng kiến chuyển đổi số có thể đem lại 1,6 nghìn tỷ USD cho công nghiệp dầu khí thế giới, riêng lĩnh

vực thăm dò khai thác là 600 tỷ USD. Tuy nhiên, sự phát triển của công nghệ thông tin và yêu cầu về gia tăng trữ lượng dầu khí cũng đặt ra sức ép to lớn, đòi hỏi khối E&P phải có các thay đổi đột phá và tận dụng được thế mạnh về kỹ thuật, hạ tầng và trữ lượng dầu khí sẵn có để làm cơ sở phát triển trong tương lai.

Các khó khăn trong quá trình chuyển đổi số và hệ thống cơ sở dữ liệu lĩnh vực tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí mà PVN đang gặp phải bao gồm: Phải tìm kiếm lại dữ liệu sẵn có và đánh giá mức độ tin cậy, các phần mềm tổng hợp dữ liệu thiếu liên kết với nhau, dữ liệu và con người bị phân tán và chia nhỏ, thiếu các quyết định theo yêu cầu và kiểm soát được. Dựa trên các ý kiến của tư vấn và đặc thù của công tác thăm dò khai thác dầu khí ở Việt Nam cũng như tham khảo kinh nghiệm các công ty dầu khí trên thế giới, hệ thống cơ sở dữ liệu E&P của PVN đã được đề xuất xây dựng theo các bước sau:

- Khảo sát dữ liệu, hiện trạng cơ



Mỏ Sư Tử Vàng. Ảnh: PVEP

sở dữ liệu/phần cứng phần mềm, công nghệ sử dụng và các yêu cầu đầu ra cho khối E&P và các khối kinh tế - kỹ thuật - tài chính - dịch vụ khác trong Tập đoàn;

- Tạo cấu trúc chuẩn và triển khai cho dữ liệu đại diện, phân tích dự báo trên các dữ liệu đã tổng hợp, liên kết toàn bộ các ban chuyên môn Tập đoàn, cung cấp thông tin cho các đơn vị trong và ngoài PVN;

- Hoàn thiện cấu trúc và làm đại trà cho các loại dữ liệu E&P kể cả truyền trực tiếp, triển khai các phân tích dự báo chuyên sâu từ dữ liệu gốc, triển khai các công nghệ AI, ML; liên kết chuỗi dọc và ngang, chia sẻ thông tin với các đơn vị trong và ngoài PVN.

Cụ thể, mô hình tổng thể hệ thống cơ sở dữ liệu E&P bao gồm: số liệu đầu vào động và tĩnh, khối kết nối tích hợp ESB External, kho lưu trữ tập trung dữ liệu, các ứng dụng kỹ thuật và quản lý chuyên ngành, hệ thống điều khiển trình diễn và phân tích dự báo, phương tiện truyền tải thông tin và quản lý truy cập.

Hệ thống cơ sở dữ liệu E&P phải đáp ứng được hai yêu cầu chính: công nghệ áp dụng phải cải thiện hiệu quả công tác thăm dò khai thác dầu khí và hệ thống phải đáp ứng yêu cầu quản trị dự án tìm kiếm thăm dò dầu khí. Về công nghệ áp dụng, cần đáp ứng: an toàn, có thể mở rộng; tích hợp và kết nối phần mềm phổ biến trong thăm dò, phát triển, khoan, khai thác và các khâu sau; hệ thống tự động liên kết các phần mềm dùng trong tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí và các phần mềm tích hợp khác; có thể lập kế hoạch liên mạch và nhanh chóng cho các hoạt động; tập hợp những tiến bộ trong các ngành kỹ thuật như trí tuệ nhân tạo, phân tích dữ liệu và tự động hóa; cho phép tiếp cận, cập nhật và sử dụng kho tàng tri thức về mọi lĩnh vực về lĩnh vực E&P trên thế giới. Về hệ thống, cần quản trị dự án theo chuẩn thống nhất và đảm bảo sử dụng tối đa các thông tin và công cụ đánh giá phân tích.

Hệ thống cơ sở dữ liệu E&P là giải pháp đẩy nhanh công tác tìm kiếm thăm

dò dầu khí, cho phép quản lý tổng thể các dự án tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí; truy cập được danh sách các dự án cơ hội; sử dụng bộ phần mềm dầu khí và thu nhận thông tin; rút gọn danh mục đầu tư, thời gian lựa chọn, ra quyết định và nâng cao hiệu quả đầu tư; quản trị dự án thăm dò khai thác dầu khí và tạo chuỗi liên kết với các khối dịch vụ và các khâu sau đảm bảo sử dụng khai thác tối đa các thông tin, chia sẻ rủi ro và thế mạnh của các công ty trong ngành.

Công tác chuyển đổi số trong Tập đoàn đang được đẩy mạnh với việc xây dựng hệ thống cơ sở dữ liệu theo chuyên môn sâu và triển khai ứng dụng các công nghệ số trong quản lý điều hành các hoạt động thăm dò khai thác dầu khí. Hệ thống cơ sở dữ liệu dự kiến thiết kế theo hai giai đoạn nhằm đảm bảo tính khả thi, khả năng ứng dụng cao, an toàn và tiếp cận được các công nghệ tốt nhất, đồng thời chủ động trong mọi tình huống và tránh được các rủi ro.

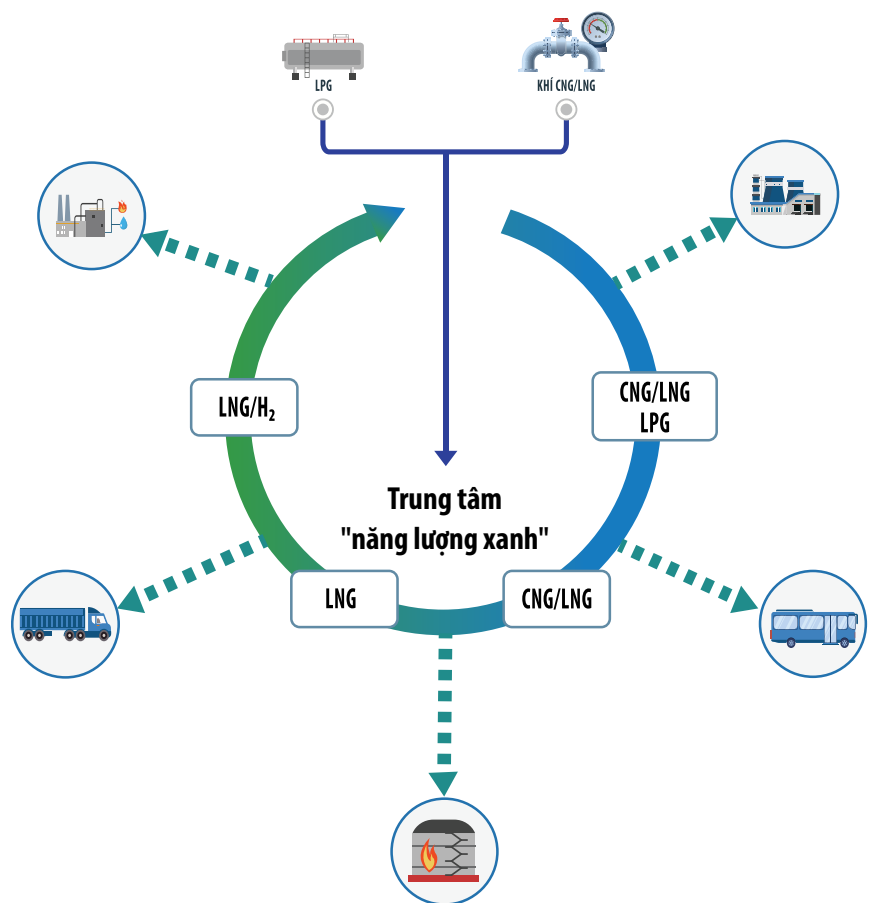
Trịnh Xuân Cường

PVN THÍCH ỨNG VÀ TẬN DỤNG TRẠNG THÁI " BÌNH THƯỜNG MỚI "

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) khuyến nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) tập trung phát triển bền vững lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác (E&P) thông qua tận khai thác dầu, thăm dò/mua mỏ và phát triển chuỗi giá trị khí; đầu tư các lĩnh vực phù hợp xu thế phát thải ít carbon như điện gió ngoài khơi (để tự dùng/sản xuất H₂ xanh lá/bơm ép CO₂ nâng cao thu hồi dầu hoặc tàng trữ) hay cung cấp dịch vụ (chế tạo, lắp ráp, bảo dưỡng) cho điện gió ngoài khơi; thay đổi mô hình kinh doanh để tăng mức độ “dẻo dai” trước các biến động ngắn hạn (đại dịch như Covid-19) và dài hạn (xu hướng chuyển dịch năng lượng).

Tại COP26 (11/2021), các quốc gia tập trung thảo luận để đưa ra các chính sách hiện thực hóa thỏa thuận Paris nhằm duy trì mức tăng nhiệt độ toàn cầu dưới 2 °C, phần đầu dưới 1,5 °C trong thế kỷ 21 so với thời kỳ tiền công nghiệp, không phát thải ròng (Net zero) trong giai đoạn 2050 - 2100 và đảm bảo Quỹ hỗ trợ 100 tỷ USD/năm cho các quốc gia đang phát triển giảm phát thải khí nhà kính và khắc phục hậu quả biến đổi khí hậu. 3 giải pháp chính để nhiệt độ toàn cầu tăng ít hơn 2 °C so với thời kỳ tiền công nghiệp là: tăng tỷ trọng điện trong năng lượng cuối cùng từ 20% hiện nay lên 50%; giảm sử dụng than; tăng sử dụng khí thiên nhiên và năng lượng tái tạo kèm lưu trữ trong phát điện và đẩy nhanh sản xuất và sử dụng hydro xanh lam hoặc xanh lá trong giao thông vận tải và công nghiệp, tăng cường thu hồi, sử dụng hoặc tàng trữ CO₂ (CCUS).

Trong cam kết quốc gia (NDC) 2020, Việt Nam tự nguyện giảm 9% phát thải CO₂ (~ 84 triệu tấn) và giảm 27% (~ 251 triệu tấn) vào năm 2030 nếu có hỗ trợ quốc tế. Tại COP26, Thủ tướng Chính phủ Phạm Minh Chính đã phát biểu “Việt Nam là một nước có lợi thế về năng lượng tái tạo, sẽ xây dựng và triển khai các biện pháp giảm phát thải khí nhà kính mạnh mẽ bằng nguồn lực của mình, cùng với



Mô hình Trung tâm (Hub) cung cấp “năng lượng xanh”

sự hợp tác và hỗ trợ của cộng đồng quốc tế, nhất là các nước phát triển, cả về tài chính và chuyển giao công nghệ, trong đó có thực hiện các cơ chế theo Thỏa thuận Paris, để đạt mức phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050”.

Bên cạnh xu hướng chuyển dịch năng lượng đang ngày càng mạnh mẽ, đại dịch

Covid-19 đã thay đổi thị trường năng lượng toàn cầu, tạo ra trạng thái “bình thường mới” trong đó các công ty dầu khí quốc tế (IOC) như Shell, BP, Total, Eni và cả ExxonMobil tăng cường thoái vốn khỏi lĩnh vực dầu khí truyền thống và chuyển sang đầu tư vào năng lượng tái tạo, trong khi các công ty dầu khí quốc gia (NOC) gia tăng các hoạt động thăm dò khai thác. Dự

báo trong trạng thái “bình thường mới” này, các nhà máy điện khí sẽ phải cạnh tranh mạnh mẽ với các nhà máy điện gió, mặt trời, biên lợi nhuận lọc dầu khả năng thấp trong dài hạn. Đặc biệt một số dự án khí đang thăm dò hoặc đang phát triển có phần sở hữu lớn của các IOC có thể bị ảnh hưởng về tiến độ.

VPI đưa ra 3 khuyến nghị để PVN có thể thích ứng và tận dụng trạng thái “bình thường mới”:

1. Với sứ mạng của công ty dầu khí quốc gia và tận dụng lợi thế chưa chịu áp lực giảm phát thải CO₂ làm tăng chi phí khai thác, PVN xem xét tập trung phát triển các mỏ dầu có thể đưa vào khai thác sớm (tận thăm dò/tận khai thác dầu xung quanh khu vực đã có hạ tầng) như tại Lô 01-02/17 và 15-1, triển khai giải pháp nâng cao thu hồi dầu sử dụng khí CO₂ (EOR kết hợp CCS) cho toàn bộ bể Cửu Long, mua lại các mỏ khí từ các IOC đang chịu áp lực từ cổ đông và cam kết chống biến đổi khí hậu, bán bớt các tài sản nhỏ không thể tận dụng cơ sở hạ tầng sẵn có để phát triển và khai thác cũng như tối ưu chi phí thăm dò/phát triển/khai thác thông qua chuyển đổi số.

2. Tận dụng tiềm năng điện gió ngoài khơi Việt Nam rất lớn (khoảng 162 - 475 GW theo Ngân hàng Thế giới), năng lực cũng như kinh nghiệm xây dựng/vận chuyển/lắp đặt/bảo dưỡng công trình biển và kinh nghiệm quản lý đầu tư các dự án lớn của các đơn vị trong Tập đoàn, PVN có thể đầu tư điện gió ngoài khơi để tự dùng cho các giàn khai thác hoặc để sản xuất hydro xanh lá từ nước biển hoặc để bơm ép CO₂ nhằm tăng cường khai thác dầu hoặc tàng trữ. Trước mắt, PVN có thể liên kết các đơn vị thành viên để chiếm lĩnh thị trường cung cấp dịch vụ (chế tạo, lắp ráp, bảo dưỡng) cho các dự án điện gió ngoài khơi. Đối với các

nhà máy chế biến dầu khí, PVN nên sớm đầu tư công nghệ để chuyển đổi cơ cấu sản phẩm chủ yếu từ xăng dầu sang sản phẩm hóa dầu.

3. Chuyển đổi mô hình kinh doanh để tận dụng xu hướng chuyển dịch năng lượng. Với tiềm lực tài chính mạnh, cơ sở hạ tầng sản xuất và phân phối lớn và rộng đã đầu tư, thương hiệu phổ biến trong và ngoài nước, PVN hoàn toàn có thể tạo dựng và vận hành mô hình Trung tâm (Hub) cung cấp “năng lượng xanh” (mô hình cung cấp năng lượng như dịch vụ - EaaS) cho khách hàng trong nước và khu vực. Trong mô hình này, PVN có thể trực tiếp cung cấp giải pháp năng lượng xanh (từ xăng dầu, khí, điện, hydro, NH₃) tổng thể, trọn gói cho khách hàng với các đặc tính xanh (do có kết hợp CCUS), an toàn và hiệu quả. Ngoài ra, PVN còn có thể cho thuê hạ tầng phân phối năng lượng bao gồm cảng nhập LNG và đường ống khí tự nhiên/hydro.

Mô hình EaaS sẽ được hoàn chỉnh bởi mô hình “xanh hóa” nguồn năng lượng từ đó tạo ra sản phẩm (thép, xi măng, nhôm, điện, phân bón...) xanh hơn thông qua việc thu hồi, sử dụng hoặc tàng trữ CO₂ và giao dịch tín chỉ CO₂ trên thị trường quốc tế.

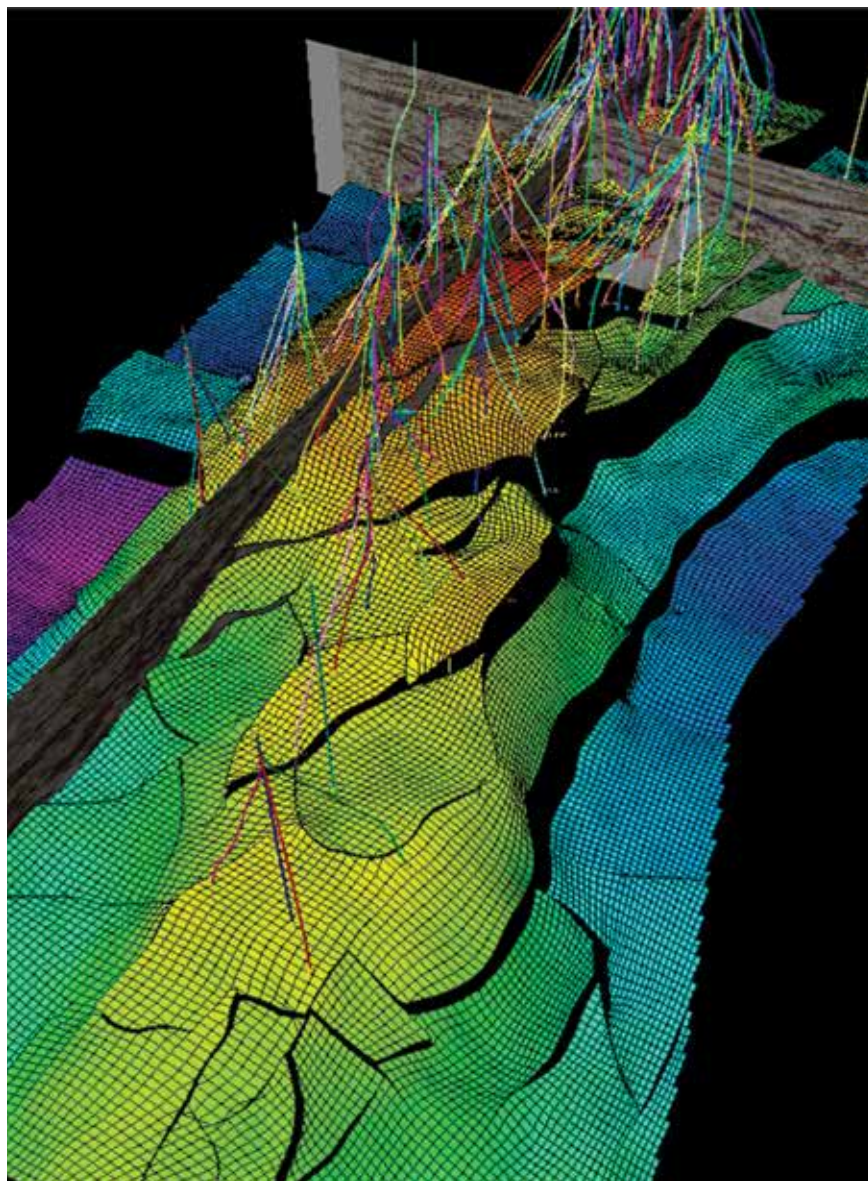
Với tài sản lớn là các mỏ dầu khí và sự hiểu biết về địa chất, thủy động dưới lòng đất trong lãnh thổ và trên thềm lục địa Việt Nam, PVN có thể xác định các cấu tạo tiềm năng để lưu trữ CO₂ dài hạn không chỉ cho các khách hàng trong nước mà cả trong khu vực có nhu cầu đáp ứng các cam kết về giảm phát thải CO₂ hoặc muốn “xanh hóa” sản phẩm để giảm thuế carbon biên giới khi xuất khẩu vào các nước như châu Âu, Mỹ, Canada, Nhật Bản... trong tương lai. Trong nghiên cứu của Đại học Quốc gia Singapore (NUS) mà VPI tham gia, tổng tiềm năng lưu trữ CO₂

của mỏ Bạch Hổ và Lan Tây sau khi đã khai thác hết dầu khí lên đến 300 triệu tấn, tương đương 33 tỷ USD với giá CO₂ ở mức 110 USD/tấn (mức giá tối thiểu để nhiệt độ toàn cầu tăng ít hơn 2 °C so với thời kỳ tiền công nghiệp theo tư vấn Wood Mackenzie). Tiềm năng lưu trữ CO₂ của các tầng nước ngầm trên bờ (Cần Giờ) hoặc lân cận các mỏ dầu khí ở Việt Nam sơ bộ được VPI đánh giá cao gấp nhiều lần so với tiềm năng lưu trữ tại các mỏ Bạch Hổ và Lan Tây.

Ngoài ra, khu vực Đông Nam Bộ còn có lợi thế là các nhà máy công nghiệp phát thải nhiều CO₂ như thép, xi măng, phân bón được tập trung thành từng cụm trong các khu công nghiệp và đều có đường ống dẫn khí thiên nhiên đến để cung cấp nên thuận lợi cho việc thu hồi, hóa lỏng tập trung và vận chuyển CO₂ bằng đường ống (xây mới). Tại khu vực này, PVN đã có đường ống khí Bạch Hổ-Dinh Cố có thể sử dụng vận chuyển CO₂ lỏng đến các giàn khai thác tại bể Cửu Long để sử dụng tăng thu hồi dầu (CO₂-EOR) cũng như tàng trữ khi đã khai thác hết dầu khí và trong các tầng nước ngầm lân cận.

Nghiên cứu giữa JOGMEC và VPI trong giai đoạn 2007 - 2010 cho thấy việc đầu tư thu hồi CO₂ từ các nhà máy điện, đạm, thép, xi măng khu vực Đông Nam Bộ, vận chuyển ra các mỏ bể Cửu Long để sử dụng tăng thu hồi dầu là có hiệu quả nếu được áp dụng trên toàn bể Cửu Long với ước tính tăng đến 12% sản lượng. Công nghệ CO₂-EOR đã được minh chứng cụ thể thông qua thực nghiệm pilot “CO₂ Huff&Puff” năm 2011 tại mỏ Rạng Đông. Chỉ với 111 tấn CO₂ được bơm vào mỏ, sản lượng khai thác dầu đã tăng từ 950 thùng/ngày lên 1.500 thùng/ngày.

Nguyễn Anh Đức



TÌM KIẾM, PHÁT HIỆN VÀ KHAI THÁC CÓ HIỆU QUẢ CÁC THÂN DẦU TRONG ĐÁ MÓNG GRANITOID TRƯỚC ĐỆ TAM BỂ CỬU LONG, THÊM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

Thành tựu khoa học công nghệ quan trọng nhất trong 60 năm xây dựng và phát triển ngành Dầu khí Việt Nam là Cụm công trình “tìm kiếm, phát hiện và khai thác có hiệu quả các thân dầu trong đá móng granitoid trước Đệ Tam bể Cửu Long, thêm lục địa Việt Nam” đã được trao tặng giải thưởng Hồ Chí Minh về khoa học công nghệ.

Dòng dầu đầu tiên từ thân dầu đá móng mỏ Bạch Hổ được phát hiện tại

giếng khoan BH-6 vào ngày 11/5/1987 và đưa vào khai thác thành công từ ngày 6/9/1988 tại giếng khoan BH-1 đã tạo ra bước ngoặt lịch sử cho sự phát triển của ngành Dầu khí Việt Nam.

Ngay sau khi phát hiện dầu trong đá móng và đưa vào khai thác, Vietsovpetro đã tổ chức nghiên cứu thân dầu hiếm có này. Trước khó khăn lớn nhất là đá chứa móng mỏ Bạch Hổ thuộc loại phi truyền thống, các chuyên gia đã dần làm sáng tỏ

cấu trúc địa chất, đặc thù về hệ thống dầu khí, cơ chế hình thành, mô hình đá chứa - đặc trưng thẩm chứa, cũng như về mức độ sản phẩm của thân dầu. Từ đó, Vietsovpetro đã xây dựng được hệ thống phương pháp luận đầy đủ, khoa học để nghiên cứu thân dầu trong đá móng từ giai đoạn thăm dò, thăm lường, thiết kế khai thác, công nghệ khoan và khai thác mỏ.

Các nghiên cứu về địa chất và tính toán trữ lượng như: Mô hình địa chất và tính toán trữ lượng dầu trong đá móng granitoid vòm Trung tâm mỏ Bạch Hổ; đặc điểm phân bố, đặc trưng chứa và điều kiện hình thành các vỉa dầu khí trong móng



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Huy Hùng

granitoid trước Cenozoic mỏ Bạch Hổ; tính toán trữ lượng dầu và khí hòa tan mỏ Bạch Hổ; các nghiên cứu về đặc trưng vật lý vỉa, thủy động lực thân dầu trong đá móng nứt nẻ...

Thiết kế, xây dựng và hoàn thiện công nghệ khai thác, thu gom và xử lý thân dầu trong đá móng nứt nẻ gồm: thiết kế khai thác và xây dựng mỏ, gồm các công trình như: thiết kế khai thác thử công nghiệp thân dầu trong đá móng granitoid vòm Trung tâm mỏ Bạch Hổ (1990); sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ (1992); chính xác hóa sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ (1998);

Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng khu vực Đông Nam Rồng (2000)...

Đồng thời, Vietsovpetro đã sáng tạo và áp dụng thành công các giải pháp kỹ thuật, công nghệ nhằm hoàn thiện và tối ưu hóa sơ đồ công nghệ khai thác dầu trong đá móng nứt nẻ, trong đó có nhiều giải pháp đã được Việt Nam và nước ngoài cấp bằng phát minh/bằng độc quyền sáng chế. Với tổ hợp các giải pháp này, năng lượng tự nhiên của thân dầu được sử dụng triệt để, hiệu suất quét do bơm ép nước đạt giá trị cao nhất, hệ số thu hồi dầu cuối cùng cao nhất với chi phí phát triển mỏ thấp nhất.

Việc phát hiện và đưa vào khai thác thành công thân dầu trong đá móng granitoid nứt nẻ mỏ Bạch Hổ, bể Cửu Long, thêm lục địa Việt Nam đã làm thay đổi quan điểm tìm kiếm, thăm dò dầu khí truyền thống, hình thành quan điểm tìm kiếm, thăm dò dầu khí mới trong khu vực và trên thế giới. Tư duy này mở ra một hướng tìm kiếm, thăm dò dầu khí mới không chỉ ở bể Cửu Long mà còn ở các bể trầm tích khác của Việt Nam, bổ sung thêm vào lý thuyết hệ thống dầu khí, đóng góp rất quan trọng về cả lý thuyết và thực tiễn cho khoa học - công nghệ dầu khí thế giới.



NGHIÊN CỨU, PHÁT TRIỂN VÀ HOÀN THIỆN CÔNG NGHỆ THU GOM, XỬ LÝ, VẬN CHUYỂN DẦU THÔ TRONG ĐIỀU KIỆN ĐẶC THÙ CỦA CÁC MỎ LIÊN DOANH VIỆT - NGA "VIETSOVPETRO" VÀ CÁC MỎ KẾT NỐI TRÊN THỀM LỤC ĐỊA NAM VIỆT NAM

Cụm công trình "Nghiên cứu, phát triển và hoàn thiện công nghệ thu gom, xử lý, vận chuyển dầu thô trong điều kiện đặc thù của các mỏ Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và các mỏ kết nối trên thềm lục địa Nam Việt Nam" được trao tặng giải thưởng Hồ Chí Minh về khoa học và công nghệ. Đây là công trình nghiên cứu có hệ thống, đầy đủ về quá trình hình thành và phát triển hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu thô, trên cơ sở các đặc

thù và thách thức trong vận chuyển dầu ở các mỏ Bạch Hổ và Rồng bằng đường ống ngầm ngoài khơi.

Dầu khai thác ở mỏ Bạch Hổ và Rồng có hàm lượng paraffin, độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao, do đó khi được vận chuyển bằng đường ống không bọc cách nhiệt, sẽ gây ra hiện tượng lắng đọng paraffin và nguy cơ tắc nghẽn đường ống, có thể dẫn đến phải dừng khai thác.

Trên cơ sở đó, Vietsovpetro đã cải tiến, đổi mới và sáng tạo công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu thô nhiều paraffin bằng đường ống, áp dụng cho các mỏ Bạch Hổ và Rồng, khác biệt so với công nghệ truyền thống xử lý, vận chuyển dầu đang được sử dụng trên thế giới. Công nghệ này gồm tổ hợp các giải pháp như: Gia nhiệt kết hợp với sử dụng hóa phẩm để giảm nhiệt độ đông đặc; sử dụng condensate và khí hòa tan trong dầu để tăng độ linh động của chất lưu; tách khí sơ bộ để giảm xung động lưu lượng và áp suất trong đường ống; tận dụng địa nhiệt của giếng dầu để đáp ứng yêu cầu xử lý dầu bằng hóa phẩm.



Mô Bạch Hồ. Ảnh: Vietsovpetro

Vietsovpetro đã áp dụng các giải pháp công nghệ này linh hoạt tùy vào khu vực và thời kỳ khai thác mỏ, cho phép vận chuyển dầu thô có hàm lượng paraffin cao bằng đường ống ngầm an toàn, hiệu quả với chi phí thấp.

Nghiên cứu này đã giúp Vietsovpetro vận chuyển dầu thô bằng đường ống ngầm an toàn, đảm bảo hoạt động khai thác dầu khí liên tục, có hiệu quả; đồng thời giúp giảm chi phí xây dựng và vận hành khai thác, rút ngắn thời gian đưa mỏ vào khai thác, tạo điều kiện phát triển các mỏ nhỏ và cận biên bằng hình thức kết nối mỏ...



Giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05. Ảnh: PVN

NGHIÊN CỨU THIẾT KẾ CHI TIẾT VÀ ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ ĐỂ CHẾ TẠO, LẮP RÁP VÀ HẠ THỦY GIÀN KHOAN TỰ NÂNG Ở ĐỘ SÂU 90 M NƯỚC PHÙ HỢP VỚI ĐIỀU KIỆN VIỆT NAM

Công trình “Nghiên cứu thiết kế chi tiết và ứng dụng công nghệ để chế tạo, lắp ráp và hạ thủy giàn khoan tự nâng ở độ sâu 90 m nước phù hợp với điều kiện Việt Nam” được trao tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh về khoa học và công nghệ.

Công ty CP Chế tạo Giàn khoan Dầu khí (PV Shipyard) đã góp phần vào việc tăng tỷ lệ nội địa hóa của Dự án chế tạo giàn khoan Tam Đảo 05 lên 39% so với Dự án Tam Đảo 03 là 34,7%. Đồng thời, giảm thời gian làm việc của các chuyên gia nước ngoài từ khoảng 43.000 giờ (Tam Đảo 03) xuống còn 11.000 giờ (Tam Đảo 05). Bên cạnh đó, PV Shipyard đã rút ngắn thời gian thi công Dự án Tam Đảo 05 xuống 32 tháng, dù khối lượng chế tạo gấp 1,5 lần so với khối lượng chế tạo của Dự án Tam Đảo 03. Ngay từ dự án đầu tiên chế tạo

giàn khoan Tam Đảo 03, đội ngũ cán bộ kỹ sư Việt Nam đã đảm trách thiết kế chi tiết (thiết kế kỹ thuật) và thiết kế thi công, bên cạnh đó PV Shipyard còn đảm nhiệm toàn bộ công tác chế tạo, lắp đặt, tổ hợp giàn khoan Tam Đảo 03 và Tam Đảo 05.

Giàn khoan tự nâng Tam Đảo 03 có khối lượng kết cấu và thiết bị trên 12.000 tấn, có thể hoạt động ở độ sâu nước biển đến 90m và có thể khoan sâu đến 6.100 m dưới đáy biển. Giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05 có tổng khối lượng 18.000 tấn, có thể hoạt động ở độ sâu nước biển đến 120 m.

Việc chế tạo thành công giàn khoan tự nâng lần đầu tiên đưa Việt Nam trở thành 1 trong 3 quốc gia tại châu Á và 1 trong 10 quốc gia trên thế giới làm chủ được công nghệ thiết kế, chế tạo giàn khoan tự nâng đạt tiêu chuẩn quốc tế.



Ễ chào cờ trên giàn xử lý trung tâm Hải Thạch. Ảnh: BIENDONG POC



Mỏ Đại Hùng. Ảnh: PVEP

TÌM KIẾM THĂM DÒ KHAI THÁC DẦU KHÍ

PVN tập trung triển khai công tác tận thăm dò - thăm lường xung quanh các khu vực đang khai thác nhằm duy trì và gia tăng sản lượng khai thác dầu khí; tận dụng cơ sở hạ tầng đảm bảo sớm đưa phát hiện vào phát triển và duy trì sản lượng khai thác; tích cực nghiên cứu và thăm dò các bể trầm tích mới, các dạng năng lượng mới/hydrocarbon phi truyền thống (khí than, khí nông, khí đá phiến sét, khí hydrate...) để bổ sung trữ lượng khai thác dầu khí. Khai thác có hiệu quả các mỏ hiện có; phát triển và đưa các mỏ, các phát hiện dầu khí vào khai thác một cách hợp lý và hiệu quả để sử dụng tài nguyên dầu khí trong nước lâu dài...



Mỏ Sư Tử Vàng. Ảnh: PVEP



Mỏ Rồng Đông. Ảnh: PVEP



Mô Bạch Hổ. Ảnh: VSP



Mô Nerets, Liên bang Nga. Ảnh: PVN



Mô Bir Seba, Algeria. Ảnh: Võ Hoàng Long



Giếng khoan Kèn Bầu 2X, Lô 114, bể Sóng Hồng được giàn khoan SAGA thi công. Ảnh: Trương Hoài Nam



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



Nhà máy xử lý khí Đình Cố. Ảnh: PV GAS

CÔNG NGHIỆP KHÍ

PVN tập trung phát triển công nghiệp khí hoàn chỉnh, đồng bộ từ khai thác - thu gom/nhập khẩu - vận chuyển - chế biến - tồn trữ - phân phối khí và các sản phẩm khí; đảm bảo thu gom tối đa sản lượng khí của các lô/mỏ khai thác tại Việt Nam. Đa dạng hóa các sản phẩm từ khí, phát triển lĩnh vực hóa dầu từ khí, tăng cường đầu tư chế biến sâu khí tự nhiên để nâng cao giá trị gia tăng sản phẩm khí, ưu tiên sử dụng nguồn khí giá rẻ trong nước để phát triển các dự án hóa dầu. PVN đặt mục tiêu phát triển thị trường khí (bao gồm khí tự nhiên khai thác trong nước và nhập khẩu LNG) với quy mô đạt 9,2 - 34,5 tỷ m³/năm trong giai đoạn 2021 - 2030; 43,3 - 49 tỷ m³/năm trong giai đoạn 2030 - 2045.



Kho lạnh LPG Thị Vải. Ảnh: PV GAS



Kho cảng PV GAS Vũng Tàu. Ảnh: PV GAS



Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn. Ảnh: PV GAS



Trung tâm phân phối khí Tiên Hải. Ảnh: PV GAS



Trung tâm phân phối khí Cà Mau. Ảnh: PV GAS

CHẾ BIẾN, TỒN TRỮ VÀ PHÂN PHỐI SẢN PHẨM DẦU KHÍ

PVN đẩy mạnh việc tích hợp, tổ hợp lọc - hóa dầu với các nguồn khí tự nhiên nhằm nâng cao hiệu quả công trình, dự án đã đầu tư và phát triển các dự án mới cả về quy mô, mức độ chế biến sâu, có sức cạnh tranh trong khu vực và quốc tế. Tập trung phát triển lĩnh vực hóa dầu (bao gồm cả hóa dầu từ khí), hóa chất để nâng cao giá trị gia tăng sản phẩm dầu khí, tạo ra các nguyên, nhiên liệu, vật liệu để phục vụ tối đa nhu cầu sản xuất công nghiệp trong nước, hướng tới xuất khẩu. Phần đầu tỷ lệ hóa dầu đạt khoảng 20%, đáp ứng khoảng 70% nhu cầu nhiên liệu trong nước; trên 70% nhu cầu phân đạm trong nước, xuất khẩu phân đạm ra thị trường nước ngoài.



Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn. Ảnh: NSRFP



Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: PVCFC



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR



Nhà máy Polypropylene Dung Quất. Ảnh: BSR

CÔNG NGHIỆP ĐIỆN

PVN tập trung vận hành an toàn, ổn định, có hiệu quả các nhà máy điện góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia; ưu tiên phát triển nhiệt điện khí sử dụng nguồn khí thiên nhiên khai thác trong nước kết hợp với nguồn LNG nhập khẩu và tích hợp phát triển năng lượng tái tạo trong chuỗi cung ứng của PVN. Tổng công suất các nguồn điện của PVN: Giai đoạn 2021 - 2030 phấn đấu đạt 8.000 - 14.000 MW, trong đó công suất từ nguồn năng lượng tái tạo chiếm từ 5 - 10% tổng công suất của PVN; Giai đoạn 2031 - 2045 phấn đấu đáp ứng 8 - 10% tổng công suất lắp đặt hệ thống điện Việt Nam, trong đó công suất từ nguồn năng lượng tái tạo chiếm khoảng 10 - 20% tổng công suất của PVN.



Nhà máy Điện Cà Mau 2. Ảnh: PV Power





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



Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1. Ảnh: TTXVN



Nhà máy Điện Cà Mau 1. Ảnh: PVN



Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1. Ảnh: PV Power



Nhà máy Thủy điện Hủa Na. Ảnh: PV Power

DỊCH VỤ DẦU KHÍ

PVN tập trung đầu tư trang thiết bị, công nghệ hiện đại để nâng cao khả năng cạnh tranh, đảm bảo chủ động thực hiện các dịch vụ phục vụ/hỗ trợ cho các lĩnh vực kinh doanh chính của PVN, các dự án đầu tư trong ngành dầu khí và mở rộng dịch vụ dầu khí ra nước ngoài. Phấn đấu đến năm 2025, đáp ứng khoảng 60 - 65% thị phần cung cấp dịch vụ trong nước gồm: dịch vụ hỗ trợ E&P, dịch vụ hỗ trợ điện gió ngoài khơi, dịch vụ hỗ trợ chế biến dầu khí, dịch vụ hỗ trợ lĩnh vực điện, dịch vụ vận chuyển, tàng trữ, phân phối.



Giàn khoan PV Drilling V. Ảnh: PVD



Hạ thủy khối thượng tầng BK-19. Ảnh: VSP



Giàn khoan tự nâng PV Drilling I. Ảnh: PVD



Tàu thu nổ địa chấn Binh Minh 02. Ảnh: PTSC



Tàu FPSO Ruby II. Ảnh: PTSC

TÌM KIẾM, THĂM DÒ VÀ PHÁT HIỆN DẦU TRONG ĐÁ MÓNG MỎ BẠCH HỔ: TƯ LIỆU, SỰ KIỆN VÀ BÀI HỌC KINH NGHIỆM

Trần Văn Hối, Nguyễn Văn Đức, Phạm Xuân Sơn

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro"

Email: sonpx@vietsov.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.11-01>

Tóm tắt

Trong chặng đường phát triển, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro" đã trải qua nhiều cột mốc lịch sử nhưng có thể khẳng định rằng, sự kiện phát hiện dòng dầu công nghiệp lần đầu tiên từ tầng đá móng granite nứt nẻ - phong hóa tại giếng khoan tìm kiếm - thăm dò BH-6 (ngày 11/5/1987) chính là cột mốc quan trọng nhất trong suốt quá trình hoạt động 40 năm qua (1981 - 2021).

Từ việc tìm được dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ, Vietsovetro đã liên tiếp phát hiện dòng dầu công nghiệp ở các mỏ khác trên vùng hoạt động của mình như: Đông Bắc Rồng (1991), Đông Nam Rồng (1995), Nam Rồng (2005), Nam Trung tâm Rồng (2006)... Đến đầu năm 2018, trữ lượng dầu mức 2P (P1+P2) từ đá móng chiếm đến 74% tổng trữ lượng cân đối hiện có của Vietsovetro. Tính đến 1/10/2021, tổng lượng dầu khai thác từ đá móng là 235 triệu m³ (195 triệu tấn), chiếm đến 86% tổng sản lượng dầu đã khai thác của Vietsovetro.

Từ thành công và kinh nghiệm của Vietsovetro, nhiều công ty dầu khí trong và ngoài nước (PVEP, JVPC, Talisman, Petronas...) đã tìm và phát hiện được dầu khí từ đá móng và đưa các mỏ vào khai thác (Rạng Đông, Sư Tử Đen, Hồng Ngọc, Hải Sư Đen...), đồng thời tạo sức hút mạnh mẽ đối với các nhà đầu tư trong và ngoài nước, đóng góp quan trọng cho sự phát triển nhanh chóng của ngành Dầu khí Việt Nam còn rất non trẻ.

Những điều trên cho thấy sự cần thiết đầu tư để nghiên cứu, đúc rút các tài liệu, những kinh nghiệm đã thu nhận được từ cả thành công và thất bại trong quá trình thăm dò đối tượng móng trong 40 năm qua, làm cơ sở cho việc xác định đúng và hợp lý chiến lược phát triển tìm kiếm - thăm dò của Vietsovetro trong các thập niên tới với dự kiến sẽ có những biến động mạnh trên thị trường dầu khí, đi liền với quá trình cạn kiệt tài nguyên không tái tạo được trên phạm vi toàn thế giới.

Từ khóa: Đá móng, granite, nứt nẻ, mỏ Bạch Hổ.

1. Quá trình thăm dò và phát hiện dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ

Có rất nhiều vấn đề, sự kiện phức tạp liên quan đến quá trình tìm kiếm - thăm dò dầu khí từ đá móng mỏ Bạch Hổ không thể giải đáp nhanh chóng. Có thể khẳng định rằng, với sự nỗ lực không mệt mỏi của nhiều thế hệ dầu khí Việt Nam đã từng bước, từng bước làm sáng tỏ các câu hỏi liên quan đến sự kiện đặc biệt, chưa từng có tiền lệ này. Các sự kiện chính trong quá trình thăm dò và phát hiện dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ có thể tóm tắt như sau:

- Sự kiện 1: Giả thiết về khả năng tồn tại các trầm tích Mesozoic ở bên dưới sâu được các trầm tích Cenozoic phủ chồng gối lên được nhắc đến trong báo cáo nghiên cứu vết lộ vùng rìa [1]. Về triển vọng của các thành tạo trước Cenozoic, báo cáo "Cấu trúc địa chất và triển vọng dầu khí thêm lục địa phía Nam Việt Nam" của Công ty Dầu khí II năm 1981 [2] viết: "các khối nâng của tầng chứa Paleozoic, Mesozoic được các tầng sinh Cenozoic phủ lên là đối tượng tìm kiếm đáng được quan tâm";

- Sự kiện 2: Giếng khoan tìm kiếm đầu tiên của Vietsovetro là giếng BH-5, đặt ở phía Nam khối Trung tâm mỏ Bạch Hổ có độ sâu thiết kế 3.500 m, trong đó có 50 m khoan vào móng Mesozoic (Hình 1). Giếng khoan được thi công từ ngày 31/12/1983 đến 22/6/1984, kết thúc ở độ sâu 3.001 m nhưng chưa khoan vào trầm tích



Ngày nhận bài: 1/10/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 1/10 - 3/11/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 4/11/2021.

Oligocene và móng vì lý do kỹ thuật. Ngày 25/4/1984 tiến hành thử vỉa giếng khoan BH-5 qua bộ cần khoan (DST), từ tầng 23 Miocene đã thu được dòng dầu lưu lượng 26 m³/ngày lẫn với nước (5 m³/ngày). Đây là con số rất nhỏ so với những thông tin có được từ giếng khoan Bạch Hổ-1.

- Sự kiện 3: Giếng khoan tìm kiếm thứ hai - BH-4 được thiết kế khoan qua “móng âm học” là 400 m (theo thiết kế bề mặt “móng âm học” được dự báo sẽ gặp ở chiều sâu gần 3.100 m, chiều sâu thiết kế là 3.500 m).

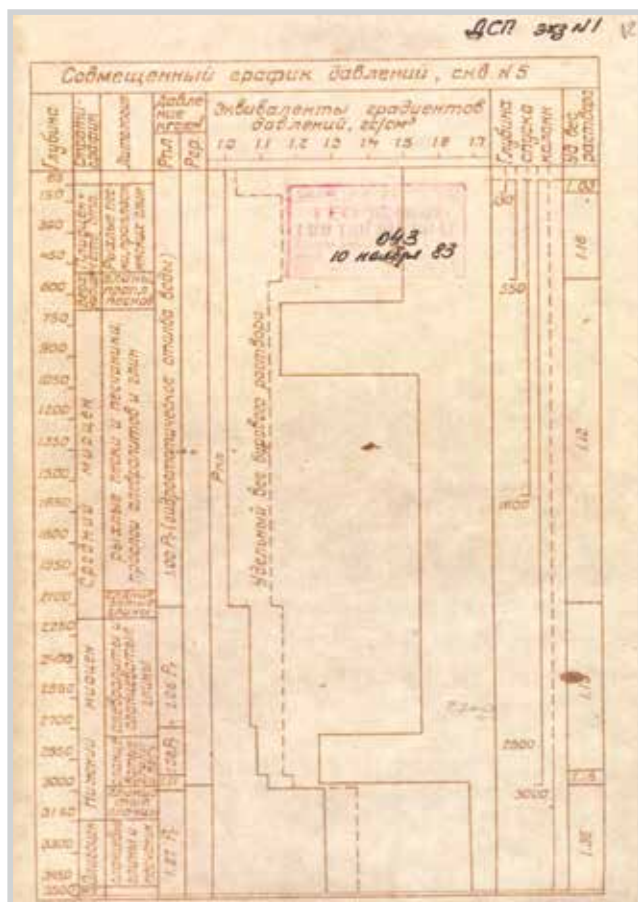
Theo kết quả khoan giếng, bề mặt “móng âm học” được dự báo trước khi khoan ở chiều sâu gần 3.100 m thực ra là tầng phản xạ địa chấn SH-10 - nóc tập Oligocene E. Từ độ sâu 3.100 m xuống đến đáy giếng khoan BH-4 (3.501 m) đã mở ra 9 tập vỉa cát kết chứa dầu thuộc Oligocene trên (với độ thường áp suất vỉa cao, gradient tương đương 1,6 - 1,65 g/cm³) và Oligocene dưới, tổng lưu lượng dầu khí thử vỉa đạt trên 900 m³/ngày. Như vậy giếng khoan BH-4 đã hoàn thành 2 nhiệm vụ, vừa phát hiện dầu trong Oligocene, vừa khoanh vùng được tầng dầu Miocene ở vòm Bắc của mỏ.

Từ kết quả của giếng khoan BH-4, các giếng khoan thăm dò về sau (BH-3, BH-1 và BH-6) đã điều chỉnh gia

tăng chiều sâu thiết kế để khoan qua bề mặt “móng âm học”.

- Sự kiện 4: Giếng khoan thăm dò BH-3 là giếng khoan đầu tiên cho thấy những dấu hiệu dầu khí trong móng phong hóa được khoan ở rìa Đông khối Trung tâm từ ngày 27/5/1985 với độ sâu thiết kế 3.700 m. Thực tế từ độ sâu 3.348 m (chiều sâu tuyệt đối -3.314 m) giếng đã khoan vào tập sét đáy và vỏ phong hóa móng dày 63 m. Mẫu lõi tổng cộng dài 41,7 m lấy ở chiều sâu 3.346 - 3.381 m và 3.400 - 3.404 m gồm chủ yếu là đá granite 2 mica bị phong hóa, có độ rỗng hở trung bình 13 %. Giếng khoan đã kết thúc ở độ sâu 3.411 m (chiều sâu tuyệt đối -3.377 m) sau 5 ngày xử lý phức tạp mất tuần hoàn dung dịch khoan ở đáy giếng bằng cách bơm 8 m³ chất trám nhét (tampon) với 30 m³ dung dịch đệm và giảm tỷ trọng dung dịch khoan từ 1,51 g/cm³ xuống 1,45 g/cm³. Cột ống chống lủng đường kính (φ)168 mm được thả và trám đến độ sâu 3.404 m, thử vỉa DST tập sét đáy - vỏ phong hóa ở khoảng chiều sâu 3.350 - 3.380 m chỉ thu được nước bắn và dung dịch khoan. Phần đáy giếng khoan (3.410 - 3.411 m) có nứt nẻ, mất dung dịch khoan đã bị tampon bịt kín, không được thử vỉa. Kết quả thử các vỉa tiếp theo ở phía trên cho thấy, đối tượng Oligocene có độ thấm - chứa kém, không có triển vọng, đối tượng Miocene cho dòng dầu công nghiệp từ tầng 23.

- Sự kiện 5: Giếng khoan thăm dò BH-1 cho thấy những dấu hiệu dầu khí rõ ràng hơn trong móng phong hóa: Với độ sâu thiết kế 3.800 m, dự kiến sẽ khoan qua mặt “móng âm học” khoảng 50 m, giếng khoan được khởi công ngày 25/5/1985 từ giàn MSP-1. Cuối tháng 12/1985, tới độ sâu 3.102 m giếng đã khoan qua tập sét kết (argillite) màu đen Oligocene trên và mở vào vỏ phong hóa móng, lập tức gặp phức tạp lớn mất 25 m³ dung dịch khoan với cường độ 10 - 20 m³/giờ; mất tuần hoàn dung dịch khoan xảy ra ở độ sâu 3.118 m. Cùng với việc mất dung dịch là hiện tượng sập lở argillite phủ trên nóc móng, thường xuyên gây nên các sự cố vướng, kẹt bộ dụng cụ khoan. Phức tạp được khắc phục sau khi chọn được đơn pha chế dung dịch tối ưu, cho phép vừa chống mất dung dịch vừa đưa vụn đá từ lòng đất lên bề mặt, làm sạch lòng giếng và đáy giếng để có thể khoan sâu tiếp. Với các dấu hiệu dầu khí ban đầu, đã tiến hành lấy mẫu lõi trong vỏ phong hóa granite ở chiều sâu 3.123 - 3.127 m, kết quả thấy rõ đới dập vỡ, nát vụn (milonite), trong các lỗ hổng và khe nứt có vết dầu. Thử vỉa qua cáp địa vật lý giếng khoan (thiết bị OPN-140) thu được dòng khí yếu tại độ sâu 3.116 m. Giếng được khoan tiếp và lấy mẫu lõi ở khoảng 3.128 - 3.135 m, thành phần là đá móng granite 2 mica nứt nẻ với



Hình 1. Biểu đồ dự báo áp suất vỉa trong giếng khoan tìm kiếm đầu tiên BH-5.

các biến đổi thứ sinh được mô tả tỉ mỉ trong nhật ký địa chất của giếng khoan (Hình 2).

Do còn có dấu hiệu dầu khí, ngày 6/1/1986 Vietsovpetro quyết định tiếp tục khoan và dự định lấy mẫu lõi ở đáy giếng trong khoảng 3.180 - 3.185 m. Tuy nhiên, khi khoan đến độ sâu 3.168 m, 3.174 m giếng lại tiếp tục mất dung dịch với cường độ 6 - 12 m³/giờ, được khống chế bằng bổ sung vỏ trấu và giảm tỷ trọng dung dịch. Giếng khoan kết thúc sớm ở độ sâu 3.178 m, thân trần trong móng dài 76 m được cách ly và bảo toàn tự nhiên bằng ống phin lọc ϕ 168 mm, treo tại nóc móng (3.104 - 3.123 m), nối tiếp lên cột ống chống khai thác ϕ 168 mm và chỉ trám xi măng từ cột ống khai thác trở lên.

Ngày 27/1/1986, thử DST vô phong hóa móng ở khoảng 3.103 - 3.162 m không thành công do vỏ trấu làm tắc bộ thử vỉa. Thời điểm đó không có công nghệ gọi dòng bằng ống mềm (coil tubing) hay gaslift, trong giếng được đặt cầu xi măng ngăn cách và chuyển lên thử các vỉa trầm tích. Trong số 6 đối tượng tiến hành thử vỉa, 2 đối tượng Oligocene trên không cho dòng, 3 đối tượng Miocene tiếp theo cho dòng nước vỉa, riêng từ tầng 23 Miocene nhận được dòng dầu lưu lượng 148 m³/ngày qua côn ϕ 10 mm. Đây là đối tượng sản xuất tấn dầu đầu tiên của Vietsovpetro khai thác thử - công nghiệp mỏ Bạch Hổ từ giếng khoan BH-1 bắt đầu vào ngày 26/6/1986.

Có thể khẳng định giếng khoan BH-1 từ giàn MSP-1 đã hoàn thành chức năng là giếng khoan khai thác dầu Miocene có nhiệm vụ thăm dò những tầng sâu, đặt viên gạch móng đầu tiên cho thông tin tin cậy về sự hiện diện của dầu trong tầng đá móng granite phong hóa - nứt nẻ qua hiện tượng mất dung dịch toàn phần, dị thường chỉ số khí, phát huỳnh quang từ mẫu vụn mùn khoan. Đặc biệt là việc thử vỉa qua cấp địa vật lý giếng khoan (thiết bị OPN-140) thu được dòng khí yếu tại độ sâu 3.116 m.

- Sự kiện 6: Thời điểm lịch sử, ngày 11/5/1987 chính thức phát hiện dòng dầu công nghiệp từ tầng đá móng granite phong hóa - nứt nẻ ở giếng khoan tìm kiếm - thăm dò BH-6: Giếng khoan khởi công ngày 16/8/1986, được đặt cách giếng khoan BH-1 3 km về phía Đông Bắc, cách giếng khoan BH-4 3 km về phía Nam, tại yên ngựa giữa vòm Trung tâm và vòm Bắc Bạch Hổ với độ sâu thiết kế 3.700 m (Hình 3).

Giếng BH-6 có nhiệm vụ thăm dò toàn bộ lát cắt trầm tích Oligocene - Miocene và kiểm tra thông tin của giếng khoan BH-1 liên quan đến vô phong hóa. Khi khoan đến độ sâu 3.510 m bị mất dung dịch khoan với cường độ mạnh 35 m³/giờ, tương tự như đã xảy ra ở giếng khoan

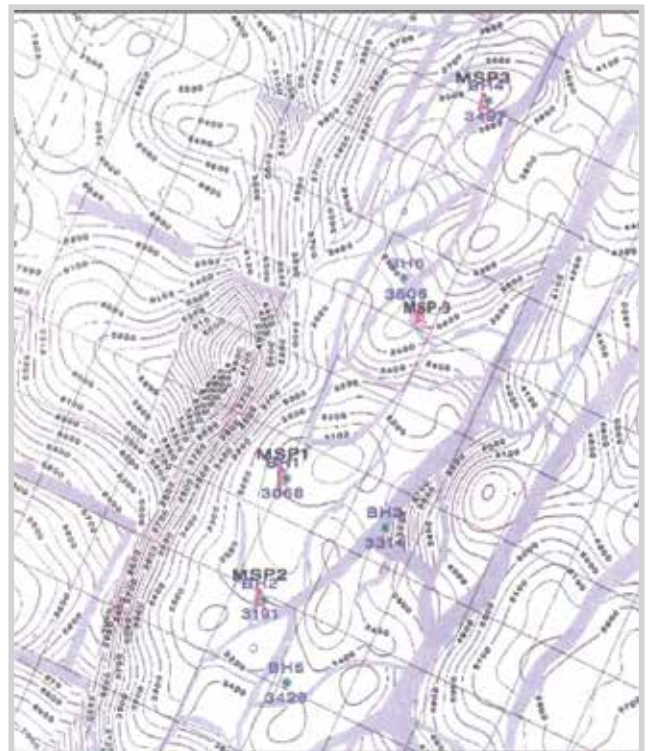
GK 1 - MCH1

Phong hóa 20' d

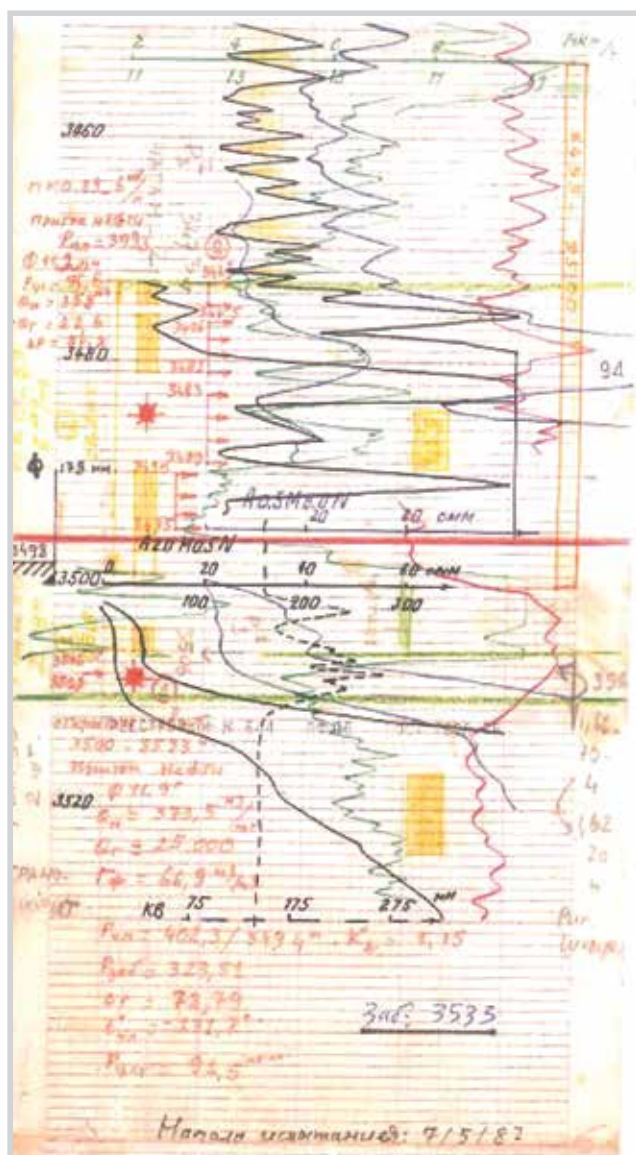
ĐỘ SÂU KHOAN ATA, Đ. P. - M	KHOẢNG KHOAN ИНТЕРВАЛ, Д. P. - M	LẤY MẪU ЛОТ-ВАНС СЕРИЯ, M	MÔ TẢ ĐẤT VÁ - ОПИСАНИЕ ПОРОД
			микрозернистый. Алеврит серый с включениями зерен пирита.
	3034-3104		Песок серый, мелко-серая, вязкая. Аргиллы мелко-серой до серого.
	3104-3123		Породы коры выветривания по-видимому фаниты, светло-серые. Вскры кристаллы кварца, пологого шата, гелиицы слюды, кристаллы пирита.
12.85	3123-3127	2,55	КЕРН: кора выветривания - фаниты, аналогичны вышеописанным. В склоне, скате заложены нефти, сильно трещиноватые. В большинстве случаев трещины пересечены. На стенах трещины наблюдаются увеличения количества темноватых и м. карбонатов. Наблюдается кристаллы нефти.
01.86	3128-3135	2,5	Обоими разлитой фанит и разлитой пород коры выветривания. Стенки выветривания этих пород были гели в интервале 3123-3129 м выветривания. В том же породе состоит как бы из зерен размером 2,0-5,0 мм, сублимифицированных, по-видимому гелиице-алевритистичный материал с коричневыми оттенками. Микроалиты состав зерен - кварц, цитраты, пологой шата и плагиоклаз в небольшом количестве. В некоторых граниты крепкие, мелкозернистые, светло-серого, темно-серого цвета. Отделенные обломки слабо полиметаморфизированы.
2.01.86	3135-3178		

Рис 1

Hình 2. Mô tả mẫu lõi giếng khoan BH-1 - cấu tạo Bạch Hổ.

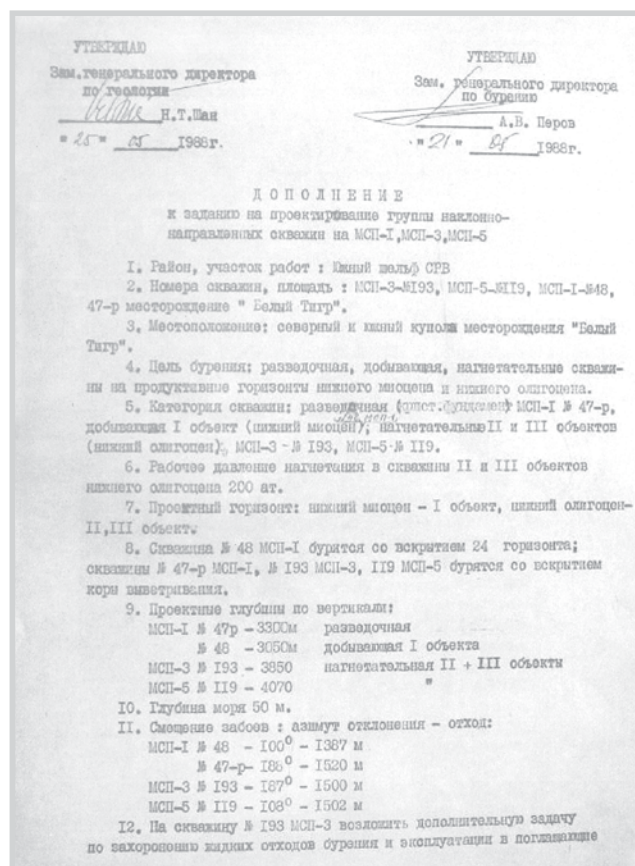


Hình 3. Vị trí các giếng khoan tìm kiếm - thăm dò đầu tiên trên mỏ Bạch Hổ.



Hình 4. Tài liệu giếng khoan tìm kiếm - thăm dò BH-4.

BH-3 và BH-1. Để khôi phục tuần hoàn dung dịch, đã bơm vào giếng liên tiếp 2 đợt tampon với khối lượng 15 m³ và 30 m³, tổng cộng đã mất 135 m³ dung dịch khoan vào đáy giếng. Sau khi trám cột ống chống lừng $\phi 178$ mm đến độ sâu 3.501 m, giếng được khoan tiếp bằng dung dịch tỷ trọng 1,27 g/cm³ đến độ sâu cuối cùng 3.533 m. Mẫu lõi thu được ở khoảng 3.520 - 3.522 m là granite 2 mica, bị nứt nẻ ngậm dầu, đôi chỗ lấp đầy calcite, độ rỗng hiệu dụng 1,7 - 2,69%. Theo tài liệu địa vật lý giếng khoan, giếng đã khoan vào đá móng 25 m (từ 3.508 đến 3.533 m). Ngày 7/5/1987, đã tiến hành thử toàn bộ thân trần (từ 3.401 đến 3.533 m) sau khi nổ mìn (torpedo). Sau 3 lần thử không thành công vì lý do kỹ thuật, trong lần thử thứ 4 vào ngày 11/5/1987, giếng cho dòng dầu phun mạnh từ vỏ phong hóa móng với lưu lượng 477 m³/ngày, khí 32 nghìn m³/ngày. Thử vỉa trầm tích Oligocene dưới sau đó cũng nhận



Hình 5. Nhiệm vụ giếng khoan BH-47r

được dòng dầu tự phun; đối tượng Miocene cho dòng nước vỉa.

Có ý kiến cho rằng, dòng dầu thu được khi thử vỉa vỏ phong hóa móng phun ra "từ các vỉa chứa nằm bên trên do hở vành xi măng sau cột ống chống vì bị tác động nổ mìn" [3]. Trên thực tế, các vỉa chứa dầu Oligocene nằm ngăn cách với vỏ phong hóa móng bằng tập sét kết dày 15 m (Hình 4).

Như vậy, ngày 11/5/1987 là thời điểm lịch sử Vietsovpetro chính thức phát hiện dòng dầu công nghiệp từ tầng đá móng granite phong hóa - nứt nẻ. Giếng khoan BH-6 cũng cho lời giải đáp đối với các nghi vấn liên quan đến các biểu hiện dầu khí rất rõ ràng và kết quả thử vỉa không cho dòng ở giếng khoan BH-1. Điều đáng lưu ý, đây là sự kiện chưa có tiền lệ ở các quốc gia đã và đang là cường quốc dầu mỏ như Myanmar, Indonesia, Trung Quốc, Liên bang Nga với sự phát triển dầu khí đi trước Việt Nam trên 100 năm, là thực tiễn xác minh nhận định về triển vọng dầu khí trước Cenozoic mà Báo cáo tổng kết giai đoạn nghiên cứu khu vực năm 1976 - 1980 [2] đã đề cập.

- Sự kiện 7: Giếng khoan thăm dò dự kiến BH-47r và thử vỉa lại móng phong hóa ở giếng khoan đang khai thác BH-1: Sau phát hiện dầu ở móng phong hóa năm 1987,

"Согласовано"
Зам. генерального директора
ОП "Вьетсовпетро" по бурению
А.В. Перов
"07" 08 1988г.

"Утверждаю"
Главный инженер
ОП "Вьетсовпетро"
В.А. Жук
"07" 08 1988г.

Командир БД
А.Н. Биксеров
"1" августа 1988г.

Зам. генерального директора
ОП "Вьетсовпетро" по геологии
Н.Т. Бас
"30" июля 1988г.

ПЛАН РАБОТ
по испытанию скважинной коры изверженных
фундаментов в скважине № 103-1.

1. Задача по скважине
1. Исследовать скважину № 103 на глубину 3123 м.
В интервале 3092-3123 м. обследовать фактосы.

2. В скважине испытать 8 объектов в скважинной коре изверженных фундаментов, скважина в скважине № 103. Из скважины № 23-го горизонта получена нефть, в 24-го горизонта - настоящая вода. По остальным объектам притока не получено. При испытании первых трех объектов были замечены признаки дегазации, что ставит под сомнение достоверность результатов испытаний.

22. При отступлении притока произвести компрессирование, закидку газа и нефти.

23. По результатам испытаний скважина передается в эксплуатацию или производится работа по утилизации цементных нисов в соответствии с требованиями охраны недр и персонала, не на эксплуатацию скважины до конца по 23-му горизонту, по действующему плану работ.

Hình 6. Kế hoạch thử vỉa lại móng phong hóa ở giếng khoan BH-1.

Vietsovpetro tập trung nỗ lực vừa khai thác dầu Oligocene ở khu vực ưu tiên vòm Bắc Bạch Hổ, vừa kết hợp thăm dò - thăm lượng với khai thác thân dầu trong đá móng bằng những giếng thăm dò và khai thác sớm trong đó có việc dự kiến khoan giếng thăm dò BH-47r sâu vào móng gần 200 m (chiều sâu thẳng đứng theo thiết kế là 3.300 m - Hình 5).

Trong lúc chờ vật tư để thi công giếng thăm dò BH-47r, Ban lãnh đạo Cục khoan Biển đề xuất sửa chữa lớn và thử vỉa lại đối tượng móng ở giếng khoan BH-1 giàn MSP-1. Nếu thành công, sẽ giải quyết một phần nhiệm vụ của giếng khoan BH-47r.

Mặc dù biết rằng đây là một công việc phức tạp: phải khoan hết 4 cầu xi măng đã đổ để ngăn cách các đối tượng thử vỉa ở phía trên, chụp và kéo lên khỏi đáy giếng các vỏ súng bắn mìn PK-105 đã để lại trong giếng khi bắn mìn, không loại trừ rủi ro không thành công, đề xuất đã được sự nhất trí cao của các đơn vị, phòng ban liên quan, đặc biệt là Ban Tổng giám đốc Vietsovpetro.

Một kế hoạch chi tiết, rõ ràng và có cơ sở khoa học (Hình 6) gồm 23 mục đã được lập, phê chuẩn và thực hiện, trong đó đặc biệt cần nhấn mạnh:

- Mục 8: "Kết quả thử vỉa trước đây tạo ra nghi vấn là vỉa đã bị bít bởi vỏ trấu, tạo ra nghi ngờ về độ tin cậy đối với kết quả thử vỉa";

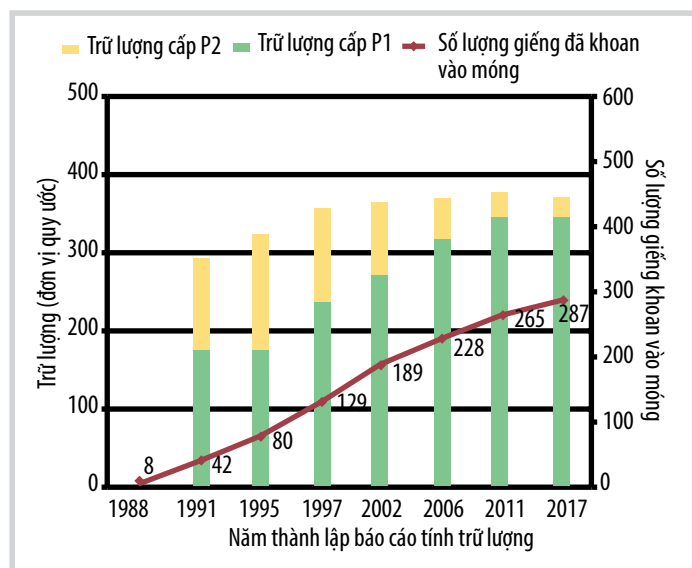
- Mục 10: "Khoan hết 4 cầu xi măng đã đặt trước đây, chụp và kéo lên toàn bộ vỏ súng bắn mìn PK-105 đã để lại trong lòng giếng";

- Mục 23: "Trường hợp kết quả âm sẽ tiến hành đặt lại cầu xi măng theo đúng yêu cầu về bảo vệ lòng giếng và đưa trở lại khai thác tầng 23 - Miocene dưới".

Kết quả nhận được thật khả quan, ngày 5/9/1988 trong quá trình doa và bơm rửa phần thân trần trong móng đến chiều sâu 3.144 m, giếng cho dòng dầu tự phun rất mạnh. Giếng BH-1 đã được chuyển ngay vào khai thác thử - công nghiệp theo "Biên bản đưa vào khai thác tầng sản phẩm vỏ phong hóa móng tại giếng số 1 MSP-1" với lưu lượng dầu 490 m³/ngày, khai thác tạm thời qua bộ cần khoan 89 mm. Kết quả thử lại vỏ phong hóa móng tại giếng BH-1 đã xóa đi nghi ngờ trước đó và xác nhận dòng dầu thu được ở giếng BH-6 đích thực là từ móng granite phong hóa - nứt nẻ. Riêng đề xuất và quyết định ưu tiên thử vỉa lại giếng khoan BH-1 trước khi khoan giếng thăm dò BH-47r đã đem lại hiệu quả kinh tế cao, đẩy nhanh tiến độ bắt đầu khai thác từ tầng móng sớm hơn so với dự kiến khoảng 4 tháng; việc đưa tầng dầu móng vào khai thác thử công nghiệp kể từ khi có phát hiện rất khẩn trương, chỉ có 16 tháng.

- Sự kiện 8: Giếng khoan 402 và lời đáp cho câu hỏi "Dầu chỉ có ở lớp phong hóa hay ở sâu trong móng?"

Việc phát hiện ra dầu ở lớp phong hóa của giếng khoan BH-6 và đưa vào khai thác ở giếng khoan BH-1 đã đặt ra câu hỏi: dầu chỉ có ở lớp phong hóa hay ở sâu trong móng? Nếu chỉ ở lớp phong hóa thì quy mô sẽ nhỏ hơn và phụ thuộc vào chiều dày của lớp phong hóa. Để trả lời cho câu hỏi này Vietsovpetro đã quyết định khoan sâu vào móng. Một trong giếng khoan qua vỏ phong hóa và móng sâu nhất ở giai đoạn đầu là giếng 402 ở BK-2 (năm 1989), khoan vào móng 423 m theo chiều sâu tuyệt đối. Mẫu lõi được lấy lên ở khoảng sâu và 3841,4 - 3845,8 m (sâu hơn mặt móng 365 m) chủ yếu là granite biotite, đôi chỗ là granite 2 mica, toàn bộ có vết dầu, phần trên bị dập vỡ, nát vụn, ngậm dầu, phần dưới ít dập vỡ hơn, bị một số khe nứt rộng gần 1,5 mm cắt qua. Ở phần dưới cùng mẫu lõi khoảng độ sâu 3844,55 - 3845,8 m gặp đới dập vỡ granite gồm những cục đá dăm nhỏ hơn 5 cm. Kết quả khoan giếng cho thấy ở gần đáy giếng khoan (3.904 m - chiều sâu tuyệt đối - 3.650 m, sâu hơn mặt móng hơn 400 m) đá móng bị dập vỡ, nứt nẻ mạnh tác động bởi các hoạt động kiến tạo đứt gãy tạo nên



Hình 7. So sánh trữ lượng thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ.

độ rỗng và độ thấm thứ sinh chủ yếu của tầng chứa. Kết quả thử vỉa cho dòng dầu lưu lượng 1.020 m³/ngày.

Kết quả khoan và thử vỉa ở giếng khoan 402 và một số giếng khoan khác sau đó đã khẳng định móng mỏ Bạch Hổ không chỉ chứa dầu trong lớp phong hóa mà còn ở sâu trong móng “tươi”. Điều đó chứng tỏ quy mô của thân dầu sẽ rất lớn. Mặt khác, sự có mặt của đới dập vỡ, nứt nẻ thứ sinh sâu trong khối đá móng là bằng chứng rõ nhất về vai trò của các hoạt động kiến tạo trong việc hình thành đá chứa trong móng trước Cenozoic. Mô hình địa chất mới về tầng móng nứt nẻ thay cho mô hình phong hóa được Hội đồng Kỹ thuật - Kinh tế Vietsovpetro ghi nhận vào ngày 9/7/1990.

- Các sự kiện tiếp theo: Công việc thăm dò, thăm dò mở rộng và thẩm lượng sau khi phát hiện dầu trong đá móng, được Vietsovpetro thực hiện bởi 2 nhóm giếng khoan: các giếng khoan thăm dò độc lập và các giếng thẩm lượng - khai thác sớm. Các giếng khoan ở giai đoạn tiếp theo được thiết kế khoan sâu hơn vào móng. Ví dụ ở khối Trung tâm: Giếng khoan 458 có biểu hiện dầu khí và mất dung dịch tại chiều sâu tuyệt đối -4.742 m được khoan vào năm 1998; giếng khoan 484 (năm 1999) gặp hiện tượng tương tự ở chiều sâu tuyệt đối -4.857 m; sau đó, vào năm 2003, giếng khoan 9007 gặp biểu hiện dầu khí tại chiều sâu tuyệt đối trên 4.900 m. Ở các khối phía Bắc có giếng khoan 140 gặp dầu ở chiều sâu tuyệt đối -4.657 m; giếng khoan BH-19 (năm 2009) có biểu hiện dầu khí đến chiều sâu tuyệt đối -4.861 m, thử vỉa cho dòng đến chiều sâu tuyệt đối -4.801 m. Hình 7 cho thấy số lượng các giếng khoan vào móng và thay đổi trữ lượng thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ. Từ sự thay đổi con số trữ lượng tại chỗ qua các lần cập nhật cho thấy đến năm 1997 (đúng 10 năm sau khi phát hiện dầu trong móng) về cơ bản đã khoan thăm dò trên toàn bộ khối nâng

móng Bạch Hổ. Từ năm 1998 về sau, các giếng khoan chủ yếu thăm dò mở rộng ra vùng rìa và thẩm lượng, nâng cấp trữ lượng.

Từ những tư liệu và sự kiện trên có thể khẳng định rằng, việc phát hiện ra thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ hoàn toàn không phải là sự tình cờ, ngẫu nhiên mà là kết quả của một quá trình nghiên cứu trăn trở lâu dài, phát triển tư duy liên tục của tập thể lao động quốc tế Vietsovpetro; là quá trình đánh giá, nhận định và ra quyết định có cơ sở khoa học và thực tiễn cao, từ các ý tưởng địa chất ban đầu đến công tác nghiên cứu, đánh giá và hiện thực hóa các ý tưởng bằng các quyết định khoan tìm kiếm, thăm dò, thử vỉa và khai thác thử thân dầu:

- Giả thiết về khả năng tồn tại các thân dầu ở bên dưới sâu được các trầm tích Cenozoic phủ chồng gối lên đã có từ năm 1980, lúc đánh giá tiềm năng, lập cơ sở cho việc thành lập Vietsovpetro;

- Trong thiết kế những giếng khoan tìm kiếm đầu tiên (BH-5, BH-4, BH-3) đã có kế hoạch khoan qua “móng âm học” từ 50 đến 400 m;

- Khi có những biểu hiện dầu khí đầu tiên ở móng (BH-3) và biểu hiện rõ ràng ở (BH-1), Vietsovpetro đã đưa công tác thăm dò dầu trong đá móng là nhiệm vụ ưu tiên quan trọng trong chương trình công tác hàng năm và kế hoạch dài hạn;

- Khi có những biểu hiện dầu khí ở khoan giếng BH-6, việc thử vỉa ở khoảng chiều sâu mở móng được ưu tiên hàng đầu và bàn bạc kỹ lưỡng phương pháp mở vỉa, gọi dòng. Rút kinh nghiệm từ kết quả giếng khoan BH-1 trước đó có kết quả không tốt do bị lấp nhét bởi tampon, vỡ trấu trong quá trình chống mất dung dịch, đã dùng mìn phá (torpedo) để mở vỉa và cho kết quả tốt;

- Sau phát hiện dầu ở móng phong hóa ở giếng khoan BH-6, Vietsovpetro tập trung nỗ lực vừa khai thác dầu Oligocene ở khu vực ưu tiên vòm Bắc Bạch Hổ, vừa kết hợp thăm dò - thẩm lượng với khai thác thân dầu trong đá móng. Trong đó việc quyết định thử lại giếng khoan BH-1 không những đã khẳng định tiềm năng to lớn của dầu trong đá móng mà còn sớm đưa thân dầu này vào khai thác, đem lại hiệu quả kinh tế cao;

- Từ việc phát hiện dầu ở móng phong hóa ở giếng khoan BH-6, Vietsovpetro đã tiếp tục khoan sâu vào móng, mở rộng diện tích thăm dò, tăng quy

mô trữ lượng của thân dầu cho thấy sự đầu tư nghiên cứu, phát triển tư duy liên tục trong quá trình thăm dò và thẩm lượng mỏ.

2. Các bài học kinh nghiệm

Tăng dầu có sản lượng cao trong móng nút nẻ - hang hốc mỏ Bạch Hổ của Vietsovpetro được đưa vào khai thác hơn 33 năm. Chuỗi công tác từ nghiên cứu khu vực, tìm kiếm - thăm dò, phát hiện, đến thẩm lượng mỏ có thời gian hơn 10 năm, nhưng 10 năm đó là cả quá trình đầu tư nghiên cứu khoa học miệt mài của tập thể những người địa chất thăm dò dầu khí để có khởi sự này. Nhìn nhận lại toàn bộ quá trình tìm kiếm - thăm dò - phát hiện - thẩm lượng thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ có thể rút ra các bài học kinh nghiệm sau:

- Công tác nghiên cứu khảo sát khu vực là bước khởi đầu quan trọng để định hướng tìm kiếm thăm dò dầu khí. Trước khi bước vào tìm kiếm thăm dò mỏ Bạch Hổ Vietsovpetro đã tham khảo những công trình nghiên cứu tổng hợp đúc rút về tình hình thăm dò khai thác dầu khí ở Đông Nam Á, về cấu trúc địa chất vùng rìa bể trầm tích Cửu Long, về công tác khoan (18 giếng khoan) thăm dò dầu khí đã tiến hành trên thềm lục địa Nam Việt Nam trước đó. Chính từ những đầu tư nghiên cứu kể trên mà các nhà địa chất dầu khí Việt Nam (sau này là lực lượng nòng cốt của Vietsovpetro) trong lúc đánh giá tiềm năng, lập cơ sở cho việc thành lập Vietsovpetro đã đưa ra giả thiết về khả năng tồn tại các thân dầu ở bên dưới sâu được các trầm tích Cenozoic phủ lên.

- Công tác địa vật lý thăm dò được chú trọng hàng đầu từ chất lượng thu nổ địa chấn 3D đến xử lý và minh giải tài liệu. Minh giải là khâu cuối cùng nhưng rất quan trọng, nhất là đối với những đối tượng phức tạp có góc dốc và độ sâu lớn, có biến thiên tốc độ lớn, kết quả minh giải sẽ cho mô hình tốc độ thích hợp để xử lý tài liệu theo những chương trình đặc biệt. Ngoài minh giải cấu trúc, dự báo bất đồng nhất trong móng theo các thuộc tính địa chấn được Vietsovpetro ứng dụng từ những ngày đầu có tài liệu địa chấn 3D. Việc minh giải thuộc tính địa chấn cần được quan tâm, hoàn thiện, đánh giá thực tế và thực nghiệm trên mô hình địa chất - địa chấn để phát triển tiếp. Hiện nay đã có nhiều công nghệ hiện đại mới như 3D/4C-OBC mà Vietsovpetro đã triển khai. Đừng ngại chi phí cho địa vật lý thăm dò, với tài liệu địa chấn “mù mờ”, dễ mất chi phí nhiều giếng khoan khô. Địa chấn 3D sẽ phát huy tác dụng và hiệu quả nếu được tiến hành trước khi khoan giếng tìm kiếm - thăm dò đầu tiên ở những cấu tạo có cấu trúc địa chất phức tạp.

- Trong công tác tìm kiếm thăm dò - dầu khí cần có sự sáng tạo, mạnh dạn đột phá trong tư duy về đối tượng thăm dò: Bài học này thể hiện rõ nhất trong quyết định khoan giếng BH-4 ở vòm Bắc. Tại thời điểm lập cơ sở địa chất, phần lớn các chuyên gia địa chất cho rằng khó có khả năng tìm thấy các tích tụ dầu khí bên dưới tập sét D. Trong khi đó, nóc của tập D ở vị trí giếng khoan được xác định ở chiều sâu tuyệt đối -2.980 m và “mặt móng âm học” dự kiến tại độ sâu 3.100 m nhưng Vietsovpetro đã quyết định khoan đến độ sâu 3.500 m, xuyên qua tập D và “mặt móng âm học” hơn 400 m. Quyết định rất táo bạo và có ý đồ rõ ràng: tìm kiếm, đánh giá tiềm năng trầm tích tuổi Oligocene và các thành tạo Cenozoic. Kết quả giếng khoan BH-4 như đã nêu ở trên là “mặt móng âm học” trên tài liệu địa chấn lúc đó thực chất là nóc tập E và giếng khoan đã mở ra hàng loạt thân dầu mới trong tập E. Chính sự thành công của sự mạnh dạn đột phá trong tư duy về đối tượng thăm dò ở giếng khoan BH-4 đã làm thay đổi đáng kể chiến lược thăm dò của Vietsovpetro tại thời điểm đó: tăng chiều sâu thiết kế các giếng khoan tìm kiếm - thăm dò về sau để khoan qua “mặt móng âm học”.

- Trong công tác tìm kiếm thăm dò - dầu khí cần có sự kiên trì đầu tư nghiên cứu tỉ mỉ, kiên trì tìm ra giải pháp khi thất bại: Dòng dầu công nghiệp trong đá móng không tìm ra ngay ở giếng khoan đầu tiên vào móng mà là kết quả của quá trình theo đuổi kiên trì của các nhà địa chất: từ giếng khoan BH-3 có những biểu hiện dầu khí trong quá trình khoan vào móng phong hóa (hiện tượng mất dung dịch, hàm lượng khí tăng) đến biểu hiện rõ ràng hơn ở giếng khoan BH-1 (thử vỉa qua cáp địa vật lý giếng khoan thu được dòng khí yếu), Vietsovpetro đã kiên trì theo đuổi mục tiêu đánh giá cho bằng được tiềm năng dầu khí của đối tượng này. Kết quả thử vỉa thất bại tại giếng khoan BH-1 ở giai đoạn đầu đã được Vietsovpetro đúc rút kinh nghiệm, tìm ra giải pháp mở vỉa phù hợp hơn ở giếng khoan BH-6: từ kết quả không tốt ở giếng khoan BH-1 trước đó do bị lấp nhét bởi tampon, vỏ trấu trong quá trình chống mất dung dịch, đã quyết định dùng mìn phá (torpedo) để mở vỉa và cho kết quả tốt.

- Công tác khoan thăm dò và khai thác có chi phí rất lớn với đặc thù thuê giàn công nhật nên công tác quản lý thi công giếng khoan đóng vai trò số 1. Vietsovpetro có rất nhiều bài học đắt giá về thi công khoan, thường sự cố xảy ra cũng mất một phần thân giếng, có khi mất cả giếng khoan như ở giếng khoan 430 (năm 1993). Đối với đối tượng móng vừa khai thác dầu, vừa thăm dò - thẩm lượng như ở Vietsovpetro, kỹ nghệ “bắt móng” rất quan trọng. Đội ngũ địa chất cần được trang bị kiến thức

và phương tiện để tức thời “cảm thấy” choòng khoan đã chạm móng chưa, đồng thời phối hợp với công nghệ mở rộng lỗ tuần hoàn ở choòng khoan ba chóp xoay để sẵn sàng bơm tampon.

- Công tác khảo sát địa vật lý giếng khoan cần tập trung đầy đủ tổ hợp đo ghi cùng với công nghệ cao ở một số giếng điểm, kết hợp với lấy mẫu lõi liên tục để đối sánh hiệu chỉnh nhất là về thành phần khoáng vật khi tiến hành minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan. Tài liệu đo địa chấn giếng khoan Vietsovpetro cần được khai thác hiệu quả hơn trong việc kết nối giữa tài liệu địa chấn 3D ở tỷ lệ thô (macro) với tài liệu địa vật lý giếng khoan ở tỷ lệ tinh (micro).

- Công tác thăm dò thẩm lượng: Tầng chứa trong móng bất đồng nhất rất lớn, công tác thăm dò - thẩm lượng mỏ theo diện tích và chiều sâu trong móng thực hiện kết hợp đồng thời với khoan khai thác dầu là bài học kinh điển của Vietsovpetro. Nếu Vietsovpetro không có hệ thống giàn cố định MSP và giàn nhẹ BK, công tác thăm dò thẩm lượng không thể thực hiện tỉ mỉ và nhanh chóng như vậy.

Tài liệu tham khảo

[1] Đoàn Thiên Tích và nnk, “Cấu trúc địa chất trung Cửu Long và rìa kề cận (1976 - 1977)”, 1977.

[2] Ngô Thường San, Nguyễn Văn Đức, Nguyễn Đăng Liệu và nnk, “Cấu trúc địa chất và triển vọng dầu khí thềm lục địa phía Nam - Tổng kết 1976 - 1980”, 1981.

[3] Hội đồng cấp Nhà nước, “Biên bản thẩm định và phê duyệt Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ”, 8/10/1993.

[4] Vietsovpetro, “Tài liệu về kế hoạch thăm dò, tận thác dầu từ năm 1981 đến 2017”.

[5] Vietsovpetro, “Tài liệu về phát triển mỏ từ năm 1981 đến 2017”.

[6] Vietsovpetro, “Báo cáo cập nhật trữ lượng mỏ Bạch Hổ qua các thời kỳ”.

OIL EXPLORATION AND DISCOVERY IN THE BASEMENT ROCKS OF BACH HO FIELD: DOCUMENTATION, FACTS AND LESSONS

Tran Van Hoi, Nguyen Van Duc, Pham Xuan Son

Vietsovpetro

Email: sonpx@vietsov.com.vn

Summary

During the 40 years of operation and development (1981 - 2021), the Vietnam - Russia Joint Venture "Vietsovpetro" has witnessed many historical milestones, but the discovery of industrial oil for the first time from the fractured and weathered granite basement at exploration well BH-6 on 11 May 1987 is the most important one.

From the first oil in the basement rock of Bach Ho field, Vietsovpetro consecutively discovered industrial oil in other fields in its area of operation, such as Dong Bac Rong (1991), Dong Nam Rong (1995), Nam Rong (2005), Nam Trung Tam Rong (2006), etc. At the beginning of 2018, the 2P (P1+P2) oil reserve from the basement rock accounted for 74% of Vietsovpetro's total balanced reserves at that time. As of 1 October 2021, the total oil produced from the basement reached 235 million m³ (195 million tons), accounting for 86% of Vietsovpetro's total oil output.

Being encouraged by the success and experience of Vietsovpetro, other domestic and foreign oil and gas companies (PVEP, JVPC, Talisman, and Petronas, etc.) have explored and discovered oil and gas from the granite basement and put the fields of Rang Dong, Su Tu Den, Hong Ngoc, and Hai Su Den, etc. into operation. This fact has, at the same time, created a strong attraction for domestic and foreign investors, making important contributions to the rapid development of Vietnam's oil and gas industry which was still very young at the time.

The above-mentioned shows that it is time to study data and documents, draw lessons from success and failure gained during the 40 years of basement exploration. The outcomes should be used as a basis to formulate an appropriate exploration strategy for Vietsovpetro in the coming decades with strong fluctuations in the oil and gas market expected, and the inevitable depletion of non-renewable resources worldwide.

Key words: Basement rock, granite, fracture, Bach Ho field.

NGHIÊN CỨU ĐÁNH GIÁ, LỰA CHỌN VÀ CHẾ TẠO HỆ HÓA PHẨM VPI SP ĐỂ ÁP DỤNG THỬ NGHIỆM CÔNG NGHIỆP NHẪM NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU CHO MỎ DẦU TẠI BỂ CỬU LONG, THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

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, Lê Thế Hùng

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: longh@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.11-02>

Tóm tắt

Viện Dầu khí Việt Nam 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”. Các nghiên cứu đánh giá chi tiết đã được tiến hành, từ đặc trưng địa chất, công nghệ mỏ, khai thác đến cơ chế nâng cao hệ số thu hồi dầu để xây dựng các tiêu chí kỹ thuật cho quá trình chế tạo, đánh giá hiệu quả hệ hóa phẩm tối ưu quy mô phòng thí nghiệm, xây dựng kịch bản khai thác và bơm ép nhằm tối ưu hóa phương án triển khai cũng như đánh giá hiệu quả gia tăng hệ số thu hồi dầu trên mô hình mô phỏng khai thác, tiến hành sản xuất ở quy mô pilot và triển khai áp dụng thử nghiệm công nghiệp trên phạm vi mỏ cho đối tượng trầm tích, bể Cửu Long.

Nội dung bài báo trình bày các kết quả nghiên cứu đánh giá, lựa chọn và chế tạo thành công hệ hóa phẩm VPI SP dựa trên cơ chế tổ hợp của các chất hoạt động bề mặt anion - không ion kết hợp đồng thời với polymer đảm bảo đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật khắc nghiệt của các mỏ dầu ở Việt Nam như chịu được nhiệt độ cao, áp suất cao, khoáng hóa cao, giảm sức căng bề mặt xuống rất thấp, tạo hệ vi nhũ tương tối ưu, hấp phụ lên đá vữa thấp, giảm bảo hòa dầu dư trong vữa. Kết quả nghiên cứu đánh giá hiệu quả gia tăng thu hồi dầu trên mẫu vữa thực tế của trầm tích Miocene cho kết quả gia tăng lên đến trên 21%. Hệ hóa phẩm VPI SP đã được Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đưa vào kế hoạch triển khai thử nghiệm quy mô công nghiệp trên phạm vi mỏ Bạch Hổ và các mỏ dầu đang khai thác thuộc trầm tích bể Cửu Long.

Từ khóa: Nâng cao hệ số thu hồi dầu, bơm ép hóa phẩm, chất hoạt động bề mặt kết hợp polymer, giảm bảo hòa dầu dư trong vữa, mỏ Bạch Hổ.

1. Giới thiệu

Trong những năm gần đây, sản lượng khai thác dầu khí ở Việt Nam đang có xu hướng suy giảm mạnh do một số mỏ lớn như Bạch Hổ, Rồng Đông, Sư Tử Đen... đều đang đi vào giai đoạn khai thác cuối đời mỏ. Số lượng các mỏ mới được phát hiện đa phần là các mỏ nhỏ, cận biên với trữ lượng dầu khí thu hồi nhỏ, điều kiện khai thác khó khăn dẫn đến khó có thể duy trì được sản lượng khai thác như hiện tại. Kết quả đánh giá dự báo khai thác cho các mỏ dầu cho thấy sản lượng đã đi vào giai đoạn suy giảm nhanh, đến sau năm 2024 chỉ còn 10 triệu tấn/năm và đến

năm 2035 là dưới 2 triệu tấn/năm. Các nghiên cứu cho thấy các phương pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) được áp dụng trên phạm vi mỏ có thể mang lại hiệu quả nâng cao hệ số thu hồi đạt từ 1 - 5% trên trữ lượng dầu khí tại chỗ và tổng sản lượng dầu gia tăng có thể đạt từ 50 - 150 triệu thùng, góp phần mang lại hiệu quả lớn về kinh tế cũng như tối ưu khai thác nguồn tài nguyên [1]. Do đó, việc áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu để duy trì sản lượng trên các mỏ đang khai thác của đối tượng trầm tích thuộc bể Cửu Long là vấn đề hết sức cấp bách hiện nay.

Nghiên cứu đánh giá các mỏ dầu đang khai thác trong đối tượng trầm tích Miocene, bể Cửu Long và cơ chế EOR đã khẳng định phương pháp bơm ép khí và bơm ép hóa



Ngày nhận bài: 11/10/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 11/10 - 4/11/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 4/11/2021.

phẩm vào vỉa chứa để gia tăng sản lượng và nâng cao hệ số thu hồi dầu là các phương pháp phù hợp nhất [2]. Tuy nhiên, thách thức lớn nhất khi áp dụng các phương pháp EOR cho các mỏ khai thác trong đối tượng trầm tích bể Cửu Long là do điều kiện khai thác trong môi trường biển sâu, xa bờ, độ sâu khai thác lớn (đến hơn 4.300 m), đặc biệt có cấu trúc địa chất phức tạp với nhiều đứt gãy, các vỉa sản phẩm bị chia cắt bởi rất nhiều thân cát nhỏ xen kẽ, tính bất đồng nhất cao, giếng khai thác điều kiện nhiệt độ cao - áp suất cao (từ 75 - 130 °C), hệ chất lưu vỉa có các đặc tính lý hóa đặc biệt như nước vỉa có nồng độ khoáng hóa lớn (khoảng 10.000 - 38.000 ppm), nhiều paraffin, asphaltene và nhựa... dẫn đến quá trình áp dụng các phương pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu thông dụng trên thế giới gặp nhiều khó khăn [3, 4]. Kết quả nghiên cứu trước đây cho thấy tính phức tạp và chứa nhiều rủi ro khi áp dụng. Giải pháp bơm ép khí sẽ gặp nhiều thách thức lớn hơn so với giải pháp bơm ép hóa phẩm về tính hiệu quả kinh tế do các hạn chế về chi phí đầu tư lớn cho hệ thống thiết bị nén khí trên giàn, hệ thống đường ống dẫn khí nội mỏ đến đầu giếng bơm ép, đặc biệt là nguồn khí để cung cấp lâu dài sử dụng cho bơm ép [5, 6]. Đa số các mỏ dầu thuộc trầm tích bể Cửu Long đều khó có khả năng đáp ứng các yêu cầu về nguồn khí bơm ép và hiệu quả kinh tế nếu đầu tư toàn bộ cơ sở hạ tầng cho giải pháp bơm ép khí, trừ một số mỏ có trữ lượng dầu khí thu hồi còn lại rất lớn. Trong khi đó, cùng với sự phát triển khoa học công nghệ hiện nay, các hóa phẩm EOR đã được chế tạo có khả năng chịu được nhiệt độ lên đến 140 °C nên giải pháp bơm ép hóa phẩm đã được áp dụng cho các mỏ có nhiệt độ cao, áp suất cao, tính chất vỉa phức tạp như các mỏ dầu đang khai thác tại trầm tích bể Cửu Long [7]. Đa số các mỏ dầu đang khai thác ở Việt Nam đều có hệ thống bơm ép nước nên có thể kết hợp đồng thời với giải pháp bơm ép hóa phẩm để nâng cao hệ số thu hồi dầu. Ngoài ra, giải pháp

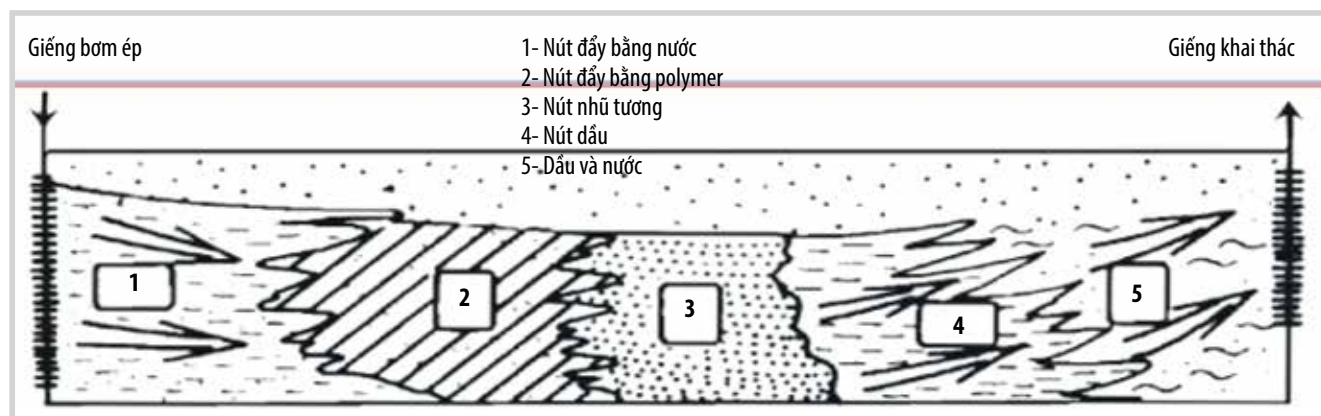
bơm ép hóa phẩm có thể áp dụng trong phạm vi nhỏ, đặc biệt là các khối đứt gãy không liên thông hoặc khu vực có sẵn hệ thống bơm ép nước để có thể tối thiểu chi phí đầu tư, cải hoán hệ thống thiết bị. Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã thực hiện nghiên cứu chế tạo thành công hệ hóa phẩm dựa trên cơ chế tổ hợp của các chất hoạt động bề mặt anion - không ion 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 được chế tạo với quy mô công nghiệp đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật và khối lượng để triển khai áp dụng thử nghiệm trên phạm vi mỏ thực tế ở một khu vực thuộc đối tượng trầm tích Miocene mỏ Bạch Hổ, bể Cửu Long.

2. Cơ sở lý thuyết nghiên cứu lựa chọn và chế tạo hóa phẩm

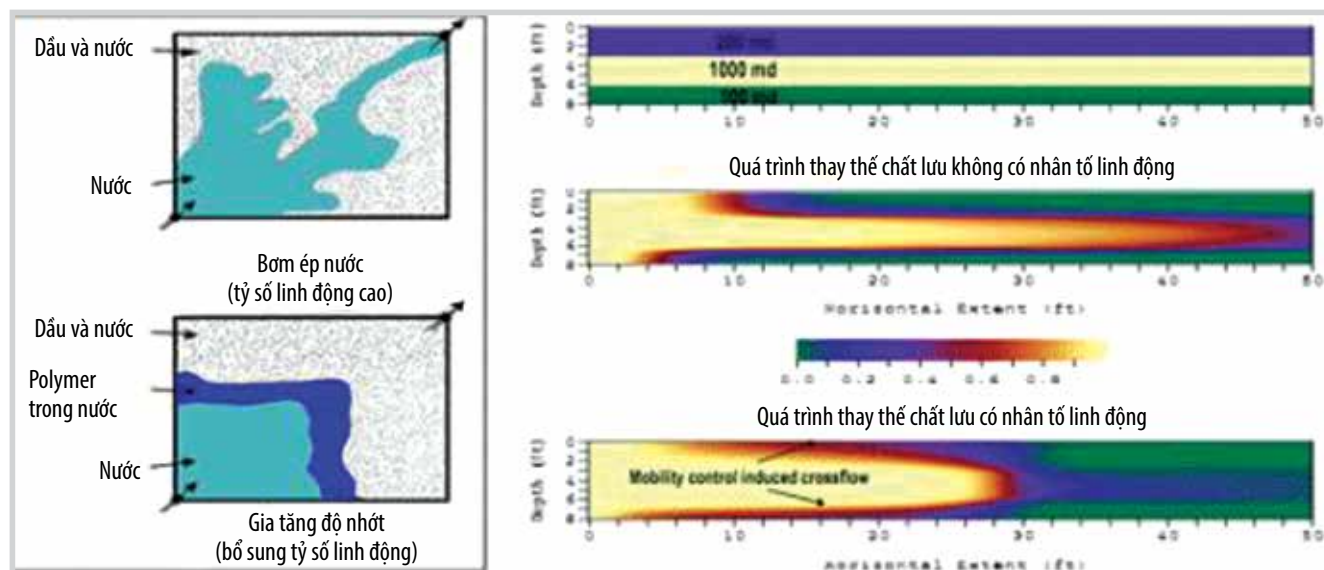
Kết quả các nghiên cứu đánh giá chi tiết Miocene mỏ Bạch Hổ nói riêng, trầm tích bể Cửu Long nói chung đã chứng minh việc bơm ép hóa phẩm kết hợp với quá trình bơm ép nước theo cơ chế bơm ép dạng nút là phù hợp với đặc trưng vỉa chứa và điều kiện khai thác thực tế hiện nay của các mỏ dầu đang khai thác. Trong đó, giải pháp bơm ép hóa phẩm tổ hợp chất hoạt động bề mặt kết hợp polymer (SP) đã được phân tích và xếp hạng là giải pháp tối ưu nhất [2].

2.1. Cơ chế của giải pháp bơm ép tổ hợp chất hoạt động bề mặt kết hợp polymer

Cơ chế nâng cao hệ số thu hồi của giải pháp SP dựa trên hai nguyên lý chính là gia tăng hệ số đẩy và hệ số quét trong vỉa chứa để giảm độ bão hòa dầu dư và tăng lượng dầu dịch chuyển đến giếng khai thác nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu tại giếng khai thác và mỏ áp dụng (Hình 1) [6].



Hình 1. Cơ chế EOR của hệ hóa phẩm SP.

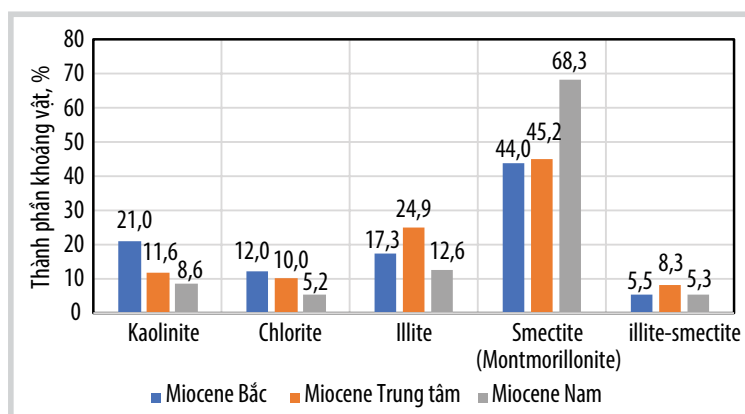


Hình 2. Tỷ lệ linh động của polymer và cơ chế tăng hệ số quét của hệ hóa phẩm SP.

Hệ số đẩy phụ thuộc vào dòng chảy trong lỗ rỗng theo cơ chế vi mô, đây là cơ chế chủ đạo của chất hoạt động bề mặt. Chất hoạt động bề mặt làm giảm sức căng giữa bề mặt (IFT) giữa các hệ chất lưu, chất lưu với đá vữa và thay đổi tính dính ướt của đá vữa chứa dầu. Chất hoạt động bề mặt giảm sức căng bề mặt làm tăng áp suất riêng phần, giảm áp suất mao dẫn cho phép chất bơm ép có thể đẩy được lượng dầu mắc kẹt trong lỗ rỗng hoặc do lưới nước của quá trình bơm ép nước tạo ra [1, 3]. Hệ vi nhũ tương dầu-nước được tạo bởi tác động của chất hoạt động bề mặt trong vỉa chứa cũng làm gia tăng hệ số quét đến những vùng trước đó phương pháp bơm ép nước chưa quét đến được. Chất polymer được lựa chọn và sử dụng đồng thời cùng tổ hợp chất hoạt động bề mặt để gia tăng hệ số quét của chất lưu bơm ép cũng như hạn chế độ linh động của chất hoạt động bề mặt trong vỉa chứa (Hình 2).

2.2. Đặc trưng mỏ và xây dựng các tiêu chí để chế tạo hóa phẩm

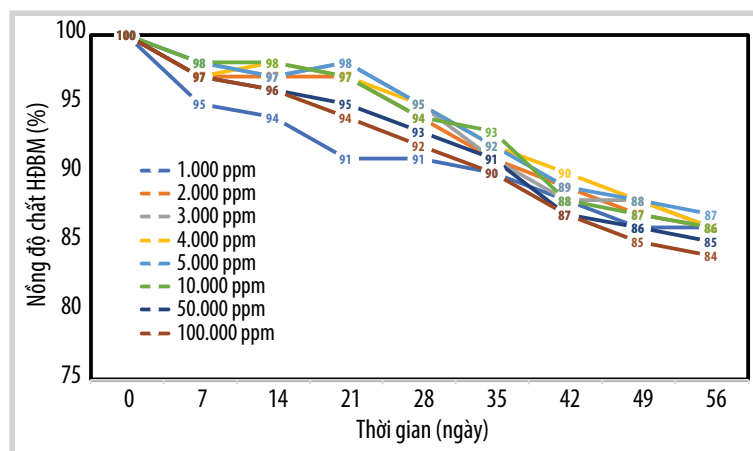
Để có thể áp dụng thành công giải pháp bơm ép hóa phẩm trên điều kiện mỏ thực tế của đối tượng Miocene mỏ Bạch Hổ nói riêng, trầm tích bể Cửu Long nói chung cần phải khắc phục các yếu tố ảnh hưởng chính như hệ hóa phẩm phải chịu được nhiệt độ vỉa cao, thành phần thạch học có hàm lượng sét với các khoáng vật gây hấp phụ hóa phẩm, nước vỉa/nước bơm ép có tổng độ khoáng hóa và độ mặn cao gây giảm



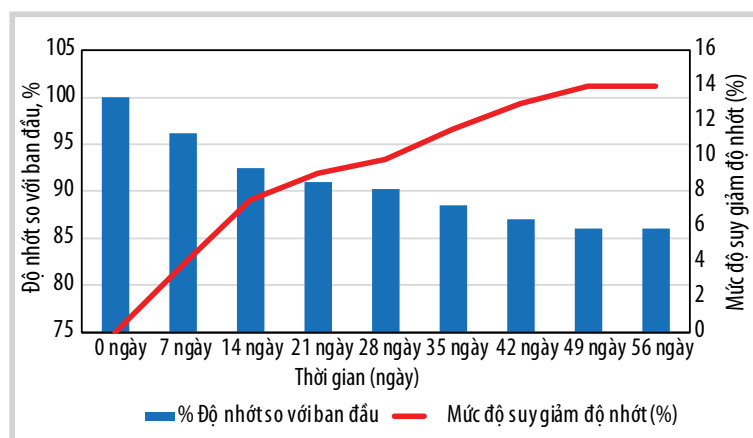
Hình 3. Thành phần khoáng vật mẫu phân tích của Miocene Bạch Hổ.

tính năng/kết tủa hóa phẩm, độ ngập nước hiện tại của các mỏ lớn dẫn đến mức độ pha loãng cao. Ngoài ra, tính chất vỉa mỏng xen kẽ, bất đồng nhất cao của trầm tích bể Cửu Long cũng gây giảm hệ số quét của hệ hóa phẩm.

Các mỏ thuộc đối tượng trầm tích Miocene có tính chất vỉa như độ sâu, nhiệt độ, độ rỗng, độ thấm, độ bão hòa dầu hiện tại và các thông số chất lưu như độ nhớt dầu vỉa, tỷ trọng dầu vỉa để lựa chọn các phương pháp EOR cho thấy sự biến thiên hoặc thay đổi giữa các mỏ, các đối tượng là không nhiều. Trừ một số mỏ có tính chất dầu đặc biệt như mỏ Đông Đô là dầu nặng còn đa phần còn lại là dầu từ trung bình đến nhẹ với tỷ trọng từ 30 - 38 °API, hàm lượng paraffin cao. Khoảng độ sâu khai thác trung bình của các mỏ thuộc Miocene từ khoảng 1.612 đến 3.200 m, nhiệt độ khoảng từ 75 - 130 °C, độ rỗng trung bình từ khoảng 16 đến 26%, độ thấm trung bình khoảng 30 - 500 mD (trừ mỏ Sư Tử Đen tập cát nhỏ B10 có độ thấm trung bình trên 1.000 mD), độ bão hòa dầu ban đầu đều từ 35 - 60%, độ bão hòa dầu hiện tại của các đối tượng đều khoảng 30 - 60%, độ nhớt trung bình thấp đều khoảng 0,6 đến 5 cP (trừ mỏ Đông Đô có độ nhớt 20 - 26 cP) [8, 9]. Qua quá trình sàng lọc và lựa chọn áp dụng



Hình 4. Đánh giá tính năng hệ hóa phẩm với nước bơm ép ở nhiệt độ 110 °C.



Hình 5. Kết quả đánh giá mức độ suy giảm độ nhớt của hệ hóa phẩm trong nước bơm ép ở điều kiện vữa.

EOR cho các mỏ đang khai thác thì mỏ Bạch Hổ đã được lựa chọn là phù hợp nhất để làm đối tượng đại diện cho bể trầm tích Cửu Long trong nghiên cứu chế tạo hóa phẩm và áp dụng triển khai thực tế [1]. Miocene mỏ Bạch Hổ có các đặc trưng thạch học đá chứa thay đổi theo các khu vực từ Bắc, Trung tâm đến khu vực phía Nam của mỏ với hàm lượng khoáng vật như kaolinite, illite-smectite trong sét khá cao, có thể gây hấp phụ hóa phẩm (Hình 3).

Giá trị độ rỗng trong tất cả đối tượng Miocene của mỏ Bạch Hổ thay đổi trong khoảng 1,95% đến 30% với khoảng tập trung chủ yếu là từ 13 - 25%, trung bình độ rỗng là 17,02%. Giá trị độ thấm khí trung bình của đá chứa có khoảng thay đổi trong khoảng từ 0,1 đến 6.577 mD và độ thấm trung bình là 158 mD. Các kết quả phân tích cho thấy dầu mỏ Bạch Hổ có tỷ trọng dầu ở điều kiện tiêu chuẩn thay đổi từ 30,2 - 38,1 °API, độ nhớt tại điều kiện vữa từ 0,82 đến 3,26 cP. Dầu Miocene Nam có tính chất dầu trung bình với tỷ trọng cao nhất với 31 °API, độ nhớt trung bình khoảng 1,5 - 3,26 cP (có một số giếng lên đến 4,2 cP). Nước vữa Miocene có đặc trưng bởi môi trường acid yếu và kiềm yếu, tổng độ khoáng hóa thay đổi từ 3,37 - 9,87 g/l ở vòm Bắc, từ 9,19 - 15,32 g/l ở vòm Trung tâm, vòm Nam có giá trị cao nhất từ 16,87 - 26,48 g/l, một số giếng nhiễm nước bơm ép lên đến 35.000 ppm. Miocene Bạch Hổ có nhiệt độ dao động từ 80 - 110 °C với gradient địa nhiệt ở khoảng độ sâu 2.000 - 3.800 m là 3,4 °C/100m.

Nhiệt độ tại Miocene vòm Bắc có khoảng nhiệt độ từ 101 - 105 °C, Miocene vòm Trung tâm có khoảng nhiệt độ từ 93 - 110 °C, Miocene vòm Nam có nhiệt độ từ 79 - 105 °C. Áp suất vỉa ban đầu của các giếng khoan ở thân dầu Miocene dưới vòm Nam được ghi nhận bằng 286 bar tại độ sâu tuyệt đối 2.820 m. Giá trị áp suất vỉa đã giảm dần theo thời gian khai thác và hiện nay áp suất vỉa tại các khu vực giếng khai thác dao động từ 180 - 275 bar [10].

Từ các kết quả phân tích đánh giá chi tiết mô cho thấy hệ hóa phẩm nâng cao thu hồi dầu SP chế tạo cần đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật của vỉa chứa là phải hoạt động tốt trong khoảng nhiệt độ từ 90 - 110 °C, áp suất cao 150 - 300 bar, chịu được tương tác với nước vỉa có độ khoáng hóa từ 10.000 - 35.000 ppm, giảm sức căng bề mặt xuống thấp, tăng hệ số đẩy và quét vỉa, độ hấp phụ động lên đá vỉa nhỏ dưới 0,01 g/kg dưới sự có mặt của các khoáng vật illite-smectite và kaolinite, tạo hệ vi nhũ tương dầu - nước và đặc biệt là cần gia tăng hệ số thu hồi dầu trên thí nghiệm bơm ép hệ mô hình vật lý vỉa tối thiểu trên 5%.

3. Kết quả đánh giá hiệu năng của hệ hóa phẩm VPI SP với chất lưu vỉa Miocene Bạch Hổ

Hệ hóa phẩm VPI SP với đầy đủ thành phần từ tổ hợp chất hoạt động bề mặt anion - không ion tối ưu, chất đồng kết hợp polymer, đồng dung môi, chất kiềm tính và phụ gia được nghiên cứu ở quy mô phòng thí nghiệm để đánh giá các tính năng chịu nhiệt độ cao, áp suất cao và khả năng tương thích tốt với nước bơm ép, nước vỉa hiện tại của trầm tích Miocene, mỏ Bạch Hổ. Các kết quả đánh giá tính năng gia tăng thu hồi dầu của hệ hóa phẩm như giảm sức căng bề mặt dầu - nước, tạo hệ vi nhũ tương, tăng độ nhớt của chất lưu đẩy, độ hấp phụ và duy trì tính năng trong điều kiện vỉa theo thời gian cũng được tiến hành và cho kết quả rất tốt.

Thí nghiệm đánh giá khả năng chịu nhiệt, tương thích và khả năng duy trì hoạt tính hiệu năng cao của hệ hóa phẩm VPI SP được tiến hành trong môi trường nước bơm ép thực tế có độ mặn khoảng 35.000 - 38.000 ppm, nước

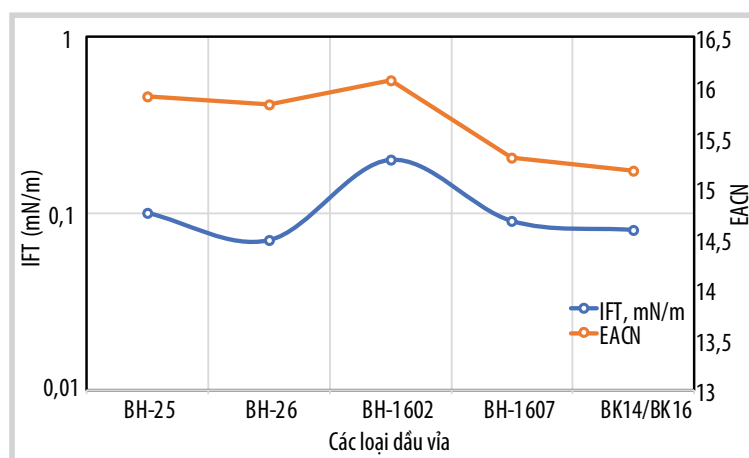
vía có độ khoáng hóa từ 20.000 - 35.000 ppm, nước tái tạo với nồng độ Ca^{2+} , Mg^{2+} giả định tăng cao đến 5.000 ppm ở điều kiện nhiệt độ vĩa 110 °C trong khoảng thời gian 2 tháng, tương đương thời gian dự kiến của chất lưu bơm ép dịch chuyển trong vĩa. Kết quả cho thấy hệ hóa phẩm trong điều kiện bơm ép có hệ số giảm hoạt tính ở mức rất thấp, khoảng 13 - 16% ở tất cả các khoảng nồng độ, không phát hiện hiện tượng đục hoặc kết tủa trong thời gian lưu trong vĩa chứa (Hình 4).

Kết quả đánh giá độ nhớt ở điều kiện nhiệt độ 110 °C trong 2 tháng đã cho thấy mức độ suy giảm của hệ hóa phẩm VPI SP khoảng từ 13 - 16% và sau đó ổn định. Nghiên cứu đã chứng minh hệ hóa phẩm có thể chịu rất tốt được thời gian dài ở nhiệt độ cao trong vĩa với điều kiện độ mặn, độ khoáng hóa cao của nước bơm ép, nước vĩa và đặc biệt nước có hàm lượng cation kiềm bậc II cao.

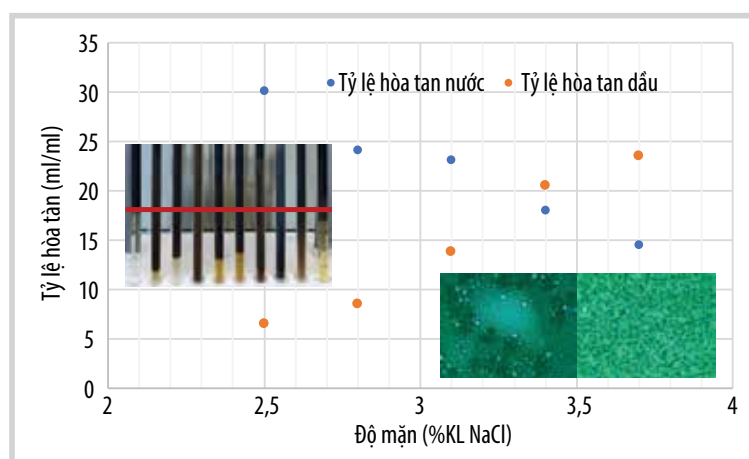
Kết quả nghiên cứu cho thấy khả năng giảm sức căng bề mặt ở liên diện hai pha lỏng dầu - nước (IFT) xuống rất thấp khi có mặt hệ hóa phẩm VPI SP với hệ chất lưu vĩa của Miocene mỏ Bạch Hổ. Với các loại dầu của Miocene với chỉ số EACN khác nhau đều có kết quả giảm sức căng bề mặt của dầu-nước từ 30 - 53 mN/m (khi không có hóa phẩm) xuống khoảng 10^{-1} đến 10^{-2} mN/m (Hình 6), đáp ứng rất tốt điều kiện để nâng cao hệ số thu hồi dầu cho hệ hóa phẩm [4, 11].

Kết quả đánh giá khả năng tạo nhũ tương trong hệ dầu vĩa - nước cũng cho thấy hệ hóa phẩm VPI SP đã tạo vi nhũ tương dầu - nước dạng Winsor III ở nhiệt độ 110 °C với mọi loại dầu của mỏ Bạch Hổ và có tỷ lệ hòa tan của nước/dầu trong hệ vi nhũ tương rất tốt từ 15 - 20 >10 (Hình 7) [12]. Hệ vi nhũ tương được nghiên cứu đánh giá theo thời gian cho thấy ổn định trong vĩa chứa với thời gian đủ dài để có thể dịch chuyển đến giếng khai thác và gia tăng hệ số quét cho nút đẩy dầu.

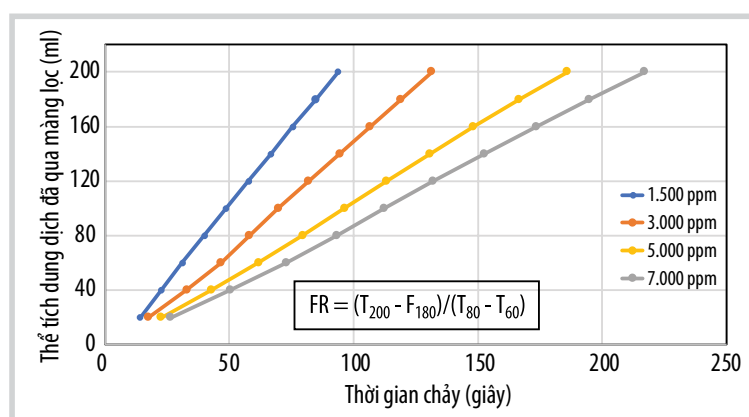
Kết quả đánh giá tốc độ chảy qua lỗ rỗng đã được thực hiện trên hệ thống lọc có đường kính tương đương lỗ rỗng của vĩa chứa Miocene với các nồng độ của chất đồng polymer là 1.500 ppm, 3.000 ppm, 5.000 ppm, 7000 ppm ở áp



Hình 6. Kết quả nghiên cứu IFT chất lưu vĩa khi có hệ hóa phẩm VPI SP.



Hình 7. Kết quả đánh giá khả năng tạo hệ vi nhũ tương với các loại dầu vĩa.



Hình 8. Kết quả xác định FR (filter ratio) với các nồng độ của đồng polymer.

suit bơm ép đã chứng minh khả năng xâm nhập vĩa của hệ hóa phẩm VPI SP phù hợp và đảm bảo an toàn vĩa chứa, không gây hỏng thiết bị bơm và gây tắc vĩa do $\text{RF} < 1,2$ (Hình 8) [1].

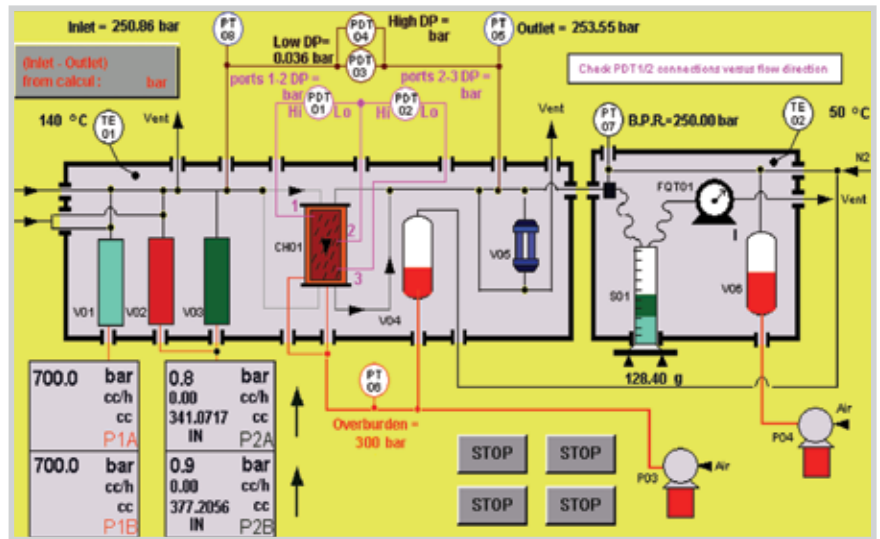
Các kết quả đánh giá mức độ hấp phụ tĩnh và hấp phụ động của hệ hóa phẩm được tiến hành trên mẫu đá vĩa của Miocene Bạch Hổ có độ sâu lấy mẫu từ 2.815 - 2.887 m với montmorillonite khoảng 55 - 63%, kaolinite khoảng 12,6 - 20%, chlorite khoảng 15 - 16,7%, illite khoảng 5,4 - 6,9%, khoáng hỗn hợp illite-smectite 3,3 - 5%. Kết

quả xác định mức độ hấp phụ tĩnh được tiến hành với các nồng độ từ 100 ppm đến 10.000 ppm cho độ hấp phụ tĩnh lên đá vôi từ 0,05 mg/g đến 6,62 mg/g. Kết quả xác định mức độ hấp phụ động của quá trình bơm ép trên thiết bị cột cát nhồi với nồng độ hóa chất 1.000 ppm qua mẫu đá vôi khoảng 5 $\mu\text{g/g}$. Đây là mức hấp phụ động rất nhỏ và là một trong những tính năng hiệu quả của hệ hóa phẩm khi nâng cao hệ số thu hồi dầu cho đối tượng Miocene.

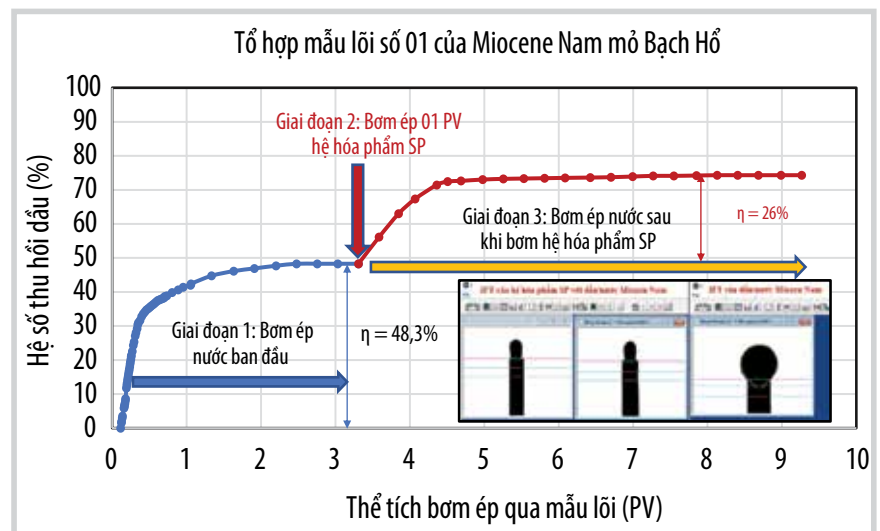
4. Đánh giá hiệu quả gia tăng thu hồi dầu của hệ hóa phẩm VPI SP trên mẫu vỉa thực tế của Miocene mỏ Bạch Hổ

Thí nghiệm bơm ép hệ hóa phẩm VPI SP qua mẫu đá vôi trên mô hình vật lý vỉa ở điều kiện thực tế vỉa chứa là thí nghiệm quan trọng nhất để đánh giá toàn bộ hiệu quả gia tăng thu hồi dầu trên đá vôi Miocene trong cả hai cơ chế đẩy và cơ chế quét (Hình 9). Các tính năng của hệ hóa phẩm như giảm IFT của nước bơm ép với dầu vỉa và chất lưu với đá vôi, thay đổi tính dính ướt của đá vôi, giảm độ bão hòa dầu dư, tạo hệ vi nhũ tương dầu - nước, tạo nút đẩy trong các kênh của lỗ rỗng đến thay đổi dòng chảy để gia tăng hệ số bao quét trong toàn bộ đá vôi cũng được thể hiện trong thí nghiệm đánh giá này.

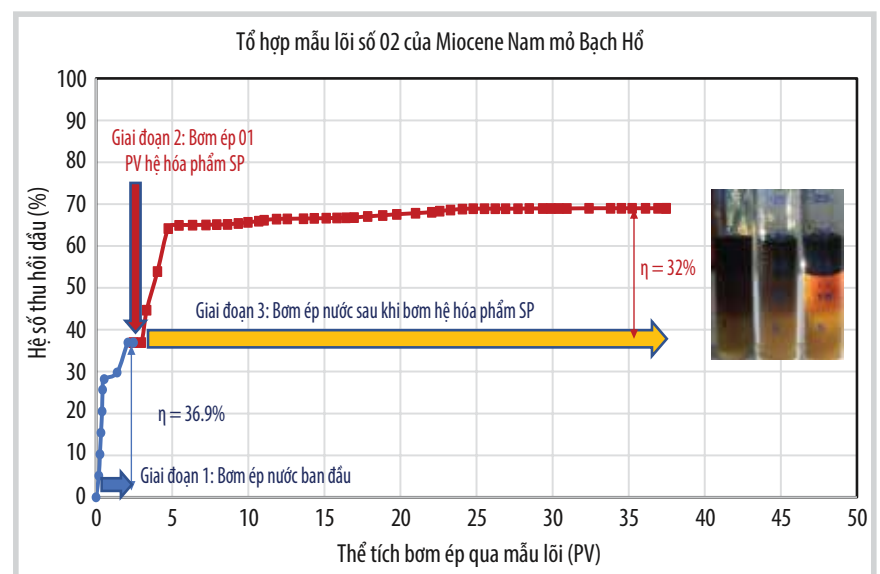
Thử nghiệm bơm ép hệ hóa phẩm SP qua các tổ hợp mẫu lõi (mẫu composite) đã bão hòa bởi hệ chất lưu vỉa của Miocene, mỏ Bạch Hổ trên mô hình vật lý vỉa được tiến hành ở điều kiện vỉa nhiệt độ 110 °C, áp suất 300 bar và lưu lượng bơm ép như độ tiếp nhận thực tế của vỉa chứa đang khai thác. Hệ hóa phẩm VPI SP được tiến hành bơm ép qua 3 tổ hợp mẫu lõi của Miocene Bạch Hổ để đánh giá hiệu quả gia tăng hệ số thu hồi dầu. Các tổ hợp mẫu lõi được đại diện cho



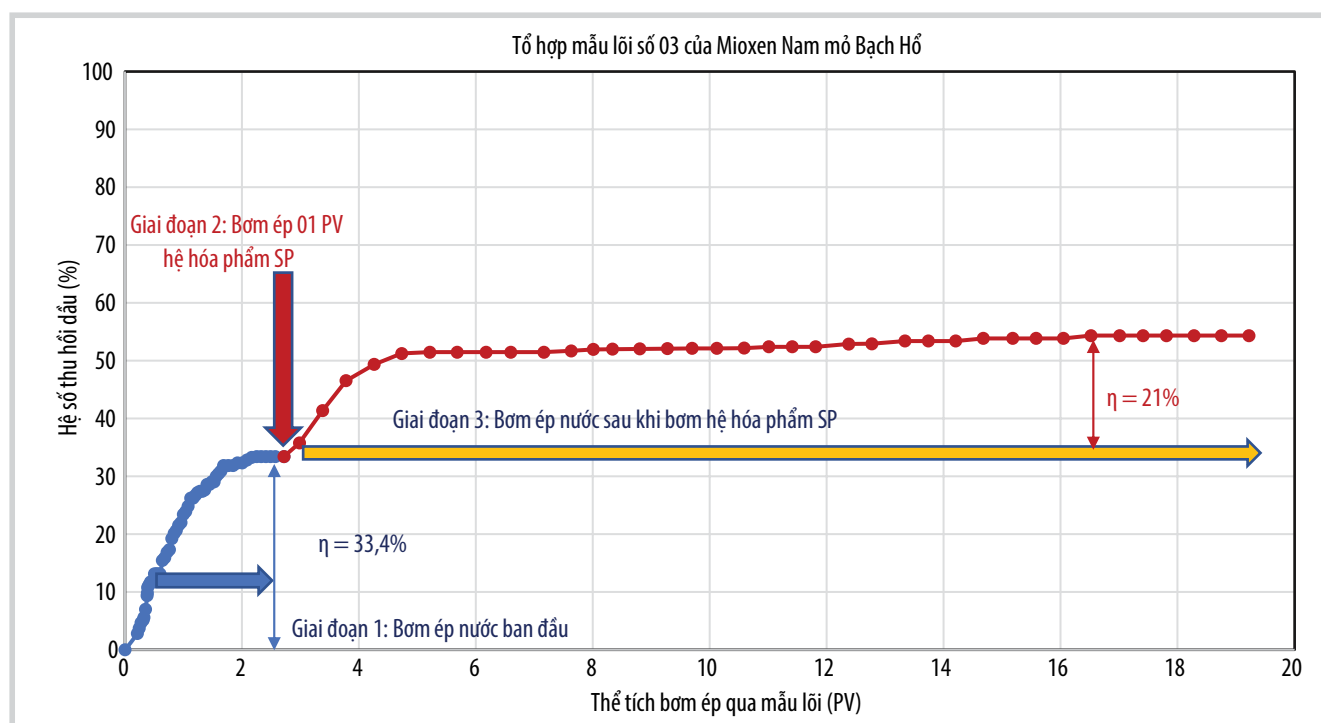
Hình 9. Hệ thống bơm ép hóa phẩm EOR để đánh giá hiệu quả gia tăng thu hồi dầu trên mô hình vật lý vỉa.



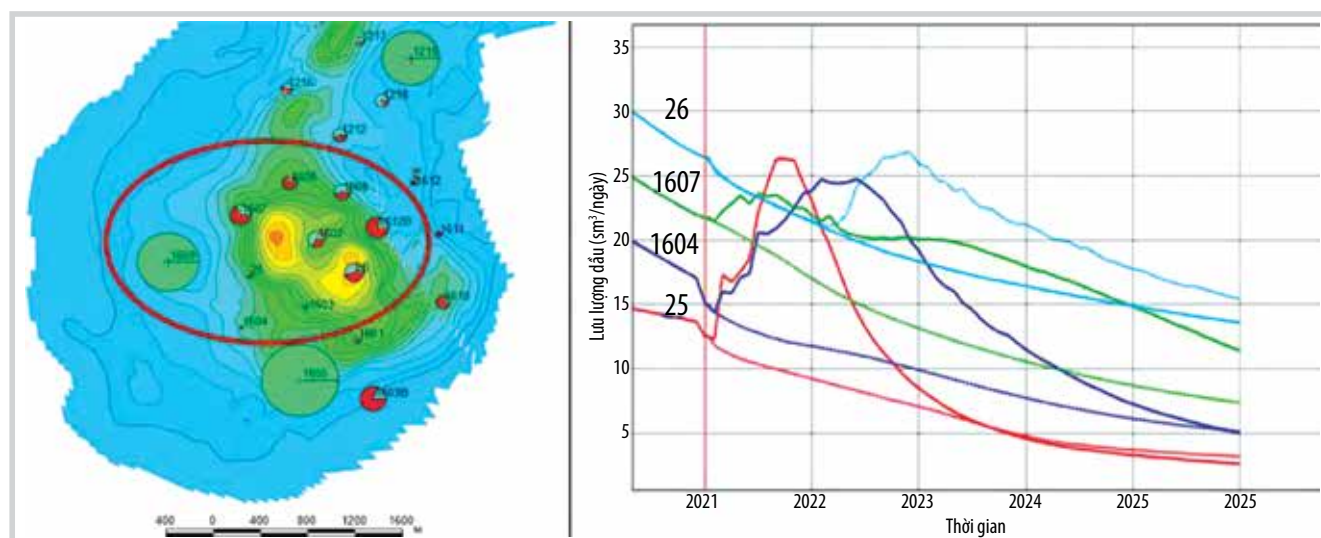
Hình 10. Kết quả thực nghiệm bơm ép hóa phẩm SP trên mô hình vật lý vỉa với tổ hợp mẫu lõi số 01.



Hình 11. Kết quả thực nghiệm bơm ép hóa phẩm SP trên mô hình vật lý vỉa với tổ hợp mẫu lõi số 02.



Hình 12. Kết quả thực nghiệm bơm ép hóa phẩm SP trên mô hình vật lý và với tổ hợp mẫu lõi số 03.



Hình 13. Khu vực thử nghiệm công nghiệp và sản lượng gia tăng dự kiến tại các giếng khai thác.

và chứa có tính chất bất đồng nhất từ thấp đến cao, hàm lượng sét từ thấp đến trung bình và tính chất thấm chứa từ kém đến tốt. Cả 3 tổ hợp mẫu đều được bơm ép hệ hóa phẩm VPI SP theo các giai đoạn thực hiện chính sau:

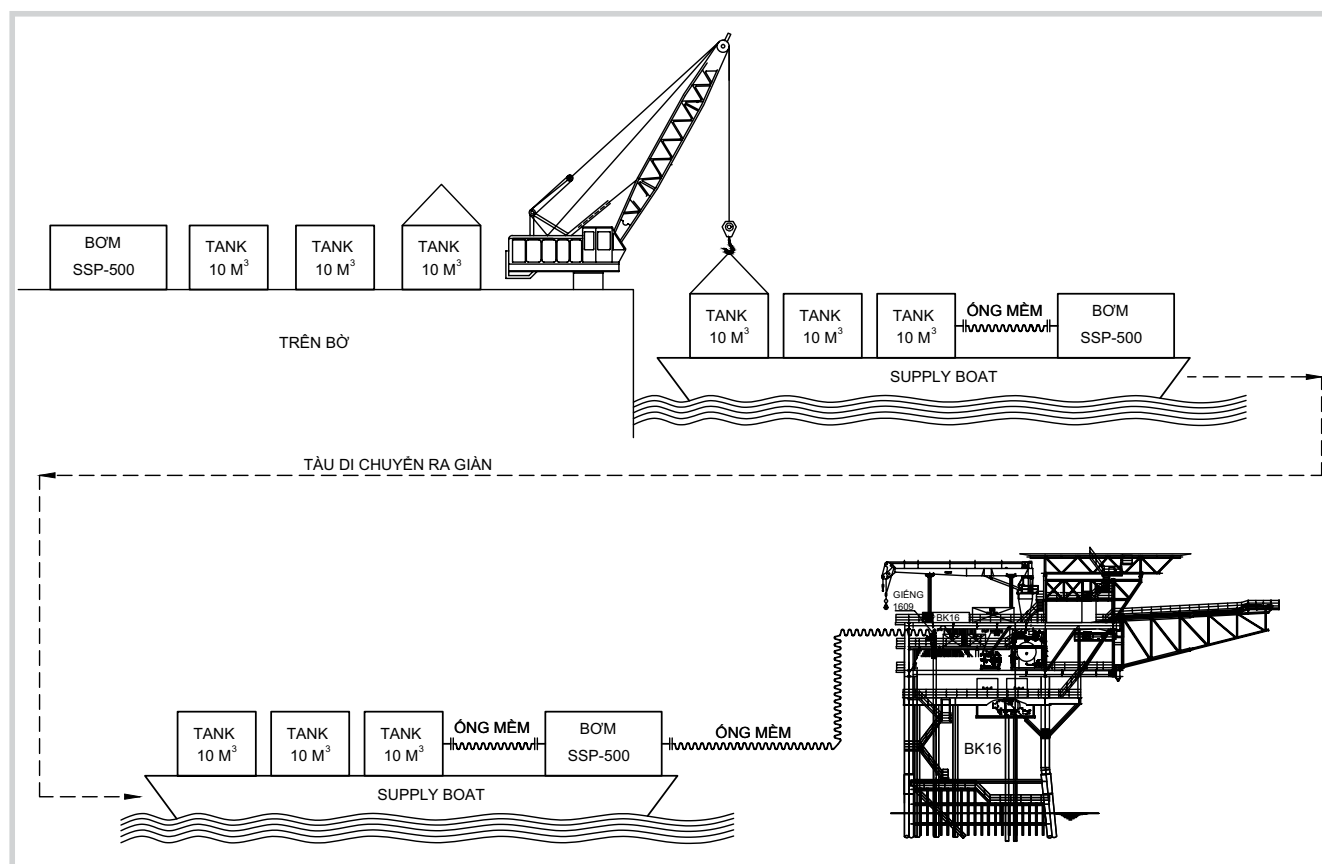
Giai đoạn 1: Mô phỏng quá trình bơm ép nước và đánh giá hiệu quả của phương pháp bơm ép nước thông thường trên mô thực tế. Nước bơm ép được bơm qua tổ hợp các mẫu lõi đến khi không còn khai thác được dầu từ đá vỉa. Hệ số thu hồi dầu cho phương pháp bơm ép nước được xác định.

Giai đoạn 2: Mô phỏng quá trình bơm ép hóa phẩm

VPI SP theo cơ chế dạng nút vào vỉa chứa để gia tăng hệ số thu hồi dầu. Bơm qua mẫu 01 đơn vị thể tích (PV) hệ hóa phẩm VPI SP qua tổ hợp mẫu lõi.

Giai đoạn 3: Mô phỏng quá trình bơm ép nước để đẩy nút hóa phẩm và sản phẩm dầu gia tăng từ tác động của hệ hóa phẩm đến giếng khai thác. Thay hệ hóa phẩm VPI SP bằng nước bơm ép và tiếp tục tiến hành bơm ép qua mẫu lõi bằng nước bơm ép đến khi không phát hiện được dầu thu hồi. Hệ số thu hồi dầu gia tăng của hệ hóa phẩm VPI SP được xác định trên lượng dầu gia tăng thu được.

Tổ hợp mẫu lõi số 01 gồm các mẫu lõi #111(K= 347; φ



Hình 14. Phương án thiết kế triển khai bơm ép hóa phẩm VPI SP trên mỏ Bạch Hổ.

= 21,5); #113 ($K = 474$; $\phi = 23,4$); #140 ($K = 382$; $\phi = 18,3$) được kết hợp lại và đại diện cho phần chứa mẫu có tính chất thấm chứa tốt. Trong đó, hệ hóa phẩm VPI SP đã gia tăng hệ số thu hồi dầu hơn 26% so với bơm ép nước thông thường (Hình 10).

Tổ hợp mẫu lõi số 02 với các mẫu lõi #131 ($K = 120$; $\phi = 20,9$); #136 ($K = 312$; $\phi = 21,11$); #505 ($K = 103$; $\phi = 23,2$) đại diện cho vỉa chứa có tính chất trung bình đến tốt của khu vực Miocene, mỏ Bạch Hổ đã gia tăng thu hồi dầu cho cả hai giai đoạn bơm ép nước và hóa phẩm được 68,9%. Trong đó, gia tăng thu hồi dầu bởi quá trình bơm ép hệ hóa phẩm VPI SP là 32% so với bơm ép nước, hệ vi nhũ tương dầu - nước được tạo ra do hiệu năng của hệ hóa phẩm lên chất lưu bơm ép và chất lưu vỉa (Hình 11).

Tổ hợp mẫu lõi số 03 với các mẫu lõi #135 ($K = 90,8$; $\phi = 17,4$); #490 ($K = 49,2$; $\phi = 21,2$) đại diện cho phần vỉa chứa kém của đối tượng Miocene, mỏ Bạch Hổ. Hiệu quả bơm ép nước và hệ hóa phẩm SP đã gia tăng hệ số thu hồi dầu trên mô hình vật lý vỉa được khoảng 54,4%. Trong đó, hệ số thu hồi dầu của quá trình bơm ép nước là khoảng 33,4% và hệ số thu hồi dầu gia tăng bởi quá trình bơm ép hệ hóa phẩm SP là khoảng 21% (Hình 12).

Kết quả gia tăng hệ số thu hồi của cả 3 tổ hợp với tính

chất thấm chứa từ kém, trung bình đến tốt và mức độ bất đồng nhất từ thấp đến cao đã cho kết quả gia tăng thu hồi từ 21 - 32% trên lượng dầu tại chỗ. Kết quả thể hiện khả năng vượt trội về tính năng của hệ hóa phẩm VPI SP tối ưu được chế tạo.

5. Đánh giá gia tăng thu hồi trên phạm vi mỏ và phương án áp dụng thử nghiệm bơm ép hóa phẩm cho khu vực mỏ Bạch Hổ

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 cho thấy hiệu quả gia tăng thu hồi dầu trên các cụm giếng quan sát (Hình 13). Kết quả đánh giá chứng minh giải pháp bơm ép hệ hóa phẩm 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.

Hệ hóa phẩm VPI SP đã được tiến hành chế tạo ở quy mô công nghiệp với khối lượng sản xuất đáp ứng quy mô thử nghiệm trên phạm vi khu vực giàn BK14/16, phía Nam

của Miocene, mỏ Bạch Hổ. Hầu hết trên hệ thống giàn, công trình biển phục vụ khai thác của mỏ Bạch Hổ đều có hệ thống các thiết bị hỗ trợ khai thác như hệ thống bơm ép xử lý giếng, hệ bơm hóa phẩm phục vụ xử lý chất lưu khai thác, đường ống công nghệ, thiết bị theo dõi các thông số hoạt động của giếng... nên hệ thống thiết bị thử nghiệm công nghiệp bơm ép hệ hóa phẩm VPI SP trên khu vực dự kiến BK14/16 cũng được xây dựng phù hợp với hiện trạng thiết bị sẵn có, có tính linh động cao và có khả năng áp dụng rộng rãi trên nhiều khu vực thuộc phạm vi mỏ Bạch Hổ. Phương án triển khai áp dụng thực tế này cho thấy nhiều thuận lợi do được thực hiện ngay trên giàn khai thác, đảm bảo an toàn và tiến độ thực hiện. Hệ thống phối trộn hóa phẩm, máy bơm cao áp được lắp đặt trực tiếp tại tàu do giàn BK không đủ khả năng chứa toàn bộ thiết bị, khoảng diện tích sử dụng dự kiến là 10 x 15 m. Hóa phẩm được chuyển từ đất liền ra giàn bằng hệ thống tàu chứa, quá trình bơm ép được thực hiện trên tàu bơm ép chuyên dụng (Hình 14). Hóa phẩm được để trong các thùng chứa kín, kết nối với hệ thống bơm cao áp tới giếng bơm ép thông qua hệ thống ống mềm công nghệ. Tàu và thiết bị được đặt tại khu vực bơm ép trong suốt thời gian thực hiện và được thực hiện tuần tự cho từng giếng. Hệ thống thiết bị sẽ di chuyển đến vị trí giàn/giếng mới sau khi kết thúc bơm ép tại một giếng.

6. Kết luận

Hệ hóa phẩm VPI SP đã được VPI nghiên cứu chế tạo thành công dựa trên cơ chế tương hỗ hóa học của tổ hợp chất hoạt động bề mặt anion - không ion kết hợp polymer để nâng cao hệ số thu hồi dầu rất phù hợp với Miocene, mỏ Bạch Hổ và các đối tượng trầm tích của bể Cửu Long với các tính năng ưu việt như hoạt động tốt ở khoảng nhiệt độ 90 - 110 °C, áp suất cao đến 300 bar, chịu độ khoáng hóa/độ mặn cao đến 35.000 ppm, giảm IFT xuống rất thấp từ 10^{-1} đến 10^{-2} mN/m, tạo hệ vi nhũ tương dầu-nước, mức độ hấp phụ lên đá vôi thấp hơn 0,01 g/kg, thay đổi tính dính ướt đá vôi, tăng hệ số đẩy và quét. Đặc biệt, khả năng gia tăng thu hồi dầu trên mô hình vật lý vôi đạt hiệu quả rất cao từ 21 - 32%.

Kết quả nghiên cứu cho thấy hệ hóa phẩm VPI SP đáp ứng được 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 quy mô công nghiệp, triển khai bơm ép thử nghiệm thực tế cho đối tượng Miocene Nam, mỏ Bạch Hổ và các đối tượng trầm tích thuộc bể Cửu Long. Quy trình chế tạo sản xuất quy mô công nghiệp và phương án bơm ép hệ hóa phẩm SP thực tế trên khu vực BK14/16, mỏ Bạch

Hổ đã được xây dựng để triển khai áp dụng thực tế trong thời gian tới.

Lời cảm ơn

Bài báo là kết quả nghiên cứu của cụm Đề tài cấp quốc gia mã số ĐTĐLCN.26/19, ĐTĐLCN.27/19, ĐTĐLCN.28/19. Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn Bộ Khoa học và Công nghệ (theo Hợp đồng số 26/2019/HĐ-ĐTĐLCN-CNN ngày 01/3/2019, Hợp đồng số 27/2019/HĐ-ĐTĐLCN-CNN ngày 20/3/2019, Hợp đồng số 28/2019/HĐ-ĐTĐLCN-CNN ngày 03/9/2019), Viện Dầu khí Việt Nam và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã hỗ trợ nguồn lực và tài trợ kinh phí thực hiện nghiên cứu này.

Tài liệu tham khảo

- [1] Alvarado Vladimir, "Enhanced oil recovery: Field planning and development Strategies", 2010.
- [2] 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.
- [3] L.W. Lake, "Enhanced oil recover, 1996".
- [4] David Levitt, Sophie Dufour, Gary Arnold Pope, Danielle Christine Morel, Pascal Rene Gauer, "Design of an ASP flood in a high-temperature, high-salinity, low-permeability carbonate", *International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, 15 - 17 November 2011*. DOI: 10.2523/IPTC-14915-MS.
- [5] Jogmec, Nippon Oil Exploration, VPI and Petrovietnam, "Technical workshop on CO₂ and hydrocarbon gas EOR", 2009.
- [6] JVPC Project Group, "Block 15-2, Rang Dong field - Excution plan of HCG-EOR pilot test", 2010.
- [7] Chegenizadeh Negin, Saeedi Ali, and Quan Xie, "Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery", *Petroleum*, Vol. 3, No. 2, pp. 197 - 211, 2017. DOI: 10.1016/j.petlm.2016.11.007.
- [8] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, "Báo cáo trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí hàng năm của các mỏ dầu khí (Bạch Hổ, Rồng, Sư Tử Đen, Tê Giác Trắng, Rạng Đông...), Báo cáo và phê duyệt trữ lượng dầu khí (RAR), HIIP, Báo cáo trữ lượng dầu khí cập nhật, Kế hoạch phát triển mỏ đại cương (ODP), Kế hoạch phát triển mỏ (FDP), Kế hoạch phát triển mỏ điều chỉnh của các mỏ thuộc bể trầm tích Cửu Long".
- [9] Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Vietsovpetro,

"Tuyển tập Hội thảo khoa học nâng cao hệ số thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ", 2003.

[10] NIPI, Vietsovpetro, "Sơ đồ công nghệ điều chỉnh mới khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ" 2003, 2008, 2012, 2018.

[11] Larry Co, Zijie Zhang, Qisheng Ma, Gary Watts, Lin Zhao, Patrick J. Shuler, and Yongchun Tang, "Evaluation of functionalized polymeric surfactants for EOR applications

in the Illinois basin", *Journal Petroleum Science Engineering*, Vol. 134, No. 7, 2015. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.06.009.

[12] David Levitt, Adam Jackson, Christopher Heinson, Larry N. Britton, Taimur Malik, Varadarajan Dwarakanath, and Gary Arnold Pope, "Identification and evaluation of high-performance EOR surfactants", *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, Vol. 12, No. 2, 2009. DOI: 10.2118/100089-PA.

RESEARCH ON EVALUATING, SELECTING AND MANUFACTURING THE VPI SP CHEMICAL PRODUCT FOR CONDUCTING FIELD TEST TO ENHANCE OIL RECOVERY COEFFICIENT OF OIL FIELDS IN CUU LONG BASIN, OFFSHORE VIETNAM

Hoang Long, Nguyen Minh Quy, Pham Truong Giang, Phan Vu Anh, Le Thi Thu Huong

Cu Thi Viet Nga, Tran Thanh Phuong, Dinh Duc Huy, Le The Hung

Vietnam Petroleum Institute

Email: longh@vpi.pvn.vn

Summary

The Vietnam Petroleum Institute (VPI) is implementing a multi-task national level project entitled "Research, evaluate, select and develop a pilot programme for industrial application of solutions to improve oil recovery coefficient for clastic oil bearing reservoirs of oil fields in the Cuu Long basin, on the continental shelf of Vietnam". Specifically, detailed evaluation studies have been carried out from geological characteristics, reservoir engineering, production to EOR mechanism to develop technical criteria for the process of manufacturing and evaluating the efficiency of the chemical system to optimise the laboratory scale, propose the production and injection scenarios to optimise the development plan as well as evaluate the efficiency of increasing oil recovery coefficient on the reservoir simulation model; conduct production at pilot scale and implement industrial application testing on the field scale for clastic oil bearing reservoir, Cuu Long basin.

The article presents the results of research, evaluation, selection and successful manufacture of a VPI SP chemical system based on the combined mechanism of anionic - non-ionic surfactants and polymers to ensure satisfying the harsh technical requirements of oil fields in Vietnam such as resistance to high temperature, high pressure, high mineralisation, very low surface tension, optimal micro-emulsion, low adsorption onto reservoir rocks, reducing residual oil saturation in the reservoir. Results of the evaluation of increased efficiency of oil recovery on actual samples of Miocene reservoir showed an increase of over 21%. The VPI SP chemical system has been included in the plan of industrial-scale testing by Vietsovpetro in Bach Ho and other producing fields in the clastic sections of the Cuu Long basin.

Key words: Enhanced oil recovery, chemical injection, Surfactant Polymer Injection, reduction of residual oil saturation, Bach Ho field.

PHÁT TRIỂN NGÀNH DẦU KHÍ VIỆT NAM GẮN VỚI AN NINH NĂNG LƯỢNG - KINH TẾ TRONG THỜI KỲ HỘI NHẬP QUỐC TẾ

Ngô Thường San

Hội Dầu khí Việt Nam

Email: ngothuongsan1938@gmail.com

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.11-03>

Tóm tắt

Dầu khí là nguồn tài nguyên không tái tạo đóng vai trò quan trọng đối với nền kinh tế. Đến giữa thế kỷ XXI, dầu khí được dự báo vẫn giữ vị trí hàng đầu trong cân đối năng lượng sơ cấp ở nhiều nước. Tổng tiêu thụ năng lượng toàn cầu năm 2020 đạt trên 4,1 tỷ tấn dầu và 3.853 tỷ m³ khí [1].

Trong 60 năm xây dựng và phát triển, ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam đã có đóng góp quan trọng cho nền kinh tế, đặc biệt là giúp đất nước vượt qua cuộc khủng hoảng về năng lượng, thiếu hụt ngân sách trong thập niên 90 của thế kỷ trước. Tính đến cuối năm 2020, tổng sản lượng khai thác của Việt Nam đạt trên 424 triệu tấn dầu và condensate, trên 160 tỷ m³ khí, có thời điểm đóng góp gần 30% cho ngân sách Nhà nước và 22 - 25% cho GDP. Đặc biệt, việc hình thành các khu công nghiệp dầu khí ven biển quan trọng và các công trình dầu khí trên thềm lục địa đã góp phần bảo đảm chủ quyền quốc gia và an ninh quốc phòng.

Nhu cầu dầu khí trong cân đối năng lượng tăng nhanh theo tốc độ phát triển kinh tế xã hội. Dự báo trong tương lai gần Việt Nam không còn tự chủ được nguồn cung và phải nhập khẩu hoàn toàn để đáp ứng nhu cầu năng lượng đất nước. Song song với việc chủ động triển khai các giải pháp cấp bách về kỹ thuật - công nghệ, ngành Dầu khí Việt Nam cần các cơ chế để gia tăng trữ lượng và duy trì sản lượng dầu khí, chuẩn bị các bước tiếp theo để chuyển đổi sang các dạng năng lượng ít phát thải khí nhà kính và năng lượng tái sinh.

Từ khóa: Dầu khí, an ninh năng lượng.

1. Giới thiệu

Năng lượng và chất lượng năng lượng là yếu tố tác động quyết định đến sự tăng trưởng và tính cạnh tranh, sức mạnh của một nền kinh tế. Đảm bảo an ninh năng lượng (energy security) và tính tự chủ, độc lập bền vững về năng lượng (energy independence) là vấn đề sống còn, gắn liền với an ninh quốc gia. Mỗi quốc gia đều phải xây dựng chiến lược phát triển năng lượng dài hạn gắn liền với phát triển kinh tế dựa trên đặc thù và tiềm năng tài nguyên năng lượng của mỗi nước.

“An ninh năng lượng” và “tự chủ về năng lượng” là 2 khái niệm liên quan nhưng không đồng nghĩa và có nội hàm khác nhau, đặc biệt trong thời kỳ hội nhập quốc tế. “An ninh năng lượng” đòi hỏi tính đa dạng, ổn định và lâu dài về nguồn cung (hệ cung cấp), còn “tự chủ về năng

lượng” là khả năng tự đáp ứng nhu cầu năng lượng bao gồm cả các dạng năng lượng thay thế. Tự chủ về năng lượng không đồng nghĩa với sự cô lập, bảo hộ về nguồn cung năng lượng, mà đòi hỏi sự phát triển các nguồn năng lượng nội địa, đa dạng - truyền thống, phi truyền thống, tái sinh..., giảm sự phụ thuộc vào nguồn cung từ nước ngoài.

Chiến lược năng lượng quốc gia có vai trò quan trọng đảm bảo cân đối nhu cầu về năng lượng cho phát triển kinh tế, vì thế chính sách đảm bảo nguồn cung và đa dạng hóa nguồn năng lượng phải gắn liền với hiệu quả sử dụng nguồn năng lượng trong nước, cải tiến, đổi mới công nghệ khai thác và tiêu thụ năng lượng, giảm dần tỷ lệ phụ thuộc giữa tăng trưởng GDP và tiêu thụ năng lượng.

Dầu mỏ và khí đốt có vai trò chiến lược trong chính sách năng lượng của mỗi quốc gia và thường chiếm tỷ lệ quyết định trong cơ cấu năng lượng sơ cấp.

Dầu khí là nguồn tài nguyên không tái sinh, đóng vai trò quan trọng đối với nền kinh tế, trong việc đảm bảo



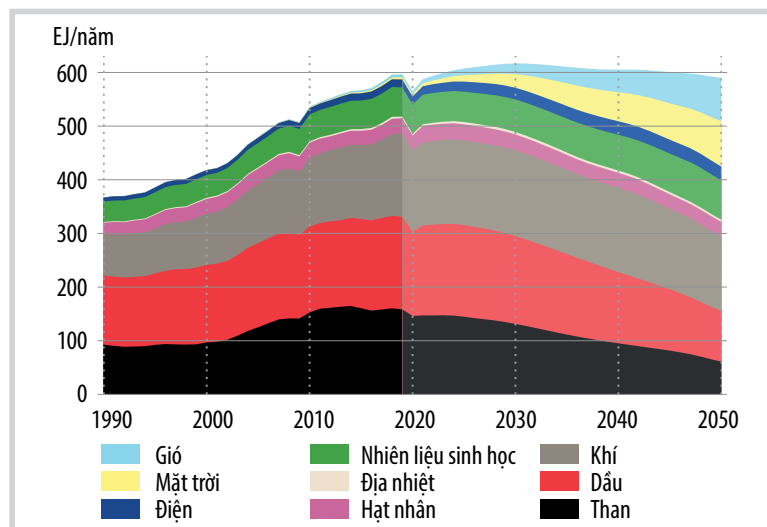
Ngày nhận bài: 7/5/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 7 - 22/5/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 7/10/2021.

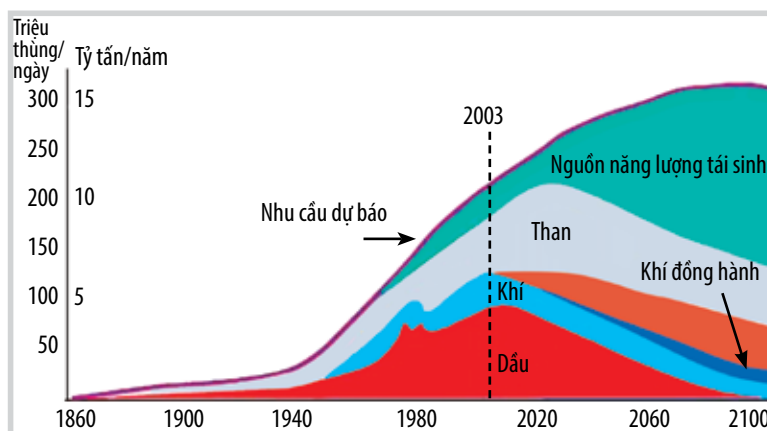
an ninh năng lượng, song cũng là nguyên nhân dẫn đến các cuộc đại khủng hoảng kinh tế thế giới, là nguyên nhân tranh giành ảnh hưởng chi phối địa - chính trị giữa các nước lớn, đặc biệt giữa các nước có nguồn dầu xuất khẩu. Lịch sử cho thấy các cuộc cách mạng công nghiệp đều liên quan với sự thay đổi cơ bản về dạng năng lượng sơ cấp được sử dụng theo hướng hiệu quả và năng suất cao hơn, từ hơi nước sang than đá, thủy điện và dầu khí. Thế kỷ XXI là thế kỷ của dầu mỏ và dầu khí quan trọng đến mức có ý kiến cho rằng sự phát triển và tồn vong của thế giới ở thế kỷ XXI phụ thuộc vào nguồn tài nguyên hóa thạch này.

Khi dân số và chất lượng cuộc sống tăng lên thì nhu cầu về năng lượng tăng theo. Câu hỏi được đặt ra là khi nào “dầu, khí” sẽ cạn kiệt và không còn vai trò chủ lực về năng lượng trong tương lai? Cách mạng công nghiệp 4.0 và biến đổi khí hậu toàn cầu, yêu cầu thay thế năng lượng hóa thạch gây hiệu ứng nhà kính bằng các dạng năng lượng tái tạo có làm thay đổi nhu cầu về dầu, khí trong cân đối năng lượng sơ cấp?

Hiện trạng cho thấy công nghiệp dầu khí trong tương lai gần, ít ra đến giữa thế kỷ XXI vẫn giữ vị trí hàng đầu trong các dạng năng lượng



Hình 1. Dự báo nguồn cung năng lượng sơ cấp đến năm 2050 [2] (EJ tương đương 23,88 triệu TOE).



Hình 2. Dự báo nhu cầu năng lượng sơ cấp.

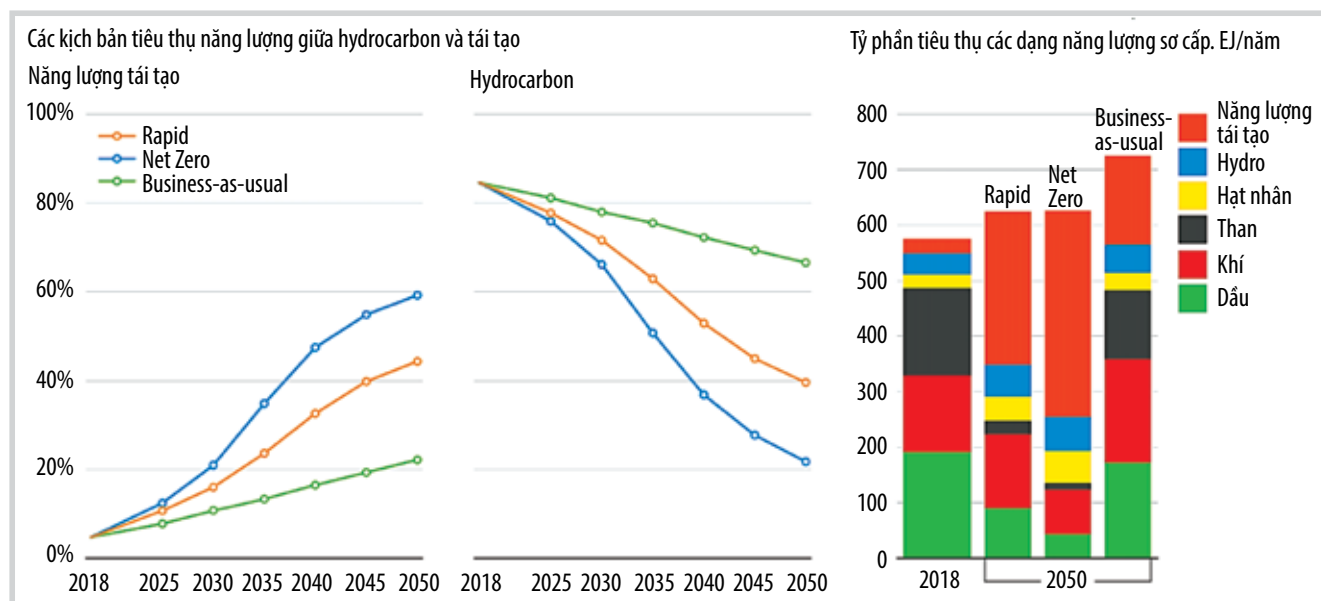
sơ cấp thế giới với tỷ lệ đến 50% (Hình 1) [2]. Sản lượng dầu truyền thống sẽ giảm nhưng được thay thế dần bởi dầu nặng và khí đá phiến dồi dào ở Bắc Mỹ. Nhu cầu năng lượng thế giới sẽ tăng nhanh và được bù đắp bởi các dạng năng lượng tái tạo.

Những dự báo chiến lược cho thấy “dầu khí” như 1 nguồn nguyên liệu/năng lượng sẽ cạn kiệt, hết vai trò lịch sử và sẽ được thay thế dần trong tương lai, khi cách mạng công nghiệp 4.0 phát triển nhanh làm thay đổi tư duy sử dụng năng lượng, hiệu quả, chất lượng, bảo vệ môi trường tốt hơn, giảm phát thải khí CO₂. Thách thức là bao giờ sẽ được thay thế và nhường chỗ cho các nguồn năng lượng mới thích hợp. Dự báo đến năm 2100 nhu cầu năng lượng sơ cấp không tăng, vẫn giữ ở mức 15 tỷ tấn/năm dù dân số và GDP tăng nhờ áp dụng các biện pháp và phổ biến các thiết bị thông minh tiết kiệm năng lượng. Vai trò dầu khí như nguồn năng lượng chủ lực sẽ được thay thế dần và nhường chỗ cho các nguồn năng lượng tái sinh (Hình 2).

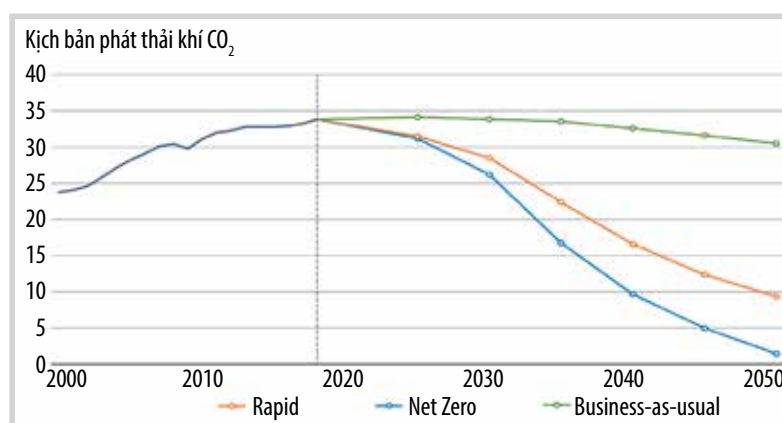
Nhưng để phát triển nguồn năng lượng mới đòi hỏi phải có cơ sở hạ tầng sử dụng phù hợp, liên quan đến trình độ phát triển kinh tế - xã hội, nguồn nhân lực và ứng dụng sáng tạo công nghệ của từng nước/khu vực, thường phải mất nhiều thập kỷ và sự chuyển tiếp này sẽ xảy ra từng bước cùng với sự thay đổi cấu trúc nền kinh tế của mỗi nước.

Vì thế, các công ty dầu quốc gia cần thích nghi, song song với việc duy trì mức sản lượng khai thác phù hợp, cân đối cấu trúc sử dụng dầu khí hiệu quả giữa năng lượng - nguyên liệu, cần sớm đầu tư phát triển công nghệ mới nhằm cải tạo năng lượng dầu mỏ thành nguồn năng lượng sạch, hiệu quả hơn, ứng phó với xu thế giảm dần tỷ phần và nhường chỗ cho các dạng năng lượng tái sinh xanh [3].

Với tốc độ phát triển của cuộc cách mạng công nghiệp 4.0, đổi mới công nghệ trong sử dụng tiết kiệm và hiệu quả năng lượng, yêu cầu hạn chế sử dụng năng lượng hóa thạch gây phát thải khí nhà kính, với sự phát triển nhanh các dạng năng lượng tái sinh, sạch thì tiêu thụ dầu khí thế giới được dự báo có thể sẽ



Hình 3. Dự báo tốc độ giảm tỷ lệ tiêu thụ hydrocarbon do tăng tiêu thụ năng lượng tái tạo theo các kịch bản phụ thuộc vào lượng khí thải CO₂ [4].



Hình 4. Kịch bản phát thải khí CO₂ theo Gt (tỷ tấn) [4].

giảm dần trong tương lai. Các kịch bản được đưa ra với khả năng thay thế năng lượng hydrocarbon bằng năng lượng tái sinh ở 3 mức - giảm độ phát thải khí CO₂ về "0", mức nhanh và mức bình thường với tỷ lệ tiêu thụ năng lượng tái sinh khoảng 40% vào năm 2050 trong bảng cân đối năng lượng sơ cấp (Hình 3 và 4).

2. Những đóng góp quan trọng của ngành Dầu khí Việt Nam

Tháng 9/1975 sau khi thống nhất đất nước, Bộ Chính trị đã có Nghị quyết số 244-NQ/TW xây dựng ngành Dầu khí Việt Nam, thành lập Tổng cục Dầu khí (nay là Tập đoàn Dầu khí Việt Nam), tập trung trước mắt vào lĩnh vực thăm dò dầu khí, sớm phát hiện và tổ chức khai thác dầu để tự chủ được nguồn năng lượng, có đóng góp phát triển kinh tế và công nghiệp hóa đất nước với phương châm hợp tác đa phương, chuyển giao công nghệ và phát triển nội lực. Trong bối cảnh khó khăn, kinh tế gần như kiệt quệ do chiến tranh ở 2 đầu biên giới, cấm vận nhưng với sự hợp tác hiệu quả của Liên Xô, phát huy tích cực nội lực, Việt Nam đã khai thác tấn dầu đầu tiên trên thềm lục địa Việt Nam vào ngày 26/6/1986, đưa Việt Nam vào danh sách các nước xuất khẩu dầu thô trên thế giới.

Ngày 6/9/1988, việc phát hiện và tổ chức khai thác hiệu quả với sản lượng cao tầng dầu trữ lượng lớn trong đá móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ đã đi vào lịch sử khai thác dầu khí thế giới. Đó là tiền đề để thực hiện Nghị quyết số 15-NQ/TW của Bộ Chính trị năm 1988 tạo bước ngoặt lịch sử quan trọng là định hướng chiến lược xây dựng và phát triển nền công nghiệp dầu khí Việt Nam đồng bộ, đa ngành, hiện đại với chuỗi hoàn chỉnh các khâu công nghệ, xây dựng nội lực và hội nhập quốc tế sâu rộng. Ngoài công nghiệp khai thác dầu biển, công nghiệp khí và chế biến dầu khí cũng được hình thành với việc đưa dòng khí đầu tiên từ mỏ Bạch Hổ về bờ vào năm 1995, Nhà máy Đạm Phú Mỹ được đưa vào hoạt động năm 2003, sau đó hình thành Cụm Khí - Điện - Đạm Phú Mỹ, Cà Mau và các cơ sở lọc - hóa dầu (Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn)...

Ngành dịch vụ kỹ thuật công nghệ cao được phát triển với các công trình khai thác dầu khí biển đáp ứng tiêu chuẩn quốc tế, chế tạo giàn khoan tự nâng hiện đại 90 - 120 m nước, giàn công nghệ khai thác dầu khí ở khu vực nước sâu, xa bờ, là các cột mốc quan trọng khẳng định chủ quyền quốc gia trên biển.

Tính đến cuối năm 2020, tổng sản lượng khai thác của Việt Nam đạt trên 424 triệu tấn dầu và condensate, trên 160 tỷ m³ khí, có

thời điểm đóng góp gần 30% cho ngân sách Nhà nước và 22 - 25% cho GDP.

3. Khó khăn, thách thức và giải pháp phát triển ngành Dầu khí giai đoạn 2021 - 2035, tầm nhìn đến năm 2045

Theo “Định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2035, tầm nhìn đến năm 2045” [5], nhu cầu dầu và khí theo kịch bản đề xuất là khoảng 37 triệu TOE vào năm 2025 và tăng dần đến gần 110 triệu TOE vào năm 2050 với tỷ phần của dầu là 21%, của khí là 13% trong cân đối năng lượng sơ cấp. Trong đó, dự báo khai thác dầu và khí năm 2025 là 24 triệu TOE giảm xuống dưới 10 triệu TOE vào năm 2045 (Bảng 1 - 3). Còn theo Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam, mục tiêu sản lượng khai thác trong nước và nước ngoài về dầu khí năm 2025 đạt 27 - 29 triệu tấn và năm 2050 đạt 32 - 35 triệu tấn.

Ngoài ra, Nghị quyết 55-NQ/TW của Bộ Chính trị đặt mục tiêu ngành dầu khí còn được yêu cầu “Các cơ sở lọc dầu đáp ứng tối thiểu 70% nhu cầu trong nước, đảm bảo mức dự trữ xăng dầu đạt tối thiểu 90 ngày nhập ròng, đủ năng lực nhập khẩu khí LNG khoảng 8 tỷ m³ vào năm 2030 và khoảng 15 tỷ m³ vào năm 2045”. Mức phát thải khí CO₂ cho toàn quốc ở kịch bản bình thường từ 253 triệu tấn năm 2020 dự kiến tăng đến 1 tỷ tấn vào năm 2045; còn ở kịch bản có giải pháp giảm thiểu phát thải dự báo sẽ từ

237,3 triệu tấn năm 2020 lên đến 800 triệu tấn năm 2045, ở mức giảm khí thải 20%.

Qua số liệu tại Bảng 1 - 3 có thể nhận thấy nhu cầu dầu khí như nguồn cung năng lượng tăng nhanh, nhưng bắt đầu từ năm 2025 Việt Nam không còn tự chủ về nguồn nguyên liệu dầu, khí và phụ thuộc hoàn toàn vào nguồn cung từ nước ngoài, sẽ tạo ra sự bất ổn lớn đối với an ninh năng lượng quốc gia và sự phát triển kinh tế đất nước. Ngành dầu khí cần triển khai các giải pháp để cải thiện tình trạng suy giảm, duy trì sự ổn định về sản lượng dầu khí, cải thiện khả năng tự chủ về năng lượng.

3.1. Khó khăn và thách thức của ngành Dầu khí Việt Nam hiện nay

Lĩnh vực tìm kiếm - thăm dò - khai thác dầu khí đang đối mặt với rất nhiều khó khăn, thách thức. Tốc độ suy giảm sản lượng dầu trong những năm gần đây diễn ra rất nhanh, nhiều mỏ dầu truyền thống chủ lực đóng góp sản lượng quan trọng cho Việt Nam sau 20 - 30 năm khai thác như Bạch Hổ, Sư Tử, Rạng Đông, Cá Ngừ, Tê Giác... cung cấp trên 500 triệu tấn dầu quy đổi đã qua giai đoạn khai thác đỉnh, sản lượng khai thác đang suy giảm, đòi hỏi phải đầu tư thêm các giải pháp công nghệ tận thu hồi dầu, khoan bổ sung để tận khai thác trong khi các mỏ mới được đưa vào khai thác chậm do thiếu vốn và vướng mắc các thủ tục đầu tư.

Bảng 1. Nhu cầu dầu và khí theo cân đối năng lượng sơ cấp [5]

Kịch bản	Năm	2020		2025		2030		2040		2045		2050	
		KTOE	Tỷ lệ (%)	KTOE	Tỷ lệ (%)	KTOE	Tỷ lệ (%)	KTOE	Tỷ lệ (%)	KTOE	Tỷ lệ (%)	KTOE	Tỷ lệ (%)
Cơ sở	Khí	10.750	10	14.470	10	25.250	13	24.360	10	31.442	11	40.903	12
	Dầu	23.440	21	32.430	22	42.480	22	50.950	21	61.021	21	75.636	22
Đề xuất	Khí	10.660	10	17.050	17	25.010	14	24.360	11	31.613	12	41.480	13
	Dầu	22.110	21	30.210	22	39.130	21	45.660	21	54.090	20	67.685	21

Bảng 2. Khai thác, xuất nhập khẩu dầu thô (triệu tấn) [5]

Dầu thô	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Khai thác	15,6	8,5	4,2	2,0	1,8	1,6
Nhập khẩu	10,0	19,6	33,2	39,5	43,6	48,2
Xuất khẩu	-9,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nguyên liệu lọc dầu	-16,5	-28,0	-37,4	-41,5	-45,4	-49,8

Bảng 3. Khai thác, xuất nhập khẩu khí thiên nhiên (tỷ m³) [5]

Khí thiên nhiên	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Khai thác	11,5	15,5	15,4	11,4	9,3	7,6
Nhập khẩu	0,0	0,0	11,8	14,8	19,8	26,5
Sản xuất điện	- 9,2	-12,3	-23,3	-22,0	-24,3	-26,8
Tiêu thụ khác	-2,4	-3,2	-4,0	-4,3	-4,8	-7,2

Giá dầu thô dao động mạnh ở mức thấp khó dự báo, tác động kép của đại dịch Covid-19 tạo nhiều bất cập, doanh thu giảm khiến nguồn tài chính của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ngày càng eo hẹp, phần Nhà nước để lại bị giới hạn, không đủ để đầu tư phát triển. Nguồn lực hạn hẹp, phân tán, thiếu thể chế để các đơn vị trong ngành hỗ trợ lẫn nhau nên các hoạt động tìm kiếm - thăm dò - khai thác dầu khí ngày càng bị thu hẹp. Bên cạnh đó, các điều khoản ưu đãi của Luật Dầu khí không còn đủ hấp dẫn các nhà đầu tư trong bối cảnh biến động giá dầu, không khuyến khích đầu tư vào các mỏ nhỏ, mỏ cận biên kinh tế và các mỏ đang ở thời kỳ khai thác tận thu hồi.

Sự thu hẹp hoạt động tìm kiếm - thăm dò trong nước kéo theo sự sụt giảm khối lượng dịch vụ và sự tăng trưởng không bền vững trong toàn ngành. Dòng tiền ngoại tệ bị chảy ra nước ngoài khi các đơn vị dịch vụ trong nước thiếu việc làm. Những bất cập trong các quy định hiện hành đã hạn chế sự phát triển dịch vụ dầu khí trong nước.

Sự bất ổn về an ninh ở Biển Đông cũng gây khó khăn cho hoạt động dầu khí ở vùng đặc quyền kinh tế Việt Nam.

3.2. Giải pháp để bảo đảm an ninh năng lượng

3.2.1. Tự chủ được nguồn năng lượng dầu, khí

Dầu và khí là năng lượng chưa thể thay thế được trong nửa đầu thế kỷ XXI, vì thế tổ chức thăm dò và khai thác các mỏ dầu khí hiệu quả, giá thành cạnh tranh, sản lượng ổn định vẫn là mục tiêu quan trọng chi phối mọi hoạt động của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong kế hoạch trung và dài hạn. Tiềm năng và trữ lượng dầu khí dự báo còn khoảng 600 - 700 triệu m³ dầu và gần 800 tỷ m³ khí đủ đảm bảo cho sự phát triển ổn định ngành Dầu khí Việt Nam, đáp ứng yêu cầu phát triển kinh tế đất nước đến giữa thế kỷ XXI.

- Đảm bảo gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác ổn định

Vùng biển gần bờ, chiều sâu nước đến 100 m sau hơn 30 năm khai thác hiện đã qua giai đoạn sản lượng đỉnh với trên 600 triệu tấn dầu quy đổi. Mục tiêu sắp tới là đầu tư tận khai thác ở vùng biển 200 m nước sâu và phát triển công nghệ kỹ thuật thăm dò khai thác ở vùng biển xa bờ, nước sâu trên 500 - 2.000 m, vùng chuyển tiếp sườn lục địa, với các bể phổ biến là phi truyền thống và hỗn hợp truyền thống với phi truyền thống, ứng dụng công nghệ mới và có những giải pháp đặc thù để phát triển và tổ chức khai thác các mỏ nhỏ, cận biên kinh tế, xây dựng cơ sở dữ liệu (database) đặc biệt về các yếu tố chi phối hiệu quả và sự thành công trong thăm dò và phát triển mỏ, tăng tỷ lệ các giếng khoan thành công (hệ số thành công - POS).

Cần sớm đưa vào khai thác các mỏ khí như: Cá Voi Xanh, Kèn Bầu, Lô B... Quy trình phát triển các mỏ khí có tính đặc thù đòi hỏi phải giải quyết đồng bộ chuỗi giá trị gồm khai thác, vận chuyển đưa vào bờ, xử lý và phát triển hộ tiêu thụ, thống nhất giá mua - bán khí, đặc biệt cần thiết phải có sự điều tiết của Chính phủ ngay từ đầu.

- Khai thác hiệu quả tài nguyên

Ngành Dầu khí Việt Nam đã thành công trong công nghệ thăm dò và khai thác dầu khí, nhưng thực tiễn cho thấy cần phải nhanh chóng đổi mới công nghệ theo hướng tăng hiệu quả khai thác và sử dụng hiệu quả tài nguyên dầu khí.

Dư địa vẫn còn lớn để tận thu dầu, khí từ các mỏ đang hoạt động, cũng như mở rộng khai thác sang các hình thái tầng chứa mới. Mục tiêu quan trọng hiện nay là nghiên cứu phát triển công nghệ thăm dò, tổ chức phát triển để nhanh đưa các mỏ dầu nhỏ, mỏ vệ tinh, các bể phi truyền thống vào khai thác hiệu quả, với hệ số thành công cao, tiết kiệm chi phí, giảm giá thành khoan và đầu tư, ứng dụng các giải pháp nâng hệ số thu hồi dầu.

Đặc điểm của các mỏ khí là hàm lượng khí CO₂ cao, phân bố không đều giữa các mỏ và trong nội bộ từng mỏ với hàm lượng dao động từ vài % đến 50 - 60%. Hiện các hộ tiêu thụ (các nhà máy điện, đạm) đang sử dụng khí có hàm lượng CO₂ đến 8%, vì thế nhiều vỉa khí có hàm lượng CO₂ cao hơn không được khai thác, ảnh hưởng đến hệ số thu hồi. Mục tiêu để nâng hiệu quả sử dụng tài nguyên khí là nghiên cứu áp dụng các giải pháp khoa học kỹ thuật để tăng khả năng khai thác và sử dụng khí có hàm lượng nhiều CO₂, biến lượng khí này sau khi xử lý thành các sản phẩm có giá trị kinh tế gia tăng và giải quyết bài toán môi trường. Chế biến sâu khí, tăng tỷ phần làm nguyên liệu tạo sản phẩm có giá trị gia tăng cao hơn. Nhu cầu khí ngày càng tăng, ngoài sử dụng cho ngành năng lượng sạch cũng cần dành tỷ lệ thích đáng làm nguyên liệu cho hóa dầu.

3.2.2. Xây dựng nguồn cung ổn định

Yếu tố quan trọng đảm bảo an ninh năng lượng là xây dựng nguồn cung ổn định, dài hạn đặc biệt trong bối cảnh dịch bệnh diễn biến phức tạp. Ngành Dầu khí sớm hay muộn cũng phải nhập dầu và khí để đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế, bởi vậy:

- Cần có các hợp đồng dài hạn mua dầu thô và LNG từ các nước giàu tài nguyên dầu khí, có mối quan hệ hợp tác chiến lược, ổn định về kinh tế - chính trị - xã hội, thuận lợi về vận chuyển. Giá dầu thô và LNG thường có biên độ dao động lớn, khó dự báo, rủi ro cho các đơn vị nhập khẩu. Cần xã hội hóa việc nhập khẩu và xây dựng các kho dự trữ LNG.

- Hợp tác đầu tư thăm dò và khai thác dầu khí ở nước ngoài, triển khai mua các mỏ tiềm năng cũng là hướng nhiều nước thực hiện để đảm bảo nguồn cung dầu khí.

4. Xu thế chuyển dịch năng lượng của ngành Dầu khí Việt Nam

Thực trạng về tiềm năng tài nguyên và nhu cầu luôn cao về năng lượng cho thấy công nghiệp dầu khí vẫn sẽ giữ vị trí hàng đầu trong tỷ phần năng lượng sơ cấp. Hơn nữa, sản phẩm dầu khí không chỉ là nguồn năng lượng mà còn là nguyên liệu quan trọng cho công nghiệp, hóa dầu, nông nghiệp, công nghiệp sản xuất hàng tiêu dùng.

Khí chưa có nguồn tài nguyên mới đa dạng về công dụng có thể thay thế dầu khí thì nhiệm vụ trước mắt và trung hạn trong lĩnh vực thăm dò, khai thác và chế biến dầu khí buộc phải tập trung đầu tư phát triển giải pháp và quy trình công nghệ hiện đại hơn để tăng hiệu quả, tối ưu khai thác và tiết kiệm tài nguyên, tăng hiệu quả và giá trị sử dụng các sản phẩm dầu khí, giảm thiểu nguy cơ ảnh hưởng xấu đến môi trường.

Sự chuyển dịch quan trọng, cấp bách mà ngành Dầu khí phải đối mặt đó là sự chuyển dịch trong cơ cấu năng lượng gốc hydrocarbon từ dầu sang khí. Đó là yêu cầu thực tế xuất phát từ tiềm năng tài nguyên khí thiên nhiên, suy giảm nhanh sản lượng dầu và đòi hỏi của sự phát triển cách mạng công nghiệp 4.0 trong quá trình hội nhập. Khí thiên nhiên được xem là dạng năng lượng sạch sử dụng hiệu quả cho điện và nguồn nguyên liệu cho hóa dầu, ít phát thải khí nhà kính. Với tính ưu việt trên, nên khí thiên nhiên tất yếu sẽ là nguồn nguyên liệu/năng lượng tương lai thay thế dần dầu và than.

Ngành Dầu khí cần điều chỉnh chiến lược phát triển công nghiệp khí và xây dựng tổng quy hoạch công nghiệp khí hợp lý cho từng giai đoạn phát triển, bao gồm từ công nghệ khai thác hiệu quả các vỉa/mỏ khí nhiều CO₂, tận dụng tạo thêm giá trị gia tăng, xây dựng mạng lưới đường ống, cảng biển và các khu công nghiệp khí phù hợp với quy hoạch kinh tế vùng, sơ đồ mạng lưới điện quốc gia, xây dựng chiến lược thị trường khí và sản phẩm khí với tầm nhìn kết hợp với nhập LNG. Khí hóa lỏng LNG dự báo sẽ có thị trường tiêu thụ với tốc độ tăng nhanh.

Tài nguyên khí thiên nhiên còn ở dạng băng cháy (gas hydrate hay methane hydrate) theo dự báo có tiềm năng lớn ở Biển Đông. Giải pháp kỹ thuật và công nghệ khai thác, xử lý băng cháy hoàn toàn khác công nghệ truyền thống khai thác dầu khí. Việc đánh giá và phân vùng tiềm năng băng cháy là nhiệm vụ cần được quan tâm xúc tiến

và sớm tiếp cận với công nghệ thăm dò và khai thác dạng tài nguyên này.

Do đòi hỏi khách quan của cách mạng công nghiệp 4.0, sự biến đổi khí hậu và tiềm ẩn rủi ro cao về môi trường liên quan chặt chẽ với ngành công nghiệp dầu khí, trong tương lai các công ty dầu khí phải đối mặt với yêu cầu đa dạng hóa nguồn năng lượng, khai thác nguồn năng lượng mới hiệu quả, sạch hơn, hạn chế tối đa phát thải khí CO₂ và thỏa mãn người tiêu dùng hơn. Vì thế, ngay từ bây giờ Petrovietnam đang nghiên cứu quy hoạch tổng thể, từng bước phát triển nguồn năng lượng tái tạo, thân thiện với môi trường và đặc biệt hạn chế phát thải CO₂ gây hiệu ứng nhà kính. Các dạng năng lượng tái tạo mà ngành Dầu khí ưu tiên xem xét phát triển dựa trên năng lực của mình là năng lượng gió và năng lượng hydro.

Năng lượng gió là nguồn năng lượng tái sinh, sạch có tiềm năng lớn và sẽ là một trong những nguồn năng lượng quan trọng phát triển trong thập kỷ tới, cần sớm được đầu tư. Năng lượng gió dùng chủ yếu để sản xuất điện với nhiều lợi thế do đầu tư ban đầu thấp. Theo thống kê của Equal-Ocean, điện gió phát triển mạnh nhất ở Trung Quốc với tổng công suất 211.392 MW dẫn đầu thế giới, EU là 178.526 MW, Mỹ là 96.625 MW, giảm thiểu được gần 9 tỷ tấn khí thải CO₂. Điện gió được xây dựng cả trong đất liền và ngoài biển và là lĩnh vực cần nhận được sự quan tâm ưu tiên hỗ trợ từ Chính phủ. Nhược điểm của điện gió là cường độ gió biến động không phù hợp với mức tiêu thụ điện trong ngày và theo mùa, khó khăn trong tích trữ điện năng, vì thế cần gắn với mạng lưới điện quốc gia.

Với tiềm lực và kinh nghiệm xây dựng các công trình biển, Chính phủ cần giao và hỗ trợ ngành dầu khí để phát triển hoàn chỉnh công nghiệp điện gió từ xây lắp, sửa chữa, bảo dưỡng và chế tạo phụ tùng thay thế. Điện gió ngoài biển và hải đảo không ảnh hưởng đến diện tích đất và môi trường sinh thái như ở đất liền. Những công trình điện gió ngoài khơi có thể sử dụng đa mục tiêu.

Năng lượng hydro cũng là nguồn năng lượng sạch của tương lai dựa trên nguồn nguyên liệu khí thiên nhiên song chưa làm chủ được công nghệ hiệu quả, tiên tiến và thị trường tiêu thụ. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang có chương trình nghiên cứu phát triển dạng năng lượng này, trước tiên nghiên cứu chiến lược phát triển thị trường sử dụng năng lượng hydro.

4. Kết luận

Thực trạng về tiềm năng tài nguyên và nhu cầu luôn cao về năng lượng cho thấy công nghiệp dầu khí vẫn sẽ giữ vị trí hàng đầu trong tỷ phần năng lượng sơ cấp. Hơn

nữa sản phẩm dầu khí không chỉ là nguồn năng lượng mà còn là nguyên liệu quan trọng cho công nghiệp, hóa dầu, nông nghiệp, công nghiệp sản xuất hàng tiêu dùng.

Sự chuyển dịch quan trọng, cấp bách mà ngành Dầu khí Việt Nam phải đối mặt đó là sự chuyển dịch trong cơ cấu năng lượng gốc hydrocarbon từ dầu sang khí. Đó là yêu cầu thực tế xuất phát từ tiềm năng tài nguyên khí thiên nhiên, suy giảm nhanh sản lượng dầu và đòi hỏi của sự phát triển cách mạng công nghiệp 4.0 trong quá trình hội nhập.

Do vậy, ngành dầu khí cần có giải pháp về kỹ thuật - công nghệ và cơ chế để gia tăng và duy trì sản lượng dầu khí, hạn chế lượng nhập khẩu, giảm nguy cơ mất an ninh năng lượng, bất ổn cho sự phát triển kinh tế của đất nước, chuẩn bị các bước tiếp theo để chuyển đổi sang các dạng năng lượng ít phát thải khí nhà kính và năng lượng tái sinh.

Tài liệu tham khảo

[1] BP, "Statistical review of world energy 2021". [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/>

[bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf](https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf).

[2] DNV, "Energy Transition Outlook 2021". [Online]. Available: <https://eto.dnv.com/2021/about-energy-transition-outlook>.

[3] Ngô Thường San, "Công nghiệp dầu khí và thách thức từ cách mạng công nghiệp 4.0". [Trực tuyến]. Địa chỉ: <https://petrovietnam.petrotimes.vn/cong-nghiep-dau-khi-va-thach-thuc-tu-cach-mang-cong-nghiep-40-498382.html>.

[4] BP, "Energy outlook 2020". [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2020.pdf>.

[5] Ban Kinh tế Trung ương, *Định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn 2045*. Nhà xuất bản Đại học Kinh tế Quốc dân, 2020.

DEVELOPING VIETNAM'S OIL AND GAS INDUSTRY IN ASSOCIATION WITH ENERGY AND ECONOMIC SECURITY IN THE INTERNATIONAL INTEGRATION PERIOD

Ngô Thường San

Vietnam Petroleum Association

Email: ngothuongsan1938@gmail.com

Summary

Oil and gas is a non-renewable resource that plays an important role in the economy. It is forecasted that by the middle of the twenty-first century, oil and gas still holds the leading position in primary energy balance in many countries. The world energy consumption in 2020 was over 4.1 billion tons of oil and 3,853 billion m³ of gas [1].

During 60 years of construction and development, Vietnam's oil and gas industry has made important contributions to the economy, especially helping the country overcome the energy crisis and budget deficit in the 1990s.

By the end of 2020, the total production amounted to over 424 million tons of oil and condensate, and over 160 billion m³ of gas; at one time even contributing nearly 30% of the State budget and 22 - 25% of the GDP. Especially, the formation of important coastal petroleum industrial zones and oil and gas projects on the continental shelf have contributed to ensuring national sovereignty and national security.

The demand for oil and gas in the energy balance increases rapidly with the speed of socio-economic development. It is forecasted that in the near future, Vietnam will no longer be self-sufficient in supply and must import completely to meet the country's energy demand. In parallel with proactively implementing urgent technical and technological solutions, Vietnam's oil and gas industry needs mechanisms to increase reserves and maintain oil and gas output, as well as prepare the next steps for transition to energy forms with low greenhouse gas emissions and renewable energy.

Key words: Oil and gas, energy security.

THỰC TRẠNG VÀ GIẢI PHÁP ĐẨY NHANH TIẾN ĐỘ TRIỂN KHAI CÁC DỰ ÁN KHÍ Ở VIỆT NAM NHẪM KHAI THÁC HIỆU QUẢ NGUỒN TÀI NGUYÊN TRONG NƯỚC

Hoàng Thị Đào, Đoàn Văn Thuần

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: daoht@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.11-04>

Tóm tắt

Việc đảm bảo tiến độ triển khai các dự án khí trọng điểm (Lô B, Cá Voi Xanh và Kèn Bầu), sớm đưa khí vào bờ không chỉ cung cấp kịp thời nguồn năng lượng cho các dự án điện khí theo Dự thảo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2045 (Quy hoạch điện VIII), mà còn duy trì đà tăng trưởng và gia tăng nguồn thu cho ngân sách Nhà nước.

Việt Nam cần có giải pháp đẩy nhanh tiến độ các dự án đưa khí vào bờ nhằm đảm bảo an ninh năng lượng (đáp ứng nhu cầu khí trong nước tăng cao), chuyển hóa nhanh tài nguyên khí thành ngân sách quốc gia trong xu hướng chuyển dịch năng lượng và sử dụng hiệu quả vốn đầu tư đã bỏ ra (dự án có phần vốn góp của doanh nghiệp Nhà nước).

Bài báo phân tích biến động nguồn thu ngân sách Nhà nước khi chậm đưa dự án khí vào khai thác, so sánh lợi ích của quốc gia khi đẩy mạnh khai thác khí trong nước với nhập khẩu LNG, trên cơ sở đó đề xuất các giải pháp để sớm đưa các dự án khí vào khai thác.

Từ khóa: Sản lượng khí, Lô B, Cá Voi Xanh, Kèn Bầu.

1. Giới thiệu

Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính trị về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 [1] đã đề ra quan điểm chỉ đạo là “ưu tiên phát triển điện khí, có lộ trình giảm tỷ trọng điện than một cách hợp lý”. Hiện tại, sản lượng khai thác khí trong nước đạt 9,16 tỷ m³ (2020), chủ yếu được sử dụng làm nhiên liệu cho sản xuất điện (trên 80%) và công nghiệp (khoảng 10%). Theo dự thảo Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030 và tầm nhìn 2050, dự báo nhu cầu khí tăng nhanh do áp lực giảm phát thải khí nhà kính, hạn chế các dự án điện than mới và các hộ công nghiệp chuyển sang sử dụng khí. Dự báo tổng nhu cầu tiêu thụ khí trong nước đạt 14 tỷ m³ năm 2025, 26 tỷ m³ năm 2030 và lên tới hơn 68 tỷ m³ vào năm 2050. Vì vậy, Việt Nam cần phải đẩy nhanh tiến độ phát triển các dự án khí lớn như Lô B, Cá Voi Xanh, Kèn Bầu...

Theo Wood Mackenzie, thời gian trung bình từ khi có phát hiện dầu khí đến khi bắt đầu đưa vào khai thác khoảng gần 7 năm [2]. Trong khi đó ở Việt Nam, thời gian đối với các dự án khai thác dầu trung bình khoảng 5 năm, đối với các dự án khí kéo dài khoảng từ 10 - 20 năm. Nguyên nhân do công tác phát triển thị trường tiêu thụ khí, các vướng mắc về các thủ tục, chính sách, quy định liên quan tới quá trình phát triển dự án khí và thị trường khí. Điều này làm giảm tính hiệu quả kinh tế của dự án và kéo theo chậm trễ trong việc phát triển thị trường khí trong nước. Do đó, Việt Nam cần có giải pháp đẩy nhanh tiến độ các dự án đưa khí vào bờ nhằm đảm bảo an ninh năng lượng (đáp ứng nhu cầu khí trong nước tăng cao), chuyển hóa nhanh tài nguyên khí thành ngân sách quốc gia trong xu hướng chuyển dịch năng lượng và sử dụng hiệu quả vốn đầu tư (dự án có phần vốn góp của doanh nghiệp Nhà nước).

2. Thực trạng các dự án khí lớn đang phát triển/chuẩn bị phát triển tại Việt Nam

2.1. Dự án khí Lô B

Theo báo cáo đầu tư năm 2017, dự án khí Lô B khi



Ngày nhận bài: 3/10/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 3/10 - 5/11/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 5/11/2021.

đi vào hoạt động thương mại sẽ cung cấp sản lượng khoảng 5 tỷ m³ khí/năm. Tuy dự án khí Lô B được triển khai nghiên cứu từ đầu những năm 2000 nhưng đã bỏ lỡ nhiều mốc kế hoạch đưa khí vào bờ cung cấp cho các dự án điện khí Ô Môn 2, 3 và 4 (có tổng công suất 3.150 MW). Theo báo cáo đầu tư lần 1, dự án sẽ đưa khí vào bờ năm 2011. Theo Quyết định số 459/QĐ-TTg ngày 30/3/2011 phê duyệt Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam giai đoạn đến năm 2015, định hướng đến năm 2025 [3], dự án sẽ đưa khí vào bờ năm 2014. Theo báo cáo đầu tư lần 2, dự án sẽ đưa khí vào bờ năm 2017 và theo báo cáo đầu tư lần 3 (lập năm 2017), khí được đưa vào bờ năm 2021. Hiện nay, nếu thúc đẩy triển khai dự án ngay thì có thể có nguồn khí đầu tiên vào bờ năm 2025. Nguyên nhân dự án khí Lô B chậm tiến độ do ở giai đoạn đầu, thời điểm nhà điều hành Chevron (Mỹ) triển khai, để đảm bảo hiệu quả đầu tư giá khí khá cao so với mặt bằng chung. Vào thời điểm hiện tại, giá khí cơ sở dự án Lô B đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt năm 2017 là 9,360 USD/triệu BTU và trượt giá 2,5%/năm tính từ ngày 1/1/2016.

2.2. Dự án khí Cá Voi Xanh

Dự án khí Cá Voi Xanh dự kiến cung cấp khoảng 7,2 tỷ m³ khí/năm từ năm 2025. Theo Dự thảo Quy hoạch điện VIII, các nhà máy điện khí sử dụng nguồn khí Cá Voi Xanh gồm có: Dung Quất I, Dung Quất II, Dung Quất III, Miền Trung I và Miền Trung II. Tuy nhiên, chuỗi dự án khí - điện Cá Voi Xanh đang còn các vướng mắc về quy định pháp lý trong việc triển khai dự án. ExxonMobil đã trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam dự thảo Báo cáo phát triển mỏ theo hướng tích hợp giữa hợp phần ngoài biển và hợp phần trên bờ (nhà máy xử lý khí, đường ống trên bờ). Tuy nhiên, các quy định pháp lý hiện hành còn thiếu hướng dẫn rõ ràng đối với trường hợp này, gây phát sinh các vấn đề pháp lý liên quan đến lĩnh vực đất đai trên bờ chưa được nêu rõ trong Luật Dầu khí và Hợp đồng PSC các Lô 117, 118 & 119.

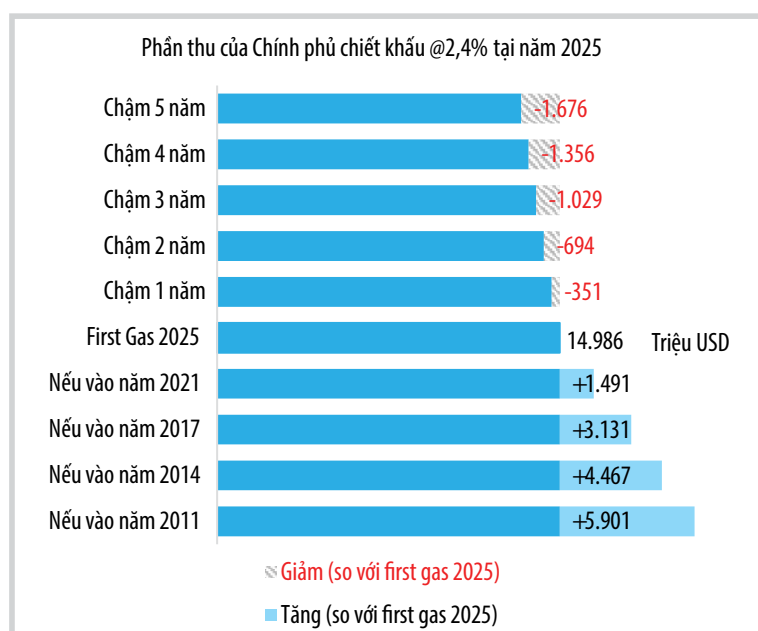
2.3. Dự án khí Kền Bấu

Kết quả khoan thăm dò bước đầu đã khẳng định hệ thống dầu khí tại khu vực cấu

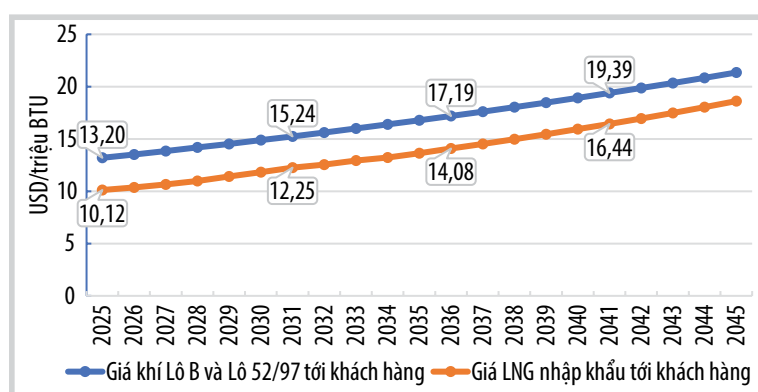
tạo Kền Bấu (Lô 114, bể Sông Hồng), cho thấy tiềm năng lớn về khí tự nhiên, cung cấp khoảng 4 - 6 tỷ m³/năm (theo dự kiến của nhà thầu), để khẳng định chắc chắn về trữ lượng nhà thầu đang tiến hành thẩm lượng.

3. Chậm tiến độ của các dự án khai thác khí ảnh hưởng đáng kể tới nguồn thu của Chính phủ

Theo tính toán của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Dự án khí Lô B nếu đưa vào khai thác chậm 1 năm so với kế hoạch dự kiến (khả thi vào năm 2025), nguồn thu của Chính phủ (quy về giá trị tiền của năm 2025 với hệ số chiết khấu bằng với lãi suất trái phiếu chính phủ dài hạn) sẽ giảm 2,3%, tương ứng giảm 351 triệu USD. Tương tự nếu đưa dự án vào khai thác chậm 1 năm, Chính phủ giảm thu 216 triệu USD đối với Dự án Cá Voi Xanh và 149 triệu USD đối với Dự án Kền Bấu. Trong trường hợp đưa dự án vào khai thác chậm 5 năm, nguồn thu của Chính phủ giảm 11,2%, (tương ứng giảm 1,68 tỷ USD đối với Dự án Lô B, giảm 1,03 tỷ USD đối với Dự án Cá Voi Xanh và giảm 709 triệu USD đối với Dự án Kền Bấu).



Hình 1. Dự báo biến động thu ngân sách Nhà nước theo thời điểm đưa Dự án Lô B vào khai thác.



Hình 2. Giá khí Lô B và giá LNG nhập khẩu tới khách hàng.

Bảng 1. So sánh giá khí tới hộ tiêu thụ và thu của Chính phủ trong dự án Lô B và LNG nhập khẩu giai đoạn 2024 - 2044

TT	Hạng mục	Dự án	Dự án khí Lô B	LNG nhập khẩu	Chênh lệch
			(1)	(2)	(3)=(1)-(2)
1	Giá khí trung bình tới hộ tiêu thụ (USD/triệu BTU)		16,96	13,93	3,04
2	Thu của Chính phủ (tỷ USD)		19,768	1,080	18,688
Trường hợp giá khí Lô B tới hộ tiêu thụ = Giá LNG nhập khẩu tới hộ tiêu thụ					
1	Giá khí trung bình tới hộ tiêu thụ (USD/triệu BTU)		13,93	13,93	0
2	Thu của Chính phủ (tỷ USD)		10,210	1,080	9,130

Bảng 2. So sánh ưu, nhược điểm giữa phát triển dự án khí Lô B với nhập khẩu LNG

Dự án	Phát triển dự án khí Lô B	Nhập khẩu LNG
Ưu điểm	- Tổng thu của Chính phủ cao hơn (trường hợp giá khí tới hộ tiêu thụ cuối cùng cạnh tranh với LNG nhập khẩu); - Chủ động, ổn định nguồn cung khí trong nước; - Tiết kiệm đáng kể ngoại tệ, hỗ trợ cải thiện cán cân thương mại Việt Nam (chênh lệch thu xuất khẩu và chi cho nhập khẩu); - Tạo công ăn việc làm, tăng GDP, nâng cao năng lực nội địa trong toàn chuỗi dầu khí; - Thu được khoản chi phí phía nhà thầu Việt Nam (PVN và PVEP - Doanh nghiệp Nhà nước).	Đa dạng nguồn cung, xây dựng thị trường khí cạnh tranh (thúc đẩy giảm chi phí khai thác trong nước)
Nhược điểm/rủi ro	- Rủi ro trữ lượng khai thác, hiệu quả kinh tế không như kỳ vọng (rủi ro địa chất, vận hành...).	- Phụ thuộc vào nguồn cung nước ngoài, nhiều rủi ro thiếu nguồn khí thị trường dầu khí bất ổn (rủi ro địa chính trị, chiến tranh, thiên tai...); - Cần lượng lớn ngoại tệ để nhập khẩu khí hàng năm, tác động tới cán cân thương mại (cán cân thương mại giảm); - Rủi ro tỷ giá hối đoái, tác động tăng giá khí tới hộ tiêu thụ.

Như vậy, nếu càng trì hoãn đưa dự án vào khai thác thì mức giảm thu của Chính phủ càng lớn và giảm hiệu quả về kinh tế cho các nhà đầu tư. PVN/PVEP tham gia trong Dự án Lô B với vai trò nhà điều hành trực tiếp (vốn góp trên 65%, chi phí đã đầu tư bỏ ra tính đến nay khoảng trên 350 triệu USD) và tham gia dự án Cá Voi Xanh trên 35% từ năm 2016. Bên cạnh đó, tiến độ đưa khí vào bờ ảnh hưởng trực tiếp tới chuỗi giá trị điện khí và chiến lược phát triển thị trường năng lượng ở Việt Nam.

4. So sánh lợi ích tổng thể của Dự án Lô B với dự án LNG nhập khẩu tại khu vực Tây Nam Bộ

Để so sánh lợi ích của nước giữa đầu tư cho dự án khai thác khí trong nước hay dự án LNG nhập khẩu, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã tính toán từng trường hợp cụ thể để các cơ quan có thẩm quyền xem xét, có giải pháp phù hợp nhằm tối ưu hiệu quả tổng thể của nền kinh tế. Nghiên cứu đánh giá về giá khí cuối cùng, thu của Chính phủ và rủi ro giữa việc đầu tư khai thác khí Lô B với 1 dự án nhập khẩu LNG có công suất cung cấp khí tương đương (giá LNG khu vực châu Á theo dự báo IHS tháng 6/2020), đưa khí vào bờ tại GPP Cà Mau - GPP Kiên Giang và cung cấp khí cho các nhà máy điện tại khu vực

Tây Nam Bộ.

Kết quả tính toán cho thấy giá khí tới hộ tiêu thụ cuối cùng của Dự án Lô B cao hơn dự án khí LNG nhập khẩu trung bình là 3,04 USD/triệu BTU (Hình 2); đổi lại, tổng thu ngân sách Nhà nước (thuế tài nguyên, lợi nhuận từ hoạt động dầu khí, thuế thu nhập doanh nghiệp) cả đời dự án Lô B cao hơn so với dự án LNG nhập khẩu (thuế thu nhập doanh nghiệp) là 18,69 tỷ USD (Bảng 1).

Nếu đặt giá khí Lô B tới khách hàng bằng giá LNG nhập khẩu tới khách hàng, giá khí Lô B cả đời dự án sẽ giảm trung bình khoảng 3,04 USD/triệu BTU. Để tạo điều kiện cho giá khí Lô B bằng với giá LNG nhập khẩu mà vẫn đảm bảo lợi ích của nhà thầu (không đổi IRR = 10,69%), Nhà nước nên có chính sách giảm thu hoặc bù giá khí cho hộ tiêu thụ cuối cùng với mức trung bình 3,04 USD/triệu BTU (tương đương tổng thu ngân sách giảm 9,56 tỷ USD). Trong trường hợp này, tổng thu của Chính phủ trong dự án khí Lô B vẫn cao hơn so với dự án LNG nhập khẩu là 9,13 tỷ USD.

Như vậy, việc thúc đẩy khai thác dự án khí trong nước có lợi hơn nhiều so với nhập khẩu khí LNG với phân tích chi tiết được trình bày tại Bảng 2.

4. Kết luận

Việc nhanh chóng triển khai các dự án khí Lô B, Cá Voi Xanh và Kèn Bầu, sớm đưa khí vào bờ không chỉ cung cấp kịp thời nguồn năng lượng cho các dự án điện khí, đảm bảo an ninh năng lượng và sử dụng hiệu quả vốn đầu tư đã bỏ ra mà còn giúp gia tăng đáng kể nguồn thu cho ngân sách Nhà nước, giảm lệ thuộc vào khí nhập khẩu (LNG) và thúc đẩy phát triển kinh tế trong nước. Để thực hiện được điều này, ngoài nỗ lực từ phía doanh nghiệp, cần có giải pháp đồng bộ và kịp thời từ Chính phủ và các cơ quan liên quan để tháo gỡ các “điểm nghẽn” về chính sách.

Viện Dầu khí Việt Nam đề xuất giải pháp xem xét, giảm thuế thu nhập doanh nghiệp từ 50% xuống 32% (tương tự đối với dự án khuyến khích đầu tư), giảm tỷ lệ chia lãi dầu/khí khoảng 3,273 tỷ USD để giá khí Lô B ngang bằng với giá LNG nhập khẩu. Đây là giải pháp nhằm thúc đẩy phát

triển dự án khí Lô B, đem lại nhiều lợi ích cho phát triển kinh tế đất nước thay vì nhập khẩu LNG.

Tài liệu tham khảo

[1] Bộ Chính trị, “*Nghị quyết số 55-NQ/TW của Bộ Chính trị về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045*”, 11/2/2020.

[2] Eni, “The new Eni creating value through the energy transition”. [Online]. Available: <https://www.eni.com/assets/documents/investor/2020/eng/2019-full-year-results-strategy.pdf>.

[3] Thủ tướng Chính phủ, “*Quyết định số 459/QĐ-TTg phê duyệt Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam giai đoạn đến năm 2015, định hướng đến năm 2025*”, 30/3/2011.

CURRENT SITUATION AND SOLUTIONS TO ACCELERATE THE IMPLEMENTATION OF GAS PROJECTS IN VIETNAM TO EFFECTIVELY EXPLOIT DOMESTIC RESOURCES

Hoang Thi Dao, Doan Van Thuan

Vietnam Petroleum Institute

Email: daoht@vpi.pvn.vn

Summary

Ensuring the implementation progress of Vietnam's major gas projects (Block B, Ca Voi Xanh and Ken Bau) with early gas flow to the shore not only provides gas for power projects on time in accordance with the draft National Power Development Master Plan for the 2021 - 2030 period, with a vision to 2045 (draft Power Master Plan VIII), but also maintains the momentum of economic growth and increase revenues for the State budget.

Vietnam needs solutions to accelerate the progress of projects to bring gas to shore to ensure energy security (meeting the increasing domestic gas demand), and to convert gas resources into national budget in the trend of energy transition and efficiency of investment capital (for projects having state-owned enterprise's capital).

The article analyses the fluctuation of State budget revenue when gas projects are slow to be put into operation, compares the national benefits of gas extraction projects with LNG import, and thereby recommends solutions to put gas projects into early operation.

Key words: Gas output, Block B, Ca Voi Xanh, Ken Bau.

NGHIÊN CỨU KHẢ NĂNG SẢN XUẤT ACID SULFURIC (H_2SO_4) TỪ NGUỒN NGUYÊN LIỆU LƯU HUỖNH/CHỨA LƯU HUỖNH TẠI NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT

Võ Thị Thương¹, Trần Vĩnh Lộc¹, Lê Dương Hải¹, Nguyễn Minh Hiếu², Trương Văn Nhân¹

Nguyễn Thị Châu Giang¹, Nguyễn Anh Tuấn³, Huỳnh Minh Thuận¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Tổng Công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP

³Công ty Cổ phần Sản xuất Nhựa Phú Mỹ

Email: thuongvt.pvpro@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.11-05>

Tóm tắt

Bài báo nghiên cứu khả năng sản xuất H_2SO_4 từ nguồn nguyên liệu lưu huỳnh/chứa lưu huỳnh tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất dựa trên các yếu tố về thị trường, công nghệ và hiệu quả kinh tế. Hiện nay, sản lượng H_2SO_4 sản xuất trong nước không đáp ứng đủ nhu cầu tiêu thụ, phần thiếu hụt phải bù bằng lượng nhập khẩu. Theo dự báo, thị trường nội địa sẽ thiếu hụt khoảng 464 nghìn tấn H_2SO_4 vào năm 2025. Dự án đầu tư sản xuất H_2SO_4 với quy mô công suất 200 nghìn tấn/năm, dự kiến đi vào vận hành vào năm 2025. Trong trường hợp sản xuất H_2SO_4 gián tiếp từ khí giàu H_2S thông qua sản phẩm trung gian là lưu huỳnh, Dự án có tổng mức đầu tư khoảng 143,2 triệu USD, IRR đạt 3,2%, NPV@13,2% là -55,1 triệu USD, tổng thời gian thu hồi vốn là 14 năm và 4 tháng. Trong trường hợp sử dụng trực tiếp khí giàu H_2S làm nguyên liệu, Dự án có tổng mức đầu tư khoảng 102,4 triệu USD, IRR đạt 16,3% và NPV@13,2% là 15,7 triệu USD, tổng thời gian thu hồi vốn là 5 năm và 5 tháng.

Từ khóa: Sulfuric acid, lưu huỳnh, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

1. Giới thiệu

H_2SO_4 là hóa chất cơ bản, có tốc độ tăng trưởng và lượng tiêu thụ cao tại khu vực châu Á - Thái Bình Dương, trong đó các quốc gia khu vực Đông Nam Á chủ yếu nhập khẩu H_2SO_4 . Tại Việt Nam, H_2SO_4 được sử dụng chủ yếu để chế biến quặng phosphate nhằm sản xuất phân bón DAP (diammonium phosphate), SSP (single superphosphate) và TSP (triple superphosphate). Một số đơn vị thành viên thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) có nhu cầu sử dụng H_2SO_4 lớn, với 2 ứng dụng chính là sản xuất phân bón và hóa chất xử lý nước. H_2SO_4 thường được sản xuất theo công nghệ tiếp xúc kép sử dụng nguồn nguyên liệu lưu huỳnh lỏng/rắn thu hồi từ dòng khí thải giàu H_2S . Bên cạnh đó, một số nhà bản quyền công nghệ như Haldor Topsoe, KVT, Keyon... đã phát triển công nghệ sản xuất trực tiếp H_2SO_4 từ khí giàu H_2S mà không qua sản phẩm trung gian là lưu huỳnh.

Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu khả năng sản xuất H_2SO_4 từ nguồn nguyên liệu lưu huỳnh/chứa lưu huỳnh (khí giàu H_2S) dựa trên các tiêu chí về thị trường, kỹ thuật và kinh tế nhằm xem xét khả năng sản xuất sản phẩm mới, góp phần nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

2. Thị trường nguyên liệu và sản phẩm

2.1. Thị trường H_2SO_4

H_2SO_4 là hóa chất công nghiệp quan trọng, được sử dụng để sản xuất phân bón, chế biến quặng, tổng hợp hóa học, trung hòa pH trong xử lý nước thải và tinh chế dầu mỏ [1]. Hơn 60% sản lượng H_2SO_4 trên thế giới được tiêu thụ bởi ngành công nghiệp phân bón. Trong đó, chủ yếu được sử dụng để sản xuất H_3PO_4 (phosphoric acid), AS (ammonium sulphate), SSP (single superphosphate) và SOP (sulphate of potash). Tổng nhu cầu tiêu thụ H_2SO_4 trên thế giới năm 2019 và 2020 lần lượt đạt 276 triệu tấn và 274 triệu tấn. Do tác động của đại dịch Covid-19, lượng tiêu thụ H_2SO_4 có sụt giảm nhưng không đáng kể. Đến năm 2025, nhu cầu tiêu



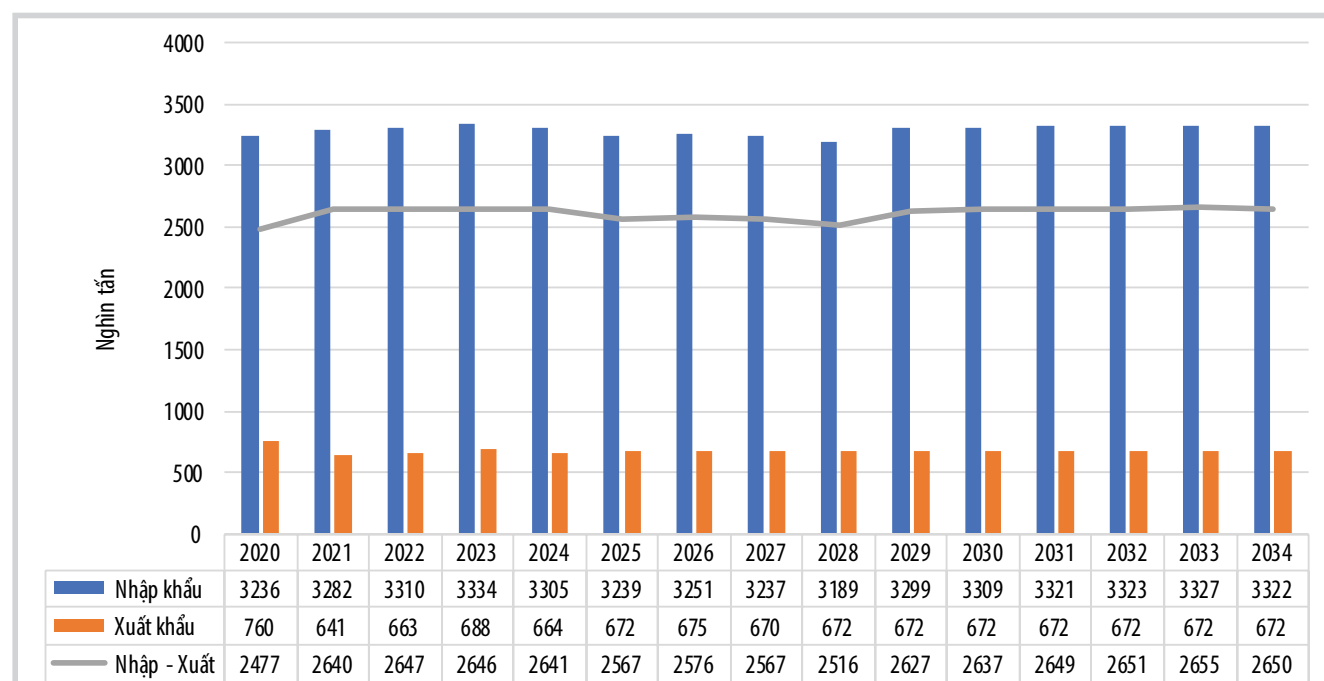
Ngày nhận bài: 30/8/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 30/8 - 27/10/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/10/2021.

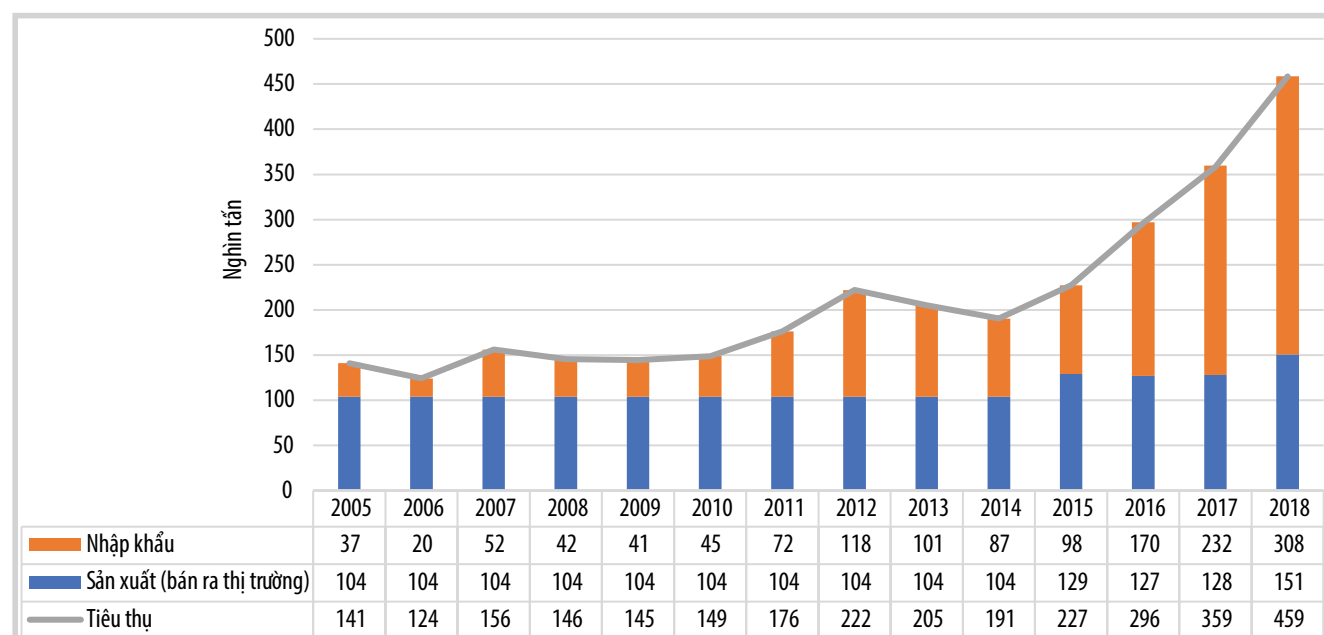
thụ H_2SO_4 của thế giới dự báo tăng trở lại và đạt mức 290 triệu tấn [2]. Tại Đông Nam Á, các nước trong khu vực đều đang nhập khẩu H_2SO_4 . Dự kiến lượng nhập khẩu trung bình trong giai đoạn 2020 - 2034 đạt khoảng 3,3 triệu tấn/năm (Hình 1). Ở Việt Nam, từ năm 2005 - 2018, mức tiêu thụ H_2SO_4 tương đối lớn. Tốc độ tăng trưởng tiêu thụ trong giai đoạn này đạt 14,9%/năm, từ mức 141 nghìn tấn vào năm 2005 lên 459 nghìn tấn vào năm 2018 (Hình 2) [3].

Tại Việt Nam, H_2SO_4 ở thị trường Việt Nam được cung cấp bởi sản xuất trong nước và nhập khẩu. Các nhà máy

H_2SO_4 trong nước chủ yếu phục vụ nhu cầu sản xuất các sản phẩm nội bộ như H_3PO_4 , phân bón... và cung ứng ra thị trường. Công suất sản xuất H_2SO_4 của một số công ty lớn trong nước được thể hiện ở Bảng 1. Trong đó, Tập đoàn Hóa chất Việt Nam (Vinachem) đang có sản lượng sản xuất H_2SO_4 cao nhất cả nước với 2 nhà máy tại Hải Phòng và Lào Cai, sản lượng đạt khoảng 834 nghìn tấn/năm, sử dụng cho sản xuất phân bón [4]. Công ty CP Tập đoàn và Hóa chất Đức Giang và Công ty CP Supe Phốt phát và Hóa chất Lâm Thao với cổ đông chính là Vinachem có sản lượng mỗi năm tương ứng là 400 và 300 nghìn tấn/năm. Tập đoàn



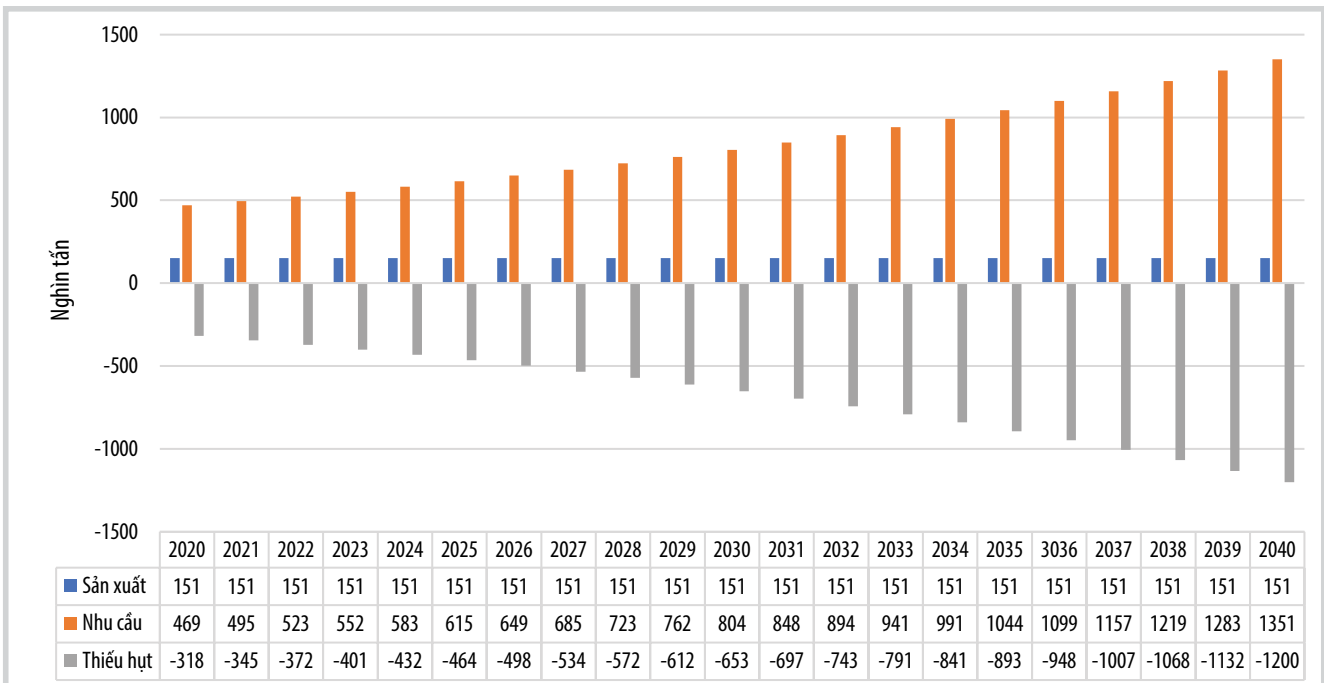
Hình 1. Dự báo xuất nhập khẩu H_2SO_4 ở các nước Đông Nam Á đến năm 2034 (không bao gồm Việt Nam). Nguồn: Argus, 2020.



Hình 2. Tình hình tiêu thụ H_2SO_4 ở Việt Nam giai đoạn 2005 - 2018. Nguồn: Tổng cục Hải quan.

Bảng 1. Công suất sản xuất H_2SO_4 của các công ty lớn trong nước. Nguồn: VPI

TT	Tên công ty	Công suất (nghìn tấn/năm)	Mục đích sử dụng
1	Công ty CP DAP - VINACHEM	414	Sử dụng nội bộ để sản xuất phân bón
2	Công ty CP DAP Số 2 - VINACHEM	420	Sử dụng nội bộ để sản xuất phân bón
3	Công ty CP Tập đoàn Hóa chất Đức Giang	400	Sử dụng nội bộ để sản xuất phân bón, H_3PO_4
4	Công ty CP Supe Phốt phát và Hóa chất Lâm Thao	300	Sản xuất phân bón, cung cấp cho thị trường
5	Công ty CP Hóa chất cơ bản miền Nam	60	Cung cấp cho thị trường
6	Công ty CP Phân bón miền Nam	80	Sản xuất phân bón, cung cấp cho thị trường
7	Tổng công ty Khoáng sản-TKV (Vimico)	40	Cung cấp cho thị trường
Tổng		1.634	



Hình 3. Dự báo cân bằng cung cầu H_2SO_4 ở Việt Nam giai đoạn 2020 - 2040.

Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam có 1 đơn vị sản xuất H_2SO_4 đặt tại Sinh Quyền, huyện Bát Xát, tỉnh Lào Cai với công suất 40 nghìn tấn/năm. Tại phía Nam, Công ty CP Hóa chất Cơ bản miền Nam và Công ty CP Phân bón miền Nam cung ứng khoảng 140 nghìn tấn/năm cho tiêu thụ nội bộ và cung cấp cho thị trường. Tổng sản lượng sản xuất H_2SO_4 hàng năm của các nhà máy trong nước đạt khoảng 1,6 triệu tấn. Trong đó, hơn 90% sản lượng này để phục vụ tiêu thụ nội bộ và chỉ khoảng 8% được bán ra thị trường.

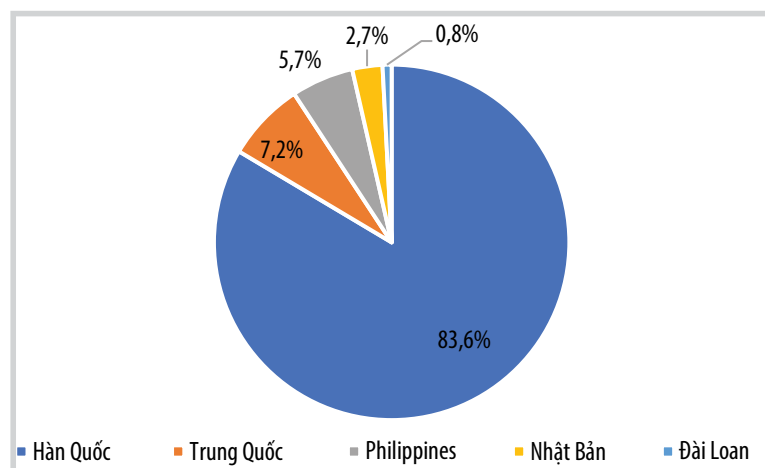
Nhu cầu tiêu thụ H_2SO_4 trong thời gian qua không ngừng gia tăng, trong khi sản xuất trong nước cung ứng ra thị trường còn hạn chế. Do đó, sản lượng nhập khẩu H_2SO_4 đã tăng lên nhanh chóng từ 37 nghìn tấn vào năm 2005 và đạt gần 308 nghìn tấn vào năm 2018 để đáp ứng lượng thiếu hụt tại thị trường nội địa. H_2SO_4 nhập khẩu vào thị trường Việt Nam được sử dụng chủ yếu trong các

lĩnh vực chính gồm: sản xuất H_3PO_4 , sản xuất phân bón và các lĩnh vực khác (công nghiệp mạ, công nghiệp điện tử, xử lý nước thải, chất tẩy rửa công nghiệp, sản xuất pin, ắc quy...).

Nhu cầu tiêu thụ H_2SO_4 tại Việt Nam có xu hướng tăng trong thời gian tới. Nếu không tính sản lượng H_2SO_4 được sản xuất và tiêu thụ nội bộ tại các nhà máy, Việt Nam tiêu thụ khoảng 469 nghìn tấn H_2SO_4 trong năm 2020 và dự báo sẽ đạt hơn 1,3 triệu tấn vào năm 2040. Nếu tính cả sản lượng tiêu thụ nội bộ tại các nhà máy sản xuất phân bón, nhu cầu tiêu thụ H_2SO_4 đạt gần 2 triệu tấn vào năm 2020 và tăng lên hơn 2,7 triệu tấn vào năm 2040. Trong khi đó, khả năng cung ứng trong nước còn hạn chế. Dựa trên tốc độ tăng trưởng trong quá khứ và tốc độ tăng trưởng GDP, dự báo đến năm 2025, lượng H_2SO_4 thiếu hụt tại thị trường nội địa khoảng 464 nghìn tấn và tăng lên 1,2 triệu tấn vào năm 2040 (Hình 3).

2.2. Giá và dự báo giá H_2SO_4

Thị trường nhập khẩu H_2SO_4 của Việt Nam chủ yếu là ở khu vực châu Á. Trong đó, Hàn Quốc chiếm hơn 80% sản lượng H_2SO_4 nhập khẩu năm 2019, tiếp đến là Trung Quốc, Nhật Bản, Philippines, Đài



Hình 4. Thị trường nhập khẩu H_2SO_4 của Việt Nam năm 2019. Nguồn: Tổng cục Hải Quan, 2019.

Bảng 2. Tính chất sản phẩm lưu huỳnh của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

TT	Thông số	Giá trị
1	Trạng thái	Lỏng/rắn ¹
2	Độ tinh khiết (hàm lượng lưu huỳnh)	≥ 99,9% khối lượng
3	Màu	Vàng sáng
4	Hàm lượng nước	≤ 0,1% khối lượng
5	Hàm lượng H_2S	≤ 10 ppm khối lượng
6	Các hợp chất hữu cơ	≤ 0,02% khối lượng
7	Hàm lượng tro	≤ 0,04% khối lượng
8	Nhiệt độ	Môi trường

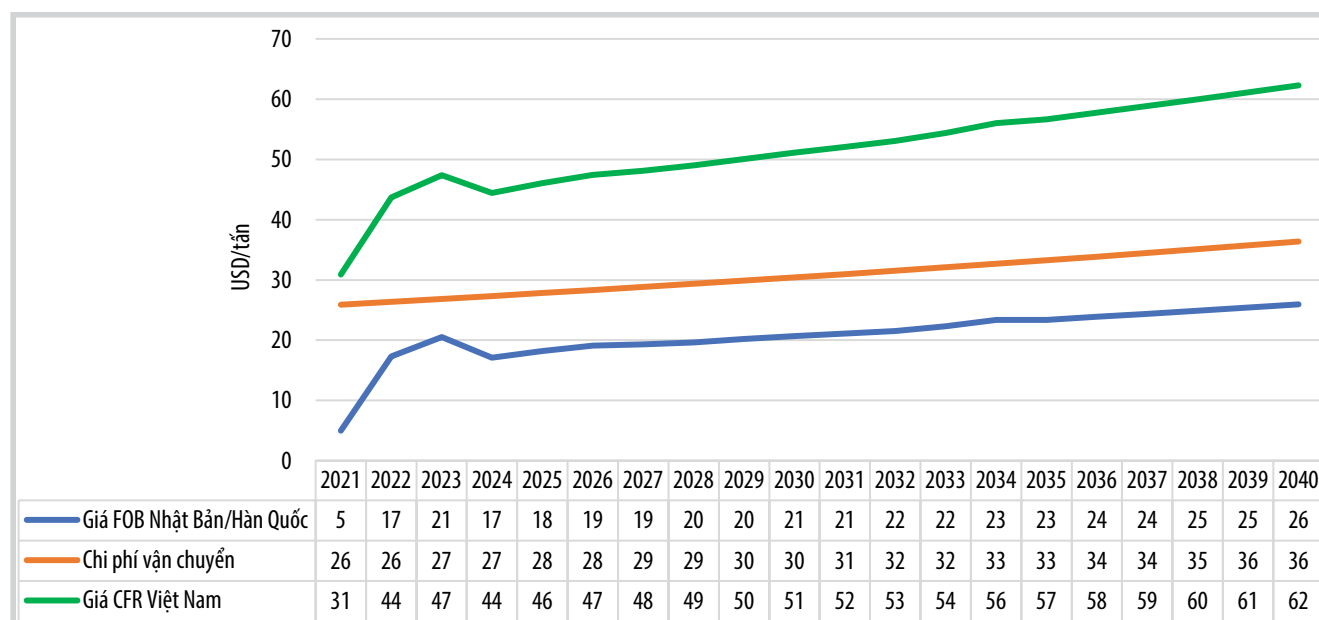
Ghi chú: ¹Sản phẩm lưu huỳnh của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất hiện tại ở trạng thái lỏng. Sau nâng cấp mở rộng, sản phẩm lưu huỳnh có thể ở trạng thái lỏng/rắn.

Loan. Lượng xuất khẩu của các nước vào Việt Nam được trình bày trong Hình 4.

Giá H_2SO_4 tại khu vực châu Á nói chung và tại Việt Nam nói riêng bị chi phối chủ yếu bởi giá FOB Hàn Quốc/Nhật Bản. Chi phí vận chuyển H_2SO_4 từ Hàn Quốc/Nhật Bản tương đối ổn định, ở mức trung bình 25 USD/tấn (dựa trên quá trình giao hàng thông thường đến Đông Nam Á bằng tàu công suất 18 - 20 nghìn tấn). Năm 2019, giá H_2SO_4 nhập khẩu về Việt Nam là 58 USD/tấn. Do ảnh hưởng của đại dịch Covid-19, năm 2020 giá H_2SO_4 giảm xuống còn 15 USD/tấn. Tuy nhiên, giá H_2SO_4 được dự báo sẽ tăng dần và đạt hơn 60 USD/tấn vào năm 2040. Dự báo giá H_2SO_4 (CFR Việt Nam) giai đoạn 2021 - 2040 được thể hiện ở Hình 5. Trong đó, chi phí vận chuyển chiếm tỷ trọng lớn trong giá thành H_2SO_4 nhập về tới Việt Nam.

2.3. Nguồn cung và dự báo giá nguyên liệu

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có 2 nguồn có thể làm nguyên liệu cho Dự án H_2SO_4 gồm lưu huỳnh và khí giàu H_2S . Hiện nay, phân xưởng thu hồi lưu huỳnh của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có tổng công suất thiết kế khoảng 6 nghìn tấn/năm lưu huỳnh lỏng. Sau khi tiến hành nâng cấp mở rộng thì sản lượng lưu huỳnh của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có thể tăng lên 70 nghìn tấn/năm. Tính chất sản

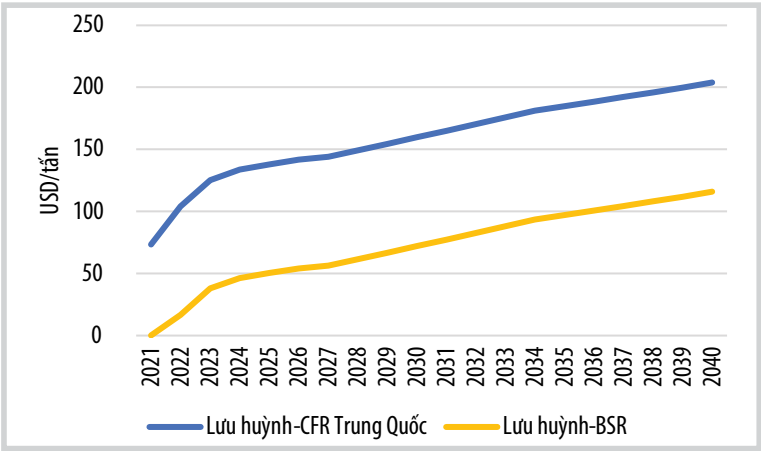


Hình 5. Dự báo giá H_2SO_4 tại Việt Nam giai đoạn 2021 - 2040. Nguồn: Argus, 2020.

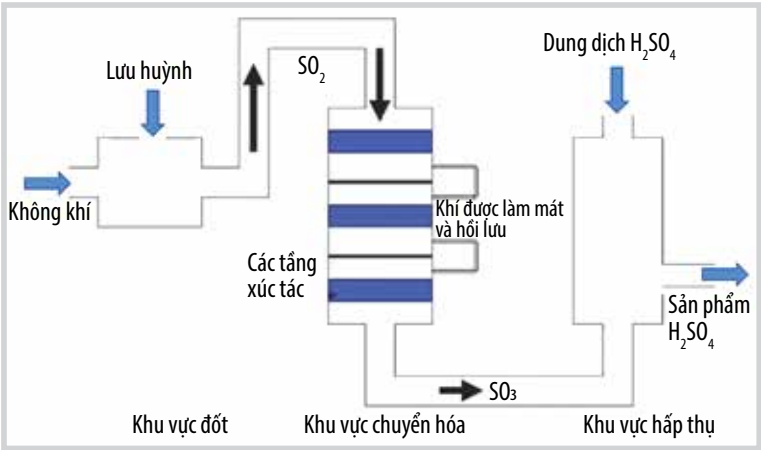
Bảng 3. Tính chất các dòng khí giàu H_2S của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Nguồn: BSR, 2017

TT	Thông số	Khí acid từ ARU ¹		Khí acid từ SWSU ²		Khí thải từ CNU ³	
		Thiết kế	Sau nâng cấp mở rộng	Thiết kế	Sau nâng cấp mở rộng	Thiết kế	Sau nâng cấp mở rộng
1	Áp suất (kg/cm ²)	0,6	3,5	0,6	3,5	0,5	7
2	Nhiệt độ (°C)	50	160	90	160	65	160
3	Thành phần (% khối lượng)						
	H ₂ O	2,8	3,3	5,7	20,5	7	6,8
	H ₂ S	17,7	88	92,8	56,8	53	53,2
	CO ₂	78,8	8	-	0,3	40	-
	NH ₃	-	0,1	-	21,1		-
	C ₁	0,2	0,1	-	0,5		6
	C ₂	0,2		-	0,5		11,3
	C ₃	0,1		-	0,3		4,7
	C ₄	-	0,2	-	-		9,5
	C ₆	-	0,1	-	-		-
	H ₂		19 ppm khối lượng	-	-		4
	N ₂	0,2	-	-	-		4,5
	Phenol	-	-	-	4 ppm khối lượng		-
	Cyanide	-		1,5			-
	Hydrocarbon nhẹ và khí trơ	-	-		dạng vết		-
	Tổng	100	100	100	100	100	100
4	Lưu lượng thiết kế (kg/giờ)	926,6	9.558	74,3	1.308	18,6	16,7

Ghi chú: ¹Phân xưởng tái sinh amine, ²Phân xưởng xử lý nước chua, ³Phân xưởng trung hòa kiềm



Hình 6. Dự báo giá lưu huỳnh bán tại cổng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất giai đoạn 2021 - 2040. Nguồn: Argus & BSR, 2020.



Hình 7. Sơ đồ quy trình sản xuất H_2SO_4 từ lưu huỳnh

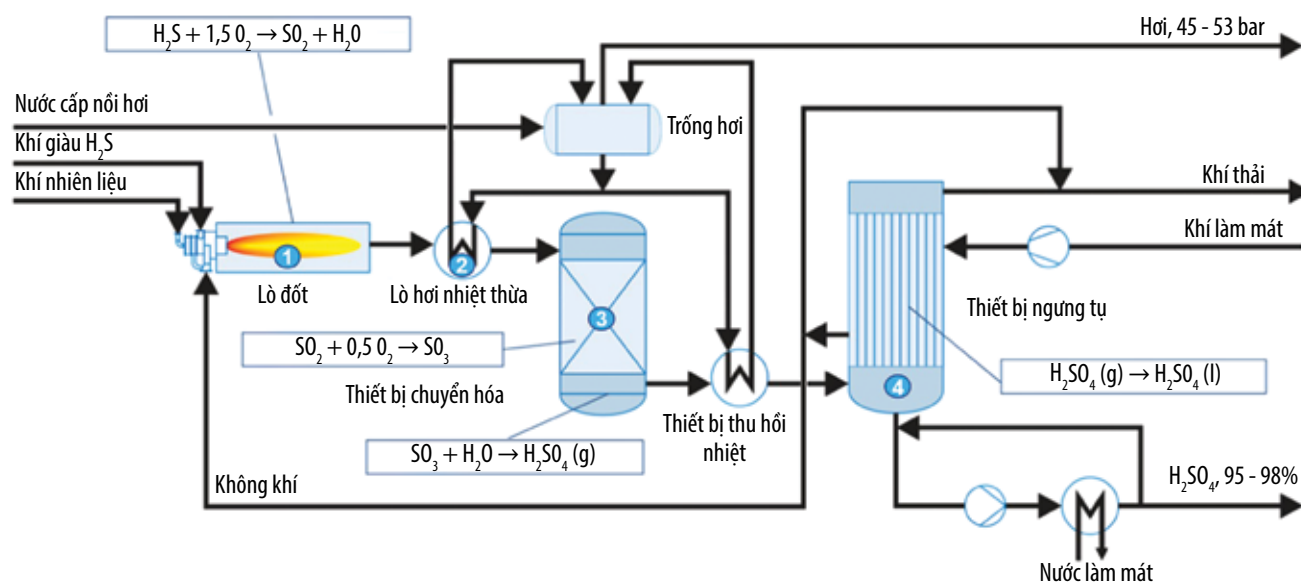
phẩm lưu huỳnh của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được thể hiện ở Bảng 2. Ngoài ra, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có thể cung cấp trực tiếp nguồn nguyên liệu khí giàu H_2S cho sản xuất H_2SO_4 mà không cần thông qua công đoạn thu hồi lưu huỳnh. Thành phần, lưu lượng và tính chất các nguồn khí giàu H_2S được thể hiện ở Bảng 3. Theo đánh giá từ các nhà bản quyền, tính chất của các nguồn nguyên liệu này đều phù hợp để sản xuất H_2SO_4 .

Giá lưu huỳnh được tính theo công thức giá bán lưu huỳnh tại cổng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, dựa trên cơ sở giá lưu huỳnh dự báo của Trung Quốc (CFR Trung Quốc), có tính đến phụ phí đàm phán hàng năm giữa Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và khách hàng (trung bình -84 USD/tấn lưu huỳnh giai đoạn 2017 - 2020) và các loại thuế suất theo quy định của nhà nước. Dự báo giá lưu huỳnh bán tại cổng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được thể hiện trong Hình 6.

Nguyên liệu khí giàu H_2S là dòng khí thải phát sinh trong quá trình vận hành của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Khí giàu H_2S cần được xử lý trước khi phát thải vào môi trường nhằm đáp ứng các yêu cầu của QCVN theo quy định

Bảng 4. Thông tin về một số nhà bản quyền công nghệ sản xuất H_2SO_4 từ lưu huỳnh. Nguồn: VPI tổng hợp, 2020

Nhà bản quyền	Tên thương mại	Kinh nghiệm	Quy mô công suất
DuPont	MECS® Sulfur Burning acid technology	Hơn 90 năm kinh nghiệm trong lĩnh vực sản xuất H_2SO_4 . Thiết kế hơn 1.000 nhà máy trên toàn thế giới.	Quy mô công suất nhà máy thương mại có thể lên đến hơn 1 triệu tấn/năm.
Kapsom	Sulfuric Acid Technology	Hơn 20 năm kinh nghiệm thiết kế và chế tạo thiết bị. 11 nhà máy đã đi vào hoạt động và 1 nhà máy tại Ukraine đang trong quá trình xây dựng.	Dây công suất thương mại: 10 nghìn tấn/năm đến 1 triệu tấn/năm.

**Hình 8.** Sơ đồ quy trình sản xuất H_2SO_4 từ khí giàu H_2S . Nguồn: www.andritz.com.

của pháp luật hiện hành. Trên thị trường thế giới hiện nay, loại khí giàu H_2S chưa được công bố về mặt thương mại nên không có cơ sở để ấn định mức giá của khí giàu H_2S . Bài báo này tính toán các kịch bản sản xuất H_2SO_4 và S dựa trên giả thiết dòng khí giàu H_2S không có giá trị về mặt thương mại.

3. Công nghệ và giải pháp kỹ thuật

3.1. Mô tả công nghệ

Công nghệ sản xuất H_2SO_4 vận hành theo nguyên lý chung là chuyển hóa lưu huỳnh có trong các nguyên liệu đầu vào khác nhau như lưu huỳnh nguyên chất, quặng pyrite, các loại khí thải có chứa lưu huỳnh như H_2S ... thành khí SO_2 . Tiếp theo, khí SO_2 sẽ được oxy hóa thành khí SO_3 dưới tác dụng của xúc tác. Cuối cùng, SO_3 sẽ được hấp thụ để tạo thành H_2SO_4 . Công nghệ sản xuất H_2SO_4 hiện nay đã được thương mại hóa rộng rãi trên thế giới. Đi từ nguồn nguyên liệu thu được từ các nhà máy lọc dầu và chế biến khí, có thể chia công nghệ sản xuất H_2SO_4 thành 2 nhóm chính gồm công nghệ sử dụng nguyên liệu lưu huỳnh (lỏng/rắn) và công nghệ sử dụng nguyên liệu khí giàu H_2S .

- Sản xuất H_2SO_4 sử dụng nguyên liệu là lưu huỳnh

Công nghệ sử dụng lưu huỳnh nguyên chất sản xuất từ khí giàu H_2S tại phân xưởng SRU (sulfur recovery unit) của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất làm nguyên liệu để sản xuất H_2SO_4 . Quá trình sản xuất được chia thành các khu vực chính sau: Khu vực đốt lưu huỳnh, chuyển hóa lưu huỳnh dưới sự có mặt của không khí/oxy để tạo thành khí SO_2 ; Khu vực chuyển hóa SO_2 thành SO_3 ; Khu vực hấp thụ SO_3 đã chuyển hóa bằng chính dòng sản phẩm H_2SO_4 . Sản phẩm sau khi thu được sẽ được làm mát rồi đưa đến bồn chứa. Khí thải chứa các thành phần chưa chuyển hóa như SO_2 sẽ được xử lý bằng hóa chất ($H_2O_2/NaOH$...) trước khi thải ra môi trường. Sơ đồ công nghệ tiêu biểu được thể hiện ở Hình 7. Thông tin về các nhà bản quyền công nghệ sản xuất H_2SO_4 từ lưu huỳnh được thể hiện ở Bảng 4.

- Sản xuất H_2SO_4 sử dụng nguyên liệu là H_2S

Công nghệ sản xuất H_2SO_4 từ khí giàu H_2S đã được thương mại hóa bởi nhiều nhà bản quyền trên thế giới như Haldor Topsoe, KVT, Keyon... Quá trình sản xuất H_2SO_4 từ khí giàu H_2S gồm các khu vực chính sau:

- + Khu vực đốt khí nguyên liệu: Khí nguyên liệu giàu H_2S được đưa trực tiếp vào lò đốt (1) ở nhiệt độ cao. Lò đốt được cấp nhiệt bởi khí nhiên liệu trong giai đoạn khởi động. Tại đây, các hợp chất chứa lưu huỳnh sẽ chuyển hóa

thành SO_2 . Nhiệt từ dòng khí hỗn hợp sẽ được thu hồi để sản xuất hơi tại lò hơi nhiệt thừa (2).

+ Khu vực oxy hóa: Dòng khí công nghệ sau khi được khử NO_x sẽ được đưa đến tháp chuyển hóa (3) để chuyển hóa SO_2 thành SO_3 dưới sự có mặt của xúc tác. Do trong dòng khí có chứa hơi nước nên SO_3 tạo thành sẽ tiếp tục phản ứng với hơi nước để chuyển hóa thành H_2SO_4 ở dạng khí.

+ Khu vực ngưng tụ và làm mát: Hỗn hợp sau khi ra khỏi đáy tháp chuyển hóa được thu hồi nhiệt để sản xuất hơi rồi đi vào thiết bị ngưng tụ (4). Tại đây H_2SO_4 dạng khí sẽ được ngưng tụ thành dạng lỏng. Sản phẩm đi ra từ đáy thiết bị tiếp tục được làm mát rồi đưa đến bồn chứa. Dòng khí thải sẽ được đưa đến khu vực xử lý khí thải.

Sơ đồ công nghệ sản xuất H_2SO_4 từ khí giàu H_2S tiêu biểu được thể hiện ở Hình 8. Thông tin về các nhà bản quyền công nghệ sản xuất H_2SO_4 từ khí giàu H_2S tiêu biểu được thể hiện ở Bảng 5.

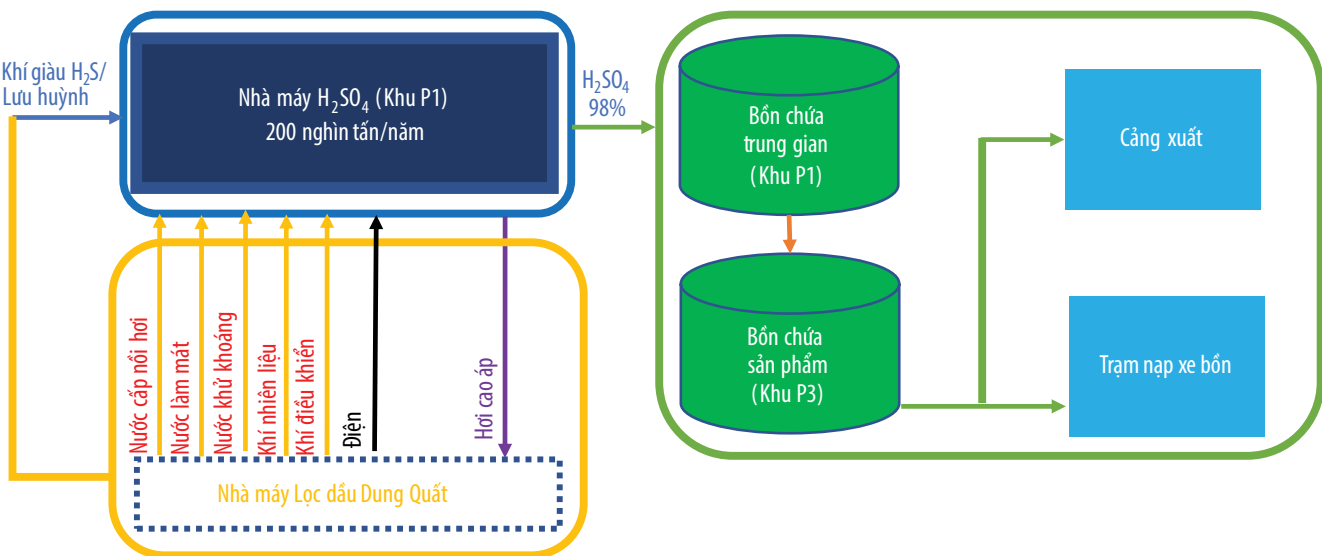
3.2. Hệ thống phụ trợ, tiện ích

Các nguồn phụ trợ như điện, nước làm mát, nước khử khoáng... cấp cho nhà máy H_2SO_4 sẽ được lấy từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Cấu hình kết nối giữa Dự án H_2SO_4 và Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được thể hiện ở Hình 9.

Bồn chứa trung gian là bồn trụ đứng áp suất thường với thể tích 330 m^3 đủ sức chứa cho 1 ngày vận hành. Bồn chứa trung gian được đặt ở trong nhà máy H_2SO_4 , gần với khu sản xuất và là trạm trung gian để chuyển H_2SO_4 đến bồn chứa sản phẩm. Bồn chứa trung gian được trang bị 2 bơm chuyển H_2SO_4 với công suất $15 \text{ m}^3/\text{giờ}$ mỗi bơm. Trong đó, 1 bơm hoạt động và 1 bơm dự phòng để đảm bảo duy trì hoạt động liên tục của nhà máy. Bồn chứa sản phẩm là loại bồn trụ đứng áp suất thường, với thể tích 7.000 m^3 đủ sức chứa cho 3 tuần vận hành. Bồn sẽ được đặt gần với cảng xuất sản phẩm để tiết kiệm đường ống cũng như thuận tiện cho quá trình xuất sản phẩm. Cả bồn chứa trung gian và bồn chứa sản phẩm sẽ được đặt trong

Bảng 5. Thông tin về một số nhà bản quyền công nghệ sản xuất H_2SO_4 từ khí giàu H_2S . Nguồn: VPI

Nhà bản quyền	Tên thương mại	Kinh nghiệm	Quy mô công suất
Haldor Topsoe	WSA Technology	Hơn 40 năm kinh nghiệm nghiên cứu và phát triển công nghệ với khoảng 160 nhà máy sản xuất H_2SO_4 sử dụng công nghệ WSA.	Dao động từ 22 - 300 nghìn tấn/năm. Bestgrand Chemical Group đã khởi động thành công nhà máy WSA lớn nhất thế giới với công suất 300 nghìn tấn/năm tại Huizhou, Trung Quốc [5].
Keyon	ECOSA® Technology	Hơn 10 năm kinh nghiệm nghiên cứu và phát triển công nghệ với khoảng 30 nhà máy sản xuất H_2SO_4 sử dụng công nghệ ECOSA®.	Dao động từ 10 - 220 nghìn tấn/năm. Nhà máy ECOSA® lớn nhất có công suất 220 nghìn tấn đặt tại Shandong Wudi, Trung Quốc.
KVT	OXYSULF® Technology	Hơn 28 nghiên cứu và phát triển công nghệ với khoảng 85 nhà máy sản xuất H_2SO_4 sử dụng công nghệ OXYSULF®.	Nhà máy OXYSULF® có thể xử lý được dòng khí nguyên liệu với lưu lượng từ 10.000 - 200.000 $\text{Nm}^3/\text{giờ}$.



Hình 9. Cấu hình kết nối giữa Dự án H_2SO_4 và Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

khu vực có đề bao xung quanh nhằm đảm bảo khi có sự cố toàn bộ lượng acid sẽ được giữ trong đề bao, tránh ảnh hưởng đến các bồn chứa, thiết bị xung quanh.

Trạm xuất xe bồn gồm 2 bơm xuất với công suất 15 m³/giờ, trong đó 1 bơm hoạt động và một bơm dự phòng. Các bơm này sẽ vận chuyển H₂SO₄ từ bồn chứa sản phẩm vào xe bồn qua ống mềm. Khi đạt lưu lượng cài đặt sẵn thì hệ thống sẽ dừng bơm. Thời gian dự kiến để xuất 1 xe là không quá 2 giờ. Trạm xuất tàu gồm 2 bơm xuất với công suất 380 m³/giờ, trong đó 1 bơm hoạt động và một bơm dự phòng. Các bơm này sẽ vận chuyển H₂SO₄ từ bồn chứa sản phẩm ra tàu thông qua hệ thống đường ống và ống mềm ở cảng xuất sản phẩm. Khi đủ lưu lượng cài đặt sẵn thì hệ thống sẽ dừng bơm. Thời gian dự kiến để xuất 1 tàu là không quá 12 giờ.

4. Quy mô công suất và địa điểm

4.1. Quy mô công suất

Quy mô công suất của Dự án H₂SO₄ được đề xuất dựa trên các tiêu chí sau:

- Khả năng cung cấp nguyên liệu: Hiện nay, toàn bộ sản phẩm lưu huỳnh của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (khoảng 6 nghìn tấn/năm) đều được bán ra thị trường. Sau khi tiến hành nâng cấp mở rộng thì sản lượng lưu huỳnh của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có thể tăng lên đạt 70 nghìn tấn/năm, tương ứng có thể sản xuất được khoảng 200 nghìn tấn/năm H₂SO₄. Ngoài ra, Dự án H₂SO₄ còn có thể sử dụng nguồn lưu huỳnh cung ứng từ các đơn vị sản xuất trong nước hoặc từ nguồn nhập khẩu.

- Khả năng tiêu thụ sản phẩm ở thị trường trong nước: Kết quả nghiên cứu thị trường cho thấy ngoài nguồn H₂SO₄ được sản xuất và tiêu thụ nội bộ, năm 2018 nhu cầu tiêu thụ H₂SO₄ thị trường nội địa lên đến khoảng 459 nghìn tấn, trong đó lượng thiếu hụt được bù đắp bằng nguồn nhập khẩu gần 308 nghìn tấn. Nhu cầu H₂SO₄ dự kiến tăng trưởng và đạt 615 nghìn tấn vào năm 2025 và 1.044 nghìn tấn vào năm 2035. Lượng thiếu hụt tương ứng vào các năm 2025, 2035 là 464 và 893 nghìn tấn. Thị trường mục tiêu của Dự án là khu vực miền Nam có nhu cầu khoảng 200 nghìn tấn vào năm 2025. Ngoài ra, sản phẩm Dự án có tính đến khả năng tiêu thụ ở miền Bắc (thiếu hụt 264 nghìn tấn vào năm 2025), xuất khẩu sang các nước khu vực Đông Nam Á (lượng nhập khẩu lên đến 3,2 triệu tấn vào năm 2025). Các thị trường xuất khẩu tiềm năng của Dự án là Philippines, Thái Lan, Malaysia, Indonesia, Lào...

- Dây công suất thương mại hóa và mức công suất tối thiểu theo khuyến cáo từ các nhà bản quyền: Công

suất H₂SO₄ có thể dao động trong khoảng 10 nghìn tấn/năm đến 300 nghìn tấn/năm đối với công nghệ sử dụng nguồn khí giàu H₂S và lên đến hơn 1 triệu tấn/năm đối với công nghệ sử dụng nguồn lưu huỳnh. Mức công suất các nhà bản quyền khuyến cáo nên xem xét từ mức 100 nghìn tấn/năm trở lên, đặc biệt với công nghệ sử dụng lưu huỳnh, mức công suất phổ biến hiện nay trên thế giới đã đạt hơn 300 nghìn tấn/năm.

- Khả năng sử dụng/tiêu thụ tại các nhà máy sản xuất hiện hữu: Dự án H₂SO₄ sẽ sản xuất ra lượng lớn hơi, doanh thu bán hơi ảnh hưởng rất lớn đến hiệu quả kinh tế của Dự án H₂SO₄. Với công suất 200 nghìn tấn/năm, ước tính lượng hơi cao áp sản xuất được khoảng 62 tấn/giờ khi sử dụng trực tiếp khí giàu H₂S và 50 tấn/giờ khi sử dụng gián tiếp khí giàu H₂S thông qua nguyên liệu lưu huỳnh trung gian (trong đó 20 tấn/giờ từ công đoạn sản xuất lưu huỳnh và 30 tấn/giờ từ công đoạn sản xuất H₂SO₄). Nhà máy Lọc dầu Dung Quất hiện hữu thiếu hụt khoảng 80 tấn/giờ hơi cao áp, theo tính toán sau nâng cấp mở rộng, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vẫn còn thiếu khoảng hơn 100 tấn/giờ hơi cao áp. Do đó, nguồn hơi từ Dự án H₂SO₄ có thể đáp ứng được khoảng 50 - 60% nhu cầu hơi thiếu hụt của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau nâng cấp mở rộng.

Dựa trên các yếu tố về nhu cầu thị trường, kinh nghiệm thương mại hóa các nhà máy sản xuất H₂SO₄ trên thế giới cũng như khả năng tiêu thụ hơi tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, mức công suất được đề xuất để xem xét hiệu quả kinh tế của Dự án H₂SO₄ là 200 nghìn tấn/năm. Khi đó, nguồn nguyên liệu của Dự án sẽ được cung ứng từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau nâng cấp mở rộng.

4.2. Cân bằng vật chất

Cân bằng vật chất cho phân xưởng sản xuất lưu huỳnh từ khí giàu H₂S với công suất 70 nghìn tấn/năm được thể hiện ở Bảng 6.

Cân bằng vật chất cho Dự án H₂SO₄ với công suất 200 nghìn tấn/năm được thể hiện ở Bảng 7 và 8.

4.3. Đề xuất địa điểm

Diện tích dự kiến của Dự án H₂SO₄ là 3.000 m², được đề xuất đặt tại khu đất thuộc Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để có thể dễ dàng kết nối với nguồn nguyên liệu, đồng thời tiêu thụ hơi cao áp tạo ra trong quá trình sản xuất H₂SO₄. Khu công nghệ chính cách khu bồn chứa chính là 8,3 km và cách trạm xuất là 9,5 km.

Bảng 6. Cân bằng vật chất của phân xưởng sản xuất lưu huỳnh sử dụng nguyên liệu khí giàu H_2S

TT	Thông số	Đơn vị	Giá trị
1	Nguyên liệu		
	Khí thải từ CNU	kg/giờ	0,02
	Khí acid từ phân xưởng SWSU	tấn/giờ	1,31
	Khí acid từ phân xưởng ARU	tấn/giờ	9,56
2	Sản phẩm		
	Lưu huỳnh	tấn/giờ	8
	Hơi cao áp	tấn/giờ	20

Bảng 7. Cân bằng vật chất của Dự án H_2SO_4 sử dụng nguyên liệu lưu huỳnh

TT	Thông số	Đơn vị	Giá trị
1	Nguyên liệu		
	Lưu huỳnh	tấn/giờ	8
2	Sản phẩm		
	H_2SO_4 98%	tấn/giờ	25
	Hơi cao áp	tấn/giờ	30

Bảng 8. Cân bằng vật chất của Dự án H_2SO_4 sử dụng trực tiếp nguyên liệu khí giàu H_2S

TT	Thông số	Đơn vị	Giá trị
1	Nguyên liệu		
	Khí thải từ CNU	kg/giờ	0,02
	Khí acid từ phân xưởng SWSU	tấn/giờ	1,31
	Khí acid từ phân xưởng ARU	tấn/giờ	9,56
2	Sản phẩm		
	H_2SO_4 98%	tấn/giờ	25
	Hơi cao áp	tấn/giờ	62



Hình 10. Bố trí mặt bằng Dự án H_2SO_4 , hệ thống bốn chứa và trạm xuất sản phẩm.

5. Tổng mức đầu tư và hiệu quả kinh tế

5.1. Tổng mức đầu tư

Cơ sở để ước tính tổng mức đầu tư cho Dự án H_2SO_4 gồm:

- Thông tin từ nhà bản quyền công nghệ;
- Mô tả công nghệ, địa điểm và phương án đầu tư;
- Thiết kế sơ bộ;
- Kinh nghiệm thực hiện báo cáo nghiên cứu khả năng đầu tư các dự án lọc hóa dầu của VPI.

Cấu trúc ước tính tổng mức đầu tư của Dự án bao gồm các chi phí sau:

- Chi phí EPC:
- + Chi phí trong hàng rào (ISBL) gồm chi phí mua sắm, lắp đặt các thiết bị công nghệ và chi phí xây dựng trong nhà máy.
- + Chi phí ngoài hàng rào (OSBL) gồm chi phí hệ thống tiện ích, phụ trợ (phòng thí nghiệm, xưởng chế tạo...), vật liệu rời (đường ống, điện, điều khiển, sơn/cách nhiệt...) và chi phí xây dựng ngoài nhà máy (không bao gồm các hạng mục phụ trợ như đường vận chuyển, cảng nhập nguyên liệu/xuất sản phẩm...).
- Chi phí chủ đầu tư gồm chi phí quản lý dự án, chi phí tư vấn đầu tư xây dựng và chi phí khác. Ước tính chi phí chủ đầu tư bằng khoảng 30% chi phí EPC, số liệu được tham khảo và tổng hợp từ các báo cáo nghiên cứu khả thi các dự án lọc hóa dầu;
- Chi phí dự phòng:
- + Dự phòng do khối lượng phát sinh: 10% chi phí EPC và chi phí chủ đầu tư;
- + Dự phòng do yếu tố trượt giá: 10% chi phí EPC và chi phí chủ đầu tư.
- Lãi vay trong quá trình xây dựng;
- Vốn lưu động ban đầu.

Kết quả ước tính tổng mức đầu tư cho Dự án H_2SO_4 được thể hiện chi tiết theo Bảng 9.

Tổng mức đầu tư của phân xưởng sản xuất lưu huỳnh từ khí giàu H_2S với công suất 70 nghìn tấn/năm có giá trị khoảng 102 triệu USD. Tổng mức đầu tư Dự án sản xuất H_2SO_4 với công suất 200 nghìn tấn/năm trực tiếp từ nguồn khí giàu H_2S thấp hơn khoảng 40% so với phương án sản xuất H_2SO_4 gián tiếp từ khí giàu H_2S qua nguyên liệu trung gian là lưu huỳnh.

5.2 Hiệu quả kinh tế

Cơ sở tính toán hiệu quả kinh tế cho Dự án H_2SO_4 bao gồm:

- Vòng đời dự án: 20 năm;
- Thời gian đầu tư xây dựng: 4 năm;
- Thời điểm vận hành: Năm 2025;
- Số ngày vận hành: 333 ngày/năm (tương đương 8.000 giờ/năm);

Bảng 9. Kết quả tính toán tổng mức đầu tư Dự án H_2SO_4

TT	Nội dung	Đơn vị	Phân xưởng sản xuất lưu huỳnh từ khí giàu H_2S (SRU)	Dự án sản xuất H_2SO_4 gián tiếp từ khí giàu H_2S qua lưu huỳnh trung gian	Dự án sản xuất H_2SO_4 trực tiếp từ khí giàu H_2S
1	Chi phí EPC	triệu USD	57,7	81,2	57,8
2	Chi phí chủ đầu tư	triệu USD	17,3	24,4	17,3
3	Chi phí dự phòng	triệu USD	15,0	21,1	15,0
4	Tổng mức đầu tư cố định	triệu USD	90,1	126,7	90,2
5	Lãi vay trong quá trình xây dựng	triệu USD	11,0	15,5	11,0
6	Vốn lưu động ban đầu	triệu USD	0,4	1,1	1,2
7	Tổng mức đầu tư	triệu USD	101,5	143,2	102,4

Bảng 10. Cơ sở tính toán giá thành các thông số đầu vào của Dự án

TT	Thông số đầu vào	Cơ sở tính toán
1	H_2SO_4	Giá H_2SO_4 dự báo của Argus (CFR Việt Nam) trừ đi chi phí vận chuyển sản phẩm từ cảng nhà máy đến thị trường tiêu thụ (Hình 5).
2	Lưu huỳnh	Giá lưu huỳnh dự báo của Argus (CFR Trung Quốc), có tính đến phụ phí đàm phán hàng năm giữa Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và khách hàng cũng như các loại thuế suất theo quy định của nhà nước (Hình 6).
3	Khí giàu H_2S	Khí thải từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, giả thiết không có giá trị về mặt thương mại.
4	Hơi cao áp	Bộ giá phụ trợ dự báo của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.
5	Điện	Giá công bố của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN).
6	Nước	Giá công bố của UBND tỉnh Quảng Ngãi.
7	Xúc tác	Giá chào từ nhà sản xuất công nghệ.
8	Hóa chất: NH_3 , $NaOH$...	Tham khảo giá thực tế tại thị trường Việt Nam.

Bảng 11. Kết quả tính toán hiệu quả kinh tế Dự án H_2SO_4

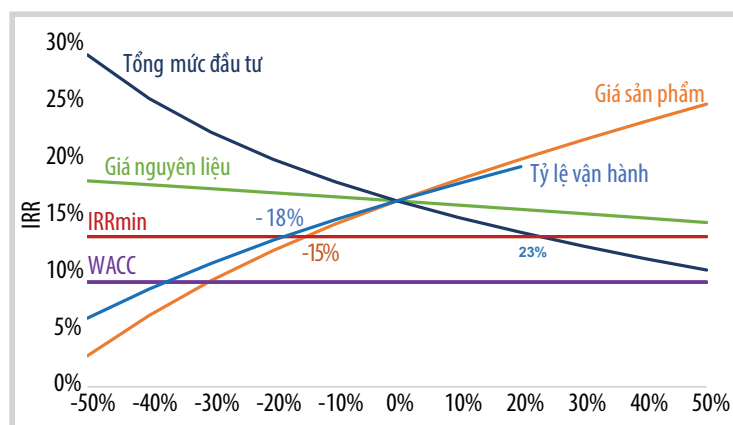
TT	Nội dung	Đơn vị	Phân xưởng sản xuất lưu huỳnh từ khí giàu H_2S (SRU)	Dự án sản xuất H_2SO_4 gián tiếp từ khí giàu H_2S qua lưu huỳnh trung gian	Dự án sản xuất H_2SO_4 trực tiếp từ khí giàu H_2S
1	Tổng mức đầu tư cố định	triệu USD	90,1	126,7	90,2
2	WACC	%	9,2	9,2%	9,2
3	IRRmin	%	13,2	13,2%	13,2
4	IRR	%	0,8	3,2%	16,3
5	NPV@WACC	triệu USD	-43,9	-44,0	48,9
6	NPV@IRRmin	triệu USD	-48,6	-55,1	15,7
7	Thời gian hoàn vốn		18 năm 8 tháng	14 năm 4 tháng	5 năm 5 tháng

- Tỷ lệ vận hành: 80%/90%/100% (năm thứ 1/ thứ 2/ thứ 3 trở đi);
- Cơ cấu vốn chủ sở hữu/vốn vay: 30%/70%;
- Chi phí sử dụng vốn chủ sở hữu/vốn vay: 12%/năm và 10%/năm;
- WACC là 9,2%/năm và IRRmin là 13,2%;
- Chi phí bảo trì/bảo dưỡng và chi phí bảo hiểm: 3% chi phí EPC.

Cơ sở tính toán giá thành các thông số đầu vào của Dự án được thể hiện ở Bảng 10.

Kết quả tính toán hiệu quả kinh tế cho Dự án H_2SO_4 được thể hiện ở Bảng 11.

Như vậy, việc đầu tư phân xưởng sản xuất lưu huỳnh công suất 70 nghìn tấn/năm từ khí giàu H_2S và việc đầu tư nhà máy sản xuất H_2SO_4 công suất 200 nghìn tấn/năm gián tiếp từ khí giàu H_2S qua nguyên liệu lưu huỳnh trung gian đều không khả thi về mặt kinh tế. Phương án sử dụng trực tiếp khí giàu H_2S làm nguyên liệu cho Dự án sản xuất H_2SO_4 là khả thi về mặt kinh tế. Theo đó, Dự án có IRR đạt 16,3%, NPV@13,2% đạt 15,7 triệu USD và thời gian hoàn vốn là 5 năm 5 tháng. Các thông số có ảnh hưởng quan trọng đối với hiệu quả kinh tế (thể hiện qua chỉ tiêu IRR) của Dự án là tổng mức đầu tư, giá nguyên liệu (không bao gồm H_2S), giá sản phẩm và tỷ lệ vận hành của nhà máy. Kết quả tính toán cho thấy dự án sẽ vẫn đạt hiệu quả kinh tế khi tổng mức đầu tư tăng 23% (tương đương tổng mức



Hình 11. Độ nhạy của Dự án theo tổng mức đầu tư, giá nguyên liệu, giá sản phẩm và tỷ lệ vận hành.

đầu tư cố định đạt 111 triệu USD) hoặc giá sản phẩm giảm 15% hoặc giá nguyên liệu (không bao gồm H_2S) tăng 81% hoặc tỷ lệ vận hành giảm 18% (tương ứng vận hành ở 82% công suất) (Hình 11). Ngoài ra Dự án phải bán được hơi do hơi đóng góp tương đối lớn vào doanh thu của Dự án H_2SO_4 , giá hơi tối thiểu chấp nhận được là 31 USD/tấn.

6. Kết luận

Dự báo thiếu hụt H_2SO_4 tại thị trường Việt Nam khoảng 464 nghìn tấn/năm vào năm 2025 và sẽ tiếp tục thiếu hụt đến năm 2040. Với đánh giá sơ bộ về mặt công nghệ và thị trường, Dự án sản xuất H_2SO_4 gián tiếp từ khí giàu H_2S thông qua lưu huỳnh trung

gian không khả thi về mặt kinh tế. Dự án sản xuất H_2SO_4 trực tiếp từ khí giàu H_2S có tổng mức đầu tư (đã bao gồm lãi vay và vốn lưu động ban đầu) khoảng 102,4 triệu USD, dự án có hiệu quả kinh tế với $IRR = 16,3\%$, $NPV@13,2\% = 15,7$ triệu USD và thời gian thu hồi vốn khoảng 5 năm 5 tháng. Kết quả cho thấy tiềm năng của Dự án sản xuất H_2SO_4 trực tiếp từ khí giàu H_2S và cần được đánh giá chi tiết ở các bước tiếp theo.

Tài liệu tham khảo

- [1] Toppr, "Sulphuric acid". [Online]. Available: <https://www.toppr.com/guides/chemistry/the-p-block-elements/sulphuric-acid/>.
- [2] Argus, "Sulfuric acid market study", 2020.
- [3] Tổng cục Hải quan, "Số liệu xuất nhập khẩu sản phẩm H_2SO_4 ", 2005 - 2018.
- [4] Vinachem, "Sự ra đời của Tập đoàn Hóa chất Việt Nam", 2010.
- [5] Alexander Stark, "World's largest WSA plant commences production", 2018. [Online]. Available: <https://www.process-worldwide.com/worlds-largest-wsa-plant-commences-production-a-687949/>.

RESEARCH ON POSSIBLE SULFURIC ACID (H_2SO_4) PRODUCTION USING SULFUR/SULFUR-CONTAINING FEEDSTOCKS FROM DUNG QUAT REFINERY

Vo Thi Thuong¹, Tran Vinh Loc¹, Le Duong Hai¹, Nguyen Minh Hieu², Truong Van Nhan¹
 Nguyen Thi Chau Giang¹, Nguyen Anh Tuan³, Huynh Minh Thuan¹

¹Vietnam Petroleum Institute

²Petrovietnam Fertilizer and Chemicals Corporation

³Phu My Plastics Production Joint Stock Company

Email: thuongvt.pvpro@vpi.pvn.vn

Summary

This paper analyses the possibility for H_2SO_4 production using sulfur/sulfur-containing feedstocks from Dung Quat Refinery in terms of market, technology and economic efficiency. Domestic production of H_2SO_4 currently does not meet the domestic demand, the shortfall must therefore be compensated by imports. It is forecast that the domestic market will lack about 464 thousand tons of H_2SO_4 by 2025. The H_2SO_4 production project with a capacity of 200 thousand tons per year is proposed to go into operation in 2025. In the case of indirect production of H_2SO_4 from H_2S rich gas through the intermediate sulfur product, the project has an estimated total investment cost of USD 143.2 million, its IRR will be around 3.2%, its $NPV@13.2\%$ will be USD 55.1 million and the total payback period will be 14 years and 4 months. In case of using H_2S rich gas directly as feedstock, the project has an estimated total investment cost of USD 102.4 million, its IRR will be around 16.3%, its $NPV@13.2\%$ will be USD 15.7 million and the total payback period will be 5 years and 5 months.

Key words: Sulfuric acid (H_2SO_4), sulfur, Dung Quat refinery.



PHÂN BÓN
PHÚ MỸ
Cho mùa bội thu

CHĂM TỐT CÂY TRỒNG ĐẲNG CẤP CHÂU ÂU

Chất lượng cao

Công nghệ Incro S.A

Chăm tốt
cây trồng

Đa lượng
Trung lượng
Vi lượng

Dây chuyền
khép kín

