

Dầu Khí



PETROVIETNAM

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

■ SỐ 12 - 2022

ISSN 2615-9902

PETROVIETNAM Số 12 - 2022





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Xuân Huyền

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

ThS. Lê Ngọc Sơn

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Vũ Đào Minh

ThS. Trần Thái Ninh

ThS. Dương Mạnh Sơn

PGS.TS. Lê Văn Sỹ

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

ThS. Phạm Xuân Trường

TS. Trần Quốc Việt

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

THIẾT KẾ

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

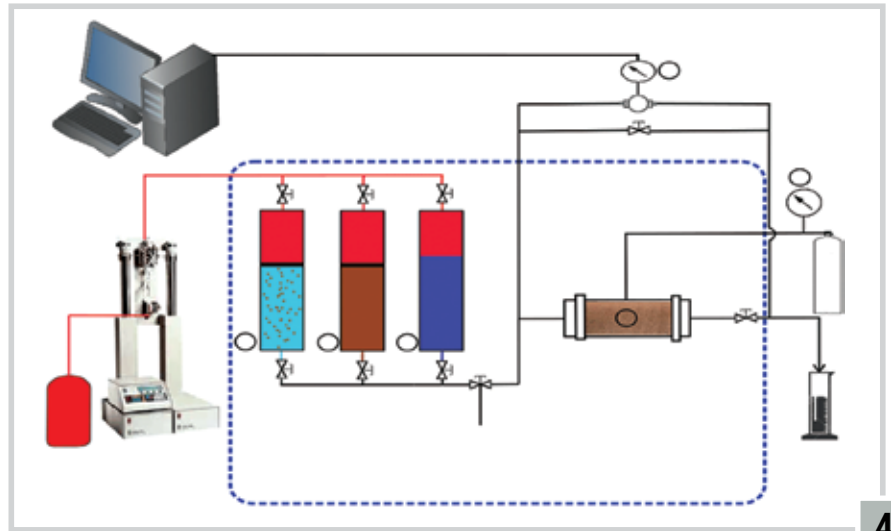
Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

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

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

Ảnh bìa: Giàn khoan Tam Đảo-01 vào vị trí RC-6 mở Rông. Ảnh: Lê Anh Đức/Vietsovpetro



NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THẨM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

4. Ứng dụng nanosilica biến tính cho tăng cường thu hồi dầu tầng móng mỏ Bạch Hổ

13. Phân tích, lựa chọn chế độ khai thác tối ưu cho đối tượng móng mỏ Bạch Hổ

20. Nghiên cứu đánh giá nhiễm bẩn cặn sa lắng trong lòng giếng, thiết bị lòng giếng và các phương pháp giám sát, xử lý đã được áp dụng ở bể Cửu Long



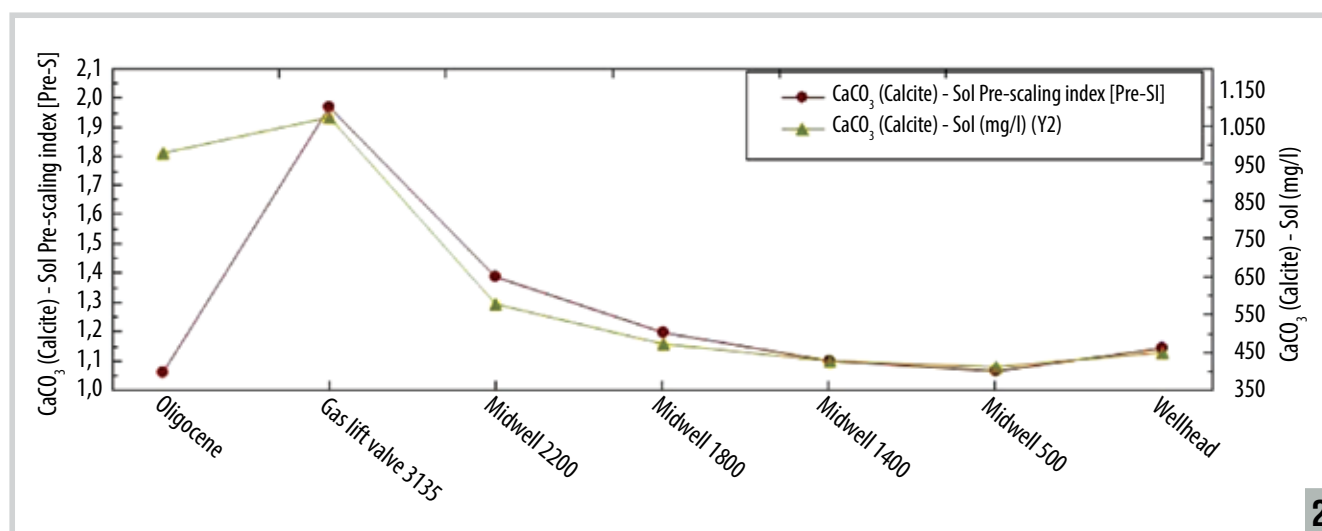
HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

31. Nghiên cứu khả năng tích hợp hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau



NGHIÊN CỨU - TRAO ĐỔI

38. Quan hệ đối tác chuyển dịch năng lượng công bằng và những thách thức đặt ra cho ngành năng lượng Việt Nam



20



AN TOÀN - MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

45. Bảo vệ môi trường trong hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ngoài khơi Việt Nam

RESEARCH AND DEVELOPMENT

The potential of surface-modified silica nanoparticles for enhanced oil recovery under the basement reservoir conditions of the Bach Ho field **4**

Analysis and selection of the optimal exploitation regime of the Bach Ho field **13**

Inorganic scale formation and well treatment methods in oil production wells in Cuu Long basin **20**

The possibility of integrating green hydrogen into Ca Mau Fertilizer Plant **31**

Just energy transition partnership and challenges for Vietnam energy sector **38**

Environment protection in oil and gas exploration and production activities, offshore Vietnam **45**

ỨNG DỤNG NANOSILICA BIẾN TÍNH CHO TĂNG CƯỜNG THU HỒI DẦU TẦNG MÓNG MỎ BẠCH HỔ

Phan Vũ Anh, Trịnh Thanh Sơn, Hoàng Long, Hoàng Linh, Cù Thị Việt Nga, Bùi Thị Hương, Đào Thị Hải Hà

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: anhpv@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.12-01>

Tóm tắt

Sau khi đạt sản lượng đỉnh trong giai đoạn 2002 - 2003, sản lượng khai thác của mỏ Bạch Hổ đến nay đã giảm mạnh xuống còn khoảng 2 triệu tấn/năm. Để đảm bảo hiệu quả khai thác trong giai đoạn suy giảm sản lượng hiện nay, các nghiên cứu thử nghiệm và áp dụng công nghệ gia tăng hiệu quả khai thác và hệ số thu hồi dầu trở nên đặc biệt cấp thiết đối với tầng móng - đối tượng vẫn đang đóng góp tỷ trọng lớn nhất trong tổng sản lượng khai thác của Bạch Hổ.

Bài báo giới thiệu triển vọng áp dụng công nghệ nano cho tăng cường thu hồi dầu, đồng thời trình bày kết quả nghiên cứu chế tạo, đánh giá khả năng áp dụng hệ hóa phẩm kết hợp nanosilica biến tính và chất hoạt động bề mặt cho tăng cường thu hồi dầu trong điều kiện khai thác của tầng móng mỏ Bạch Hổ.

Từ khóa: Công nghệ nano, tăng cường thu hồi dầu, tầng móng, mỏ Bạch Hổ.

1. Giới thiệu

Trong các nhóm phương pháp tăng cường thu hồi dầu, các phương pháp khí và hóa học phù hợp với các mỏ ngoài khơi như Bạch Hổ. Tuy nhiên, vị trí tương đối xa bờ, cấu tạo địa chất phức tạp cùng với điều kiện khai thác khắc nghiệt đã hạn chế khả năng áp dụng các công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu. Trở ngại chính đối với việc áp dụng nhóm phương pháp khí là nguồn cung và chi phí đầu tư hạ tầng ban đầu. Khó khăn chủ yếu trong việc áp dụng nhóm phương pháp hóa học là hàm lượng khoáng hóa cao của nước vỉa và nước bơm ép cùng với nhiệt độ tầng móng các khu vực khác nhau tại Bạch Hổ đang dao động ở mức 135 - 150°C gần như không đổi so với thời điểm bắt đầu đưa vào khai thác. Trong khi hóa phẩm cho tăng cường thu hồi dầu-chủ yếu có nguồn gốc hữu cơ như các chất hoạt động bề mặt, polymer-lại không bền ở điều kiện trên.

Công nghệ nano đã được nghiên cứu phát triển mạnh, ứng dụng trong xử lý môi trường, mỹ phẩm, y dược, năng lượng, vật liệu bề mặt, khai thác dầu khí và cả trong tăng

cường thu hồi dầu. Chúng loại hạt nano được nghiên cứu ứng dụng cho tăng cường thu hồi dầu khá đa dạng như: silica, oxide nhôm, oxide titanium, oxide sắt, nhôm, kẽm... có kích thước hạt dao động từ 1 - 200 nm, trong đó phổ biến nhất là nanosilica (Hình 1). Đây cũng chính là loại hạt nano được chế tạo và sử dụng trong nghiên cứu này. Tiềm năng áp dụng các hạt nanosilica cho tăng cường thu hồi dầu thể hiện ở khả năng phân tán nhanh, tỷ lệ diện tích bề mặt riêng lớn, chịu được điều kiện nhiệt độ và khoáng cao, có thể thâm nhập vào những kênh dẫn rất nhỏ trong đất đá, quy trình chế tạo và biến tính không quá phức tạp... Tuy cơ chế tác động của các hạt nanosilica trong từng pha, cũng như tại các bề mặt liên diện chưa hoàn toàn sáng tỏ nhưng kết quả nhiều nghiên cứu ở quy mô phòng thí nghiệm đã khẳng định hiệu quả rõ ràng của các hạt nanosilica trong việc thay đổi tính thấm ướt của đất đá vỉa, giảm sức căng liên diện dầu - nước cũng như gia tăng hệ số đẩy dầu trong đất đá.

Trong quá trình khai thác dầu khí, tính thấm ướt là chỉ tiêu quan trọng ảnh hưởng tới khả năng chảy của dòng chất lỏng qua vỉa. Tính thấm ướt là thông số thể hiện sự tương tác giữa chất lỏng và đá vỉa dưới các điều kiện khác nhau. Tính thấm ướt của đá vỉa với mỗi chất lỏng tùy thuộc vào cấu trúc kênh dẫn trong đất đá, điều kiện nhiệt độ, áp suất vỉa cũng như tương tác hóa lý giữa bề mặt đá và chất



Ngày nhận bài: 1/10/2022. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 1 - 19/10/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 13/12/2022.

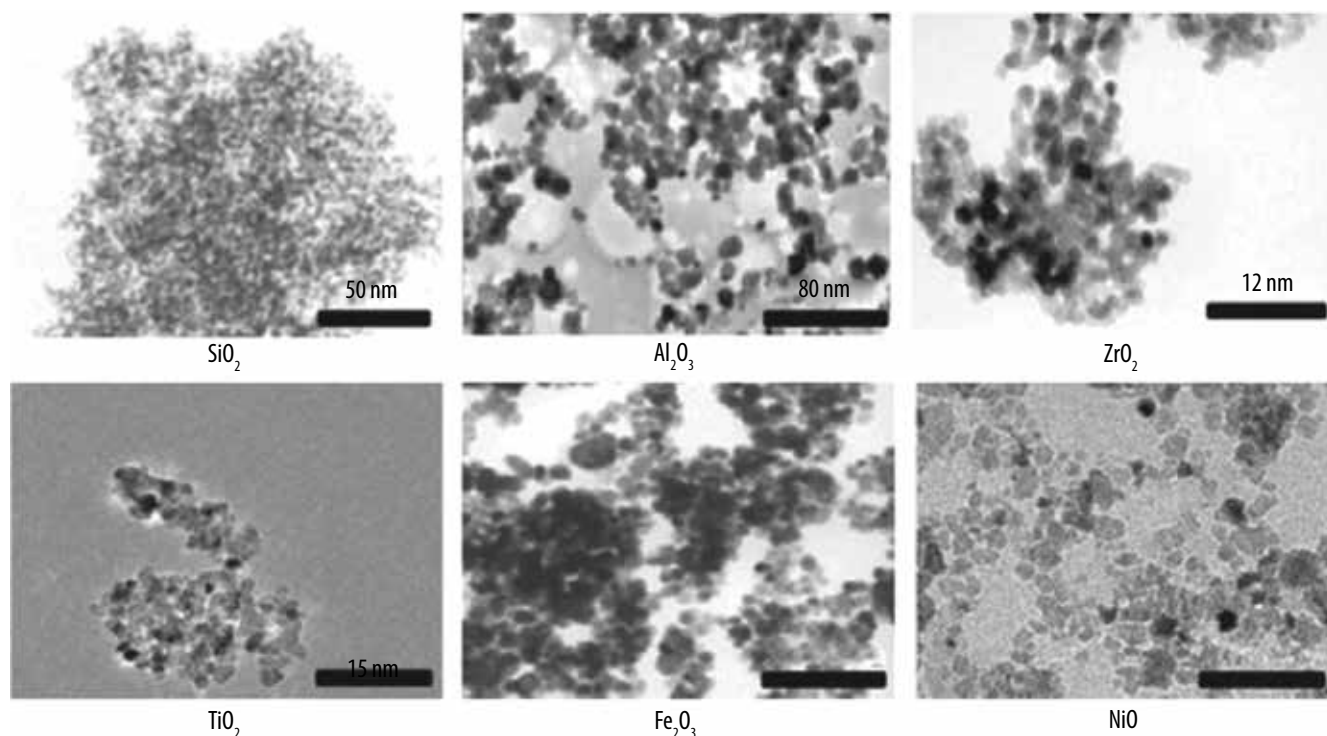
lông. Theo các nghiên cứu về tính thấm ướt của bề mặt, các nano vô cơ chia làm 3 loại: kỵ dầu và ưa nước, thấm ướt trung tính và kỵ nước và ưa dầu. Như vậy, độ thấm ướt của đất đá vỉa có thể bị thay đổi nhờ quá trình hấp phụ của hạt nano có đặc tính thích hợp lên bề mặt đất đá vỉa. Ví dụ, đất đá có tính thấm ướt dầu có thể thay đổi thành thấm ướt nước hơn nhờ hấp phụ loại nano kỵ dầu và ưa nước, từ đó nâng cao hiệu quả đẩy dầu. Ngược lại, các loại nano kỵ nước và ưa dầu có thể được sử dụng khi muốn cải thiện độ tiếp nhận nước của giếng bơm ép nước, giảm áp suất bơm ép cho các vỉa có độ thấm thấp [2].

Khi chất lỏng đẩy dầu có chứa hạt nano được bơm vào môi trường xốp là đá vỉa có thể xảy ra 4 hiện tượng: hấp phụ, giải hấp, bít nhét và chuyển động. Do các hạt nano nằm trong nhóm hạt Brown với đường kính nhỏ hơn 1 μm , 5 loại năng lượng bao gồm điện thế hút Van der Waals, lực đẩy của năng lượng điện tích lớp kép, lực đẩy Born, tương tác acid-base(bazơ) và năng lượng thủy động lực học sẽ là những yếu tố chính ảnh hưởng đến quá trình di chuyển cũng như tương tác giữa các hạt nano với nhau, với lưu thể và bề mặt đất đá vỉa [3].

Khi bề mặt đất đá chuyển thành ưa nước do hấp phụ hạt nano, tính kháng chảy dầu sẽ giảm, độ thấm tương đối của pha dầu (K_{r_o}) sẽ tăng, trong khi đó, độ thấm tương đối của pha nước (K_{r_w}) sẽ giảm đáng kể. Ngoài ra, khi có sự thâm nhập của các hạt nano vào các kênh mao quản, các

hạt nano có thể phân tán trong pha dầu cũng như hấp phụ trên bề mặt liên diện đất đá - dầu, một phần dầu trong các kênh mao quản nhỏ sẽ bị đẩy ra. Tuy nhiên, quá trình phân tán trong môi trường vỉa các hạt nano có khả năng keo tụ lại tạo kết cấu có kích thước lớn hơn, lắng đọng và bít các kênh dẫn nhỏ trong vỉa dẫn đến giảm độ xốp và độ thấm tuyệt đối (K) của đất đá. Đây là nguyên nhân chính cản trở việc ứng dụng trực tiếp các hạt nano vô cơ trong tăng cường thu hồi dầu. Để hạn chế nguy cơ trên, các hạt nano thường được biến tính để có thể sử dụng cho tăng cường thu hồi dầu. Mục đích của việc sử dụng tác nhân biến tính là thay thế nhóm chức bề mặt ban đầu bằng nhóm chức mới, từ đó làm thay đổi tính chất hóa lý của hạt theo hướng mong muốn. Tác nhân biến tính phù hợp sẽ giúp các hạt nano tăng khả năng phân tán và tồn tại lâu hơn trong môi trường vỉa, đồng thời lớp màng hấp phụ của chúng trên đất đá vỉa sẽ đủ mỏng để không làm thay đổi đường kính các kênh dẫn trong đất đá sau khi hấp phụ.

Nhiều phương pháp biến tính đang được áp dụng để cải tiến hoặc bổ sung tính chất hóa lý đặc biệt của các loại hạt nano. Tác nhân biến tính hữu cơ có thể là chất hoạt động bề mặt, acid béo hoặc silane và các dẫn xuất (Hình 2). Khi hóa phẩm dùng để biến tính bề mặt có các nhóm hydrocarbon với trọng lượng phân tử lớn thì các hạt nano sau biến tính có thể phân tán ổn định trong dung môi hữu



Hình 1. Ảnh chụp SEM một số hạt nano sử dụng cho tăng cường thu hồi dầu [1].

cơ và dầu. Việc biến tính bề mặt tạo ra các lớp bảo vệ để ngăn cản quá trình tái kết tụ của các hạt, giúp các hạt tăng khả năng phân tán trong lưu thể cũng như thâm nhập vào các mao quản có kích thước nhỏ của đất đá vỉa.

Kết quả thử nghiệm tại mỏ Bạch Hổ cho thấy tiềm năng áp dụng phương pháp bơm ép các chất hoạt động bề mặt cho tăng cường thu hồi dầu. Tuy nhiên, các chất hoạt động bề mặt đa số có nguồn gốc hữu cơ và khó bền trong điều kiện vỉa có nhiệt độ và hàm lượng khoáng hóa cao như trong đối tượng móng của Bạch Hổ. Nếu sử dụng trực tiếp dung dịch nano ngay cả khi đã biến tính, lượng hoạt chất cần sử dụng có thể phải lên đến 10 - 15% (thậm chí 30%), do đó chi phí triển khai công nghệ sẽ cao. Nhiều nghiên cứu cho thấy hệ hóa phẩm kết hợp sử dụng dung dịch nano với chất hoạt động bề mặt sẽ có các tính chất cộng hưởng đối với gia tăng hệ số thu hồi dầu [5].

Trên cơ sở đó, định hướng nghiên cứu của nhóm tác giả là giải pháp kết hợp chất hoạt động bề mặt và vật liệu nanosilica được biến tính bề mặt cho bơm ép tăng cường thu hồi dầu tại đối tượng móng mỏ Bạch Hổ. Nội dung thực hiện chính của nghiên cứu gồm lựa chọn các chất

hoạt động bề mặt có đặc tính đáp ứng với điều kiện vỉa; tổng hợp nanosilica từ các nguồn khác nhau; biến tính bề mặt hạt nanosilica; phối trộn hạt nanosilica với chất hoạt động bề mặt thành hệ hóa phẩm cho bơm ép tăng cường thu hồi dầu.

2. Nguyên liệu và phương pháp nghiên cứu

2.1. Nguyên liệu

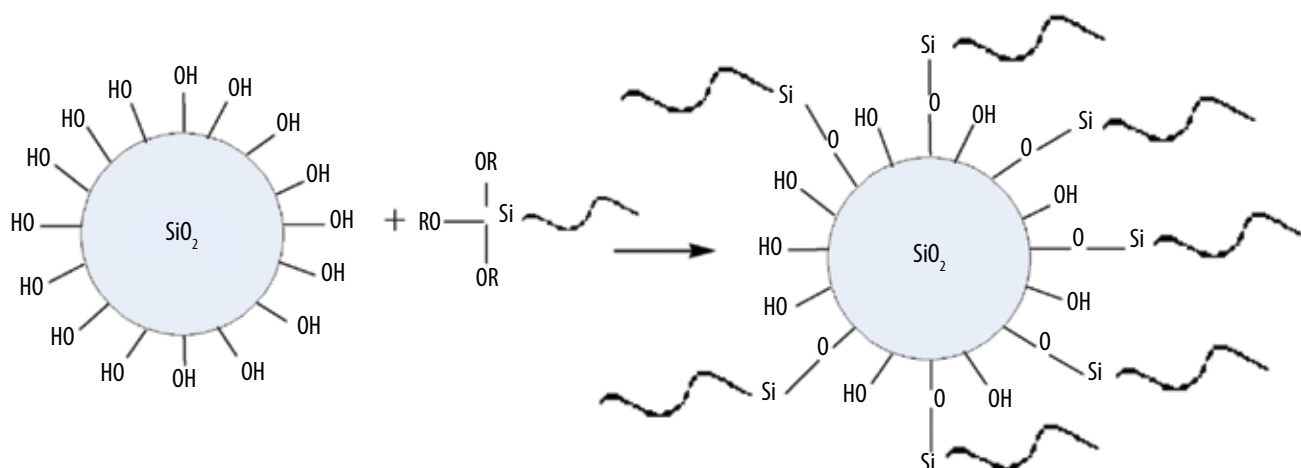
Các chất hoạt động bề mặt được đánh giá, nghiên cứu trong đề tài thuộc nhóm anion hoặc nhóm nonion (Bảng 1).

Các dung môi chính sử dụng gồm: ethanol, isopropanol, butanol, ethylene glycol monobutyl ether, hexanol, pentanol, toluene, xilene. Hóa chất cho tổng hợp nanosilica gồm: tetraethoxysilane (TEOS), vinyltriethoxysilane (VTES), 3-aminopropyl triethoxysilane (APTES), sodium silicate, ammonia, sulfuric acid, sodium tetraborate, nhựa trao đổi anion purolite E100.

Dầu thô và nước vỉa tầng móng mỏ Bạch Hổ sử dụng trong nghiên cứu được lấy từ giếng 923 - giàn 10.

Bảng 1. Danh sách các chất hoạt động bề mặt nghiên cứu

TT	Chất hoạt động bề mặt	Ký hiệu	Hoạt tính (%)	Xuất xứ
1	C ₁₂₋₁₄ alpha olefin sulfonate	AOS	98	Mỹ
2	Sodium lauryl ether sulfate	FLO30	44	Trung Quốc
3	Sodium alkylrauryl polyether sulfonate	NP10	90	Trung Quốc
4	Hexadecyl diphenilene oxide disulfonate	A168	44	Mỹ
5	C ₁₅₋₁₈ internal olefin sulfonate	TRS-40	35	Mỹ
6	Disodium decylbenzene disulfonate	FA-400	44	Trung Quốc
7	Nonylphenol ethoxylate	NP15	96	Trung Quốc
8	Linear alkylbenzene sulfonate	LAS	96	Trung Quốc



Hình 2. Biến tính bề mặt hạt nanosilica với dẫn xuất của silane [4].

2.2. Phương pháp nghiên cứu

2.2.1. Đánh giá và lựa chọn các chất hoạt động bề mặt

Sức căng bề mặt của chất hoạt động bề mặt được xác định theo 2 phương pháp vòng Du Noüy trên máy Radian seri 300 và phương pháp giọt treo trên máy DCA (dùng cho đo sức căng bề mặt ở nhiệt độ cao). Các chất hoạt động bề mặt được pha trong nước cất hoặc nước muối 3,5% tại các nồng độ từ 0,001 - 1% theo khối lượng. Pha dầu được sử dụng trong các thí nghiệm đo sức căng bề mặt liên diện là dầu hỏa.

Đánh giá khả năng tạo nhũ của các chất hoạt động bề mặt được thực hiện với hệ dung dịch chất hoạt động bề mặt 1% trong nước muối NaCl (nồng độ từ 0 - 5%) trộn cùng dầu theo tỷ lệ pha nước/dầu là 50/50 ở điều kiện nhiệt độ phòng (trong ống nghiệm nút kín và được lắc trong vòng 1 tuần để theo dõi).

Khả năng chịu muối và nhiệt của các chất hoạt động bề mặt được đánh giá gián tiếp thông qua theo dõi sự thay đổi các tính chất hóa lý như sức căng bề mặt, tách pha, độ đục...

Nồng độ chất hoạt động bề mặt anion dạng sulfonate trong nước được xác định bằng phương pháp đo trắc quang sử dụng phương pháp methyl da cam với thuốc thử là dung dịch methyl da cam và 1 chất hoạt động bề mặt cation đo tại bước sóng 465 nm.

Nồng độ các chất hoạt động bề mặt nonion dạng ethoxylate được xác định bằng phương pháp đo trắc quang, sử dụng phương pháp Iodine với thuốc thử là dung dịch KI3 đo tại bước sóng 372 nm. Thiết bị được sử dụng là UV-200-RS của hãng MRC.

Khả năng hấp phụ của chất hoạt động bề mặt trên đá chứa được tiến hành theo phương pháp hấp phụ tĩnh và phương pháp hấp phụ động.

Tính dính ướt của bề mặt đá được xác định theo phương pháp đo góc tiếp xúc trên hệ thống máy KRUSS G10.

2.2.2. Tổng hợp nanosilica

- Phương pháp sol-gel

Tổng hợp nanosilica từ tetraethoxysilane (TEOS) theo phương pháp sol-gel [6]. Nguồn TEOS được hòa vào dung dịch ethanol và được trộn đều bằng máy siêu âm trong 10 phút (dung dịch A). Dung dịch A được chuyển sang máy khuấy cơ, nước cất được máy bơm định lượng đưa vào với tốc độ 0,1 ml/phút, sau đó được siêu âm trong khoảng

thời gian 30 phút (dung dịch B). Tiếp tục bơm dung dịch ammonia với tốc độ 0,01 ml/phút vào dung dịch B và khuấy mạnh cho đến khi đạt được pH cần thiết và được chuyển sang bể siêu âm. Sau 60 phút siêu âm, sản phẩm được lọc và sấy khô ở 80 °C trong 24 giờ, nung ở 550 °C trong 3 giờ.

- Phương pháp kết tủa

Nanosilica được tổng hợp từ sodium silicate (Na_2SiO_3), còn gọi là thủy tinh lỏng theo phương pháp kết tủa [7]. Dung dịch H_2SO_4 được cho từ từ vào trong dung dịch thủy tinh lỏng trong điều kiện khuấy cơ liên tục và siêu âm ở nhiệt độ phòng, đến khi pH của hỗn hợp đạt giá trị bằng 2. Hỗn hợp tiếp tục được khuấy đến khi đồng nhất. Sau đó hỗn hợp gel được điều chỉnh đến pH = 8, ly tâm để tách kết tủa thu được, rửa bằng nước cất đến pH = 7. Kết tủa sau khi rửa được sấy khô và nung ở 550 °C trong 5 giờ để ổn định cấu trúc.

2.2.3. Biến tính và đánh giá hiệu quả biến tính hạt nanosilica

Các bước chuẩn bị chức năng hóa nanosilica bằng các silane hữu cơ như vinyltrimethoxysilane (VTES), (3-Aminopropyl) triethoxysilane (APTES)... Cho nanosilica (nSiO_2) vào trong $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$ theo tỷ lệ $\text{nSiO}_2/\text{C}_2\text{H}_5\text{OH} = 1\text{g}/20\text{ml}$. Khuấy hồi lưu và cho thêm các silane vào hỗn hợp theo tỷ lệ $\text{nSiO}_2/\text{silane} = 1\text{g}/1\text{ml}$, nhiệt độ $T = 80^\circ\text{C}$, thời gian $t = 24$ giờ. Lọc, sấy sản phẩm.

Hình dạng và kích thước hạt silica được xác định bằng hiển vi điện tử quét (SEM) trên máy JSM-5300 - Nhật Bản, tại Viện Khoa học Vật liệu, Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam.

Hấp phụ và khử hấp phụ N_2 (BET) diện tích bề mặt của nanosilica được xác định bằng phương pháp hấp phụ và khử hấp phụ N_2 ở nhiệt độ 70 °K, thực hiện trên thiết bị Micromeritics TriStar 3000 V6. 07A, tại Trường Đại học Sư phạm Hà Nội.

Phân bố kính thước hạt nanosilica được xác định theo phương pháp tán xạ laser trên thiết bị Scatterlizing Malvon 9000 (Mỹ) của Viện Khoa học Vật liệu. Xác định thành phần cấu trúc của hạt nano biến tính được thực hiện trên thiết bị đo phổ hồng ngoại FT-IR của Viện Khoa học Vật liệu.

2.2.4. Đánh giá trên mô hình vật lý/via

Mẫu lõi được xử lý, xác định các chỉ tiêu cần thiết và lắp vào bộ giữ mẫu, nâng áp suất và nhiệt độ lên tới điều kiện thí nghiệm 140 °C, áp suất nén hông 150 atm, áp suất hiệu dụng 100 atm.

Bơm bão hòa dầu cho mẫu (thể tích bơm từ 3 - 5 thể tích lỗ rỗng), xác định độ thấm dầu K_0 .

Đẩy dầu bằng nước biển với thể tích bơm 4 - 5 V_{pore} và lưu lượng 15cm³/giờ. Tiếp tục bơm đẩy dầu bằng nước biển ở lưu lượng 30 cm³/giờ, đến khi không còn xuất hiện dầu. Xác định hệ số thu hồi dầu bởi nước bơm ép và độ thấm nước.

Bơm hệ hóa phẩm cho tăng thu hồi dầu với thể tích 0,15 V_{pore} ủ mẫu qua 24 giờ sau đó đẩy bằng nước cho đến khi không còn xuất hiện dầu. Xác định độ thấm nước sau đẩy dầu.

Mô phỏng quá trình đẩy dầu theo khu vực trong vỉa được thực hiện trên phần mềm Eclipse 300.

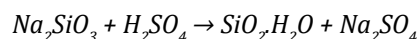
3. Một số kết quả nghiên cứu

3.1. Lựa chọn các chất hoạt động bề mặt

Dựa trên các kết quả đánh giá về khả năng tạo nhũ với dầu thô, mức độ hấp phụ trên đất đá vỉa, tính chịu nhiệt và chịu muối của các chất hoạt động bề mặt sử dụng trong nghiên cứu, AOS, NP10, NP15 đã được chọn cho các nghiên cứu phối trộn hóa phẩm tiếp theo. Mặc dù các chất này chịu được nhiệt và muối, tuy nhiên để hạn chế nguy cơ hấp phụ trên bề mặt đất đá vỉa và tăng hiệu quả làm giảm sức căng bề mặt liên diện dầu nước, chúng vẫn cần kết hợp với các chất hỗ trợ như dung môi, chất cải thiện độ bền nhiệt... Kết quả nghiên cứu lựa chọn các chất đồng hoạt động bề mặt cho thấy butanol và IPA phù hợp nhất và không bị phân hủy ở điều kiện nhiệt độ vỉa cao. Trong thực tế, cả IPA và butanol đều có khả năng tan 1 phần trong nước và một phần trong dầu, butanol tan trong dầu nhiều hơn, còn IPA tan trong nước nhiều hơn. Việc bổ sung các chất này cùng với chất hoạt động bề mặt sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho việc nhũ hóa dầu, hình thành kiểu vi nhũ mong muốn trong tăng thu hồi dầu. Kết quả thực nghiệm cho thấy, hệ tối ưu dựa trên khả năng giảm sức căng bề mặt có thành phần 1.500 ppm AOS, 1.085 ppm NP10, 202 ppm butanol và 202 ppm IPA. Kết quả phối trộn thực tế theo điều kiện tối ưu cho kết quả sức căng bề mặt của hệ là 0,73 mN/m.

3.2. Tổng hợp nano silica theo cơ chế kết tủa

Nanosilica được tổng hợp từ nguồn natri silicate dựa trên phản ứng trung hòa giữa natri metasilicate và acid (HCl, H₂SO₄). Dung dịch natri metasilicate được đưa vào trong dịch acid nồng độ loãng trong điều kiện khuấy mạnh để tránh thay đổi pH cục bộ trong quá trình hình thành gel. Phản ứng kết tủa silica diễn ra như sau:

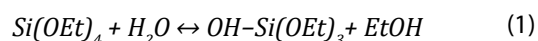


Kết quả tổng hợp ở các điều kiện khác nhau cho thấy, ở tốc độ khuấy thấp, quá trình chuyển khối không đồng đều, dẫn đến tủa có kích thước lớn hơn (50 - 100 nm) so với tốc độ khuấy cao (15 - 40 nm). Sử dụng sóng siêu âm trong quá trình tổng hợp giúp giảm kích thước hạt đáng kể. Kết quả thực nghiệm đã chỉ ra điều kiện tối ưu cho tổng hợp nanosilica từ thủy tinh lỏng trong phòng thí nghiệm:

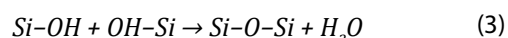
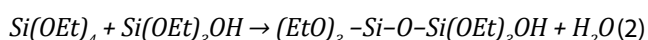
- Nồng độ tối ưu ban đầu của thủy tinh lỏng 0,5 M (tính theo SiO₂);
- Nồng độ tối ưu ban đầu của dung dịch H₂SO₄ là 0,5 M;
- Tốc độ khuấy tối ưu: 500 vòng/phút;
- Tốc độ thời gian siêu âm: 10 phút.
- Năng lượng siêu âm: 60% với công suất máy siêu âm 110 W;
- pH môi trường ban đầu là 2.

3.3. Tổng hợp nanosilica theo cơ chế sol-gel

Nanosilica được tiến hành theo phương pháp sol-gel (kỹ thuật Stober) gồm các phản ứng của TEOS với nước trong dung môi là cồn có trọng lượng phân tử thấp, xúc tác cho quá trình là ammonia. Phương pháp sol-gel là một trong các phương pháp phổ biến tổng hợp nano-silica gồm phản ứng thủy phân và phản ứng ngưng tụ. Trong quá trình này, sol của muối silicate hoặc silicon alkoxide chuyển hóa thành liên kết polymer tạo gel. Quá trình thủy phân của TEOS xảy ra khi được trộn lẫn với nước và ethanol:



Phản ứng ngưng tụ xảy ra giữa 2 nhóm -OH hoặc 2 nhóm -OH và một nhóm ethoxy để tạo cầu oxygen và nước hoặc ethanol.



Sự có mặt của xúc tác acid hoặc base, các chất điện ly sẽ ảnh hưởng đến quá trình ngưng tụ. Cơ chế của 2 quá trình này khi có mặt xúc tác acid và base có thể tuân theo công thức (1) và (2). Quá trình thủy phân trong môi trường acid hay base cũng đều liên quan đến cấu trúc gel. Đối với Si(OR)_{4-n}(OH)_n trong môi trường acid (pH tốc độ của phản ứng thủy phân và phản ứng ngưng tụ dẫn đến tăng động học của phản ứng. Sơ đồ tổng hợp nanosilica theo phương pháp sol-gel từ TEOS với xúc tác là ammonia.

Quá trình tổng hợp nanosilica bằng phương pháp sol-gel cũng chịu ảnh hưởng của nhiều thông số như nồng độ TEOS ban đầu, tỷ lệ nước, nồng độ xúc tác, tốc độ thêm xúc tác, tác động cơ học của quá trình khuấy. Kết quả thực nghiệm cho thấy thông số tối ưu quá trình tổng hợp nanosilica từ TEOS tại phòng thí nghiệm:

- Nồng độ TEOS: 0,6 M;
- Nồng độ H₂O: 4 M;
- Nồng độ NH₃: 0,7 M;
- Dung môi: Ethanol;
- Tốc độ khuấy: 600 vòng/phút;
- Siêu âm: 60 phút tại mức năng lượng 60% với công suất máy siêu âm 110 W.

3.4. Biến tính bề mặt nanosilica

Các hạt nanosilica có đặc tính ưa nước do có các nhóm hydroxyl tồn tại trên bề mặt. Khi phân tán vào trong môi trường nước, liên kết giữa các nhóm OH trên bề mặt hạt làm cho các hạt nanosilica keo tụ lại với nhau làm giảm hạt tính của hạt. Việc biến tính bề mặt làm cho các hạt trở nên kỵ nước một phần do đó làm giảm tính keo tụ của các hạt. Tác nhân biến tính bề mặt hạt nanosilica được sử dụng trong đề tài là các silane hữu cơ vinyltriethoxysilane (VTES) và 3-aminopropyl triethoxysilane (APTES).

Cho nanosilica (nSiO₂) vào trong C₂H₅OH tuyệt đối theo tỷ lệ nSiO₂/C₂H₅OH = 1g/20ml. Khuấy hồi lưu và cho thêm silane vào hỗn hợp theo tỷ lệ SiO₂/Silane = 1g/1ml, nhiệt độ T = 80°C, thời gian t = 24 giờ. Sau đó thu và sấy sản phẩm. Mẫu nanosilica ký hiệu F-SiO₂ M9 được chọn để tiến hành chức năng hóa bằng các chất hữu cơ VTES và APTES.

Các hạt nano sau biến tính được sấy khô và pha với nồng độ từ 0,5 - 5% trong hệ dung môi IPA/butanol (tỷ lệ 1:1 về thể tích). Khuấy ở tốc độ 30 vòng/phút, trong 20 phút, sau đó tiến hành siêu âm với thời gian 15 phút, năng lượng siêu âm 40%. Các mẫu được phân đều vào ống nghiệm và đánh giá khả năng sa lắng.

Kết quả thử nghiệm khả năng phân tán của các hạt nano biến tính trong dung môi sau thời gian 7 ngày cho thấy, ở nồng độ dưới 3% các hạt biến tính với VTES cho khả năng phân tán tốt, không bị sa lắng, tuy nhiên ở nồng độ từ 3% trở lên, các mẫu đều có hiện tượng bị sa lắng một phần. Đối với hạt biến tính với APTES cho thấy ở nồng độ 1% các hạt có khả năng phân tán ổn định sau 7 ngày, còn ở các nồng độ lớn hơn, bị sa lắng một phần. Điều này

có thể giải thích do độ kỵ nước của hạt biến tính với VTES lớn hơn nên ít bị kết tụ, dễ dàng phân tán và ổn định hơn. Trên cơ sở này, nghiên cứu sẽ sử dụng các hạt nanosilica biến tính với VTES để phối hợp với tổ hợp chất hoạt động bề mặt cho tăng cường thu hồi dầu.

3.5. Chế tạo và đánh giá hệ nanosilica kết hợp chất hoạt động bề mặt

Đưa từ từ nanosilica vào 1 phần hỗn hợp IPA:butanol (tỷ lệ 1:1) khuấy và giữ ở điều kiện này trong khoảng thời gian từ 20 phút, siêu âm hỗn hợp 10 phút sau đó dùng siêu âm, duy trì khuấy hỗn hợp để cho vào phần chất hoạt động bề mặt. Các chất hoạt động bề mặt được khuấy trộn với phần còn lại của hỗn hợp isopropanol:butanol. Bước này giúp việc phân tán chất hoạt động bề mặt tốt hơn với các dung môi, tạo môi trường thuận lợi để tiếp xúc hiệu quả với nanosilica đã chức năng hóa. Hệ chất hoạt động bề mặt này đã được tối ưu hóa nồng độ tỷ lệ. Đổ hệ dung môi/nanosilica vào hỗn hợp chất hoạt động bề mặt, khuấy 300 vòng/phút và giữ ở điều kiện này trong khoảng thời gian từ 30 - 45 phút để phân tán hoàn toàn.

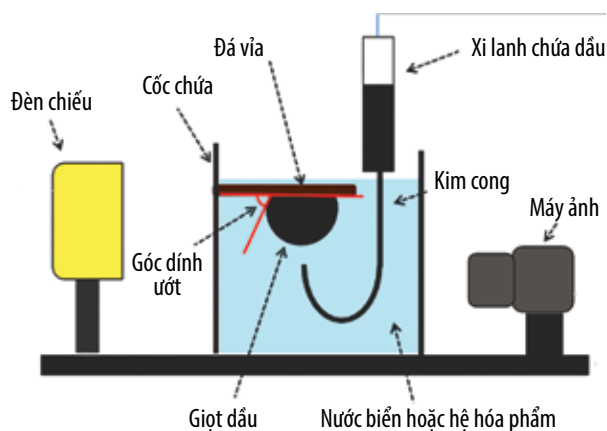
Kết quả đánh giá ảnh hưởng sự có mặt của các hạt nanosilica biến tính trong hệ chất hoạt động bề mặt cho thấy hạt nanosilica có tác dụng hỗ trợ làm giảm sức căng bề mặt của hệ chất hoạt động bề mặt tuy không nhiều. Đối với hệ AOS:NP10 sức căng bề mặt giảm từ 0,73 mN/m xuống 0,55 mN/m ở nồng độ nanosilica là 500 ppm, trong khi đó sức căng bề mặt của hệ AOS:NP15 giảm xuống 0,62 mN/m ở nồng độ 700 ppm. Mặc dù tỷ lệ giảm sức căng bề mặt của 2 hệ khi có mặt nanosilica là khoảng 25% tuy nhiên lượng dùng nano cho hệ AOS:NP15 lớn hơn so với hệ còn lại.

Kết quả đo góc dính ướt nước trong các môi trường khác nhau trên hệ thống thiết bị (Hình 3) cho thấy trong môi trường nước biển góc dính ướt trên đá vữa là 122,4°, trong môi trường có thêm nanosilica, góc dính ướt giảm xuống 96,9°. Góc dính ướt trong môi trường hệ AOS:NP15-nanosilica là 56,48° và trong hệ AOS:NP10-nanosilica là 42° (Bảng 2).

Như vậy, các hạt nanosilica có khả năng phối hợp với chất hoạt động bề mặt làm giảm sức căng bề mặt dầu nước và làm thay đổi tính dính ướt của dầu với đá chứa. Trong các hệ chất hoạt động bề mặt được lựa chọn, hệ AOS:NP10 kết hợp với hạt nanosilica biến tính với VTES ở nồng độ 1.000 ppm cho kết quả ưu thế hơn hệ còn lại. Vì vậy, hệ hóa phẩm này sẽ được sử dụng để thử nghiệm trên mô hình vật lý vữa.

3.6. Đánh giá hiệu quả hệ nanosilica - chất hoạt động bề mặt trên mô hình vật lý via

Việc thử nghiệm bơm hóa phẩm nhằm tăng cường thu hồi dầu trên mô hình via, đánh giá ảnh hưởng của hóa phẩm lên độ thấm của via cũng như xác định hiệu quả gia tăng hệ số thu hồi dầu của hệ hóa phẩm. Trên mô hình, sự thay đổi độ thấm của mẫu sẽ được đánh giá gián tiếp qua sự thay đổi áp suất giữa đầu vào và đầu ra trước và sau khi bơm hóa phẩm. Dung dịch cho thử nghiệm là hệ chất hoạt động bề mặt có bổ sung 1.000 ppm hạt nanosilica đã biến tính. Trong bảng 3 là thông số cụ thể của các mô hình mẫu lõi, trong đó 3 mẫu lõi thử nghiệm có độ thấm lần lượt đạt 285 mD, 672 mD và 1.344 mD. Điều kiện thử nghiệm ở nhiệt độ 140°C, áp suất đẩy 80 atm và áp suất nén hồng 100 atm. Quy trình thực hiện đánh giá trên mô hình vật lý via được mô tả chi tiết trong phương pháp nghiên cứu trên.



Hình 3. Sơ đồ bố trí thiết bị xác định góc dính ướt trên bề mặt đá via [8].

Bảng 2. Góc dính ướt trên đá via trong các môi trường khác nhau

Môi trường nước	Góc dính ướt
Nước biển	122,4°
Dung dịch nanosilica biến tính	96,9°
AOS-NP15-nanosilica biến tính	56,48°
AOS-NP10-nanosilica biến tính	42°

Bảng 3. Thông số cụ thể của các mô hình mẫu lõi và điều kiện đánh giá trong nghiên cứu

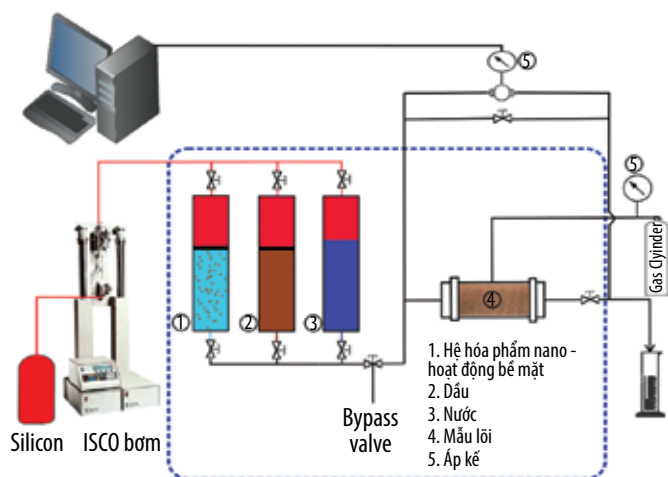
Thông số	Mẫu 1	Mẫu 2	Mẫu 3	Mẫu 4	Mẫu 5	Mẫu 6
Chiều dài (cm)	15	15	15	15	15	15
Đường kính (cm)	5	5	5	5	5	5
Độ thấm (mD)	285	493	672	980	1.344	1.877
Độ rỗng (%)	5,5	6,7	7,4	8,2	9,5	12,5
Độ nhớt dầu (cSt)	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Độ nhớt nước (cSt)	0,228	0,228	0,228	0,228	0,228	0,228
Áp suất (atm)	120	120	120	120	120	120
Nhiệt độ (°C)	140	140	140	140	140	140
Thể tích bơm hóa phẩm (V _p)	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Lưu lượng (ml/giờ)	20	20	20	20	20	20

Kết quả thử nghiệm hiệu quả đẩy dầu của hệ hóa phẩm trên mô hình vật lý via (Hình 4) cho thấy, khi sử dụng tổ hợp chất hoạt động bề mặt bơm ép đẩy dầu thì đều làm tăng hệ số đẩy dầu trên các mô hình. Với cùng một chế độ bơm (mô phỏng áp suất, lưu lượng bơm trong thực tế), cùng nồng độ chất hoạt động bề mặt, các kết quả thu được là khác nhau đối với mỗi mô hình. Nhìn chung, lượng dầu tăng thu hồi khác nhau giữa các mô hình và nằm trong khoảng 6,5 - 10,5%.

Theo lý thuyết, với via có độ thấm lớn thì hiệu quả sử dụng chất hoạt động bề mặt sẽ bị giảm do lưu thể bơm ép chứa chất hoạt động bề mặt khi bị pha loãng trong via có độ nhớt thấp hơn nước biển. Dung dịch này sẽ đi qua rất nhanh các vùng có độ thấm lớn hoặc và gây ra hiện tượng lười nước, đây chính là hạn chế của việc sử dụng chất hoạt động bề mặt cho các đối tượng có độ thấm lớn hoặc nứt nẻ. Việc bổ sung các hạt nanosilica vào đã khắc phục được phần nào hiện tượng này. Sự có mặt của các hạt nanosilica đã làm thay đổi tính dính ướt của dầu với đá chứa do đó dầu bị đẩy ra khỏi bề mặt đá chứa, khi mà tác động của chất hoạt động bề mặt bị giảm do yếu tố độ thấm lớn. Căn cứ vào động thái đẩy dầu trong các mô hình, sau khi bơm ép chất hoạt động bề mặt, thể tích nước bơm vào để tiếp tục đẩy dầu cho tới điểm cân bằng (không đẩy dầu ra được nữa) nằm trong khoảng 1,5 - 3 V_{pore}. Thời gian xuất hiện dầu sau khi bơm chất hoạt động bề mặt - nanosilica và đẩy tiếp bằng nước nằm trong khoảng 0,1 - 0,5 V_{pore}. Điều này cho thấy, trên mô hình, lượng dầu thu hồi thêm xuất hiện rất sớm và thời gian thu hồi kéo dài trong một khoảng thời gian khá ngắn. Các kết quả thử nghiệm trên mô hình cũng khẳng định tổ hợp chất hoạt động bề mặt - nanosilica được lựa chọn có khả năng chịu nhiệt trong điều kiện via và có tác dụng làm gia tăng hệ số đẩy dầu.

Bảng 4. Lượng dầu khai thác gia tăng theo khối lượng hệ hóa phẩm sử dụng cho EOR

Phương án cơ sở		Bơm 140 tấn		Bơm 280 tấn		Bơm 560 tấn	
Thể tích dầu thu được (m ³)	Gia tăng (%)	Thể tích dầu thu được (m ³)	Gia tăng (%)	Thể tích dầu thu được (m ³)	Gia tăng (%)	Thể tích dầu thu được (m ³)	Gia tăng (%)
13.108,5	0	13.261,8	1,17	13.311,7	1,55	13.344,5	1,8



Hình 4. Sơ đồ hệ thống thiết bị mô hình vật lý vỉa [9].

3.7. Đánh giá hiệu quả trên mô hình sử dụng phần mềm Eclipse

Do đặc tính phân bố địa chất và hiện trạng khai thác đối tượng móng mỏ Bạch Hổ có sự thay đổi khá lớn giữa các vòm (Bắc, Trung tâm, Nam), đồng thời trong một khu vực cũng có sự phân tách độc lập về thủy động lực, do đó các phương án bơm ép hệ hóa phẩm trên mô hình mô phỏng được thực hiện riêng cho vòm Bắc và đưa ra các phương án bơm ép.

- Phương án cơ sở giữ nguyên trạng thái bơm ép nước của vòm Bắc từ năm 2016 và tiếp tục chạy dự báo cho đến năm 2025 với 2 giếng bơm ép là 100IW và 817IW có tổng lưu lượng bơm ép là 1.180 m³/ngày.

- Các phương án gia tăng thu hồi dầu được dự báo bắt đầu từ năm 2016 - 2025, với tổng lưu lượng 1.180m³/ngày tại 2 giếng bơm ép 100IW và 817IW, ngoài ra khối lượng hóa phẩm cho gia tăng thu hồi dầu được bơm tại giếng 100IW lần lượt là 140, 280 và 560 tấn.

Với đặc điểm đá chứa, chất lưu và hiện trạng khai thác đối tượng móng mỏ Bạch Hổ, có thể áp dụng giải pháp bơm ép hệ nanosilica - hoạt động bề mặt nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu. Đối tượng phù hợp nhất để áp dụng là vòm phía Bắc trên cơ sở đánh giá tính chất dầu vỉa và hiện trạng khai thác. Kết quả đánh giá khả năng thu hồi dầu trên phần mềm mô phỏng thủy lực học cho thấy khả năng thu hồi thực tế so với bơm ép nước có thể gia tăng từ 30.000 m³ dầu với 2 giếng bơm ép, hệ số thu hồi dầu có thể gia tăng từ 1,17 - 1,8%.

4. Kết luận và kiến nghị

Từ kết quả phân tích các tài liệu về ứng dụng công nghệ nano cho tăng cường thu hồi dầu, định hướng nghiên cứu chế tạo hệ hóa phẩm kết hợp chất hoạt động bề mặt và các nanosilica biến tính đã được nhóm tác giả lựa chọn cho tăng cường thu hồi dầu tại tầng móng mỏ Bạch Hổ.

Các hạt nanosilica với kích thước khá ổn định tập trung trong khoảng 15 - 20 nm đã được chế tạo và biến tính bề mặt thành công với các silane vinyltriethoxysilane và aminopropyl triethoxysilane, cho khả năng phân tán tốt trong môi trường nước và dầu.

Qua đánh giá trên mô hình vật lý vỉa, hệ hóa phẩm kết hợp các hạt nano biến tính bề mặt với vinyltriethoxysilane và tổ hợp chất hoạt động bề mặt đã lựa chọn cho hiệu quả tăng thu hồi dầu 6,5 - 10,5%. Kết quả mô phỏng quá trình đẩy dầu bằng hệ chất hoạt động bề mặt - nanosilica cho đối tượng vòm Bắc móng Bạch Hổ với các phương án khác nhau trên phần mềm Eclipse cho hệ số thu hồi dầu 1,17 - 1,8%. Kết quả mô phỏng gia tăng thu hồi dầu tại đối tượng móng lựa chọn dưới 2% cho thấy rủi ro ứng dụng nano-EOR cũng như hạn chế của phương pháp mô phỏng.

Kết quả nghiên cứu cho thấy triển vọng ứng dụng công nghệ nano cho tăng cường thu hồi dầu đối với tầng móng của mỏ Bạch Hổ. Tuy nhiên, cần có thêm nhiều nghiên cứu về tối ưu các hệ hóa phẩm hay kết hợp các phương pháp hóa lý khác để giảm rủi ro cũng như gia tăng tối đa hiệu quả kinh tế khi áp dụng thực tế.

Tài liệu tham khảo

[1] Tinuola H. Udoh, "Improved insight on the application of nanoparticles in enhanced oil recovery process", *Scientific African*, Vol. 13, 2021. DOI: 10.1016/J.SCIAF.2021.E00873.
 [2] Binshan Ju, Tailiang Fan, and Zhiping Li, "Improving water injectivity and enhancing oil

recovery by wettability control using nanopowders”, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 86 - 87, pp. 206 - 216, 2012. DOI: 10.1016/j.petrol.2012.03.022.

[3] Gianluca Boccardo, Tiziana Tosco, Asako Fujisaki, Francesca Messina, Amir Raouf, David R. Aguilera, Eleonora Crevacore, Daniele L. Marchisio, and Rajandrea Sethi, “A review of transport of nanoparticles in porous media: From pore- to macroscale using computational methods”, *Nanomaterials for the Detection and Removal of Wastewater Pollutants*, pp. 351 - 381, 2020. DOI: 10.1016/B978-0-12-818489-9.00013-X.

[4] Shujie Tian, Wei Gao, Yongjian Liu, Wanli Kang, and Hongbin Yang, “Effects of surface modification Nano-SiO₂ and its combination with surfactant on interfacial tension and emulsion stability”, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, Vol. 595, 2020. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2020.124682.

[5] Mustafa Almahfood and Baojun Bai, “The synergistic effects of nanoparticle-surfactant nanofluids in EOR applications”, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 171, pp. 196 - 210, 2018. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.07.030.

[6] Svetlana Lazareva, Nadezhda Vasilievna Shikina, L.E. Tatarova, and Zinfer R. Ismagilov, “Synthesis of high-purity silica nanoparticles by sol-gel method”, *Eurasian Chemico-Technological Journal*, Vol. 19, No. 4, pp. 295 - 302, 2017. DOI: 10.18321/ectj677.

[7] I. Made Joni, Rukiah, and C. Panatarani, “Synthesis of silica particles by precipitation method of sodium silicate: Effect of temperature, pH and mixing technique”, *AIP Conference Proceedings*, Vol. 2219, No. 1, 2020, DOI: 10.1063/5.0003074.

[8] Saeb Ahmadi, Mostafa Hosseini, Ebrahim Tangestani, Seyyed Ebrahim Mousavi, and Mohammad Niazi, “Wettability alteration and oil recovery by spontaneous imbibition of smart water and surfactants into carbonates”, *Petroleum Science*, Vol. 17, No. 3, pp. 712 - 721, 2020. DOI: 10.1007/S12182-019-00412-1.

[9] Alberto Bila, Jan Åge Stensen, and Ole Torsæter, “Experimental investigation of polymer-coated silica nanoparticles for enhanced oil recovery”, *Nanomaterials*, Vol. 9, No. 6, 2019. DOI: 10.3390/nano9060822.

THE POTENTIAL OF SURFACE-MODIFIED SILICA NANOPARTICLES FOR ENHANCED OIL RECOVERY UNDER THE BASEMENT RESERVOIR CONDITIONS OF THE BACH HO FIELD

Phan Vu Anh, Trinh Thanh Son, Hoang Long, Hoang Linh, Cu Thi Viet Nga, Bui Thi Huong, Dao Thi Hai Ha

Vietnam Petroleum Institute

Email: anhpv@vpi.pvn.vn

Summary

Since the peak in 2002-2003, the annual production of Bach Ho - the largest oil field of Vietnam has decreased from more than 10 million tons to about 2 million tons. To ensure the production in the current decline period, studies and applications of technologies to enhance the oil recovery efficiency become critically urgent for the basement reservoirs that contribute the highest proportion to the output of Bach Ho field.

The paper focused on the potential application of nanotechnology in the enhanced oil recovery (EOR) for the Bach Ho field. The main experimental results of the nanofluid for EOR in which surface-modified nanosilica were combined with surfactants for the basement reservoir condition were also presented in this study.

Key words: Nanotechnology, enhanced oil recovery, the basement reservoirs, Bach Ho field.

PHÂN TÍCH, LỰA CHỌN CHẾ ĐỘ KHAI THÁC TỐI ƯU CHO ĐỐI TƯỢNG MÓNG MỎ BẠCH HỔ

Đào Nguyên Hưng, Đặng Xuân Thủy

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Email: hungdn.hq@vietsov.com.vn; thuydx.rd@vietsov.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.12-02>

Tóm tắt

Đá móng nứt nẻ là đối tượng tìm kiếm thăm dò và khai thác quan trọng nhất đối với Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" nói riêng và Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam nói chung. Kể từ thời điểm phát hiện và đưa vào khai thác thân dầu đá móng mỏ Bạch Hổ từ năm 1988 đến nay, việc nghiên cứu đối tượng đặc biệt này đặt ra nhiều thách thức đối với đội ngũ chuyên gia địa chất, công nghệ mỏ.

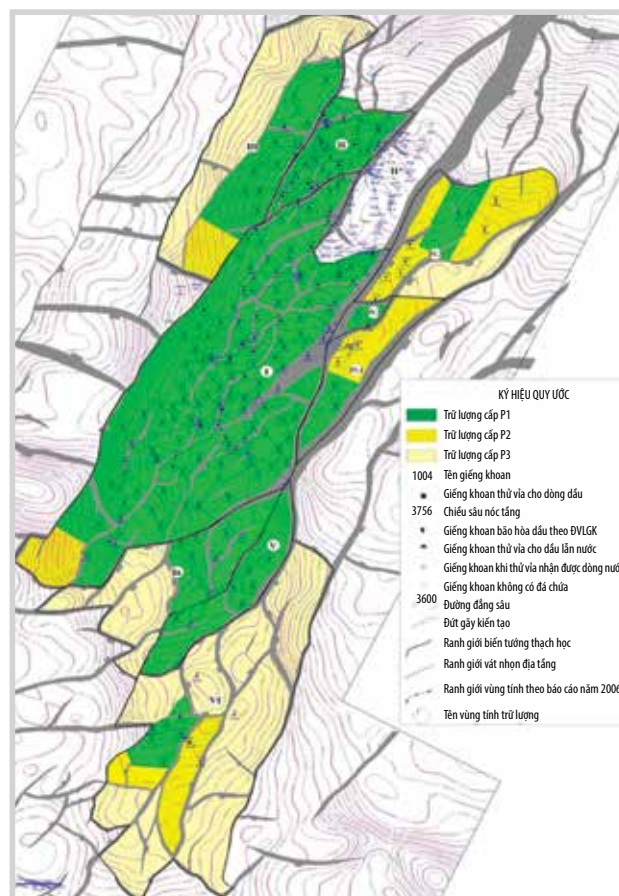
Hiện nay, thân dầu móng đang ở vào giai đoạn suy giảm sản lượng, việc phân tích và lựa chọn chế độ khai thác tối ưu có ý nghĩa rất quan trọng nhằm đảm bảo khai thác hiệu quả và tận thu hồi dầu ở mức cao nhất.

Bài báo giới thiệu các giải pháp công nghệ mỏ chính đã được áp dụng, phân tích cơ sở cũng như kết quả điều chỉnh chế độ bơm ép trong giai đoạn 2018 - 2022 và đề xuất lựa chọn chế độ vận hành khai thác tối ưu cho đối tượng móng mỏ Bạch Hổ trong thời gian tới.

Từ khóa: Áp suất bão hòa, tối ưu khai thác, bơm ép, thân dầu móng, mỏ Bạch Hổ, Vietsovpetro.

1. Giới thiệu

Thân dầu đá móng mỏ Bạch Hổ (Hình 1) là đối tượng khai thác có tài nguyên trữ lượng lớn nhất được phát hiện tại Lô 09-1 nói riêng và thềm lục địa Việt Nam nói chung. Thân dầu có dạng khối với kích thước rất lớn (15 × 6 × 1,9 km), chiều sâu nóc móng - 3.050 m TVDss, ranh giới dưới (2P) - 4.950 m TVDss. Đây là khối móng nâng được thành tạo bởi nhiều pha hoạt động magma khác nhau có tuổi từ Triassic sớm đến Cretaceous muộn, nhóm thành các phức hệ Hòn Khoai, Định Quán và Ancroet. Đá magma thuộc phức hệ Hòn Khoai đặc trưng bởi thành phần thạch học từ diorite đến monzodiorite, phân bố chủ yếu ở cánh Đông Bắc vòm Bắc, đá magma thuộc phức hệ Định Quán đặc trưng chủ yếu là granodiorite, phân bố phủ chòm lên đá móng thuộc phức hệ Hòn Khoai cánh Đông Bắc, cánh Bắc, Tây Bắc vòm Bắc và vòm Nam. Đá magma trẻ hơn cả là đá móng thuộc phức hệ Ancroet, chủ yếu là granite, phủ chòm lên đá thuộc phức hệ cổ hơn, tập trung ở khối Trung tâm và khối Nam [1]. Khác với các vỉa chứa trầm tích thông thường, không gian lỗ rỗng ở đối tượng móng dạng hang hốc, nứt nẻ tương đối có thể chia thành 2 nhóm chính:



Hình 1. Bản đồ mặt móng mỏ Bạch Hổ.

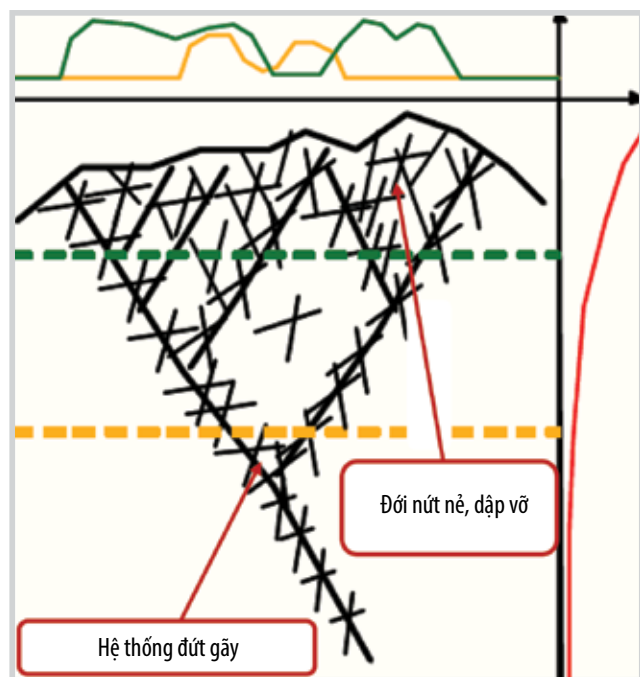


Ngày nhận bài: 1/10/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 1 - 14/10/2022.

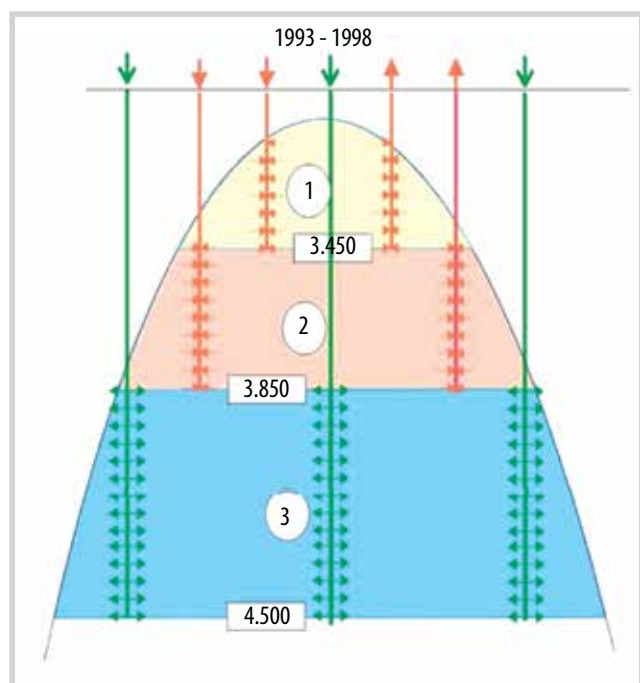
Ngày bài báo được duyệt đăng: 13/12/2022.

- Nút nẻ lớn: Ngoài vai trò chứa, đới nút nẻ lớn có vai trò chính là kênh dẫn chất lưu trong quá trình khai thác;
- Nút nẻ nhỏ: Chủ yếu đóng vai trò chứa, cung cấp năng lượng, chất lưu cho đới nút nẻ lớn [2].

Thân dầu móng mỏ Bạch Hổ có mức độ bất đồng nhất rất cao về giá trị rỗng - thấm, có xu thế giảm dần theo chiều sâu; kết quả khoan chưa phát hiện sự tồn tại của nước đáy/rìa, thân dầu kín.



Hình 2. Đới nút nẻ/dập vỡ phát triển xung quanh đứt gãy.



Hình 3. Hệ thống khai thác giai đoạn 1993 - 1998.

Với chiều cao thân dầu rất lớn (gần 2.000 m), tính chất dầu vỉa cũng thay đổi đáng kể phụ thuộc vào chiều sâu, trong đó áp suất bão hòa tại đáy và nóc vỉa chứa tương ứng 180 - 245 atm; hàm lượng khí hòa tan ban đầu 138 - 212 m³/tấn [3].

2. Lịch sử khai thác móng mỏ Bạch Hổ

2.1. Giai đoạn 1988 - 1993: Khai thác ở chế độ tự nhiên (không bơm ép nước)

Sau khi thân dầu đá móng được phát hiện, mô hình khối đá móng được nhận định gồm phần đá phong hóa và đới nút nẻ/dập vỡ phát triển xung quanh các hệ thống đứt gãy (Hình 2). Đối tượng được thiết kế khai thác ở chế độ tự nhiên, áp dụng mạng lưới giếng khoan theo phân bố 7 điểm, khoảng cách giữa các giếng được tính toán, thiết kế ở mức 1.000 m. Hệ số thu hồi dầu dự kiến đạt 17% [4].

Trong thời gian đầu khai thác đối tượng móng ở chế độ tự nhiên, áp suất vỉa suy giảm nhanh (115 atm trên 20 triệu tấn dầu khai thác). Với nhịp độ suy giảm áp suất vỉa nhanh như vậy, chỉ có thể thu hồi được 17% lượng tài nguyên ban đầu từ thân dầu móng. Nhiệm vụ tìm kiếm giải pháp công nghệ mỏ nhằm duy trì áp suất vỉa, giữ ổn định lưu lượng chất lưu và sau cùng nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu từ thân dầu móng trở nên cấp thiết. Các giải pháp bơm ép khí và nước đã được xem xét nghiên cứu, tuy nhiên giải pháp bơm ép khí được đánh giá không khả thi do thiếu nguồn cung ở thời điểm lúc bấy giờ, do vậy chỉ tập trung nghiên cứu khả năng bơm ép nước nhằm duy trì áp suất vỉa. Đối với giải pháp bơm ép nước, các chuyên gia nhận định rằng tồn tại rủi ro xuất hiện các lưới nước bơm ép theo các kênh dẫn nút nẻ, gây ngập nước sớm các giếng khai thác.

2.2. Giai đoạn 1993 - 1998: Bơm ép nước duy trì áp suất vỉa

Nhiệm vụ nghiên cứu hiệu quả của quá trình bơm ép nước duy trì áp suất vỉa cũng như rủi ro có thể gây ngập nước sớm các giếng khai thác được các chuyên gia địa chất, công nghệ mỏ của Vietsovpetro triển khai nghiêm túc và thận trọng. Kết quả nghiên cứu các đặc trưng địa chất, thấm chứa thân dầu móng cho thấy rằng:

- Thân dầu có chiều cao rất lớn (gần 2.000 m);
- Kết quả nghiên cứu trên mẫu lõi cho thấy hệ số đẩy dầu theo phương từ dưới lên đạt cực đại (0,89), tiếp theo là phương ngang (0,73) và phương từ trên xuống (0,67);

- Độ nhớt của dầu và nước bơm ép ở điều kiện vỉa khá tương đồng, bề mặt đá chứa chủ yếu ưa nước;
- Mức độ liên thông thủy lực theo diện cũng như chiều sâu rất tốt dựa trên kết quả khảo sát áp suất vỉa.

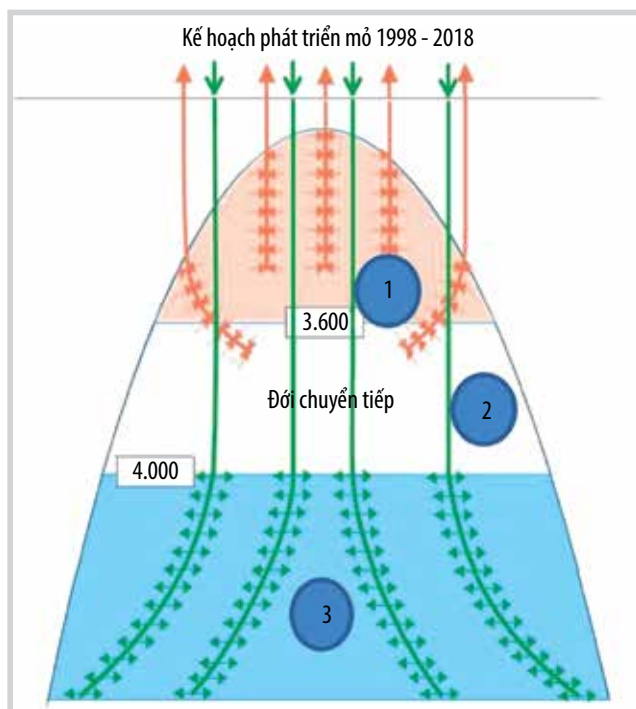
Nhằm giảm thiểu rủi ro ngập nước sớm giếng khai thác cũng như đảm bảo hiệu quả bơm ép nước, thân dầu móng được thiết kế khai thác như Hình 3. Hệ thống khai

thác về cơ bản được chia làm 2 đới chính, gồm bơm ép (3) và khai thác (1, 2), trong đó các giếng bơm được khoan thẳng đứng và bơm ép từ chiều sâu 3.850 m TVDss trở xuống. Đới khai thác ở phía trên, trong đó gần nóc móng (3.450 m TVDss trở lên) được xác định là đới mũ khí tiềm năng [5].

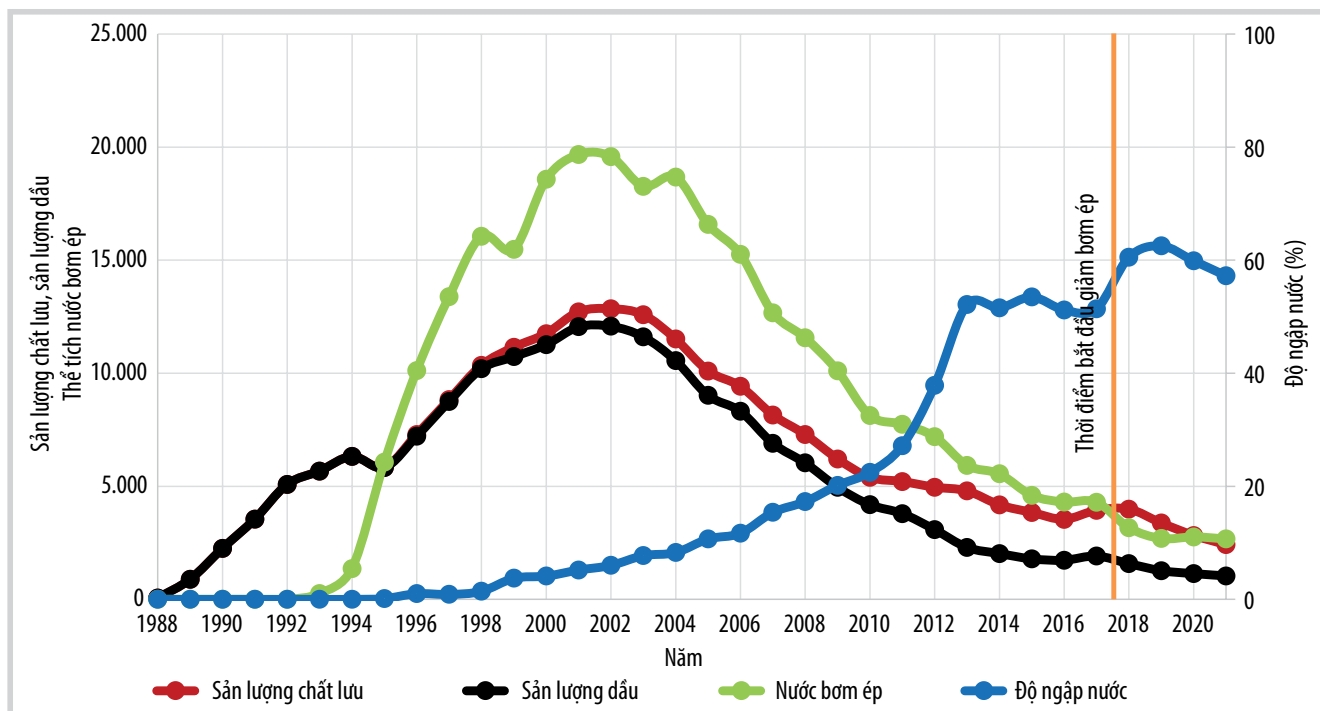
Kết quả áp dụng bơm ép nước duy trì áp suất vỉa cho thấy hiệu quả rõ nét qua số liệu khai thác và trạng thái năng lượng vỉa, sản lượng dầu duy trì ổn định, áp suất vỉa đã ngay lập tức ổn định trở lại sau giai đoạn suy giảm đáng kể. Thực tế không ghi nhận sự hình thành mũ khí thứ sinh như dự báo.

2.3. Giai đoạn 1998 - 2018: Bơm ép nước duy trì áp suất vỉa (hệ thống khai thác gồm 3 đới khai thác, chuyển tiếp và bơm ép)

Thân dầu móng có vai trò đặc biệt quan trọng, là đối tượng khai thác chính của Vietsovpetro, do vậy chế độ khai thác luôn được lựa chọn, điều chỉnh thường xuyên một cách thận trọng. Sau khi nhận thấy thực tế đã không xuất hiện mũ khí thứ sinh, phần trên của nóc móng (nồng hơn 3.600 m TVDss) được thiết kế là đới khai thác (1) (Hình 4), đới bơm ép (3) được xác định sâu hơn 4.000 m TVDss cùng với việc khoan bổ sung các giếng bơm ép (chủ yếu khoan xiên) nhằm nâng cao hệ số bao trùm, giúp đẩy tối đa lượng dầu tích tụ ở vùng rìa, vùng sâu di chuyển đến đới khai thác. Đới chuyển tiếp (2) trong khoảng độ sâu 3.600 - 4.000 m TVDss đóng vai trò là vùng đệm, giúp



Hình 4. Hệ thống khai thác năm 1998 - 2018.



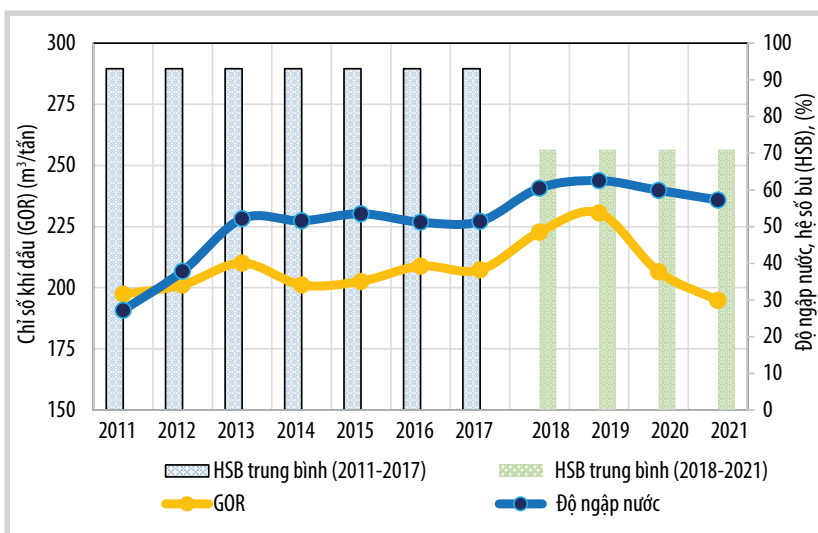
Hình 5. Động thái các chỉ số khai thác chính đối tượng móng mỏ Bạch Hổ.

cân bằng mặt ranh giới dầu nước và hạn chế hình thành các luỡi nước di chuyển trực tiếp từ giếng bơm ép đến giếng khai thác.

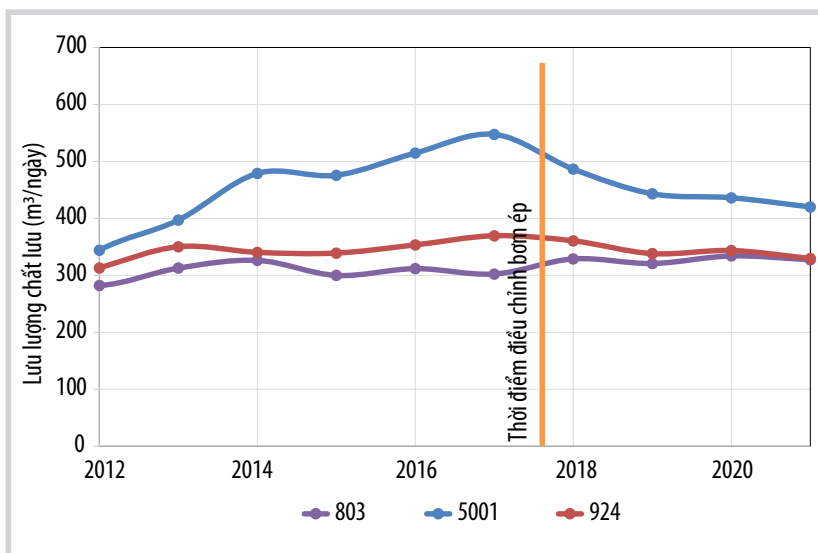
Trong giai đoạn 1998 - 2008, chế độ bơm ép được thiết kế nhằm đảm bảo duy trì áp suất vỉa (quy đổi về chiều sâu nóc móng 3.050 m TVDss) cao hơn áp suất bão hòa ở mức 10 atm nhằm loại trừ khả năng hình thành mũ khí thứ sinh. Giai đoạn này đã ghi nhận hiệu quả tích cực của quá trình bơm ép nước khi năng lượng vỉa được duy trì rất tốt, lưu lượng chất lưu ổn định, không ghi nhận dấu hiệu hình thành mũ khí thứ sinh tại nóc móng. Một số giếng sau khi nước xuất hiện, độ ngập nước tăng nhanh và dừng khai thác chỉ sau 2 - 3 năm (thậm chí nhanh hơn) do ngập nước hoàn toàn. Để giảm thiểu rủi ro ngập nước nhanh các giếng khai thác, chế độ bơm ép được điều chỉnh với mục tiêu duy trì áp suất vỉa ở mức áp suất bão hòa (giai đoạn 2008 - 2018). Ngoài ra, còn áp dụng chế độ bơm ép chu kỳ với mục đích tạo các xung áp suất, giúp nước bơm ép có thể tức thời di chuyển theo các kênh dẫn có độ thấm kém hơn, tăng hiệu quả đẩy dầu và sau cùng nâng cao hiệu quả khai thác/thu hồi dầu. Động thái các chỉ số khai thác chính mỏ Bạch Hổ được thể hiện ở Hình 5.

2.4. Giai đoạn 2018 - 2022: Điều chỉnh giảm bơm ép, cho phép áp suất vỉa xấp xỉ và thấp hơn không đáng kể áp suất bão hòa

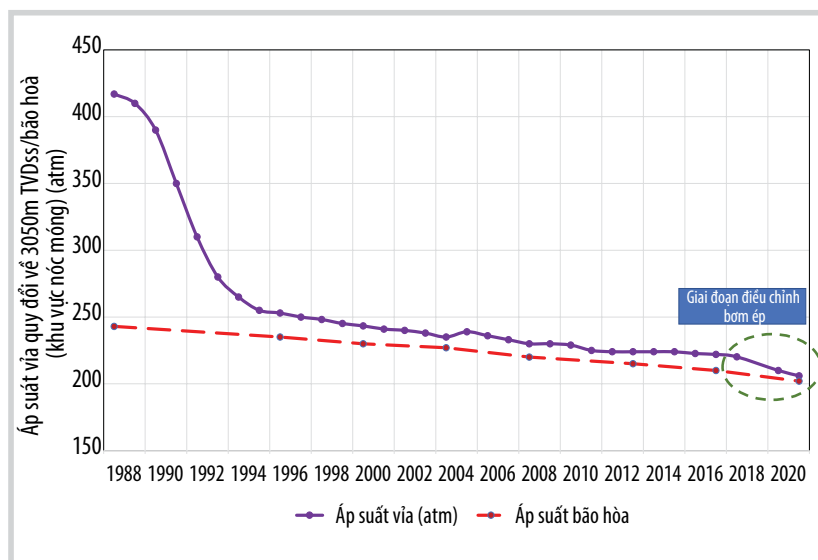
Thân dầu đá móng đang ở vào giai đoạn suy giảm sản lượng khai thác, độ ngập nước có xu thế tăng cao. Động thái các chỉ số khai thác chính cho thấy độ ngập nước trong sản phẩm khai thác từ thân dầu móng sau giai đoạn ổn định (kết quả của việc bổ sung thêm các giếng mới với độ ngập nước thấp và điều chỉnh, tối ưu chế độ khai thác giai đoạn 2013 - 2017) đã bắt đầu có dấu hiệu tăng đáng kể vào đầu năm 2018. Nhiệm vụ lựa



Hình 6. Động thái các chỉ số khai thác chính trước và sau khi điều chỉnh bơm ép.



Hình 7. Động thái lưu lượng chất lưu các giếng trước và sau điều chỉnh bơm ép.



Hình 8. Động thái áp suất vỉa và áp suất bão hòa thân dầu móng.

chọn chế độ khai thác tối ưu, điều chỉnh chế độ bơm ép như thế nào để vừa duy trì năng lượng vỉa nhằm đảm bảo lưu lượng chất lưu ổn định nhưng không gây ngập nước nhanh các giếng khai thác đã đặt ra nhiều thách thức cho đội ngũ chuyên gia địa chất, công nghệ mỏ Vietsovpetro.

Trên cơ sở kết quả phân tích, nghiên cứu đặc trưng địa chất và khai thác mỏ, điều chỉnh giảm bơm ép, cho phép áp suất vỉa xấp xỉ hoặc thấp hơn không đáng kể so với áp suất bão hòa có thể mang lại nhiều ưu điểm:

- Giảm nhịp độ gia tăng ngập nước;
- Cho phép bọt khí tách ra làm tăng thể tích dầu, tạo điều kiện thuận lợi để dầu di chuyển đến giếng khai thác;
- Tạo điều kiện thuận lợi cho dầu từ các nút nê nhỏ (thấm chứa kém) có thể di chuyển qua các nút nê lớn và đến các giếng khai thác (theo cơ chế thấm mao dẫn);
- Tận thu dầu hiệu quả.

Bên cạnh những ưu điểm được liệt kê như trên, việc cho phép áp suất vỉa thấp hơn áp suất bão hòa có thể mang đến những rủi ro, cụ thể:

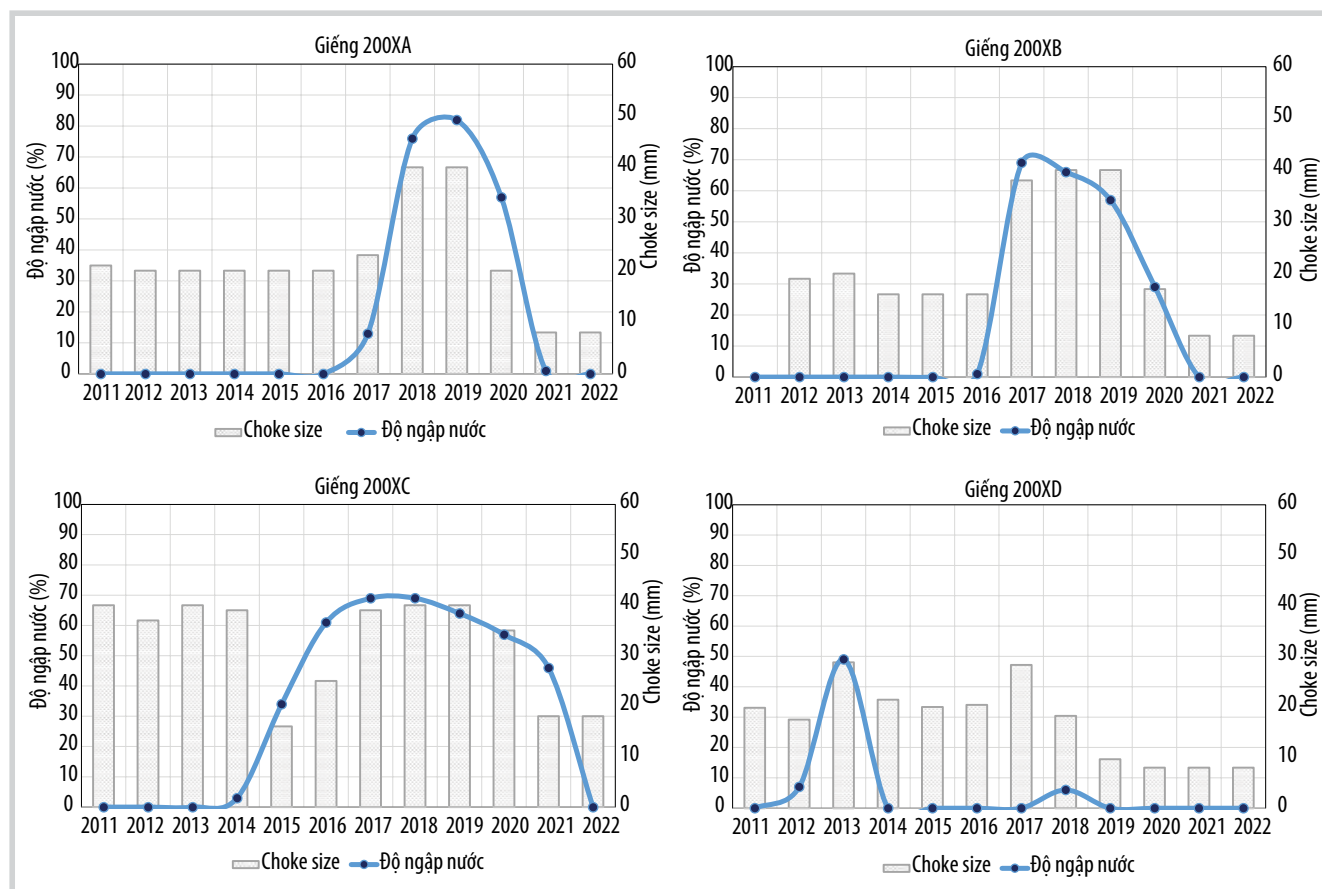
- Hình thành mũ khí thứ sinh;

- Khí tách nhiều trong vỉa, xuất hiện dòng chảy 3 pha (dầu, khí và nước) làm giảm thẩm tương đối của pha lỏng;
- Lưu lượng chất lưu/dầu giảm mạnh.

Trên cơ sở kết quả phân tích, các chuyên gia địa chất, công nghệ mỏ Vietsovpetro quyết định triển khai thử nghiệm điều chỉnh chế độ bơm ép đồng thời tiến hành theo dõi sát các thông số làm việc các giếng nhằm sớm phát hiện và xử lý những phức tạp, rủi ro phát sinh (nếu có).

Quá trình thử nghiệm đã mang lại kết quả khả quan như nhận định ban đầu và những rủi ro, ảnh hưởng tiêu cực đến các chỉ số khai thác đã không xảy ra. Cụ thể, độ ngập nước trong sản phẩm sau thời điểm điều chỉnh bơm ép đã ổn định và thậm chí còn có xu thế giảm. Bên cạnh việc điều chỉnh giảm bơm ép, Vietsovpetro đã áp dụng bổ sung các giải pháp tối ưu chế độ làm việc của giếng khai thác, tuy nhiên không thể phủ nhận ảnh hưởng tích cực từ việc điều chỉnh chế độ bơm ép trong việc giúp giữ ổn định mức ngập nước trong sản phẩm khai thác.

Một thông số quan trọng nữa cần được kiểm soát thường xuyên và liên tục nhằm đánh giá mức độ tách khí trong vỉa đó là chỉ số khí dầu (GOR). Chỉ số khí dầu trung



Hình 9. Kết quả điều chỉnh chế độ khai thác nhằm duy trì ổn định độ ngập nước.

bình các giếng cho thấy sự tăng nhẹ trong giai đoạn 2018 - 2019, ở mức 220 - 230 m³/tấn, tuy nhiên sau đó đã giảm trở lại ở mức khoảng 200 m³/tấn, thấp hơn so với số đo trước khi tiến hành điều chỉnh giảm bơm ép, điều này cho thấy chưa xảy ra hiện tượng tách khí quy mô lớn (Hình 6). Tuy nhiên, cục bộ ở vài phần đỉnh nhô cao đã xảy ra hiện tượng tách khí quy mô nhỏ, một số giếng khoan đan dày vào khu vực này thời gian đầu làm việc với chỉ số khí dầu rất cao (3.000 - 4.000 m³/tấn), nhưng sau thời gian ngắn (1 - 3 tháng), chỉ số khí dầu trở lại bình thường, hiện tượng này ghi nhận được trước cả thời điểm tiến hành điều chỉnh giảm bơm ép (2018).

Lưu lượng chất lưu là thông số quan trọng cần được xem xét, đánh giá. Kết quả thống kê cho thấy lưu lượng chất lưu các giếng sau thời điểm điều chỉnh chế độ bơm ép được duy trì ở mức ổn định (Hình 7).

Quan sát động thái áp suất vỉa cho thấy, ngay sau khi điều chỉnh giảm bơm ép, áp suất vỉa có xu thế giảm nhanh hơn so với giai đoạn trước đó, tuy nhiên sau đó nhịp độ suy giảm đã chậm lại và hiện nay đang tiệm cận giá trị áp suất bão hòa (Hình 8).

Áp suất bão hòa được xác định dựa trên kết quả phân tích mẫu dầu sâu được lấy ở các giếng khoan khai thác chủ yếu ở phần nóc móng suy giảm theo thời gian. Điều này được giải thích do dầu khai thác ở phần trên của thân dầu móng dần được thay thế, lấp chỗ bởi lượng dầu được di chuyển lên từ vùng rìa và phần sâu của móng dưới tác động của nước bơm ép, lượng dầu này phân bố ở độ sâu lớn nên áp suất bão hòa thấp hơn so với phần trên của móng.

Kết quả theo dõi các thông số làm việc giếng khoan trong giai đoạn thử nghiệm giảm bơm ép cho thấy thân dầu móng vẫn đang khai thác ở chế độ tối ưu, độ ngập nước trong sản phẩm được kiểm soát tốt, chỉ số khí dầu, lưu lượng chất lưu ổn định, áp suất vỉa vẫn duy trì cao hơn và đang tiệm cận giá trị áp suất bão hòa.

Một số giếng khai thác có độ ngập nước tăng cao (đến 60 - 70%), sau khi tiến hành điều chỉnh giảm lưu lượng chất lưu (giảm chênh áp), độ ngập nước trong sản phẩm giảm đáng kể, thậm chí giếng sau đó làm việc không nước (Hình 9). Hiệu quả tích cực này có thể do ảnh hưởng từ việc điều chỉnh giảm bơm ép, hoặc ít nhất việc giảm bơm ép giúp quá trình ổn định/giảm ngập nước trong sản phẩm ở các giếng này diễn ra nhanh hơn.

Trong gần 35 năm kể từ thời điểm khai thác tấn dầu đầu tiên từ thân dầu đá móng nút nẻ mỏ Bạch Hổ (1988),

đối tượng khai thác đặc biệt này luôn được quan tâm, theo dõi chặt chẽ, hệ thống khai thác luôn được nghiên cứu điều chỉnh thận trọng, từng bước và liên tục cho đến nay. Nhiệm vụ nghiên cứu, lựa chọn chế độ khai thác tối ưu khi thân dầu móng mỏ Bạch Hổ đang ở vào giai đoạn suy giảm sản lượng đã và đang được triển khai một cách nghiêm túc nhằm đảm bảo thân dầu đá móng luôn được vận hành, khai thác ở chế độ tối ưu, đảm bảo tận thu hồi dầu ở mức cao nhất. Từ nhận định ban đầu chỉ có thể thu hồi được khoảng 17% ở chế độ khai thác tự nhiên, sau một thời gian dài điều chỉnh lựa chọn chế độ tối ưu, đến nay dự báo có thể thu hồi được gần 40% lượng dầu ban đầu từ đối tượng móng nút nẻ. Hiệu quả từ việc vận hành, tối ưu khai thác thân dầu đặc biệt này góp phần quan trọng vào sự phát triển ổn định của Vietsovpetro trong thời gian qua cũng như trong giai đoạn sắp tới.

3. Kết luận

Thân dầu móng mỏ Bạch Hổ là đối tượng có tài nguyên trữ lượng lớn nhất được phát hiện tại Lô 09-1 nói riêng và thềm lục địa Việt Nam nói chung, đóng góp gần 80% sản lượng khai thác của Vietsovpetro.

Quyết định áp dụng bơm ép nước để duy trì áp suất vỉa cùng với việc thường xuyên theo dõi, nghiên cứu và điều chỉnh chế độ khai thác thận trọng đã mang lại hiệu quả to lớn, góp phần nâng cao thu hồi dầu từ 17% theo nhận định ban đầu lên đến gần 40% như số liệu dự báo ngày nay (tính đến thời điểm 1/2022, hệ số thu hồi thân dầu móng thực tế đã đạt 37%).

Kết quả quá trình điều chỉnh giảm bơm ép, cho phép áp suất vỉa xấp xỉ và thấp hơn không đáng kể áp suất bão hòa cho thấy:

- Áp suất vỉa (quy đổi về chiều sâu nóc móng 3.050 m TVDss) đang tiệm cận áp suất bão hòa;
- Chưa phát hiện sự hình thành mũ khí thứ sinh quy mô lớn tại nóc móng, chỉ số khí dầu trong sản phẩm khai thác (GOR) ổn định;
- Lưu lượng chất lưu ổn định;
- Độ ngập nước được kiểm soát tốt;
- Một số giếng sau khi điều chỉnh giảm khai thác, độ ngập nước giảm từ mức 60 - 70% về 0%, giếng làm việc ổn định;

Quá trình theo dõi lịch sử khai thác cho thấy một số giếng có dấu hiệu làm việc không ổn định (lưu lượng suy giảm nhanh) khi chỉ số khí dầu/lồng tăng cao, cụ thể: Chỉ

số khí dầu (GOR): 350 - 450 m³/tấn (hoặc cao hơn); chỉ số khí lỏng (GLR): 350 - 450 m³/tấn (hoặc cao hơn).

Trên cơ sở số liệu khai thác, năng lượng vỉa có thể nhận định rằng đối tượng móng nứt nẻ đang được vận hành, khai thác ở chế độ tối ưu, chưa xảy ra hiện tượng tách khí quy mô lớn trong vỉa. Hiện tượng tách khí cục bộ đã xảy ra ở khu vực đỉnh nhô cao của móng (ghi nhận được cả ở thời điểm trước khi điều chỉnh giảm bơm ép (2018)), tuy nhiên chưa ghi nhận ảnh hưởng đáng kể đến sản lượng khai thác chung của toàn bộ thân dầu móng.

Với mục tiêu duy trì, đảm bảo vận hành khai thác thân dầu móng ở chế độ tối ưu, tận khai thác/thu hồi dầu hiệu quả, cần thiết phải kiểm soát chặt chẽ các thông số khai thác mỏ, trong đó đặc biệt lưu ý đến: Động thái năng lượng vỉa; lưu lượng chất lưu, độ ngập nước; chỉ số khí dầu (GOR); chỉ số khí lỏng (GLR); thường xuyên lấy mẫu dầu sâu để xác định áp suất bão hòa.

Trường hợp xuất hiện các yếu tố rủi ro (khí tách nhiều, lưu lượng chất lưu giảm mạnh, áp suất vỉa suy giảm nhanh...) cần kịp thời đánh giá, nghiên cứu và có những điều chỉnh phù hợp.

Tài liệu tham khảo

[1] Hoàng Văn Quý và Đào Nguyên Hưng, "Thân dầu trong đá móng nứt nẻ - hang hốc mỏ Bạch Hổ và giải pháp bơm ép nước nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu", Tuyển tập Hội nghị Khoa học - Công nghệ kỷ niệm 35 năm thành lập Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và 30 năm khai thác tấn dầu đầu tiên tại thềm lục địa Việt Nam, 2016.

[2] Đào Nguyên Hưng, "Đặc trưng hai độ rỗng ở môi trường đá móng nứt nẻ - những dấu hiệu nhận biết", Tuyển tập Báo cáo Hội nghị khoa học kỷ niệm 30 năm khai thác dầu từ đá móng mỏ Bạch Hổ, 2018.

[3] Vietsovpetro, "Báo cáo "Sơ đồ công nghệ hiệu chỉnh khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ"", 2013.

[4] Vietsovpetro, "Báo cáo "Thiết kế khai thác thử - công nghiệp thân dầu móng vòm Trung tâm của mỏ Bạch Hổ"", 1990.

[5] Vietsovpetro, "Báo cáo "Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ dầu và khí Bạch Hổ"", 1993.

ANALYSIS AND SELECTION OF THE OPTIMAL EXPLOITATION REGIME OF THE BACH HO FIELD

Dao Nguyen Hung, Dang Xuan Thuy

Vietsovpetro

Email: hungdn.hq@vietsov.com.vn, thuydx.rd@vietsov.com.vn

Summary

Fractured basement reservoir is an important exploration and exploitation object for Vietsovpetro in particular and Petrovietnam in general. Since the discovery and putting in production of the Bach Ho field fractured basement reservoir in 1988 until now, studies on this special object have been carried out regularly and seriously. However, the fractured basement is still a complicated object, bringing many challenges to the team of geologists and reservoir experts.

During the nearly 35 years of exploitation, a series of reservoir engineering solutions are continuously studied, applied and adjusted to ensure the optimum exploitation regime. Currently, the fractured basement reservoir is in its stage of production decline, the analysis and selection of the optimal exploitation regime is thus very important to secure the highest efficiency of exploitation and oil recovery.

The article summarizes the main reservoir engineering solutions that have been applied, analyze the basis as well as results of injection regime adjustment in the recent years (2018 - 2022) and propose the appropriate exploitation regime in the future.

Key words: Saturation pressure, production, injection, fractured basement reservoir, Bach Ho field, Vietsovpetro.

NGHIÊN CỨU ĐÁNH GIÁ NHIỄM BẨN CẶN SA LẮNG TRONG LÒNG GIẾNG, THIẾT BỊ LÒNG GIẾNG VÀ CÁC PHƯƠNG PHÁP GIÁM SÁT, XỬ LÝ ĐÃ ĐƯỢC ÁP DỤNG Ở BỂ CỬU LONG

Hoàng Long, Nguyễn Minh Quý, Phan Vũ Anh, Lê Thị Thu Hường, Bùi Thị Hương, Hà Thu Hương, Hoàng Linh, Nguyễn Văn Đô

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: longh@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.12-03>

Tóm tắt

Nguyên nhân gây ra hiện tượng nhiễm bẩn trong lòng giếng, thiết bị lòng giếng ở một số mỏ dầu tại Việt Nam chủ yếu do quá trình sa lắng các muối vô cơ. Trong đó, sa lắng các muối vô cơ tại các giếng thường xảy ra trong quá trình khai thác với lưu lượng chất lưu cao, độ ngập nước lớn và áp suất vùng cận đáy giếng cũng như trong lòng giếng sụt giảm nghiêm trọng.

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã tiến hành nghiên cứu, đánh giá cơ chế các muối vô cơ có gốc carbonate, sulfate được hình thành trong vỉa chứa, vùng cận đáy giếng do sự không tương thích giữa nguồn nước và sự quá bão hòa trong quá trình các nguồn nước tương tác với đá vỉa. Quá trình thay đổi thủy động lực học từ vỉa chứa vào giếng - đặc biệt là quá trình suy giảm áp suất đột ngột, làm các ion có khả năng tạo ra các muối vô cơ gây lắng đọng và bám dính lên thành giếng và thiết bị lòng giếng khai thác - được VPI nghiên cứu và làm rõ cơ chế.

Kết quả nghiên cứu đã chứng minh quá trình thay đổi thủy động lực học trong giếng là nguyên nhân chính tạo thành các muối sa lắng vô cơ gốc carbonate. Một số hệ hóa phẩm gốc acid có tác dụng hòa tan tốt lên hệ sa lắng trong lòng giếng có thể giúp phục hồi hoặc gia tăng sản lượng khai thác của giếng. Dựa trên cơ chế sa lắng muối vô cơ thực tế tại các giếng khai thác, các giải pháp xác định mức độ ảnh hưởng và xử lý đã được nhóm tác giả nghiên cứu áp dụng tại bể Cửu Long.

Từ khóa: Sa lắng muối, nhiễm bẩn trong lòng giếng, xử lý acid, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Trong quá trình khai thác, các mỏ dầu khí ở bể Cửu Long chủ yếu gặp hiện tượng sa lắng muối vô cơ trong các thiết bị lòng giếng, van gaslift, trong lòng giếng khai thác và thiết bị khai thác trên bề mặt với mức độ khác nhau. Lắng đọng cận muối trong các thiết bị khai thác trong lòng giếng, ống khai thác làm giảm tiết diện của dòng chảy chất lưu khai thác, là nguyên nhân tăng sức cản thủy lực dẫn tới giảm mạnh năng suất khai thác của giếng [1]. Lắng đọng muối vô cơ trong lòng giếng cũng làm trầm trọng hơn vấn đề ăn mòn điểm dưới lớp cận bám và bắt buộc phải sửa chữa với các thiết bị lòng giếng và ống khai thác. Hiện nay, nhiều mỏ dầu đang khai thác đã có hiện tượng sa lắng muối trong vùng cận đáy giếng, đáy giếng, ống khai thác và thiết bị khai thác, điển hình như tại các

mỏ Thổ Trắng, Hải Sư Trắng, Hải Sư Đen, Bạch Hổ, Tê Giác Trắng, Cá Ngừ Vàng, Sư Tử Đen, Sư Tử Nâu...

Cặn sa lắng xuất hiện trong lòng giếng khai thác chủ yếu do quá trình xâm nhập của các nguồn nước quá bão hòa với các muối carbonate ở điều kiện áp suất - nhiệt độ giếng khai thác hoặc do quá trình hình thành các tinh thể sa lắng của muối carbonate, sulfate tại khu vực cận đáy giếng, đáy giếng sau đó theo chất lưu khai thác vào giếng và lắng đọng tại đáy giếng, thiết bị lòng giếng, ống khai thác [1]. Cặn sa lắng các muối vô cơ đã được phát hiện có thành phần chủ yếu là các muối CaCO_3 , CaSO_4 hoặc các muối có sự tham gia của Mg, Si và tạp chất Fe, Mn, Cl. Các muối này thường đi cùng với sa lắng hữu cơ tạo thành hỗn hợp sa lắng dạng lớp và có cấu trúc bền chắc [2].

Việc ngăn ngừa và loại bỏ các muối vô cơ sa lắng trong lòng giếng và thiết bị lòng giếng là yêu cầu cấp thiết, đặc biệt tại các mỏ dầu khí ở giai đoạn khai thác thứ cấp, áp dụng bơm ép nước nhằm duy trì áp suất vỉa [3].



Ngày nhận bài: 2/10/2022. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 2 - 27/10/2022.

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

Nghiên cứu này đã làm rõ các vấn đề về sa lắng muối vô cơ tại các giếng khai thác, chỉ ra các nguyên nhân dẫn đến trạng thái quá bão hòa muối của nước vỉa hoặc nước bơm ép, đánh giá ảnh hưởng của quá trình này lên tính chất thấm chứa của đá chứa, giếng khai thác và thiết bị lòng giếng. Ngoài ra, nghiên cứu còn tiến hành đánh giá, dự báo quá trình sa lắng muối trong lòng giếng khai thác để làm rõ các ảnh hưởng đến sản lượng khai thác của giếng. Nghiên cứu đã xác định một số hệ hóa phẩm gốc acid có khả năng tác dụng và hòa tan tốt lên hệ sa lắng trong lòng giếng để phục hồi hoặc gia tăng sản lượng hiện tại của giếng. Nghiên cứu cũng đánh giá các phương pháp đã áp dụng để xử lý vấn đề sa lắng muối trong lòng giếng, thiết bị lòng giếng tại các giếng khai thác dầu, trong đó chú trọng đến các giải pháp xác định nguyên nhân, quá trình hình thành các muối sa lắng, xác định vị trí lắng đọng và phương pháp xử lý cũng như các nguyên nhân còn tồn tại.

2. Nghiên cứu đánh giá vấn đề cặn sa lắng trong lòng giếng và thiết bị lòng giếng của các giếng khai thác dầu bể Cửu Long

2.1. Nguyên nhân hình thành các cặn sa lắng

Sự kết tinh muối vô cơ trong nước vỉa, nước bơm ép, nước khai thác đồng hành là nguyên nhân sâu xa dẫn tới sự hình thành tích tụ cặn sa lắng muối vô cơ trong vùng cận đáy giếng, trong lòng giếng và hệ thống khai thác. Cơ chế nhiễm bẩn trong lòng giếng và thiết bị lòng giếng chủ yếu do quá trình tự sa lắng và tương tác không tương thích của các nguồn nước vỉa làm hình thành các tinh thể trong vỉa chứa – sẽ dịch chuyển vào giếng cùng các khoáng vật thứ sinh và tạo các kết tủa vô cơ trong lòng giếng.

Các muối vô cơ tan trong nước bị kết tinh tạo kết tủa (sa lắng) khi điều kiện cân bằng, được thiết lập trước đó, thay đổi theo hướng không có lợi cho độ hòa tan [3, 4]. Nghiên cứu nhiễm bẩn trong lòng giếng với các muối vô cơ có thể tổng kết trong các trường hợp sau:

- Khi 2 nguồn nước có thành phần không tương hợp trộn lẫn với nhau (nước vỉa chứa các muối hòa tan như CaCl_2 , MgCl_2 , BaCl_2 ... tức là chứa Cl^- và Ca^{2+} , Ba^{2+} , Mg^{2+} trộn lẫn với nước bơm ép giàu anion SO_4^{2-} sẽ tạo các muối sulfate kết tủa như CaSO_4 , BaSO_4 , MgSO_4);

- Khi 2 nguồn nước theo các tập vỉa xâm nhập giếng mà tương tác không tương thích trong lòng giếng hoặc vùng cận đáy giếng (nước vỉa có hàm lượng HCO_3^- và CO_3^{2-} trộn lẫn với nguồn nước có hàm lượng Ca^{2+} , Mg^{2+} ... sẽ tạo các muối sa lắng carbonate);

- Khi điều kiện nhiệt động học thay đổi, đặc biệt là tại vùng cận đáy giếng/đáy giếng khai thác, làm độ hòa tan của các muối trong nước thay đổi và trở nên quá bão hòa làm kết tinh các muối, thông thường là các muối như CaCO_3 , MgCO_3 trong lòng giếng khai thác.

Cả 3 trường hợp trên đều do sự mất cân bằng về nồng độ của muối trong nước, vì thế nguyên nhân dẫn đến hiện tượng lắng đọng là sự kết tinh muối từ dung dịch nước trong điều kiện nhất định, đặc biệt là quá trình suy giảm áp suất dẫn đến quá trình thoát khí CO_2 . Nước vỉa nội tại trong các vỉa chứa hay nước biển được bơm ép vào vỉa thường là bão hòa bởi các muối hòa tan từ quá trình tương tác giữa nước và đá vỉa, khoáng vật thứ sinh calcite, thạch cao, zeolite, halite... Nói cách khác, nước vỉa hoặc nước bơm ép vào vỉa đã chứa một lượng các muối hòa tan gần bão hòa hoặc thậm chí có thể đã quá bão hòa đối với một số muối [1]. Khả năng hòa tan và bão hòa muối trong nước vỉa hoặc nước bơm ép phụ thuộc vào nguồn cung cấp ion tạo muối và điều kiện nhiệt động học (nhiệt độ, áp suất) trong vỉa chứa. Trong quá trình khai thác, nước vỉa hoặc nước bơm ép di chuyển cùng chất lưu vỉa từ vỉa chứa vào vùng cận đáy giếng, đến lòng giếng và theo giếng khai thác đi lên các thiết bị xử lý trên bề mặt. Tại các vị trí nước đồng hành đã đi qua, áp suất và nhiệt độ đều thay đổi, nghĩa là điều kiện nhiệt động học thay đổi liên tục sẽ làm một số muối vô cơ trở nên quá bão hòa và hình thành tinh thể trong dòng chảy của hệ chất lưu đồng hành. Ở các vị trí mà điều kiện nhiệt động học thay đổi càng mạnh thì khả năng mất cân bằng càng lớn, dẫn đến mức độ kết tinh càng mạnh, đặc biệt ở khu vực đáy giếng khai thác, các vị trí lắp đặt thiết bị lòng giếng, van gaslift.

Các muối vô cơ có thành phần rất phức tạp, tùy thuộc vào các giai đoạn khai thác khác nhau mà thành phần của các sa lắng vô cơ cũng rất khác nhau. Trong giai đoạn đầu quá trình khai thác, sa lắng vô cơ có thành phần chủ yếu là các muối như calcite - CaCO_3 , thạch cao - $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, anhydrite - CaSO_4 , barite - BaSO_4 , asetin - SrSO_4 , halite - NaCl ... Ở cuối giai đoạn khai thác, xuất hiện thêm các muối sulfur mà phổ biến nhất là sulfur sắt - FeS và một số giếng có thành phần CaSO_4 . Ngoài các khoáng vật phổ biến vừa nêu, sa lắng vô cơ có thể chứa các khoáng chất khác như MgCO_3 , MgSO_4 , $\text{Ca}(\text{OH})_2$, $\text{Mg}(\text{OH})_2$, $\text{Fe}(\text{OH})_3$, thạch anh - SiO_2 , biotite - $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, CaF_2 ... và sa lắng hữu cơ như asphaltene, nhựa, paraffin, một số hợp chất thơm.

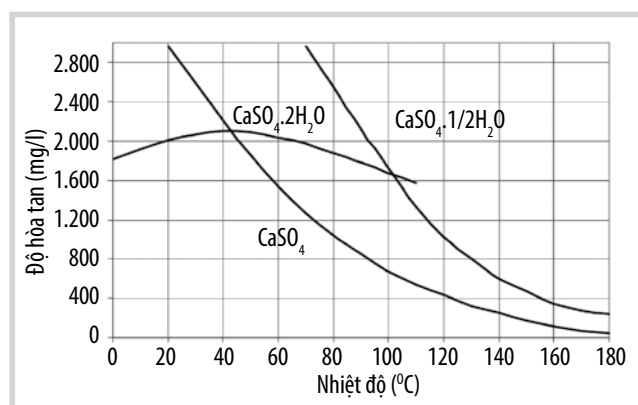
Bên cạnh thành phần đa dạng thì cấu trúc của sa lắng vô cơ cũng rất phức tạp. Sa lắng vô cơ có nhiều kiểu cấu trúc chính như cấu trúc tinh thể với kích cỡ hạt tinh thể cỡ

micro; cấu trúc lớp chắc đặc với các mức độ kết tinh khác nhau; cấu trúc tinh thể lớn; cấu trúc xốp... Sự đa dạng của cấu trúc là kết quả của vị trí hình thành muối sa lắng. Hình 1 là hình ảnh lắng đọng được lấy tại giếng của mỏ Bạch Hổ với cấu trúc kết tinh rắn chắc do quá trình tích tụ theo thời gian và áp suất nén ép vào thành giếng cao [2]. Tuy nhiên, sự có mặt các phần có màu xám chứng tỏ phần có mức độ kết tinh không đồng đều và chứa nhiều tạp chất hữu cơ. Kiểu cấu trúc cặn lắng đọng (Hình 1) đặc trưng cho chế độ khai thác thay đổi theo thời gian.

Tại các vị trí khác nhau thì cấu trúc các muối vô cơ hình thành cũng rất khác nhau. Thành ống khai thác thường có cặn sa lắng là dạng lớp tinh thể có cấu trúc micro xen lẫn với các hợp chất hữu cơ và theo mức độ xa dần từ lớp micro là những lớp có cấu trúc tinh thể mịn đến tinh thể trung bình và sau cùng là lớp tinh thể lớn hình kim. Ngoài ra, tại các vị trí có áp suất thấp và nhiệt độ thấp thì cặn sa lắng thường có cấu trúc dạng xốp. Trong nhiều trường hợp, các lỗ xốp được hình thành với các tinh thể hình kim dài của muối $CaCO_3$ với kích thước lên tới 10 – 20 μm . Hiện tượng này cho thấy sa lắng vô cơ có thành phần và cấu



Hình 1. Sa lắng vô cơ đồng nhất không tách lớp.

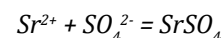
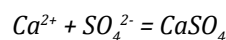


Hình 2. Ảnh hưởng của nhiệt độ tới độ hòa tan của $CaSO_4$.

trúc rất phức tạp, phụ thuộc vào thành phần hóa học của nước, điều kiện nhiệt độ áp suất, đặc điểm khai thác mỏ.

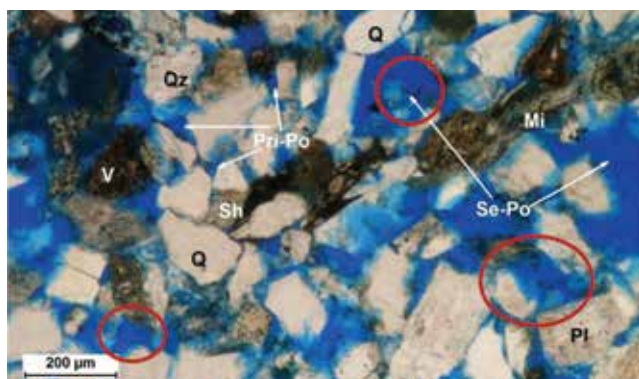
2.2. Kết quả nghiên cứu cơ chế hình thành cặn sa lắng muối sulfate tại giếng khai thác

Nhiệm bản trong lòng giếng và thiết bị khai thác một phần được hình thành trong vỉa chứa do các chất vô cơ sa lắng như $CaCO_3$, $CaSO_4$, $MgCO_3$, $MgSO_4$, $Ca(OH)_2$, $Mg(OH)_2$, $Fe(OH)_3$. Các muối vô cơ được hình thành do quá trình không tương thích giữa các nguồn nước vỉa từ các tầng vỉa, hoặc giữa nước bơm ép và nước vỉa với nhau ở khu vực cận đáy giếng kết hợp với điều kiện thủy động lực học thuận lợi cho phản ứng hóa học tạo các kết tủa muối vô cơ, hình thành các tinh thể muối dịch chuyển từ trong vỉa vào giếng để lắng đọng tại khoảng khai thác, thiết bị lòng giếng, ống khai thác. Nghiên cứu đánh giá sự hình thành muối sulfate do quá trình không tương thích trên quy mô phòng thí nghiệm đã chỉ ra các muối chủ yếu như $CaSO_4$, $CaSO_4 \cdot 2H_2O$, $SrSO_4$... được tạo ra theo cơ chế đơn giản của phản ứng hóa học sau:

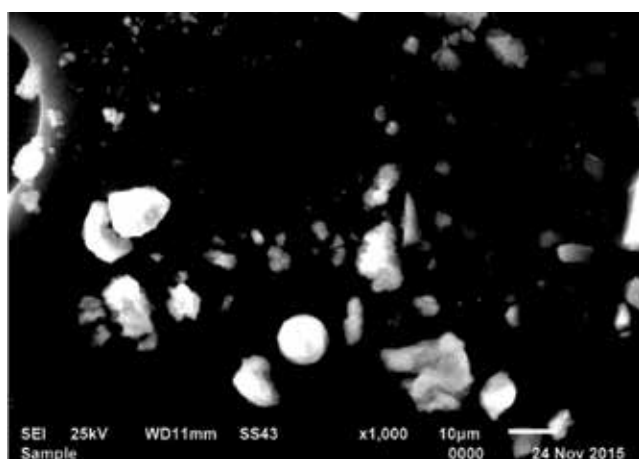


Các nghiên cứu chỉ ra rằng độ hòa tan của $CaSO_4$ giảm mạnh khi tăng nhiệt độ, đặc biệt ở dải nhiệt độ từ 100 - 140°C (Hình 2) [2]. Các dạng muối $CaSO_4 \cdot 1/2H_2O$ và $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ có mức độ thay đổi độ hòa tan thấp hơn so với $CaSO_4$.

Các thực nghiệm đánh giá mức độ ảnh hưởng của quá trình hình thành sa lắng được thực hiện trong phòng thí nghiệm của Viện Dầu khí Việt Nam đã chứng minh phần lớn cặn sa lắng được dịch chuyển qua các kênh dẫn ở vùng cận đáy giếng vào giếng, ngoài ra còn gây ra quá trình suy giảm độ thấm nghiêm trọng. Thực nghiệm bơm ép các nguồn nước trên mẫu đá vỉa cho thấy các nguồn nước xâm nhập giếng khai thác đã phản ứng hóa học do quá trình tương tác không tương thích giữa các ion gây sa lắng như Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , CO_3^{2-} ... để tạo thành các kết tủa vô cơ hình thành trong các lỗ rỗng của đá vỉa và được đẩy vào giếng khai thác. Kết quả thực nghiệm cho thấy mức độ suy giảm nghiêm trọng của độ thấm đến khoảng 70% so với độ thấm ban đầu và các tinh thể được hình thành trong các lỗ rỗng gây cản trở dòng chảy khi bị bít nhét tại các cổ lỗ rỗng (Hình 3) hoặc được đẩy vào theo dòng chất lưu dịch chuyển ra ngoài khỏi mẫu lõi (Hình 4) [5].



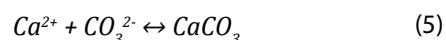
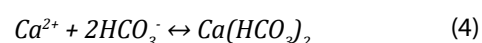
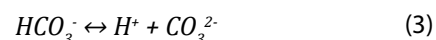
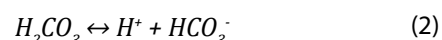
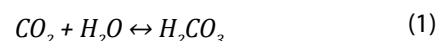
Hình 3. Các tinh thể muối hình thành trong lỗ rỗng do quá trình tương tác không tương thích giữa các nguồn nước và tương tác đá vữa quá bão hòa.



Hình 4. Các tinh thể muối kết tủa được đẩy theo dòng chất lưu ra khỏi mẫu đá vữa.

2.3. Kết quả nghiên cứu sa lắng muối và dự báo mức độ sa lắng carbonate trong giếng khai thác

Khi trong dòng nước khai thác có chứa các ion Ca^{2+} , HCO_3^- , CO_3^{2-} , CO_2 hòa tan và dưới sự thay đổi điều kiện áp suất, nhiệt độ, hoặc các yếu tố khác (thành phần pha khí, pH của nước, lực ion) thì cân bằng hóa học giữa HCO_3^- , CO_3^{2-} và CO_2 sẽ thay đổi theo các cân bằng của phản ứng (1), (2) và (3). Đồng thời, tích số ion giữa Ca^{2+} và CO_3^{2-} vượt quá độ tan của $CaCO_3$ tại điều kiện nhiệt độ áp suất đó thì cặn sa lắng $CaCO_3$ sẽ hình thành theo phản ứng (5).



Sự hình thành nhiễm bẩn do sa lắng muối carbonate trong lòng giếng tại các mỏ ở Việt Nam rất phổ biến. Đại diện cho quá trình tự sa lắng do thay đổi thủy động lực học là các giếng khai thác của mỏ Thổ Trắng, hiện đang được khai thác ở 2 vỉa sản phẩm Miocene dưới và Oligocene trên. Tính chất nước vỉa ở Miocene dưới có môi trường trung tính đến kiềm nhẹ với tổng độ khoáng hóa

Bảng 1. Thành phần và tính chất nước vỉa Miocene dưới

Thông số	Biên độ thay đổi	Giá trị trung bình
Tổng khoáng hóa (g/l)	22.000 - 28.000	24.800
Độ muối (quy đổi ra NaCl) (g/l)	21.800 - 26.300	24.400
Tỷ trọng (kg/m ³)	1.012 - 1.018	1.014
Cl ⁻ (mg/l)	12.000 - 15.700	1.400
SO ₄ ²⁻ (mg/l)	10 - 140	40
HCO ₃ ⁻	450 - 600	500
Ca ²⁺ (mg/l)	1.900 - 3.800	2.600
Mg ²⁺ (mg/l)	30 - 60	40
Na ⁺ + K ⁺ (mg/l)	6.500 - 7.700	6.950
pH	6,5 - 7,5	7,1

Bảng 2. Thành phần và tính chất nước vỉa Oligocene trên

Thông số	Biên độ thay đổi	Giá trị trung bình
Tổng khoáng hóa (g/l)	2.600 - 12.000	5.000
Độ muối (quy đổi ra NaCl) (g/l)	2.000 - 12.000	3.600
Tỷ trọng (kg/m ³)	998 - 1.007	1.002
Cl ⁻ (mg/l)	150 - 6.500	1.200
SO ₄ ²⁻ (mg/l)	10 - 150	30
HCO ₃ ⁻	500 - 3.500	2.000
Ca ²⁺ (mg/l)	10 - 600	50
Mg ²⁺ (mg/l)	10 - 50	15
Na ⁺ + K ⁺ (mg/l)	800 - 4.500	1.600
pH	7,3 - 9,0	8,3

khá cao từ 20.000 - 28.000 g/l, hàm lượng các ion gây sa lắng như Mg^{2+} , SO_4^{2-} thấp, trong khi hàm lượng calcium lại khá cao từ 1.500 - 4.000 g/l [6, 7]. Theo phân loại của Xulin (1946), nước vỉa Miocene dưới thuộc loại calcium chloride.

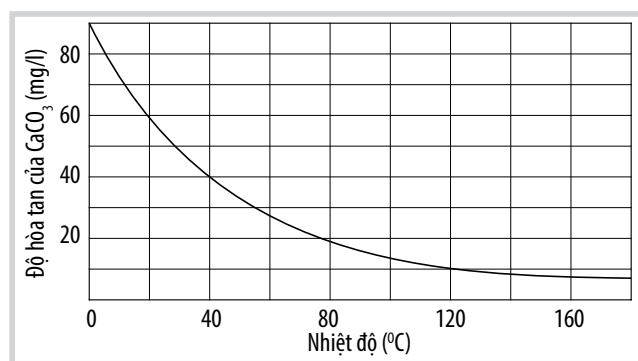
Tính chất nước vỉa của Oligocene có tổng khoáng hóa thấp hơn so với Miocene từ 2.500 - 12.000 g/l. Trong khi hàm lượng Mg và sulfate tương tự như nước vỉa Miocene dưới, hàm lượng calcium trong nước vỉa Oligocene trên dao động từ 100 - 600 g/l thấp hơn nhiều so với nước vỉa Miocene dưới từ 1.900 - 3.800 g/l [6, 7]. Ở hướng ngược lại, hàm lượng bicarbonate (HCO_3^-) của nước vỉa Oligocene (500 - 3.500 g/l) cao hơn nước vỉa Miocene dưới.

Căn cứ theo thành phần hóa học của 2 nguồn nước Miocene và Oligocene có thể thấy được nguy cơ tự sa lắng và sa lắng muối vô cơ $CaCO_3$ tại đối tượng Oligocene trên tại Miocene, do quá trình trộn lẫn không tương thích với nguồn nước của Oligocene trên nếu giếng khai thác đa tầng. Tuy nhiên, cần phải đánh giá thêm ảnh hưởng của nhiệt độ và áp suất mới có thể xác định được chính xác mức độ sa lắng và các vị trí có thể gây sa lắng. Theo lý thuyết, áp suất ảnh hưởng tới độ hòa tan của $CaCO_3$ mạnh hơn nhiều so với nhiệt độ. Cụ thể là, ở điều kiện nhiệt độ 40 - 50°C tương ứng vị trí khai thác là miệng giếng, thì độ hòa tan trong nước của $CaCO_3$ là khoảng 40 mg/l (Hình 3) [2]. Trong khi đó, điều kiện áp suất khoảng 50 atm (tương ứng miệng

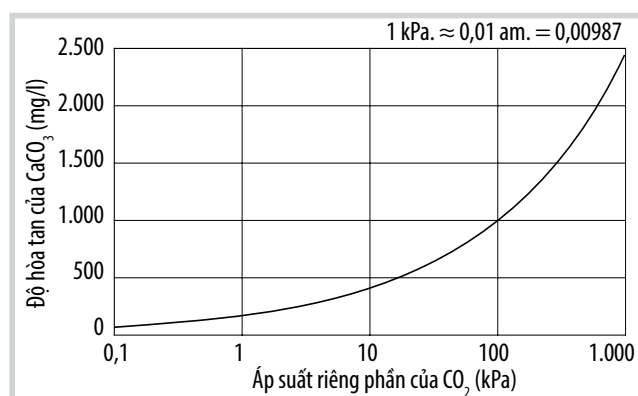
giếng) thì độ hòa tan trong nước của $CaCO_3$ là khoảng 700 mg/l (Hình 4). Áp suất có mức độ ảnh hưởng tới độ hòa tan trong nước của $CaCO_3$ lớn hơn khoảng 10 lần so với ảnh hưởng của nhiệt độ. Điều này có nghĩa là quá trình quá bão hòa đối với nguồn nước chứa muối $CaCO_3$ hòa tan chủ yếu chỉ xảy ra theo cơ chế do sự thay đổi áp suất riêng của CO_2 . Ngoài vấn đề mang tính vật lý về thay đổi áp suất, CO_2 còn tác động tới khả năng hòa tan và bão hòa của $CaCO_3$ trong nước thông qua cơ chế hóa học. Chính vì vậy, nếu chỉ xem xét thành phần hóa học của nước cũng chưa thể xác định được liệu thành phần này có thể là nguyên nhân sâu xa dẫn tới lắng đọng muối $CaCO_3$ hay không.

Các dạng sản phẩm hòa tan khác của CO_2 như H_2CO_3 , HCO_3^- hay CO_3^{2-} phụ thuộc chủ yếu vào pH của dung dịch nước. Cụ thể là, khi pH của nước nhỏ hơn 6,4 thì CO_2 sẽ hiện diện ở dạng H_2CO_3 . Khi pH nằm trong khoảng 6,4 - 10,3, thì CO_2 hòa tan trong nước tồn tại 2 dạng ion CO_3^{2-} và HCO_3^- , nhưng chủ yếu là ở dạng HCO_3^- . Còn khi nước có pH lớn hơn 10,3, CO_2 chỉ có mặt trong nước dưới dạng CO_3^{2-} . Như vậy, đối với nước chứa CO_2 có pH trong khoảng 6,5 - 9 như của mỏ Thổ Tráng thì khoáng vật calcite - $CaCO_3$ được tạo thành dựa trên 2 ion HCO_3^- , CO_3^{2-} sẽ phản ứng với Ca^{2+} trong nước vỉa.

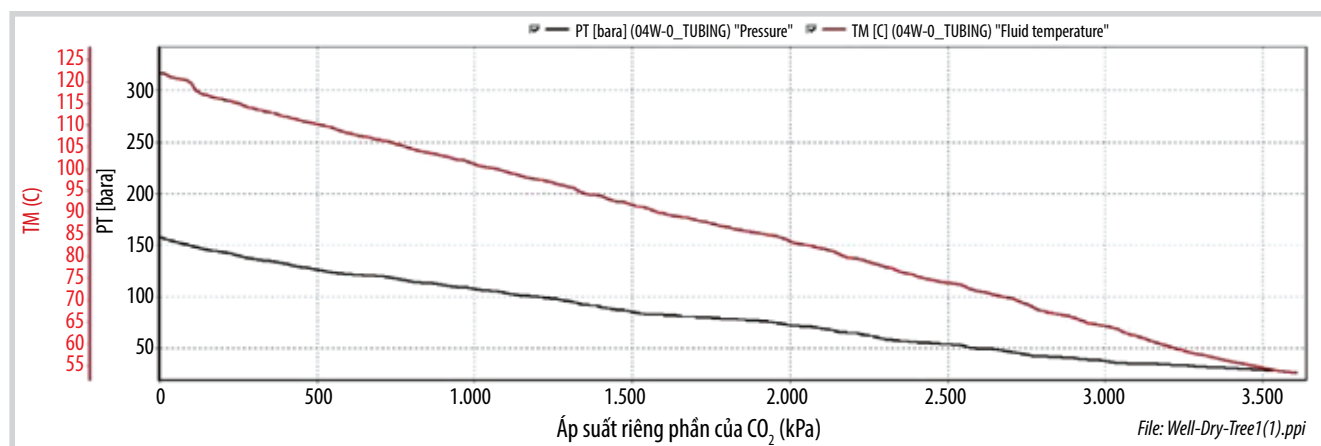
Trên thực tế, các nghiên cứu đánh giá và dự báo khả năng sa lắng muối và vị trí xảy ra tích tụ muối $CaCO_3$ chính là xác định điều kiện áp suất, nhiệt độ tại độ sâu theo quỹ đạo giếng, nơi xảy ra quá trình tách khí CO_2 . Như vậy, yếu tố ảnh hưởng lớn tới sự kết tinh muối $CaCO_3$ thông qua ảnh hưởng tới mức độ quá bão hòa muối $CaCO_3$ trong nước đồng hành theo lưu thể đi lên từ đáy giếng đến hệ thống khai thác là sự suy giảm áp suất và sự tách khí CO_2 . Thay đổi nhiệt độ giảm dọc theo giếng khai thác sẽ làm giảm khả năng quá bão hòa, giảm khả năng kết tinh của $CaCO_3$ (Hình 7). Kết quả mô phỏng tính toán cụ thể cho 1 giếng khai thác của mỏ Thổ Tráng cho thấy 2 nguyên nhân chính dẫn đến quá trình sa lắng muối tại giếng cũng như các giếng khai thác khác của mỏ Thổ Tráng. Một là, quá trình tự sa lắng do thay đổi nhiệt độ, áp suất, thành phần CO_2 hòa tan trong nước vỉa giàu Ca^{2+} , giàu HCO_3^- của tầng Miocene, Oligocene từ đáy giếng lên đến miệng giếng và trong hệ thống thu gom, tách khí. Hai là, phối trộn không tương thích giữa nước vỉa giàu HCO_3^- của tầng Oligocene với nước vỉa giàu Ca^{2+} của tầng Miocene tại khoảng mở vỉa của tầng Miocene. $CaCO_3$ quá bão hòa sẽ sa lắng tại khu vực trộn lẫn hình thành cặn sa lắng. Các kết quả chạy mô hình cho thấy sa lắng muối tại giếng Thổ Tráng là do quá trình tự sa lắng của nước vỉa khai thác tầng Oligocene trên, hoặc phối trộn không tương thích giữa 2 loại nước vỉa tầng Miocene dưới và Oligocen trên. Mô hình dự báo cặn sa lắng



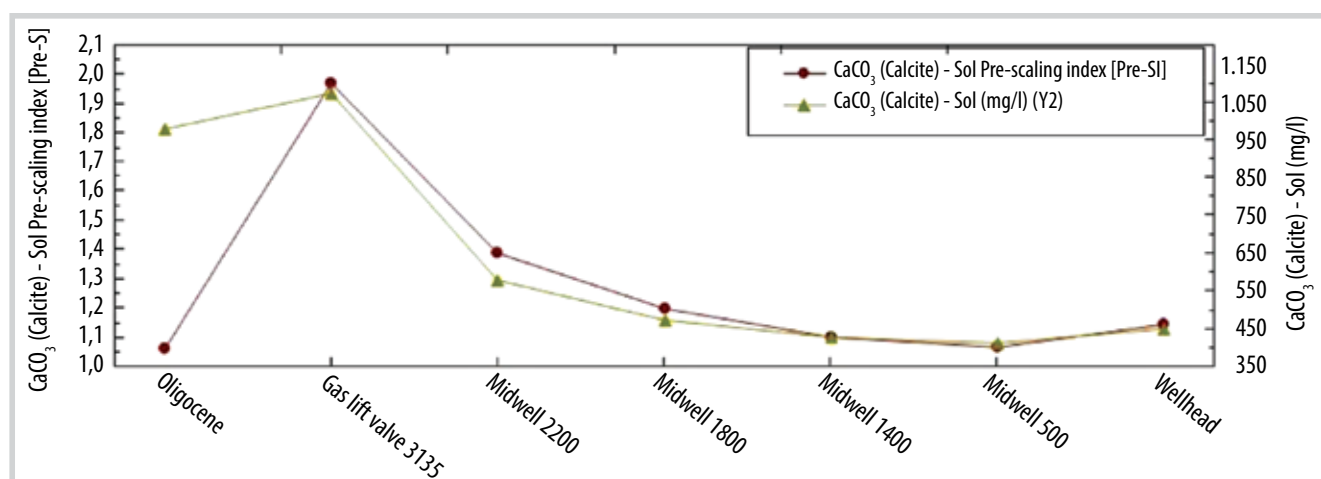
Hình 5. Ảnh hưởng của nhiệt độ tới độ hòa tan của $CaCO_3$.



Hình 6. Ảnh hưởng của áp suất riêng phần của CO_2 tới độ hòa tan của $CaCO_3$.



Hình 7. Kết quả mô phỏng tính toán nhiệt độ và áp suất của giếng khai thác.



Hình 8. Kết quả mô phỏng quá trình tự sa lắng muối tại các thiết bị lòng giếng và trong giếng khai thác.

đã chỉ ra vị trí gây sa lắng nhiều nhất đối với giếng theo dõi tại mỏ Thỏ Trắng là tại khoảng mở vỉa tại đáy giếng, độ sâu khoảng 3.330 m (nơi giảm áp từ vỉa vào giếng) và tại van gaslift [8]. Hàm lượng chất rắn sa lắng có thể hình thành khoảng hơn 400 mg/l tùy từng vị trí trong lòng giếng.

Nước vỉa khai thác từ vỉa Oligocene có thể tự sa lắng tại điều kiện đáy giếng đồng thời khi phối trộn thêm dòng khí gaslift, thay đổi đột ngột hàm lượng CO₂ trong khí dẫn đến hình thành cặn sa lắng CaCO₃ nhiều hơn. Khối lượng cặn sa lắng được đánh giá nguy cơ cao, nghiêm trọng.

Trên thực tế, hiện tượng sa lắng, tích tụ muối trong đường ống khai thác các giếng của mỏ Thỏ Trắng xảy ra thường xuyên từ khi bắt đầu khai thác, thậm chí sau khi xử lý giếng các muối sa lắng lại tiếp tục sa lắng trở lại. Kể từ khi bắt đầu được đưa vào khai thác đến nay, tại mỏ Thỏ Trắng đã tiến hành trên 200 lần xử lý giếng. Mức độ sa lắng muối đặc biệt nghiêm trọng tại một số giếng khi được đưa vào khai thác đa tầng. Ngoài ra, cát bờ trong quá trình khai thác tại các khu vực có thành hệ không đủ vững kết hợp với hiện tượng sa lắng muối cũng góp phần đẩy nhanh tốc độ bít nhét ống khai thác và tăng tần suất cần xử lý (Hình 9).



Hình 9. Sa lắng muối kết hợp cát trong ống khai thác giếng Thỏ Trắng.

3. Giải pháp kiểm soát và xử lý cặn sa lắng trong lòng giếng và thiết bị lòng giếng đã áp dụng ở một số mỏ của bể Cửu Long

3.1. Nghiên cứu thử nghiệm các hệ hóa phẩm gốc acid áp dụng cho xử lý cặn sa lắng trong lòng giếng

Nghiên cứu thử nghiệm khả năng hòa tan cặn sa lắng muối carbonate bằng các hệ hóa phẩm gốc acid của Viện Dầu khí Việt Nam đã được tiến hành trên các mẫu thu thập từ thực tế từ các mỏ có hiện tượng sa lắng trong lòng

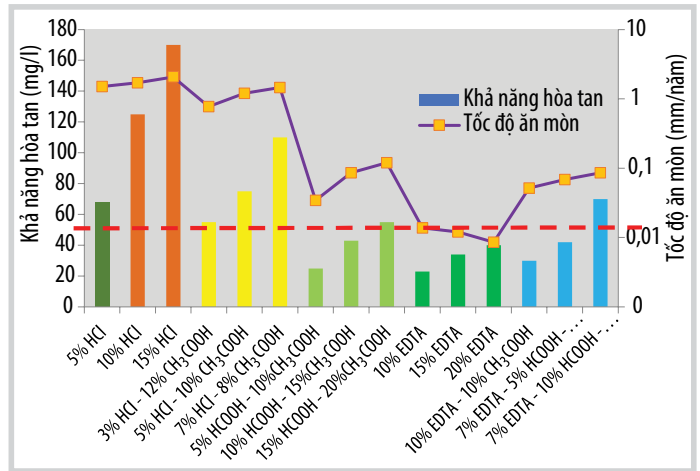
giếng. Các nghiên cứu thử nghiệm đánh giá được thực hiện tại nhiệt độ 40°C, 80°C và 120°C tương ứng với điều kiện nhiệt độ thực tế của mỏ. Kết quả nghiên cứu được đánh giá theo phương pháp mất khối lượng. Tại 40°C, khả năng hòa tan của các hệ acid chứa HCl (đơn chất hoặc hỗn hợp với CH₃COOH) là tốt nhất. Tuy nhiên, tốc độ ăn mòn của các hệ này rất cao so với các hệ acid hữu cơ hoặc hệ chelate, gấp từ 10 - 100 lần (Hình 10). Ngoài các hệ acid vô cơ thì hệ hỗn hợp acid hữu cơ và chelate (EDTA/HCOOH/CH₃COOH) cũng cho kết quả xử lý tương đương với các hệ chứa acid HCl mà tốc độ ăn mòn miếng thép lại thấp hơn rất nhiều.

Tại 80°C, xu hướng cũng tương tự như tại 40°C tuy khả năng hòa tan của các hệ đều tăng lên, cũng như tốc độ ăn mòn tăng lên rất lớn. Hệ HCOOH-CH₃COOH cho khả năng xử lý cao hơn hệ EDTA-HCOOH-CH₃COOH với khả năng hòa tan và có tốc độ ăn mòn chấp nhận được (Hình 11).

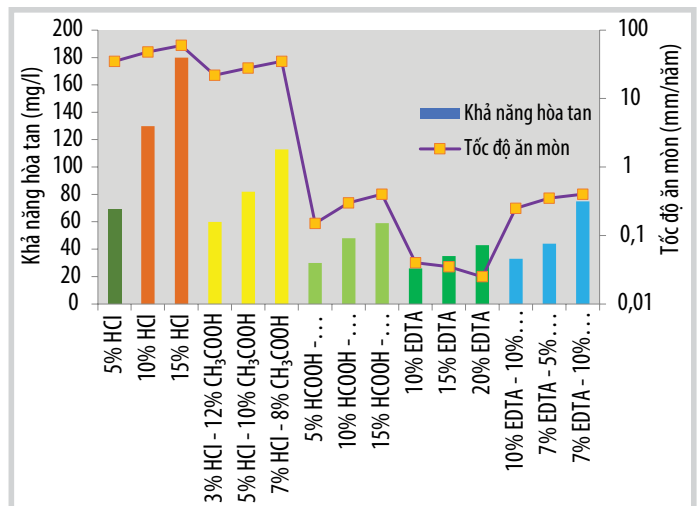
Thí nghiệm hòa tan tại 120°C được thực hiện trong các ống thí nghiệm kín do các hệ hóa phẩm có khả năng bay hơi rất mạnh. Các hệ hóa phẩm với nồng độ có khả năng xử lý cao nhất của từng loại được lựa chọn để so sánh.

Như vậy, khả năng hòa tan các muối gốc carbonate của các acid được xếp theo thứ tự từ mạnh đến yếu như sau: HCl > HCOOH > CH₃COOH. Từ khả năng hòa tan cho thấy, trong xử lý acid có thể thay một phần HCl bằng lượng tương đương của HCOOH hoặc CH₃COOH. Trong thực tế, hệ acid để xử lý các carbonate thường dùng hỗn hợp của HCl và CH₃COOH. Việc thay thế này nhằm tạo ra dung dịch đệm acid duy trì pH của phản ứng giữa các acid và đất đá vôi, giảm tốc độ ăn mòn và kiểm soát tạo gel hydroxide sắt. Các acid hữu cơ này dễ dàng tạo phức chất dễ tan với cation sắt.

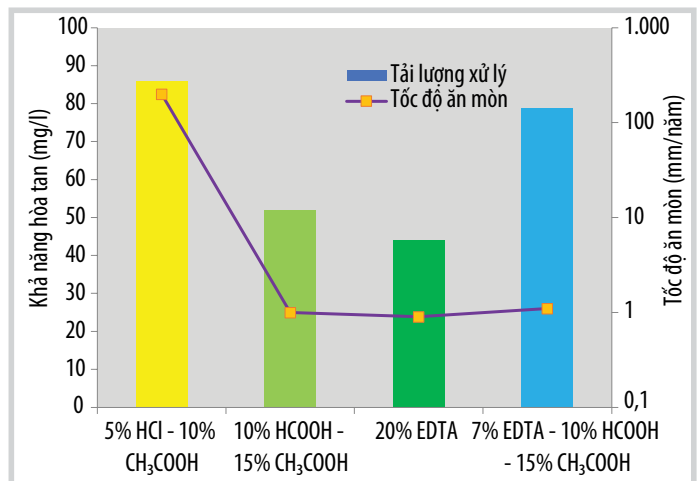
Khả năng phản ứng nói chung, khả năng hòa tan vật liệu carbonate nói riêng của các loại acid nêu trên phụ thuộc nhiều vào mức độ phân ly của acid, vào điều kiện nhiệt độ, áp suất mà ở đó phản ứng được tiến hành. Ngoài ra, trong trường hợp này phản ứng mang tính dị thể (giữa pha lỏng và pha rắn), tốc độ của quá trình phụ thuộc nhiều vào điều kiện tiếp xúc, nên khả năng hòa tan của acid còn phụ thuộc vào diện tích bề mặt vật liệu rắn, tốc độ dòng chảy... Nồng độ HCl thường được sử dụng nằm trong khoảng 5 - 10%. Nồng độ nhỏ hơn 5% hạn chế khả năng hòa tan, còn nồng độ lớn hơn 10% có khả năng ăn mòn cao và phá



Hình 10. Kết quả đánh giá khả năng hòa tan sa lắng CaCO₃ tại 40°C.



Hình 11. Kết quả đánh giá khả năng hòa tan sa lắng CaCO₃ tại 80°C.



Hình 12. Kết quả đánh giá khả năng hòa tan sa lắng CaCO₃ tại 120°C.

hủy đất đá mạnh, nhất là trong điều kiện nhiệt độ cao. Trong kiểu hệ acid trên cơ sở acid clohydric, ngoài HCl người ta còn dùng một số cấu tử khác như: CH₃COOH, chất ức chế ăn mòn, chất hoạt động bề mặt, chất tạo phức với ion sắt, calcium, silic... Acid acetic là chất tạo phức, có vai trò hạn chế hiện tượng kết tủa thứ cấp của gel sắt, gel nhôm, gel silic - một trong những nan

giải của xử lý acid. Chất ức chế ăn mòn có tác dụng giảm thiểu ăn mòn đối với thiết bị lòng giếng. Chất hoạt động bề mặt có tác dụng làm cho acid tăng khả năng tiếp xúc với cặn sa lắng cần hòa tan.

Như vậy, kết quả nghiên cứu đã chỉ ra hệ hỗn hợp chelate acid hữu cơ, hoặc acid hữu cơ HCOOH-CH₃COOH là phù hợp nhất để hòa tan muối CaCO₃, các muối gốc carbonate ở nhiệt độ cao bởi có tốc độ ăn mòn thấp hơn nhiều so với hệ chứa acid HCl/CH₃COOH.

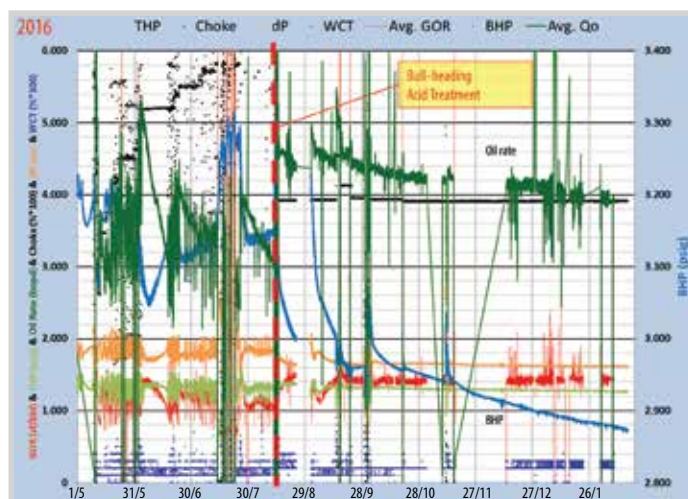
3.2. Đánh giá các giải pháp kiểm soát và xử lý đã được áp dụng tại bể Cửu Long

Mỏ Thổ Trắng là điển hình cho xử lý acid với hơn 200 lần xử lý acid hữu cơ bằng hệ HCOOH và CH₃COOH trong lòng giếng, thiết bị lòng giếng [1, 3]. Các mỏ khác thuộc bể Cửu Long chủ yếu được xử lý bằng phương pháp rửa acid để làm sạch thiết bị lòng giếng, đáy giếng và một phần bề mặt của thành hệ ở đáy giếng với công nghệ kết hợp bơm từ đầu giếng thông thường. Các mỏ Ruby, Pearl, Diamond chủ yếu được xử lý bằng acid HCl để rửa sạch các muối vô cơ lòng giếng tại các giếng. Tại mỏ Sư Tử Đen và Sư Tử Nâu chủ yếu tập trung rửa sạch ống khai thác, xử lý acid cho các giếng ở tầng móng. Mỏ Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng được tiến hành xử lý bằng acid hữu cơ để rửa ống khai thác và thiết bị lòng giếng cho các giếng HST-2P, HSP-3P, HSD-1P. Đặc biệt, tại mỏ Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng đã tiến hành áp dụng công nghệ “coiled tubing” để tăng hiệu quả xử lý acid trong lòng giếng. Các mỏ khác như NR-DM, Gấu Trắng, Cá Tầm đều cũng đã được xử lý acid trong lòng giếng nhưng với số lượng ít và áp dụng công nghệ tương tự với công nghệ của mỏ Thổ Trắng. Riêng mỏ Cá Ngừ Vàng đã được tiến hành xử lý vùng cận đáy giếng và lòng giếng khai thác bằng hệ hóa phẩm có gốc chelate để xử lý muối sa lắng CaSO₄ và các muối gốc sulfate.

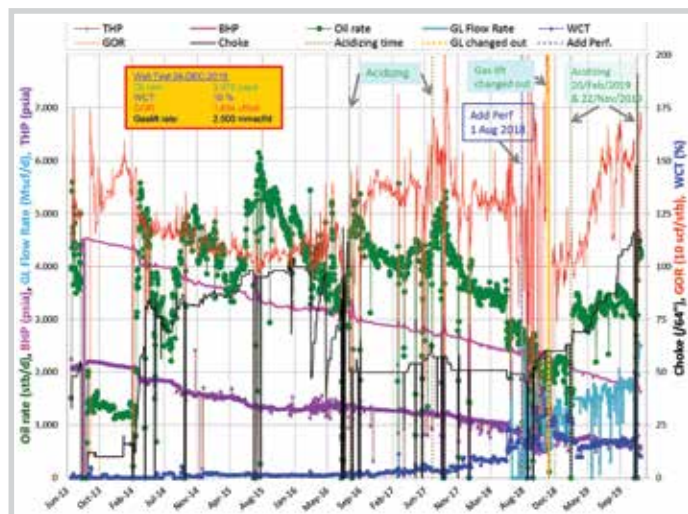
Như vậy, tại các mỏ dầu bể Cửu Long biện pháp xử lý chính hiện nay cho vấn đề sa lắng muối trong lòng giếng, thiết bị lòng giếng, ống khai thác vẫn là bằng phương pháp hóa học với các dung dịch acid. Đây là phương pháp có chi phí tương đối thấp so với các phương pháp khác và có hiệu quả với cả những giếng có nhiệt độ lòng giếng tương đối thấp. Đối với cặn CaCO₃, xử lý acid bằng HCl là một trong những phương pháp truyền thống có hiệu quả. Cặn CaCO₃ có thể dễ dàng hòa tan trong acid HCl ở nồng độ 10 - 15%. Tuy nhiên hiện nay để giảm thiểu nguy cơ ăn mòn cũng như tránh hiện tượng tái sa lắng do

acid mạnh còn dư, các acid hữu cơ như formic, acetic (HCOOH, CH₃COOH) và các phức chất chelate (EDTA, DPTA) được sử dụng phổ biến trong các hệ hóa phẩm dùng để sạch rửa đường ống khai thác thay cho HCl.

Một số giếng khai thác của mỏ Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng đã được nhà điều hành mỏ tiến hành xử lý rất thành công cặn sa lắng trong lòng giếng và vùng cận đáy giếng bằng phương pháp xử lý acid. Cặn sa lắng thu thập tại giếng khai thác có kết quả phân tích cặn sa lắng thu được trong các thiết bị chủ yếu là CaCO₃, chiếm đến 96%. Do điều kiện khai thác của giếng ở nhiệt độ cao trên 120°C nên việc sử dụng các hệ hóa phẩm acid vô cơ như HCl, hoặc hệ acid sét HCl + HF sẽ gây ăn mòn rất lớn, vì vậy đã áp dụng phương pháp xử lý bằng hệ acid hữu cơ với thành phần chủ yếu là acid CH₃COOH và các chất phụ gia. Trong năm 2016, nhà điều hành mỏ đã tiến hành xử lý bơm 300 thùng acid hữu cơ vào giếng, lưu lượng dầu tăng từ 3.500 thùng dầu/ngày lên khai thác ổn định 4.500 thùng dầu/ngày với GOR khoảng 1.450 cf/thùng (Hình 13) [9 - 13]. Trong các năm tiếp theo, lưu lượng khai thác dầu giảm khoảng gần 1.000 thùng, nguyên



Hình 13. Kết quả xử lý acid của giếng khai thác.



Hình 14. Hiệu quả xử lý bằng công nghệ “coiled tubing” với giếng khai thác.

nhân có thể do xuất hiện nhiễm bẩn sa lắng CaCO_3 trong giếng nên đã tiến hành xử lý bằng acid hữu cơ. Lưu lượng khai thác sau khi xử lý tăng lên 4.400 thùng với GOR 1.550 cf/thùng [9 - 13]. Đặc biệt, khi áp dụng xử lý bằng công nghệ “coiled tubing” thì hiệu quả của phương pháp xử lý bằng acid tăng lên rất rõ ràng (Hình 14).

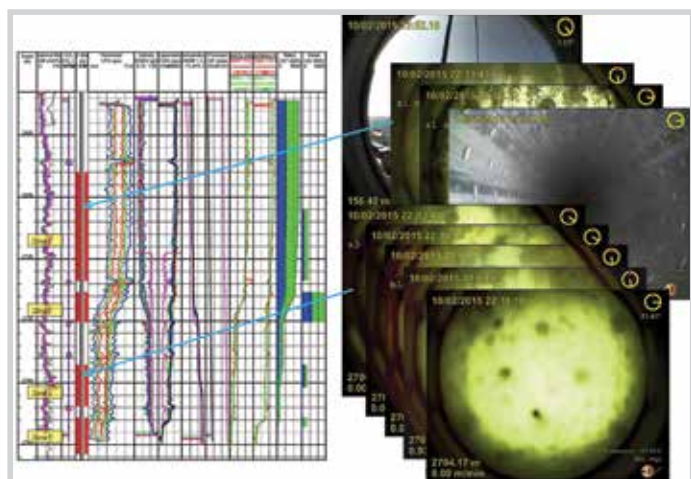
Ngoài ra, tại mỏ Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng còn áp dụng công nghệ giám sát và đánh giá mức độ sa lắng bằng camera (Hình 15) [9 - 13]. Đồng thời, nhà điều hành cũng kết hợp phân tích đánh giá kết quả PI và hệ số nhiễm bẩn giếng (skin) để xác định cơ chế nhiễm bẩn nên hiệu quả của các lần xử lý tương đối tốt.

Giếng Hải Sư Trắng cũng được tiến hành xử lý acid trong lòng giếng bằng dung dịch acid hữu cơ acid CH_3COOH , kết quả sau xử lý đã gia tăng từ 500 thùng/ngày lên 750 thùng/ngày và cho dòng khai thác dầu ổn định.

Mỏ Thổ Trắng chủ yếu được xử lý bằng hệ acid muối HCl và acid hữu cơ $\text{CH}_3\text{COOH} + \text{HCOOH}$. Các phương pháp xử lý

acid này chủ yếu hòa tan CaCO_3 . Trong đó, giải pháp xử lý bằng acid hữu cơ $\text{CH}_3\text{COOH} + \text{HCOOH}$ là chủ yếu trong số các giải pháp đã thực hiện; sản lượng dầu bổ sung thu được từ giải pháp này cũng cho kết quả tốt nhất, gia tăng đến hơn 80 nghìn tấn dầu trên toàn mỏ [14]. Ngoài ra, mỏ Thổ Trắng cũng đã xử lý muối bằng hỗn hợp EDTA nhưng hiệu quả không cao bằng phương pháp xử lý bằng acid hữu cơ.

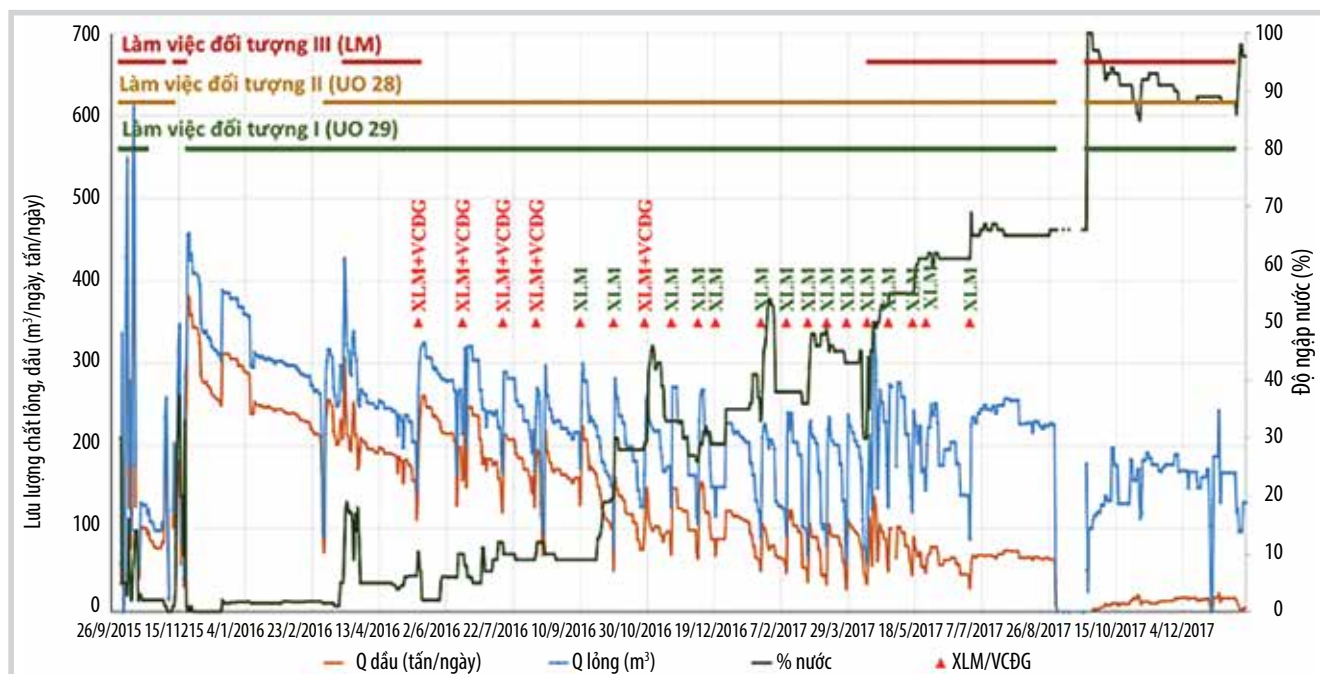
Mỏ Thổ Trắng đã xử lý cặn sa lắng trong lòng giếng bằng hệ acid hữu cơ với nồng độ tối ưu CH_3COOH (6 - 10%) + HCOOH (8 - 12%) và được thực hiện trên hầu hết các giếng khai thác, đặc biệt là các giếng khai thác đa tầng và các giếng khai thác đơn tầng tại Oligocene trên. Phương pháp áp dụng bằng xử lý acid vô cơ như HCl hoặc acid sét HCl + HF ít được sử dụng do ở điều kiện nhiệt cao của đối tượng Oligocene trên mỏ Thổ Trắng thì tốc độ ăn mòn của các acid này quá cao. Ngoài ra, với hệ acid vô cơ mạnh thì tốc độ phản ứng quá nhanh sẽ gây ra hiện tượng bở rời các mảng sa lắng CaCO_3 bám dính trong lòng giếng tạo hiện tượng rơi ngược xuống khoảng khai thác, ảnh hưởng hoạt động trở lại của giếng khai thác sau khi xử lý. Tùy thuộc vào điều kiện khai thác của từng giếng mà hệ hóa phẩm được thay đổi nồng độ cho phù hợp cũng như quy trình cũng được điều chỉnh tối ưu. Trong quá trình xử lý thì nhiệt độ xử lý và thời gian ngâm rửa của CH_3COOH và HCOOH kết hợp với các chất chelate hết sức quan trọng, cần tối thiểu nhiệt độ từ 65°C , thời gian 6 giờ và không gây hư hại cho thiết bị, tốc độ ăn mòn thấp sẽ tiết kiệm thêm chi phí bổ sung chất ức chế ăn mòn thiết bị khỏi tác hại của acid ăn mòn. Nhiệt độ thấp từ 35°C tới 55°C , khi kết hợp HCl với CH_3COOH và HCOOH hoặc các chất chelate có thể xử lý các chất lắng đọng



Hình 15. Công nghệ đánh giá mức độ nhiễm bẩn trong lòng giếng trước khi tiến hành xử lý acid bằng camera giám sát.

Bảng 3. Một số giếng mỏ Thổ Trắng đã áp dụng xử lý trong lòng giếng thành công bằng các hệ acid

Tên giếng	Giàn khai thác	Mỏ dầu	Đối tượng khai thác	Ngày xử lý	Thành phần hóa phẩm chính (%)	Nhiệt độ (°C)	Thời gian ngâm (phút)
20P	ThTC2	Thổ Trắng	Miocene dưới + Oligocene trên	8/8/2016	5% HCl, 10% CH_3COOH	83	60
5X	ThTC2	Thổ Trắng	Oligocene trên	9/10/2016	10% CH_3COOH , 20% HCOOH	70	180
6X	ThTC2	Thổ Trắng	Oligocene trên	12/7/2016	5% HCl + 10% CH_3COOH	67	120
6X	ThTC2	Thổ Trắng	Oligocene trên	13/3/2017	10% CH_3COOH , 12% HCOOH	61	180
6X	ThTC2	Thổ Trắng	Oligocene trên	4/12/2017	10% CH_3COOH , 12% HCOOH	60	180
37P	ThTC3	Thổ Trắng	Miocene dưới + Oligocene trên	28/7/2017	CH_3COOH , HCOOH	56	120
37P	ThTC3	Thổ Trắng	Miocene dưới + Oligocene trên	29/9/2017	CH_3COOH , HCOOH	54	120
26P	ThTC2	Thổ Trắng	Miocene dưới + Oligocene trên	23/2/2019	8% CH_3COOH , 9% HCOOH	66	120
8P	ThTC1	Thổ Trắng	Oligocene trên	14/2/2020	10% CH_3COOH , 12% HCOOH	50	120



Hình 16. Kết quả xử lý trong lòng giếng, thiết bị lòng giếng bằng acid hữu cơ của giếng THF-6X.

vô cơ có hiệu quả. Tuy nhiên, để giảm tính ăn mòn của acid HCl nên thêm các chất ức chế ăn mòn.

Tại mỏ Thổ Trắng đã thử nghiệm công nghệ bơm hóa phẩm qua “coiled tubing” nhưng hiệu quả không cao và gặp sự cố trong vận hành xử lý nên không được thử nghiệm đại trà tại mỏ Thổ Trắng. Vì vậy công nghệ xử lý sa lắng muối tại lòng giếng của mỏ Thổ Trắng chủ yếu là bơm trực tiếp hóa phẩm vào trong giếng. Mặc dù hầu hết kết quả xử lý giếng tại mỏ Thổ Trắng đều thành công, sản lượng tăng rõ rệt sau xử lý nhưng tần suất cần xử lý ngày càng tăng. Một trong những nguyên nhân khiến cần phải tăng tần suất xử lý là bề mặt ống khai thác bị ăn mòn do quá trình tiếp xúc với các dung dịch acid tạo ra những khu vực gồ ghề dễ bám dính và tích tụ cặn sa lắng muối hơn. Ngoài xử lý làm sạch muối lắng đọng trong ống khai thác, các biện pháp ngăn ngừa, phòng tránh, hạn chế lắng đọng muối trong ống khai thác những năm gần đây cũng được chú trọng nghiên cứu áp dụng và thử nghiệm tại mỏ Thổ Trắng. Mỏ Thổ Trắng cũng đã tiến hành xử lý quá trình hình thành cặn sa lắng trong lòng giếng bằng công nghệ bơm chất ức chế sa lắng muối carbonate vào vỉa (scale squeeze) nhằm ngăn chặn sự hình thành muối. Biện pháp ngăn ngừa chủ yếu vẫn là sử dụng các hệ hóa phẩm ức chế quá trình sa lắng muối. Khi hòa vào dòng lưu thể, các chất ức chế sẽ hoạt động theo theo 2 cơ chế chính là ngăn ngừa việc hình thành và hạn chế quá trình phát triển của tinh thể muối. Trong cơ chế ngăn ngừa hình thành tinh thể, các hợp chất phức sẽ bao quanh các cation và cản chúng tiếp xúc trực tiếp với các anion. Mặt ngoài phức tạo

ra và anion đều mang điện tích âm nên lực đẩy tĩnh điện sẽ ngăn cản chúng tiếp xúc nhau, giúp ngăn ngừa quá trình tạo mầm tinh thể sa lắng muối.

4. Kết luận

Nguyên nhân chủ yếu gây ra hiện tượng nhiễm bẩn trong lòng giếng, thiết bị lòng giếng tại các giếng khai thác dầu ở bể Cửu Long là do các muối vô cơ hình thành do sự thay đổi đột ngột về các thông số động học như áp suất và nhiệt độ làm thay đổi tính chất lý hóa, phá vỡ trạng thái cân bằng pha của các chất lưu khai thác từ vùng cận đáy giếng vào giếng, trong giếng và thiết bị lòng giếng.

Kết quả đánh giá bơm ép nước qua mẫu đá vỉa đã chứng minh các cặn vô cơ gốc carbonate, sulfate có thể từ quá trình tương tác giữa nước và các khoáng vật thứ sinh trong đá vỉa hoặc các tinh thể muối hình thành từ quá trình quá bão hòa của các nguồn nước theo dòng chảy vào trong giếng gây lắng đọng, bám dính lên thành giếng và thiết bị lòng giếng khai thác.

Các nghiên cứu mô phỏng cho mỏ cụ thể đã chứng minh quá trình thay đổi thủy động lực học trong giếng là nguyên nhân chính tạo thành các muối sa lắng vô cơ gốc carbonate. Các vấn đề sa lắng muối CaCO₃ trong các giếng khai thác ở mỏ Thổ Trắng được làm rõ để có thể xử lý acid trong lòng giếng hiệu quả nhất.

Một số hệ hóa phẩm gốc acid được nhóm tác giả nghiên cứu có khả năng tác dụng và hòa tan tốt lên hệ sa lắng trong lòng giếng để từ đó có thể phục hồi hoặc gia

tăng sản lượng khai thác của giếng. Kết quả thực tế áp dụng trên một số giếng khai thác ở bể Cửu Long đã chứng minh các hệ acid hữu cơ $\text{HCOOH-CH}_3\text{COOH}$ có tác dụng hòa tan hiệu quả các muối carbonate ở nhiệt độ cao hơn 100°C.

Lời cảm ơn

Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Viện Dầu khí Việt Nam đã hỗ trợ nguồn lực và tài trợ kinh phí thực hiện nghiên cứu này theo Hợp đồng số 4441/HĐ-DKVN ngày 5/8/2021 về việc “Nghiên cứu công tác xử lý acid trong lòng giếng và vùng cận đáy giếng cho các giếng khai thác dầu thuộc bể Cửu Long và Nam Côn Sơn, thềm lục địa Việt Nam”.

Tài liệu tham khảo

- [1] Hoàng Long, “Nghiên cứu công tác xử lý acid trong lòng giếng và vùng cận đáy giếng cho các giếng khai thác dầu thuộc bể Cửu Long và Nam Côn Sơn, thềm lục địa Việt Nam”, Viện Dầu khí Việt Nam, 2022.
- [2] Viện Dầu khí Việt Nam, “Nghiên cứu chế tạo và xây dựng quy trình công nghệ áp dụng hệ hóa phẩm xử lý sa lắng muối tại các mỏ đang khai thác có điều kiện nhiệt độ cao - áp suất cao”, 2018.
- [3] Amer Badr Mohammed Bin Merdhah, and Abu Azam Mohd Yassin, “The study of scale formation in oil reservoir during water injection at high barium and high salinity formation water”, *Journal of Applied Sciences*, Vol. 7, No. 21, pp. 3198 - 3207, 2007. DOI:10.3923/jas.2007.3198.3207.
- [4] Amjad Hussain Shar, Tofeeq Ahmad, and Udo Bernhard Bregar, “Scale buildup, its detection and removal in high temperature gas wells of Miano field”, *SPE Production and Operations Conference and Exhibition, Tunis, Tunisia, 8 - 10 June 2010*. DOI: 10.2118/135960-MS.
- [5] Vietnam Petroleum Institute, “Report of water compatibility study”, 2016.
- [6] Thăng Long JOC, “Báo cáo xử lý giếng của mỏ Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng”, 2019.
- [7] Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, “Kế hoạch phát triển mỏ Thổ Trắng”, 2016.
- [8] Viện Dầu khí Việt Nam, “Phân tích nghiên cứu PVT nhằm mục đích xác định điều kiện và quy luật hình thành sa lắng muối trong giếng mỏ Thổ Trắng”, 2019.
- [9] Thăng Long JOC, “Kế hoạch phát triển mỏ (FDP) Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng”, 2011.
- [10] Thăng Long JOC, “Kế hoạch phát triển mỏ (FDP) Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng”, 2018.
- [11] Thăng Long JOC, “Báo cáo xử lý giếng của mỏ Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng”, 2016.
- [12] Thăng Long JOC, “Báo cáo xử lý giếng của mỏ Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng”, 2018.
- [13] Thăng Long JOC, “Báo cáo xử lý giếng của mỏ Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng”, 2019.
- [14] Từ Thành Nghĩa, Nguyễn Thúc Kháng, và Nguyễn Quốc Dũng, “Công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng các mỏ dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam”, *Vietsovpetro*, 2016.

INORGANIC SCALE FORMATION AND WELL TREATMENT METHODS IN OIL PRODUCTION WELLS IN CUU LONG BASIN

Hoang Long, Nguyen Minh Quy, Phan Vu Anh, Le Thi Thu Huong, Bui Thi Huong, Ha Thu Huong, Hoang Linh, Nguyen Van Do

Vietnam Petroleum Institute

Email: longh@vpi.pvn.vn

Summary

Deposition on tubing, downhole equipment is mainly caused by formation of inorganic scale. Inorganic scale formation often occurs in production wells having high production rate, high water-cut and severe pressure loss through perforations and at the near-wellbore region.

In the study conducted by Vietnam Petroleum Institute (VPI), the mechanism of carbonate and sulfate scale formation within the reservoir and near-wellbore region due to mixing incompatible of water sources and over-saturation condition is investigated. Hydrodynamic changes, particularly sudden drops in pressure from the reservoir into the well, leading to inorganic precipitation in the reservoir/the well tubing/equipment, were studied.

The results proved that hydrodynamic change in the near-wellbore is the main cause of the carbonate-based inorganic scale formation. Several acid-based solutions that have high scale dissolving effect to restore or increase the production rate are presented. Based on the actual inorganic deposition mechanism in the production wells, impact determination measures and treatment methods have been studied for applications in Cuu Long basin.

Key words: Inorganic scale, scale deposition, well tubing damage, acidizing treatment, Cuu Long basin.

NGHIÊN CỨU KHẢ NĂNG TÍCH HỢP HYDROGEN XANH VÀO NHÀ MÁY ĐẠM CÀ MAU

Lê Dương Hải¹, Trương Văn Nhân¹, Trần Vinh Lộc¹, Nguyễn Thị Châu Giang¹
Nguyễn Huỳnh Hưng Mỹ¹, Nguyễn Minh Hiếu², Huỳnh Minh Thuận¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

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

Email: haield.pvpro@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.12-04>

Tóm tắt

Xu hướng chuyển dịch năng lượng, giảm phát thải khí gây hiệu ứng nhà kính, sản xuất các sản phẩm xanh (trong đó có hydrogen xanh) đang phát triển trên thế giới và được dự báo sẽ tăng trưởng ở Việt Nam trong giai đoạn sau năm 2030 khi Chính phủ triển khai các cơ chế, chính sách để thực thi cam kết phát thải ròng CO₂ bằng 0 vào năm 2050.

Kết quả nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) cho thấy Nhà máy Đạm Cà Mau có thể tích hợp sản xuất và sử dụng 10% hydrogen xanh để giảm lượng khí thiên nhiên tiêu thụ, giảm lượng CO₂ phát thải ra môi trường với tổng mức đầu tư sau thuế khoảng 3.209 tỷ đồng (tương đương 137 triệu USD). Để nhà máy có thể đầu tư sản xuất và sử dụng hydrogen xanh, cạnh tranh với hydrogen xám, cần sớm nghiên cứu áp dụng các cơ chế chính sách khuyến khích đầu tư sản xuất xanh như DPPA, thị trường carbon và chính sách thuế carbon, ưu đãi thuế trong đầu tư xây dựng dự án...

Từ khóa: Chuyển dịch năng lượng, hydrogen xanh, ammonia xanh, năng lượng tái tạo, Nhà máy Đạm Cà Mau.

1. Giới thiệu

Xu hướng chuyển dịch năng lượng đang phát triển mạnh mẽ trên thế giới, đặc biệt là xu hướng điện khí hóa; thúc đẩy sản xuất, sử dụng nhiên liệu xanh, sản phẩm xanh. Hydrogen xanh (GH₂), ammonia xanh, urea xanh dự kiến sẽ là các sản phẩm được sản xuất và tiêu thụ mạnh trong tương lai khi các thách thức về công nghệ, chi phí sản xuất được giải quyết và các chính sách, giải pháp chống biến đổi khí hậu đi vào thực tế. Sự quan tâm của các công ty đa quốc gia đối với xu hướng chuyển dịch năng lượng (Hình 1) thể hiện ưu tiên hàng đầu về việc triển khai các dự án liên quan đến hydrogen trong vòng 3 - 5 năm tới [1].

Việt Nam tham gia các công ước về chống biến đổi khí hậu và đang cụ thể hóa cam kết tại COP26 về thực hiện cân bằng phát thải carbon vào năm 2050 [2]. Trong đó, có các mục tiêu liên quan đến việc giảm phát thải khí nhà kính, sản xuất, sử dụng ammonia xanh và hydrogen xanh:

- Mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính trong Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2050 (theo Quyết định số 896/QĐ-TTg ngày 26/7/2022):

- + Đến năm 2030: Các cơ sở có mức phát thải khí nhà kính hàng năm từ 2.000 tấn CO₂ tương đương trở lên phải thực hiện giảm phát thải khí nhà kính.

- + Đến năm 2050: Các cơ sở có mức phát thải khí nhà kính hàng năm từ 200 tấn CO₂ tương đương trở lên phải thực hiện giảm phát thải khí nhà kính.

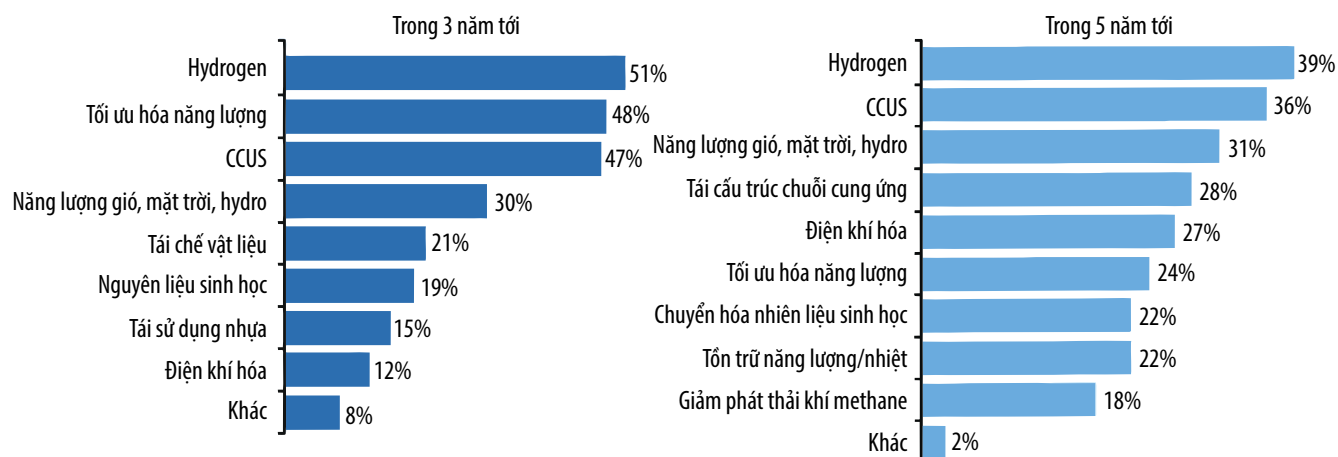
- Các quan điểm xây dựng Quy hoạch phát triển điện lực và định hướng quá trình chuyển đổi nhiên liệu các nhà máy nhiệt điện chạy than, khí tại Việt Nam đến năm 2050 trong Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2045 (Quy hoạch điện VIII theo dự thảo của Bộ Công Thương trình Chính phủ):

- + Nguồn điện LNG, khí: Các nhà máy điện sử dụng LNG định hướng chuyển dần sang sử dụng nhiên liệu hydrogen sau 10 năm vận hành. Các nhà máy điện khí dự kiến đốt kèm hydrogen từ sau năm 2030, từ tỷ lệ 20%, tăng dần tỷ trọng khi giá thành hydrogen giảm. Dự báo đến năm 2050, các nhà máy nhiệt điện khí sẽ chuyển hoàn toàn sang sử dụng hydrogen.



Ngày nhận bài: 23/9/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 23/9 - 27/10/2022.

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



Hình 1. Kết quả khảo sát dự báo các dự án chuyển dịch năng lượng chính được triển khai trong vòng 3 - 5 năm tới.

+ Nguồn điện than: Các nhà máy nhiệt điện than sử dụng công nghệ cũ sẽ dừng hoạt động (dự kiến sau 40 năm vận hành), định hướng chuyển dần sang sử dụng nhiên liệu sinh khối/ammonia sau 20 năm vận hành với tỷ lệ đốt kèm từ 20%, tăng dần lên 100%.

Dự thảo Quy hoạch điện VIII đã ước tính nhu cầu hydrogen để thay thế khí đốt và sản xuất ammonia để thay thế than là khoảng 40 triệu tấn vào năm 2050. Trong đó, khoảng 33 triệu tấn hydrogen xanh được sản xuất bằng công nghệ điện phân từ các nguồn điện gió và điện mặt trời.

Việc giảm phát thải CO₂ là yêu cầu bắt buộc đối với các nhà máy đạm trong tương lai, thị trường hydrogen xanh và ammonia xanh được dự báo sẽ tăng trưởng mạnh. Do đó, cần xem xét, đánh giá khả năng sản xuất, sử dụng nguồn hydrogen xanh thay thế hydrogen xám tại các nhà máy đạm, để từng bước chuẩn bị cho lộ trình sản xuất xanh, giảm phát thải khí gây hiệu ứng nhà kính. Bài báo này nghiên cứu khả năng tích hợp về mặt kỹ thuật công nghệ và đánh giá hiệu quả kinh tế sơ bộ việc sản xuất và sử dụng nguồn hydrogen xanh tại Nhà máy Đạm Cà Mau.

2. Các nguồn năng lượng tái tạo có thể sử dụng để sản xuất hydrogen xanh tại Nhà máy Đạm Cà Mau

- Định hướng phát triển nguồn năng lượng tái tạo tại Việt Nam

Hydrogen xanh được sản xuất từ nguồn điện tái tạo qua quá trình điện phân nước. Giai đoạn 2018 - 2020, Việt Nam đã chứng kiến sự phát triển mạnh của năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện mặt trời và điện gió, từng bước góp phần vào việc giảm phát thải khí nhà kính và tăng tính chủ động trong việc cung cấp điện tại Việt Nam. Theo dự thảo Quy hoạch điện VIII, điện tái tạo sẽ chiếm vị trí đáng kể trong tổng công suất lắp đặt toàn quốc. Điện gió trên

bờ tăng đạt 14.425 MW (10,7%) vào năm 2030, lên đến 66.050 MW (13,2%) vào năm 2050; điện gió ngoài khơi tăng đạt 4.000 MW (3%) vào năm 2030 lên tới 87.500 MW (17,4%) vào năm 2050; điện mặt trời tập trung đạt 8.736 MW (6,5%) vào năm 2030, lên đến 136.323 MW (27,2%) vào năm 2050. Tỷ trọng điện năng từ các nguồn năng lượng tái tạo (ngoài thủy điện) trong tổng điện năng sản xuất tăng từ 21,6% năm 2030 lên đến 59% năm 2050 [3, 4].

Như vậy, có thể thấy rằng nguồn điện tái tạo được dự kiến lắp đặt, sản xuất và tiêu thụ ở Việt Nam đã và sẽ tăng trưởng rất mạnh. Các dự án sử dụng nguồn điện tái tạo để sản xuất hydrogen và ammonia xanh được khuyến khích và không nằm trong Quy hoạch điện VIII.

- Nguồn năng lượng tái tạo tiềm năng tại khu vực

Cà Mau là địa phương có tiềm năng về điện tái tạo lớn ở khu vực Đồng bằng sông Cửu Long. Hiện nay, các nhà máy điện gió tại tỉnh Cà Mau đã được đưa vào vận hành như: Tân Thuận 1, Tân Thuận 2 và Tân An với tổng công suất lắp đặt 100 MW. Công suất này thấp hơn nhiều so với công suất điện gió và điện mặt trời theo quy hoạch (lên đến 11.990 MW vào năm 2030) và công suất tiềm năng kỹ thuật (lên đến 25.323 MW trong đó điện gió 22.621 MW). Công suất điện tái tạo chưa xây dựng còn rất lớn sẽ là cơ hội để các nhà đầu tư xem xét tiềm năng phát triển dự án sản xuất điện tái tạo phục vụ sản xuất các sản phẩm hydrogen xanh, ammonia xanh.

3. Công nghệ sản xuất hydrogen xanh tích hợp vào Nhà máy Đạm Cà Mau

Hiện nay, có nhiều công nghệ sản xuất hydrogen từ các nguồn nguyên liệu khác nhau. Tuy nhiên, đối với sản xuất hydrogen xanh, xét về khía cạnh thị phần, mức độ trưởng thành công nghệ... có 2 loại công nghệ chính được ứng dụng chủ yếu là công nghệ điện phân và khí hóa sinh

khối. Công nghệ khí hóa sinh khối hiện nay vẫn còn có hạn chế về kỹ thuật liên quan đến quy mô, tính chất nguồn nguyên liệu đầu vào... và thường được ứng dụng ở khu vực có tiềm năng lớn về sinh khối. Công nghệ điện phân đang dần được ứng dụng rộng rãi trên thế giới.

Đối với công nghệ điện phân, có 4 phương pháp điện phân thông dụng: (i) Điện phân dung môi kiềm (ALK); (ii) Điện phân sử dụng màng trao đổi proton (PEM); (iii) Điện phân sử dụng bình điện phân bằng oxide rắn (SOE) và (iv) Công nghệ sử dụng màng trao đổi anion (AEM). Trong đó, ALK và PEM là 2 công nghệ được sử dụng chủ yếu hiện nay.

Do đã được phát triển sớm, công nghệ ALK hiện nay được sử dụng phổ biến nhất (61%), trong khi đó công nghệ PEM đang cạnh tranh quyết liệt (31%) [5]. Công nghệ PEM có lợi thế hơn so với công nghệ ALK như: khả năng kết nối điện tái tạo, khả năng hỗ trợ cân bằng hệ thống điện, mật độ dòng điện cao hơn, phạm vi hoạt động lớn hơn và độ tinh khiết sản phẩm cao hơn [6]. Công nghệ PEM được duy trì ở chế độ stand-by nên giảm tiêu thụ lượng điện năng khi phải khởi động lại. Bảng 1 so sánh một số đặc điểm vận hành giữa công nghệ PEM và công nghệ ALK [7].

Nhược điểm lớn nhất của PEM là độ bền của các điện cực và chi phí đầu tư cao do sử dụng các nguyên vật liệu như: titanium, iridium, platinum [8]. Mặc dù chi phí đầu tư

Bảng 1. Đặc điểm vận hành của công nghệ PEM và ALK. Nguồn: IRENA, 2019

	Công nghệ ALK	Công nghệ PEM
Khoảng phụ tải	15 - 100%	0 - 160%
Khởi động	1 - 10 phút	1 giây - 5 phút
Tăng/giảm lưu lượng	0,2 - 20%/giây	100%/giây
Ngừng máy	1 - 10 phút	Giây

công nghệ PEM cao nhưng với ưu điểm trên và tiềm năng của công nghệ này, công nghệ PEM được dự báo là xu hướng trong tương lai. Sơ đồ công nghệ sản xuất hydro xanh theo công nghệ PEM được thể hiện ở Hình 2.

4. Phương án kỹ thuật tích hợp hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau

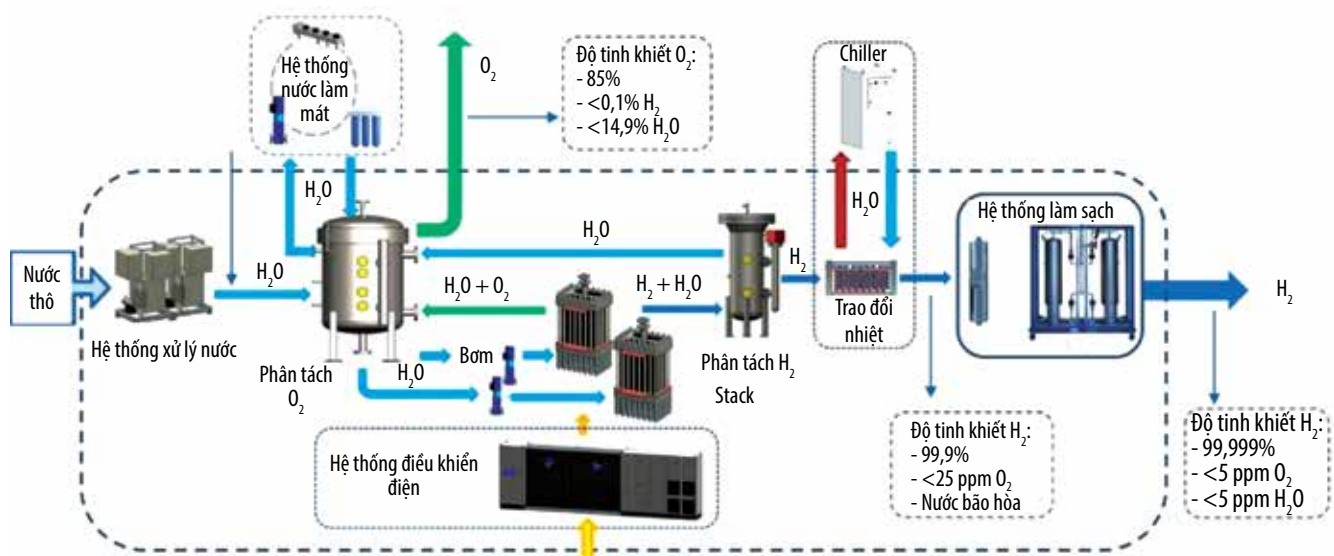
Phương án tích hợp được đề xuất cho Nhà máy Đạm Cà Mau là lắp đặt hệ thống sản xuất hydrogen xanh tại khu đất dành cho mở rộng để chủ động trong việc sản xuất, vận hành và giảm chi phí vận chuyển hydrogen xanh. Giá định cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện từ năng lượng tái tạo với khách hàng sử dụng điện (DPPA) được chấp nhận và triển khai nên hệ thống điện cung cấp cho phân xưởng điện phân sẽ được kết nối với điện từ năng lượng tái tạo thông qua mạng lưới điện trung gian của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN). Hiện tại, cơ chế này đang trong giai đoạn hoàn thiện để triển khai thí điểm trước khi áp dụng chính thức [9].

Một số giả định tính toán liên quan đến cụm sản xuất hydrogen xanh như sau:

- Thời gian vận hành phân xưởng điện phân là 8.000 giờ đáp ứng số giờ vận hành của Nhà máy Đạm Cà Mau;
- Tiêu hao sản xuất 1 tấn hydrogen xanh tham khảo báo cáo kinh tế kỹ thuật sản xuất hydrogen xanh của IHS Markit [10]:

- + Điện: 51,8 MWh;
- + Nước khử khoáng: 11,1 tấn;

Sơ đồ tích hợp sản xuất hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau được thể hiện ở Hình 3.



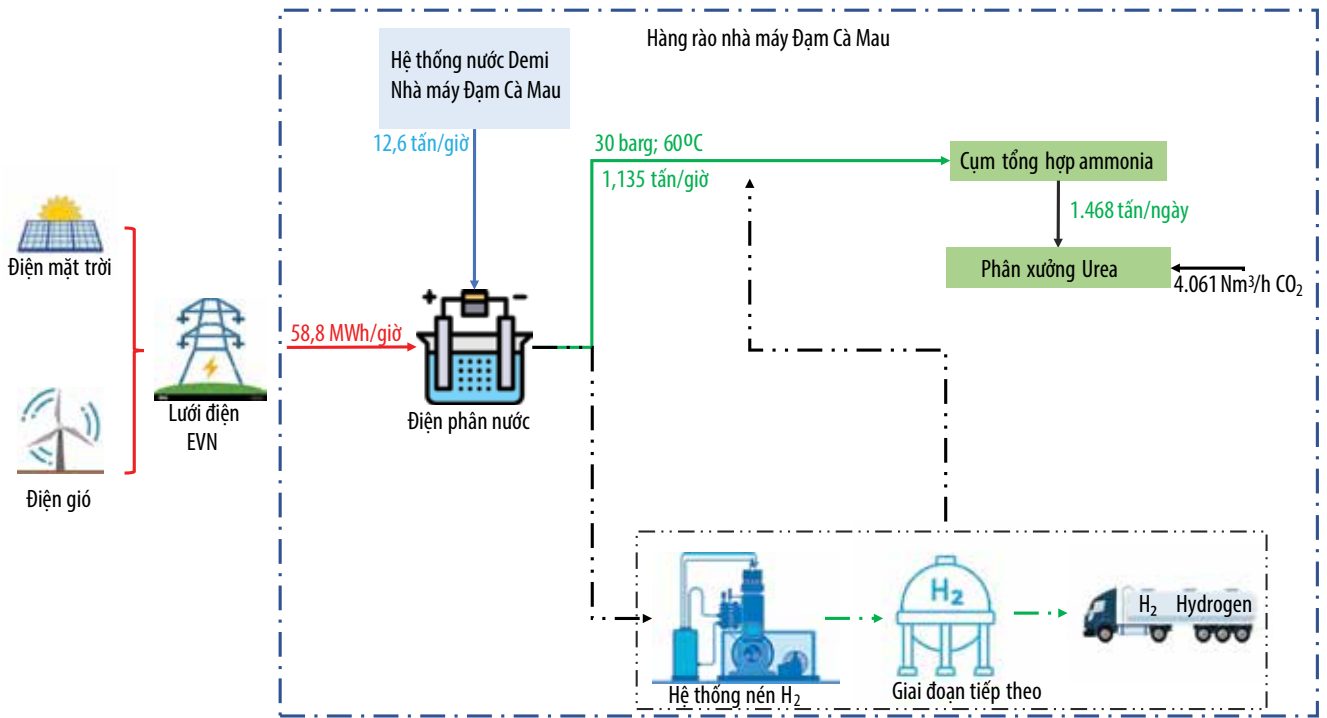
Hình 2. Sơ đồ công nghệ sản xuất hydrogen xanh theo công nghệ PEM. Nguồn: Plug Power, 2021.

Vị trí kết nối và cung cấp hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau được thể hiện ở Hình 4. Dòng hydrogen xanh sẽ được kết nối với dòng khí tổng hợp bổ sung từ cụm reforming, để làm dòng đầu vào máy nén khí tổng hợp trước khi vào cụm tổng hợp ammonia.

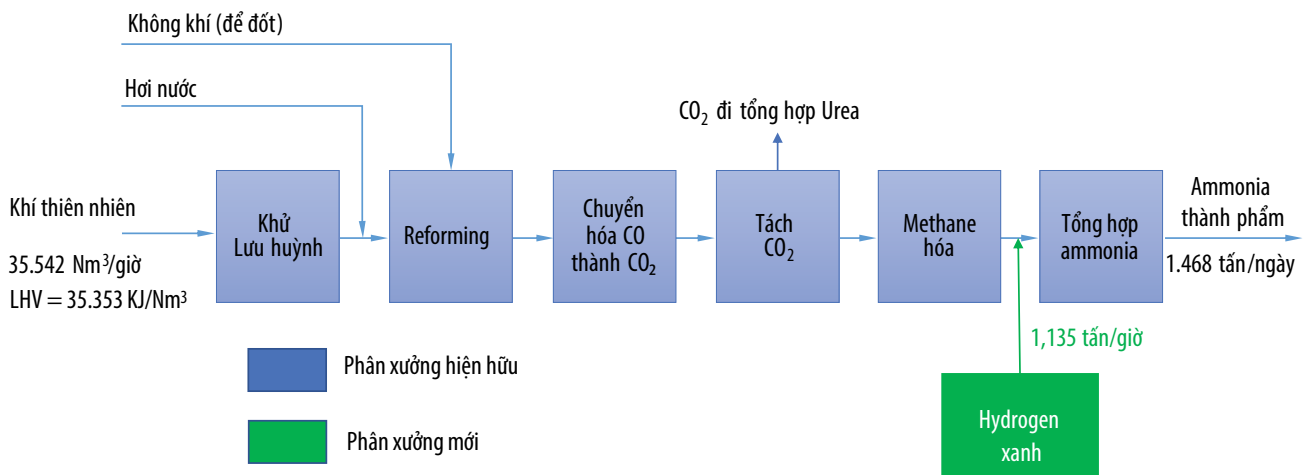
Việc tích hợp sản xuất hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau phụ thuộc vào khả năng thay thế nguồn khí thiên nhiên hiện hữu đồng thời hạn chế tối đa việc thay đổi cấu hình, cải hoán và giảm tối thiểu đầu tư mới. Kết quả tính toán được so sánh và đánh giá theo số liệu vận hành của phương án cơ sở (PACS) được xây dựng dựa trên các dữ liệu hoạt động của Nhà máy Đạm Cà Mau vào tháng 8/2019 (đã được cập nhật và đánh giá lại vào tháng 12/2021).

Để tích hợp sản xuất hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau hiện hữu, tiến hành mô phỏng quy trình công nghệ và thực hiện các bước giảm tải công suất cụm front-end Phân xưởng ammonia và duy trì lưu lượng dòng khí công nghệ đáp ứng đủ hàm lượng nitrogen đảm bảo công suất cụm tổng hợp ammonia hoạt động đủ tải (1.468 tấn/ngày). Khi đó, lượng hydrogen xám trong khí tổng hợp được sản xuất từ cụm reforming sẽ giảm và được bù bằng hydrogen xanh từ cụm điện phân.

Kết quả đánh giá sơ bộ về mặt kỹ thuật khi tích hợp sản xuất hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau và giải pháp khắc phục được thể hiện ở Bảng 2.



Hình 3. Sơ đồ tích hợp sản xuất hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau.



Hình 4. Vị trí kết nối hydrogen xanh vào cụm tổng hợp ammonia của Nhà máy Đạm Cà Mau.

Đánh giá sơ bộ cho thấy, trên cơ sở hạn chế tối đa các cải hoán và đầu tư mới, lượng khí thiên nhiên tiêu thụ giảm ~15% (2.331.690 MMBtu/năm theo HHV dựa trên khí nguyên liệu và nhiên liệu cung cấp cho phân xưởng ammonia) và tích hợp ~10% hydrogen xanh so với phương án cơ sở. Kết quả đánh giá này phù hợp với khuyến cáo sơ bộ ban đầu của nhà bản quyền Haldor Topsoe. Tuy nhiên, lượng CO₂ sẽ thiếu khoảng 4.061 Nm³/giờ và cần nguồn cung khác để đảm bảo công suất phân xưởng urea chạy đầy tải. Hơi quá nhiệt HHP được sản xuất giảm do giảm nhiên liệu cụm reforming, khi đó, có thể điều chỉnh giảm lượng hơi trích ly và tăng lượng hơi ngưng tụ tại turbine hơi 10-STK-4031 (loại trích ly và ngưng tụ) để bù công suất hơi HHP thiếu hụt. Tiến hành bù hơi HP (~ 51,2 tấn/giờ) theo 1 trong 2 phương án sau:

- Tăng công suất lò hơi HP F29101 hiện hữu từ 70 tấn/giờ lên khoảng 121,2 tấn/giờ. Khi đó, tiêu thụ khí thiên nhiên sẽ tăng.
- Bổ sung hơi HP với lưu lượng khoảng 51,2 tấn/giờ thông qua lò hơi đốt than/biomass.

Khi tích hợp hydrogen xanh với lượng sử dụng lớn hơn 10%, có thể sẽ gặp phải vấn đề kỹ thuật công nghệ như:

- Không đủ nhiệt để đảm bảo nhiệt độ cho cụm reforming sơ cấp (nhiệt độ dòng khí ở đầu ra ~ 740 - 780°C) nhằm đảm bảo độ chuyển hóa CH₄.
- Không đảm bảo nhiệt độ cho dòng không khí công nghệ (>

Bảng 2. Kết quả đánh giá sơ bộ phương án tích hợp hydrogen xanh so với phương án cơ sở tại Nhà máy Đạm Cà Mau

Mô tả	Đơn vị	Giá trị
Lượng hydrogen xanh thay thế khí thiên nhiên hiện hữu (theo năng lượng)	%	15
Lượng hydrogen xám giảm	Nm ³ /giờ	12.719
	kg/giờ	1.135
Hơi HHP thiếu hụt	kg/giờ	35.386
Lượng CO ₂ thiếu hụt	Nm ³ /giờ	4.061
Lượng N ₂ thiếu hụt	Nm ³ /giờ	0

Bảng 3. Tổng mức đầu tư sơ bộ dự án sản xuất và tích hợp hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau

TT	Mô tả	Chi phí
		(đồng)
1	Chi phí bồi thường, hỗ trợ và tái định cư	0
2	Chi phí xây dựng	339.075.836.136
3	Chi phí thiết bị	1.424.118.511.773
4	Chi phí quản lý dự án	21.080.259.926
5	Chi phí tư vấn đầu tư xây dựng	246.047.418.701
6	Chi phí khác	378.978.041.225
7	Chi phí dự phòng	289.116.008.131
8	Tổng đầu tư cố định	2.698.416.075.892
9	Tổng mức đầu tư chưa thuế	2.916.987.778.040
10	Thuế giá trị gia tăng	291.698.777.804
11	Tổng mức đầu tư bao gồm thuế giá trị gia tăng	3.208.686.555.844

500°C) thực hiện quá trình cháy hết, sẽ gây dư oxygen và gây ăn mòn cụm thiết bị phía sau.

- Do điều chỉnh STK-4031 để bù lượng hơi HP thay vì HHP (giảm chi phí và tối ưu) nên càng giảm lượng hơi trích ly sẽ càng tăng lượng ngưng tụ. Công suất thiết bị ngưng tụ hơi E-401 khá lớn và gần chạm giá trị thiết kế.

Như vậy, nếu tăng thêm lượng hydrogen xanh được sử dụng, ngoài bổ sung các nhu cầu về CO₂ (đảm bảo công suất urea) và hơi HHP, cần bổ sung thêm các thiết bị gia nhiệt để đảm bảo nhiệt cho các dòng công nghệ đi vào cụm reformer thực hiện phản ứng hiệu quả. Phương án này được đánh giá là không phù hợp vì chi phí đầu tư cao. Trong giai đoạn tiếp theo, cần có đánh giá chi tiết tổng thể Nhà máy Đạm Cà Mau bao gồm các hệ thống phụ trợ để xác định chính xác các thông số kỹ thuật công nghệ của Dự án.

5. Hiệu quả kinh tế sơ bộ sử dụng hydrogen xanh tại Nhà máy Đạm Cà Mau

5.1. Tổng mức đầu tư sơ bộ

Tổng mức đầu tư của Dự án tích hợp sản xuất hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau được thể hiện ở Bảng 3. Tổng mức đầu tư không bao gồm chi phí về đầu tư lò hơi HP của đơn vị cung cấp hơi.

Như vậy, tổng mức đầu tư trước thuế dự kiến khoảng 2.917 tỷ đồng (tương đương khoảng 125 triệu USD), tổng mức đầu tư sau thuế dự kiến khoảng 3.209 tỷ đồng (tương đương khoảng 137 triệu USD).

5.2. Hiệu quả kinh tế

Hiệu quả kinh tế của Dự án được xác định dựa trên phần chênh lệch về tăng/giảm các chi phí (cố định và biến đổi) của Nhà máy Đạm Cà Mau hiện hữu và hệ thống thiết bị mới đầu tư trừ đi chi phí đầu tư bổ sung, được xác định theo công thức sau:

$$NPV = \sum_{k=1}^n PV(\Delta \text{chi phí}) - CP \text{ đầu tư}$$

Trong đó:

n: Vòng đời của dự án;

PV: Hiện giá dòng tiền chênh lệch chi phí của từng năm vận hành.

Các giả định về giá

- Giá khí: Giá khí áp dụng tại Nhà máy Đạm Cà Mau là giá khí mua từ nguồn của Petronas (kể từ năm 2030).

- Giá điện tái tạo mua từ lưới: Giá điện tái tạo sử dụng cho dự án, dự kiến vận hành từ năm 2030, hiện chưa có cơ chế. Để có cơ sở tính toán, giá FIT từ năng lượng mặt trời (7,09 cent/kWh) được sử dụng và trượt giá giảm 1%/năm từ năm 2020 (theo xu hướng giảm suất đầu tư từ năm 2030 - 2050).

- Giá khí CO₂ được giả định thu hồi từ nguồn khói thải của Nhà máy Đạm Cà Mau và ước tính theo giá thành sản xuất CO₂ từ công đoạn thu hồi CO₂ từ khói thải (CDRP) tại Nhà máy Đạm Phú Mỹ.

- Hiệu quả kinh tế

Kết quả tính toán các thông số tài chính của dự án tích hợp sản xuất hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau được trình bày ở Bảng 4.

Như vậy, Dự án không đạt hiệu quả về mặt kinh tế khi IRR < IRRmin và NPV âm. Để Dự án hòa vốn (NPV = 0), phân tích độ nhạy cho thấy:

- Giá điện từ năng lượng tái tạo (cung cấp cho phân xưởng điện phân sản xuất hydrogen): Giảm 84% (tức là khoảng 5,36 cent/kWh

vào năm 2030 và trung bình cả dự án là 4,86 cent/kWh).

- Khi giá khí tăng 11% (khoảng 15,91 USD/MMBtu vào năm 2030 hoặc trung bình cả đời dự án là 18,6 USD/MMBtu).

Và để Dự án có hiệu quả (IRR = IRRmin), kết quả phân tích độ nhạy cho thấy:

- Khi giá điện từ năng lượng tái tạo giảm khoảng 69% (tức là trung bình khoảng 4,02 cent/kWh cho cả đời Dự án).

- Khi giá khí tăng 21% (tương đương khoảng 23,1 USD/MMBtu vào năm 2030, và trung bình cả đời Dự án là 26,3 USD/MMBtu).

6. Kết luận và khuyến nghị

Sản xuất hydrogen xanh là xu hướng tất yếu của thế giới trong tương lai và việc sản xuất hydrogen xanh tại Cà Mau là khả thi về nguồn điện tái tạo khi khu vực này có tiềm năng lớn về điện gió và điện mặt trời lớn, công suất khai thác hiện còn nhỏ so với quy hoạch.

Xét về mặt kỹ thuật có thể tích hợp 10% hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau mà không làm ảnh hưởng lớn đến cấu hình công nghệ của phân xưởng ammonia hiện hữu. Khi đó, cần xem xét các giải pháp để bổ sung nguồn CO₂ và hơi HP thiếu hụt.

Dự án tích hợp có tổng mức đầu tư sau thuế là 3.209 tỷ đồng (tương đương khoảng 137 triệu USD). Đánh giá về mặt kinh tế cho thấy dự án tích hợp hydrogen xanh là chưa khả thi và chỉ nên xem xét khi nguồn điện năng tái tạo giảm mạnh, khoảng 84% hoặc giá khí tăng khoảng 11%.

Để các nhà máy đạm có thể sản xuất và sử dụng hydrogen xanh, cạnh tranh với hydrogen xám thì việc áp dụng các cơ chế chính sách khuyến khích đầu tư sản xuất xanh như DPPA, thị trường carbon và chính sách thuế carbon, ưu đãi thuế trong đầu tư xây dựng... là rất cần thiết.

Tài liệu tham khảo

[1] Ron Beck, "Optimizing carbon capture, utilization and storage to meet ambitious sustainability goals", *Aspen Technology*, 2022.

Bảng 4. Báo cáo tài chính phương án tích hợp sản xuất hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau.

Hạng mục	Đơn vị	Giá trị trung bình năm
Doanh thu	tỷ đồng	1.502,4
Doanh thu từ khí thiên nhiên được thay thế	tỷ đồng	1.463,2
Doanh thu từ nước HHP BFW giảm sau khi dùng hydrogen xanh	tỷ đồng	39,2
Chi phí	tỷ đồng	1.271,2
Chi phí mua hơi nước HP từ đối tác	tỷ đồng	242,6
Chi phí tiêu thụ điện tái tạo cho phân xưởng điện phân	tỷ đồng	919,1
Chi phí nước demi cấp cho phân xưởng điện phân	tỷ đồng	3,5
Chi phí nước sông làm mát cấp cho phân xưởng điện phân	tỷ đồng	4,4
Chi phí CO ₂ nhập từ bên ngoài	tỷ đồng	101,6
Chi phí khác	tỷ đồng	-
Lợi nhuận trước thuế bao gồm lãi vay, thuế và chưa trừ khấu hao (EBITDA)	tỷ đồng	231,1
Khấu hao	tỷ đồng	131,9
Lợi nhuận trước lãi vay và thuế (EBIT)	tỷ đồng	99,2
Lãi vay	tỷ đồng	52,6
Lợi nhuận trước thuế (EBT)	tỷ đồng	46,6
Thu nhập chịu thuế	tỷ đồng	195,8
Thuế thu nhập doanh nghiệp	tỷ đồng	39,2
Lợi nhuận sau thuế	tỷ đồng	7,4
Hiệu quả kinh tế		
IRR	%	2,5%
NPV	tỷ đồng	-1.255
NPV @ IRRmin	tỷ đồng	-1.711
Thời gian thu hồi vốn		17 năm 9 tháng

[2] Cục Biến đổi khí hậu, “Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2050: Thích ứng với biến đổi khí hậu và thực hiện mục tiêu phát thải ròng bằng “0” là cơ hội để phát triển bền vững, ưu tiên cao nhất trong các quyết sách phát triển”, 30/7/2022. [Online]. Available: <http://www.dcc.gov.vn/tin-tuc/3814/Chien-luoc-quoc-gia-ve-bien-doi-khi-hau-giai-doan-den-nam-2050-Thich-ung-voi-bien-doi-khi-hau-va-thuc-hien-muc-tieu-phat-thai-rong-bang-0-la-co-hoi-de-phat-trien-ben-vung,-uu-tien-cao-nhat-trong-cac-quyet-sach-phat-trien.html>.

[3] Bộ Công Thương, “Tờ trình về việc phê duyệt Đề án Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050”, Tờ trình số 6328/TTr-BCT, 13/10/2022.

[4] Marco Breu, Antonio Castellano, Jonathan Deffarges, và An Nguyễn, “Capturing the wind: Renewable energy opportunities in Vietnam”, McKinsey&Company, 1/11/2021. [Online]. Available: <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/capturing-the-wind-renewable-energy-opportunities-in-vietnam>.

[5] IEA, “Global Hydrogen Review 2021”, 2022.

[6] Seyed Ehsan Hosseini and Mazlan Abdul Wahid, “Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources: Promising green energy carrier for clean development”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 57, pp. 850 - 866, 2016. DOI: 10.1016/j.rser.2015.12.112.

[7] IRENA, “Innovation landscape brief: Renewable power-to-hydrogen”, 2019.

[8] Aldo Saul Gago, Jörg Bürkle, Philipp Lettenmeier, Tobias Morawietz, Michael Handl, Renate Hiesgen, Fabian Burggraf, Pilar Angel Valles Beltran and Kaspar Andreas Friedrich, “Degradation of proton exchange membrane (PEM) electrolysis: The influence of current density”, *ECS Transactions*, Vol. 86, No. 13, 2018.

[9] Báo Điện tử Chính phủ, “Thí điểm mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện với khách sử dụng điện lớn”, 2022. [Online]. Available: <https://baohinhphu.vn/thi-diem-mua-ban-dien-truc-tiep-giua-don-vi-phat-dien-voi-khach-su-dung-dien-lon-102220509160349789.htm>.

[10] IHS Markit, “PEP Yearbook”, 2021.

THE POSSIBILITY OF INTEGRATING GREEN HYDROGEN INTO CA MAU FERTILIZER PLANT

Le Duong Hai¹, Truong Van Nhan¹, Tran Vinh Loc¹, Nguyen Thi Chau Giang¹
 Nguyen Huynh Hung My¹, Nguyen Minh Hieu², Huynh Minh Thuan¹

¹Vietnam Petroleum Institute

²Petrovietnam Fertilizer and Chemicals Corporation

Email: haild.pvpro@vpi.pvn.vn

Summary

The trend of energy transition, reduction of greenhouse gas emissions reduction and production of green products production including green hydrogen is strongly developing in the world and is expected to grow in Vietnam after 2030 when the Vietnamese Government implements mechanisms and policies to implement fulfill the commitment to achieve net zero CO₂ emissions by 2050.

According to VPI's research results, Ca Mau Fertilizer Plant can integrate the production and use of 10% green hydrogen to reduce natural gas consumption and CO₂ emissions with the total after-tax investment of about 3,209 billion VND (equivalent to about 137 million USD). In order for the plants to invest in production and use of green hydrogen, competing with gray hydrogen, it is necessary to have mechanisms and policies to promote the production and consumption of green hydrogen such as DPPA, carbon market and carbon tax policy, tax incentives in project construction investment.

Key words: Integration, green hydrogen, renewable energy, Ca Mau Fertilizer Plant.

QUAN HỆ ĐỐI TÁC CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG CÔNG BẰNG VÀ NHỮNG THÁCH THỨC ĐẶT RA CHO NGÀNH NĂNG LƯỢNG VIỆT NAM

Đặng Thị Thúy Hạnh¹, Trương Như Tùng¹, Đặng Thanh Tùng²

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: hanhdt@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.12-05>

Tóm tắt

Ngày 14/12/2022, Việt Nam và Nhóm Đối tác Quốc tế (International Partners Group - IPG) đã khởi động Thỏa thuận Đối tác chuyển dịch năng lượng công bằng (Just Energy Transition Partnership - JETP). Tham gia vào IPG gồm có: Đan Mạch, Đức, Pháp, Liên minh châu Âu (EU), Vương quốc Anh, Nhật Bản, Italy, Canada, Na Uy và Mỹ. Sau Nam Phi và Indonesia, Việt Nam là quốc gia thứ ba đạt được thỏa thuận thành lập JETP.

Bài viết giới thiệu thông tin và các nội dung chính của JETP, cũng như phân tích những vấn đề liên quan cần được cân nhắc khi triển khai JETP tại Việt Nam nhằm đạt được mục tiêu của Hiệp định Paris đúng thời điểm đồng thời đảm bảo hiệu quả kinh tế - xã hội và bảo đảm an ninh năng lượng phù hợp với chính sách của Việt Nam.

Từ khóa: Chuyển dịch năng lượng, Đối tác chuyển dịch năng lượng công bằng (JETP).

1. Giới thiệu

"Đối tác chuyển dịch năng lượng công bằng" (JETP) là cơ chế hợp tác tài chính mới với mục đích giúp một số nền kinh tế mới nổi phụ thuộc nhiều vào than đá thực hiện quá trình chuyển sang sử dụng năng lượng sạch một cách công bằng. Mục tiêu là hỗ trợ các lộ trình tự xác định của các quốc gia này khi họ ngừng sản xuất và tiêu thụ than đồng thời giải quyết các hậu quả xã hội liên quan, như là đảm bảo được đào tạo và tạo việc làm cho những người lao động bị ảnh hưởng và tạo ra các cơ hội kinh tế mới cho các cộng đồng bị ảnh hưởng [1].

JETP đầu tiên được công bố tại Hội nghị các bên về biến đổi khí hậu lần thứ 26 của Liên hợp quốc (COP26) ở Glasgow, theo đó Nam Phi được Pháp, Đức, Vương quốc Anh, Mỹ và EU hứa tài trợ 8,5 tỷ USD. Sau Nam Phi sẽ là JETP với các quốc gia khác, bao gồm Indonesia, Việt Nam, Ấn Độ (dự kiến vào tháng 7/2023) và Senegal.

Mặc dù toàn bộ G7 sẽ tham gia đàm phán cho mỗi quan hệ đối tác, đối với mỗi quan hệ đối tác tiềm năng sẽ có 2 quốc gia điều phối chính (Hình 1).

Một số nguyên tắc chung của JETP [2]:

- Khuyến khích các quốc gia chủ động cùng với cam kết hỗ trợ từ các nước đối tác trong chuyển dịch năng lượng;
- Đẩy nhanh các nguồn lực tài chính và kỹ thuật thông qua các công cụ thích hợp bao gồm các khoản vay ưu đãi, bảo lãnh và viện trợ không hoàn lại để giảm chi phí chuyển dịch năng lượng cho người dân và hiện đại hóa lưới điện;
- Xây dựng dựa trên đối thoại thực tế, do quốc gia chủ trì và hướng tới các giải pháp xuất phát từ đánh giá dữ liệu quốc gia và hợp tác với các tổ chức có liên quan;
- Tập trung hơn vào việc đạt được các mục tiêu phát triển bền vững, dựa trên khả năng tiếp cận năng lượng và cơ hội việc làm (bao gồm cả thanh niên và phụ nữ), đồng thời thu hút các ngành công nghiệp mới và vườn ươm sáng tạo.

2. Bối cảnh tại Việt Nam, Indonesia và Nam Phi trước JETP

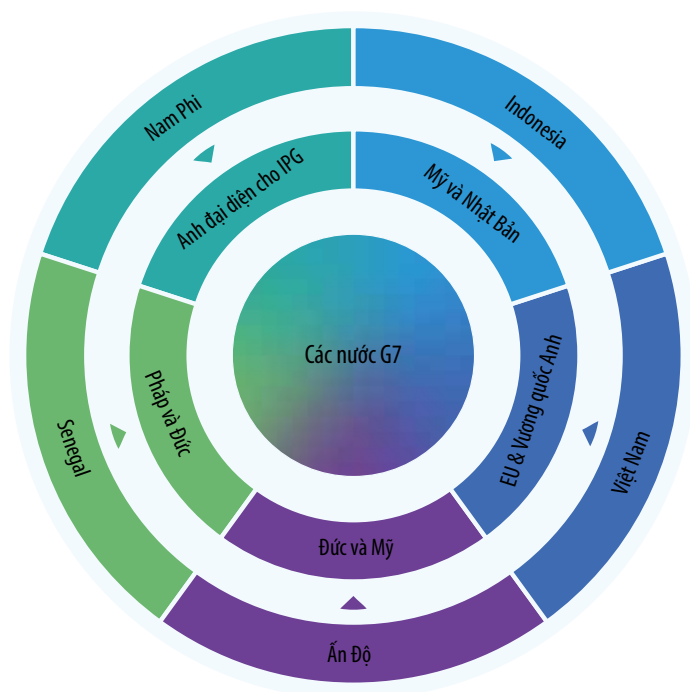
2.1. Việt Nam

Ngành năng lượng ở Việt Nam chủ yếu do Chính phủ quản lý thông qua Bộ Công Thương và được điều hành bởi các tập đoàn lớn của Nhà nước. Trong đó, Tập đoàn



Ngày nhận bài: 15/12/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 15 - 23/12/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 26/12/2022.



Hình 1. Cấu trúc các quốc gia trong JETP [2].

Điện lực Việt Nam (EVN) là nhà sản xuất điện lớn nhất Việt Nam; đồng thời giữ vị trí độc quyền trong truyền tải, phân phối và vận hành hệ thống điện, cũng như chiếm tỷ trọng lớn trên thị trường phát điện. Sản lượng điện của Việt Nam năm 2021 đạt 256,73 TWh, trong đó thủy điện (28,5%), các nguồn năng lượng tái tạo khác (12,27%) khí đốt tự nhiên (9,3%) và than đá (32,2%) là những nguồn năng lượng chính để phát điện [3].

Theo Đóng góp do quốc gia tự quyết định (NDC), ước tính tổng lượng phát thải của Việt Nam năm 2020 là 528,4 triệu tấn CO₂ tương đương. Ngành năng lượng chiếm 66% (347,5 triệu tấn), điện sản xuất 39 % (207,5 triệu tấn) [4].

Theo dự thảo Đề án Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2045 (Quy hoạch điện VIII) về cơ cấu năng lượng, công suất lắp đặt điện than vào năm 2030 còn 36,327 GW và vào năm 2045 là 29,337 GW và 6,99 GW điện than đốt kèm sinh khối/ammonia theo phương án cơ sở và phương án cao [5].

Điện khí sử dụng khí trong nước là nguồn điện chủ động tin cậy, đóng vai trò quan trọng trong an ninh năng lượng, đạt mức lớn nhất vào 2030, sau đó khoảng một nửa được duy trì, phần còn lại chuyển sang LNG sau đó là hydrogen hoàn toàn. Điện khí sử dụng LNG nhập khẩu đạt mức cao nhất năm 2035 sau đó sẽ chuyển sang đốt kèm hydrogen và hydrogen thay thế hoàn toàn. An ninh năng lượng buộc phải được tăng cường do tác động của COP26 và xung đột Liên bang Nga - Ukraine.

Đến năm 2045, công suất lắp đặt của các nguồn năng lượng tái tạo và thủy điện sẽ chiếm tỷ trọng rất cao là 68,5% tổng công suất đặt của toàn hệ thống điện. Ngoài ra, các

nguồn điện gió ngoài khơi còn có nhiệm vụ sản xuất hydrogen hay ammonia xanh để tích trữ năng lượng làm nhiên liệu cho các nhà máy nhiệt điện chủ động phát điện, không phụ thuộc vào thời tiết.

2.2. Indonesia

Indonesia là quốc gia đông dân thứ 4 trên thế giới và là nước tiêu thụ năng lượng lớn thứ 12 trên thế giới. Than trở thành nhiên liệu chiếm ưu thế trong sản xuất điện ở Indonesia trong 2 thập kỷ qua. Vào năm 2021, sản lượng điện than đạt gần 190 TWh, chiếm gần 2/3 sản lượng điện của Indonesia. Trong cùng thời kỳ, điện dầu chỉ chiếm khoảng 3%, điện khí đạt khoảng 50 TWh, các nguồn thủy điện, năng lượng sinh học và địa nhiệt cung cấp gần 60 TWh, tương ứng với 1/5 tổng sản lượng điện. Sản lượng điện gió và mặt trời chỉ đóng góp 1 TWh.

Vào năm 2021, lượng khí thải của ngành năng lượng vào khoảng 600 triệu tấn CO₂ (trong đó ngành điện đóng góp gần 250 triệu tấn CO₂) khiến Indonesia trở thành nước phát thải từ quá trình đốt cháy nhiên liệu lớn thứ 9 trên thế giới. Tuy nhiên, lượng khí thải CO₂ từ năng lượng theo bình quân đầu người chỉ là 2 tấn, bằng một nửa mức trung bình toàn cầu. Ngành điện được dự kiến đạt mức phát thải cao nhất vào năm 2037 [6].

2.3. Nam Phi

Nam Phi là một quốc gia có thu nhập trung bình, 55% dân số dưới mức nghèo, nhưng về nhiều phương diện là một quốc gia phát triển. Với nguồn tài nguyên than dồi dào, quốc gia này trở thành quốc gia phát thải khí nhà kính lớn thứ 13 thế giới vào năm 2020 với lượng phát thải khoảng 435 triệu tấn CO₂. Cho đến nay, Nam Phi là quốc gia phát thải nhiều nhất ở châu Phi [7]. Cơ sở hạ tầng sản xuất năng lượng của đất nước chủ yếu dựa vào than đá, với 85% sản lượng điện của đất nước từ than đá. Ngành điện đóng góp chính vào phát thải khí nhà kính ở Nam Phi, chiếm 41% lượng khí thải CO₂ của nước này, 15 nhà máy nhiệt điện than, với tuổi đời trung bình là 41 năm, cung cấp 38,7 GW trong tổng công suất lắp đặt 52,5 GW của cả nước [8].

Do đó, ngành điện và công ty độc quyền thuộc sở hữu nhà nước, Eskom, là trung tâm của quá trình chuyển dịch năng lượng của Nam Phi, mặc dù các sáng kiến trong lĩnh vực giao thông và công nghiệp như chuyển sang sử dụng xe điện và hydrogen xanh

sẽ trở nên quan trọng khi quá trình chuyển dịch trở nên sâu rộng. Theo NDC Nam Phi cập nhật tháng 3/2021, giảm phạm vi phát thải mục tiêu từ 398 - 614 triệu tấn CO₂ tương đương vào năm 2025 và 2030 xuống 398 - 510 triệu tấn CO₂ tương đương vào năm 2025 và 350 - 420 triệu tấn CO₂ tương đương vào năm 2030.

Rào cản chính cho chuyển dịch năng lượng ở Nam Phi là kiểu thị trường mua bán điện và khủng hoảng tài chính của Eskom. Nếu không có các đơn vị Eskom (được tách ra) khả thi về tài chính có thể đóng vai trò là đối tác mua điện đáng tin cậy, huy động vốn và nhanh chóng đầu tư vào cơ sở hạ tầng truyền tải và phân phối mới, thì việc đẩy nhanh chuyển dịch năng lượng như yêu cầu sẽ không thể thực hiện được và Nam Phi sẽ buộc phải tiếp tục dựa vào điện than [7].

3. Triển khai theo khuôn khổ JETP và các hoạt động liên quan

Các điểm chính trong Thỏa thuận của Việt Nam, Indonesia, Nam Phi được thể hiện trong Bảng 1 [9 - 11].

Trong tháng 11/2022 tại COP27 ở Sharm el-Sheikh, Nam Phi đã công bố Kế hoạch thực hiện JETP (JETP IP), trong đó đưa ra các yêu cầu đầu tư ưu tiên trong lĩnh vực điện, phương tiện giao thông sử dụng năng lượng mới và lĩnh vực hydrogen xanh. Đồng thời, một số chính sách và quy trình hỗ trợ được đưa ra song song, bao gồm: Khung chuyển dịch công bằng (Just Transition Framework) được Nội các thông qua vào tháng 8/2022 và các cải cách sâu rộng trong lĩnh vực năng lượng đang mở ra cơ hội đầu tư vào năng lượng tái tạo.

Bảng 1. Các điểm chính trong JETP

Nội dung	Việt Nam	Indonesia	Nam Phi
Chung	Dân số: > 99 triệu người; Diện tích: 0,31 triệu km ² ; GDP bình quân đầu người: 3.730 USD (2021)	Dân số: > 280 triệu người; Diện tích: 1,9 triệu km ² ; GDP bình quân đầu người: 4.361 USD (2021)	Dân số: > 61 triệu người; Diện tích: 1,2 triệu km ² ; GDP bình quân đầu người: 5.865 USD (12/2021)
Đầu tư	Theo JETP được ký ngày 14/12/2022, ít nhất là 15,5 tỷ USD sẽ được tài trợ một nửa (7,75 tỷ USD) là từ tài chính khu vực công với các điều khoản hấp dẫn hơn mức mà Việt Nam có thể đảm bảo trên thị trường vốn (IPG, Ngân hàng Phát triển Châu Á và Công ty Tài chính Quốc tế). Một nửa còn lại được huy động và tạo điều kiện từ tài chính tư nhân.	Theo JETP được ký ngày 15/11/2022, 20 tỷ USD sẽ được tài trợ ban đầu từ nguồn tài chính công và tư nhân trong khoảng thời gian từ 3 - 5 năm, sử dụng hỗn hợp các khoản viện trợ không hoàn lại, các khoản vay ưu đãi, các khoản vay, bảo lãnh và đầu tư tư nhân theo lãi suất thị trường. Một nửa số tiền này sẽ được huy động bởi các thành viên IPG. Nửa còn lại được huy động và tạo điều kiện từ tài chính tư nhân.	Theo JETP được ký ngày 2/11/2021, 8,5 tỷ USD sẽ được tài trợ trong vòng 3 - 5 năm tới thông qua sự kết hợp của các biện pháp thích hợp. Các công cụ tài chính, có thể bao gồm nhưng không giới hạn ở các khoản tài trợ song phương và đa phương, các khoản vay ưu đãi, bảo lãnh và đầu tư tư nhân, và hỗ trợ kỹ thuật. Tìm kiếm các nguồn tài chính bổ sung và huy động hoặc bao gồm các đối tác quốc tế bổ sung
Đỉnh thải toàn bộ khí nhà kính - Mục tiêu giảm phát thải từ điện	Đưa ra đỉnh thải khí nhà kính vào 2030, sớm hơn 5 năm so với kế hoạch. Đỉnh phát thải theo kế hoạch hiện tại là 240 triệu tấn CO ₂ tương đương vào năm 2035 với sự hỗ trợ quốc tế (giảm từ 280 triệu tấn CO ₂ tương đương trước COP26) hướng tới đạt đỉnh phát thải không quá 170 triệu tấn CO ₂ tương đương từ sản xuất điện vào năm 2030.	Đạt đỉnh phát thải của ngành điện vào năm 2030 không quá 290 triệu tấn CO ₂ (giảm so với giá trị cơ sở năm 2030 là 357 triệu tấn CO ₂) và giảm ngay sau đó để đạt được Net Zero trong ngành điện vào năm 2050, bao gồm với việc nhanh chóng ngừng hoạt động của các nhà máy điện than, với điều kiện hỗ trợ quốc tế.	Đẩy nhanh quá trình chuyển dịch năng lượng công bằng và khử carbon trong hệ thống điện của Nam Phi để đạt được mục tiêu tham vọng nhất có thể trong phạm vi NDC đưa ra.
Mục tiêu giảm điện than	Công suất hiện theo kế hoạch là 37 GW, hướng giảm xuống 30,2 GW, đưa ra lộ trình giảm phát thải để loại bỏ dần sản xuất điện than sau đó.	Tìm kiếm và triển khai các giải pháp tái tạo và không phát thải tiềm năng miễn là các giải pháp đó có giá phải chăng (tương đương hoặc tốt hơn so với các giải pháp thay thế không tái tạo), đáng tin cậy (có thể cung cấp tải cơ bản), dễ tiếp cận và kịp thời (có thể được triển khai trong phạm vi tương tự hoặc tốt hơn các giải pháp thay thế không tái tạo) để cân bằng nhu cầu phát triển công nghiệp và tăng trưởng kinh tế của Indonesia với cam kết Net Zero, dừng các hoạt động đã được lên kế hoạch cho năm 2021 - 2030 và tái khẳng định lệnh cấm hoàn toàn điện than mới.	

Nội dung	Việt Nam	Indonesia	Nam Phi
Ngoài điện than	Phát triển các trung tâm (hubs) năng lượng tái tạo, sản xuất pin lưu trữ và thiết bị năng lượng tái tạo, điện gió ngoài khơi kết hợp thủy sản... Hướng tới thành lập các trung tâm hàng đầu về năng lượng tái tạo (kiến thức kỹ thuật, pháp lý, quản lý...) Sử dụng đất cho nhiều mục đích; Tiềm năng ứng dụng thu hồi, tàng trữ và sử dụng CO ₂ (CCUS) được đề cập.	Triển khai rộng rãi các công cụ, công nghệ và cải cách điện khí hóa và hiệu quả năng lượng, bao gồm thông qua các tiêu chuẩn để tiếp cận kết quả tiết kiệm năng lượng và chi phí với sự hỗ trợ từ IPG.	Đồng thời phát triển các cơ hội kinh tế mới như hydrogen xanh và xe điện, và biện pháp khác.
Tỷ trọng năng lượng tái tạo	Kế hoạch hiện nay là 36%, hướng tới tỷ trọng năng lượng tái tạo chiếm tối thiểu 47% (bao gồm năng lượng gió, năng lượng mặt trời và thủy điện vào năm 2030.	Chiếm ít nhất 34% tổng sản lượng điện vào năm 2030.	
Lưới điện	Phát triển kỹ thuật - quản lý.		
Mốc đến năm 2035	Giảm khoảng 500 megaton (0,5 tỷ tấn) khí thải.		
Chính sách	Cải thiện khung pháp lý nhằm mở rộng đầu tư công và tư nhân vào Việt Nam. Công việc này nên tập trung vào năng lượng tái tạo và chuyển dịch năng lượng công bằng, bao gồm các biện pháp nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng và củng cố lưới điện (với sự đóng góp ngày càng tăng các nguồn điện tái tạo dao động) ở Việt Nam.	Việc ngừng hoạt động sớm các nhà máy nhiệt điện than được Chính phủ Indonesia ưu tiên và xác định trong Kế hoạch chính sách và đầu tư của JETP Điều chỉnh các yêu cầu về hàm lượng cục bộ với lộ trình về năng lực sản xuất năng lượng tái tạo trong nước nhằm đạt được các mục tiêu tái tạo, mở rộng quy mô triển khai năng lượng tái tạo để hỗ trợ năng lực sản xuất năng lượng tái tạo mạnh mẽ trong nước.	
Sau công bố JETP	Việt Nam sẽ soạn thảo và thông qua Kế hoạch huy động nguồn lực của JETP Việt Nam (JETP-RMP) trong 12 tháng tới với sự hỗ trợ của các quốc gia đối tác, tạo điều kiện cho việc thực hiện chiến lược và tài trợ của JETP. Trước tháng 11/2023 để xác định các yêu cầu và cơ hội đầu tư mới - để triển khai: - Năng lượng gió, mặt trời, - Truyền tải, - Tiết kiệm năng lượng, - Lưu trữ, - Xe điện, - Đào tạo, đào tạo lại và hỗ trợ dạy nghề tạo việc làm, - Các biện pháp tạo thuận lợi/khắc phục khó khăn.	<i>Sau 3 tháng:</i> - Hoàn thiện các tổ chức, phạm vi hoạt động, các nguồn tài chính, chi tiết các điều khoản, - Xây dựng chiến lược cải cách chính sách năng lượng và tài chính, - Thiết lập nền tảng phối hợp của tổ chức tài chính và các bên liên quan chính. <i>Sau 6 tháng:</i> - Xây dựng lộ trình cho năng lực sản xuất năng lượng tái tạo trong nước đáp ứng các yêu cầu về hàm lượng địa phương, - Xây dựng quy trình đánh giá định kỳ sáu tháng, - Xây dựng JETP IP để xác định các yêu cầu và cơ hội đầu tư, trên cơ sở đó phát triển một chương trình làm việc toàn diện cho mối quan hệ đối tác này, - Xây dựng lộ trình cho năm 2030 trong ngành điện phù hợp với mục tiêu Net Zero, - Xác định kế hoạch đẩy nhanh việc ngừng hoạt động sớm hoặc tránh xây dựng các nhà máy nhiệt điện than mới trước và sau năm 2030, - Xác định các công cụ và chính sách tài chính tiềm năng, - Xây dựng chiến lược tận dụng các nguồn lực tài chính hơn nữa, kể cả từ các tổ chức trong nước.	Xây dựng JETP IP

Khoản tài chính cần thiết để Nam Phi đạt được các mục tiêu của JETP IP là 98 tỷ USD, cao hơn nhiều so với mức 8,5 tỷ USD được công bố tại Glasgow. Điều này có nghĩa là JETP IP lớn hơn nhiều, và do đó gần hơn với các nhu cầu chuyển dịch thực tế, nhưng cũng cho thấy quy mô thay đổi cần thiết ở nhiều quốc gia nhằm đạt được chuyển dịch năng lượng công bằng [1]. Khoản tài trợ 8,5 tỷ USD của IPG sẽ hướng tới việc hỗ trợ các nhu cầu cấp thiết được thể hiện trong Kế hoạch đầu tư (Just Energy

Transition Investment Plan - JET IP), đó là i) tăng cường và mở rộng lưới truyền tải và phân phối; ii) ngừng hoạt động và tái sử dụng các nhà máy than; iii) đẩy nhanh đầu tư năng lượng tái tạo; iv) các biện pháp sử dụng năng lượng hiệu quả và v) chuẩn bị và bố trí cơ sở hạ tầng xã hội để tạo điều kiện chuyển dịch năng lượng công bằng cho người lao động, cộng đồng và các địa điểm liên quan bị ảnh hưởng, bao gồm cơ hội tạo việc làm ở các khu vực khai thác than bị ảnh hưởng.

Chính phủ Nam Phi đã cam kết duy trì đối thoại cởi mở với các bên liên quan để nâng cao hiệu quả và tác động của JET IP, đặc biệt là trong các giai đoạn thực hiện sắp tới. Các bước thực hiện tiếp theo là xây dựng Kế hoạch thực hiện cho JET IP trong 5 năm đầu tiên (2023 - 2027), sẽ được đưa ra vào tháng 2/2023, nền tảng của kế hoạch này sẽ là: i) Chuẩn bị khả năng quản trị (lãnh đạo, giám sát, minh bạch, bảo vệ và trách nhiệm giải trình); ii) Chuẩn bị khả năng quản lý (lập kế hoạch, thực hiện, báo cáo và liên lạc); iii) Khung giám sát, đánh giá và học tập; iv) Khung quản lý rủi ro [12]. Ngân hàng Thế giới trong tháng 11/2022 đã phê duyệt yêu cầu của Nam Phi về 1 dự án trị giá 497 triệu USD để ngừng hoạt động và tái sử dụng Nhà máy nhiệt điện than Komati với năng lượng tái tạo và pin. Dự án cũng sẽ tạo cơ hội cho những người lao động và cộng đồng bị ảnh hưởng [8].

Cũng trong tháng 11/2022, Indonesia cùng Ngân hàng Phát triển Châu Á bắt đầu hợp tác để tái cấp vốn (250 - 300 triệu USD) và cho đóng cửa sớm Nhà máy điện Cirebon 1 công suất 660 MW ở Tây Java với điều kiện nhà máy này phải ngừng hoạt động sớm hơn từ 10 - 15 năm [13].

4. Các vấn đề cần cân nhắc: Thách thức và giải pháp

4.1. Quốc tế

Để rút ra các bài học kinh nghiệm cho các mối quan hệ đối tác này trong tương lai, việc triển khai JETP cần được chú trọng và xem xét thấu đáo về cách thức hoạt động của các loại mô hình tài trợ sáng tạo này như thế nào, sẽ đạt được gì cho giảm thiểu biến đổi khí hậu và những nguy cơ nào cần tránh.

Các khía cạnh "công bằng" sẽ khó thống nhất và tài trợ nhất. Trong khi các khoản vay quốc tế, bảo lãnh và tài chính tư nhân sẽ giúp tăng quy mô đầu tư cơ sở hạ tầng, khoản tài trợ không hoàn lại (hoặc ưu đãi cao) quan trọng hơn để giảm bớt tác động đối với những cộng đồng bị ảnh hưởng tiêu cực bởi quá trình chuyển dịch kinh tế. Tuy nhiên, chỉ một nửa trong số 20 tỷ USD cam kết dành cho Indonesia sẽ đến từ hình thức tài chính công và chỉ một phần nhỏ có khả năng được cung cấp dưới dạng viện trợ không hoàn lại. Đối với trường hợp Nam Phi, JETP cung cấp một phương thức chi phí tương đối thấp để nhanh chóng cắt giảm lượng khí thải và kích thích đầu tư tư nhân vào năng lượng sạch, điện khí hóa và các công nghệ xanh khác. Phần viện trợ không hoàn lại cho Nam Phi ở mức dưới 20 triệu USD [14].

Vấn đề tiếp theo là IPG có hỗ trợ cho việc giảm phát thải bằng sử dụng khí hóa thạch hay không?

Xung đột giữa Liên bang Nga và Ukraine đã dẫn đến giá khí đốt cao trên toàn thế giới. Trong khi Nam Phi, Indonesia, Ấn Độ và Việt Nam đang sử dụng tỷ lệ lớn than nội địa, thì việc chuyển sang sử dụng khí đốt sẽ khiến các nền kinh tế này phải đối mặt với sự biến động về giá. Đầu tư vào cơ sở hạ tầng điện khí mới có thể gặp phải những rủi ro do: vòng đời của các nhà máy điện khí dài (khoảng hơn 40 năm), trong khi giá năng lượng tái tạo có xu hướng ngày càng giảm, các quốc gia áp dụng các quy định chặt chẽ hơn về khí hậu..., dẫn đến doanh thu và lợi nhuận của các nhà máy điện khí sẽ giảm, dẫn đến doanh thu và lợi nhuận sẽ giảm. Hơn nữa, các khoản đầu tư vào khí đốt hóa thạch hiện nay sẽ chỉ đơn giản là trì hoãn quá trình chuyển dịch sang năng lượng sạch ở các quốc gia JETP và do đó, sẽ cần đến vòng JETP thứ 2 để đạt được những gì có thể - và lẽ ra - đã đạt được trong lần đầu tiên [1].

Ngược lại, nhảy vọt từ than đá sang năng lượng gió và mặt trời sẽ cho phép các nước tận dụng các nguồn tài nguyên thiên nhiên để cung cấp cho người dân một nguồn năng lượng an toàn về mặt kinh tế.

Theo lập luận mới đây của Viện Phát triển Bền vững Quốc tế (IISD), việc chuyển dịch từ than đá sang khí hóa thạch, thông qua JETP hoặc bất kỳ nguồn tài chính công quốc tế, sẽ không tạo thành sự chuyển dịch bền vững và công bằng mà mô hình JETP đại diện. Cho đến nay, các quốc gia tài trợ đã đồng ý rằng tài chính của JETP không được sử dụng cho nhiên liệu hóa thạch, nhưng thực tế là các JETP IP đang được phát triển có thể không hoàn toàn tuân theo nguyên tắc đó, như vậy cần chú ý để không tài trợ các dự án gây tổn hại đến khí hậu [1].

Khi Nam Phi, Indonesia và các nhà tài trợ đưa các JETP này vào thực tế và với triển vọng sẽ có thêm các JETP cho các quốc gia khác trong tương lai, sẽ đảm bảo các mối quan hệ đối tác này phát huy hết tiềm năng, có nghĩa là sẽ ưu tiên năng lượng tái tạo và đảm bảo những nỗ lực này dựa trên những tư duy mới nhất hiện có để đảm bảo quá trình chuyển dịch năng lượng công bằng. Đây là những nguyên tắc định hướng cho các sử dụng tài chính công cho quá trình chuyển dịch năng lượng, không chỉ các JETP [1].

Hiện nay, Chính phủ Đức đang có kế hoạch đưa ra luật mới trong 6 tháng tới - Đạo luật tăng tốc Hydrogen - để đặt ra các quy tắc và quy định mới cho cơ sở hạ tầng của hydrogen. Hydrogen xanh trên thực tế sẽ không có sẵn một cách kịp thời nên hydrogen lam, sản xuất từ nguồn hóa thạch kết hợp sử dụng CCUS để khử thải CO₂, có thể là giải pháp cầu nối. Theo Bộ Kinh tế và Hành động Khí hậu Liên bang, trong bản cập nhật mới nhất của Chiến lược

hydrogen quốc gia, lần đầu tiên hydrogen lam cũng sẽ được xúc tiến. Tuy nhiên, hydrogen lam sẽ không đủ điều kiện nhận các khoản trợ cấp theo Hợp đồng về chênh lệch (Contracts for Difference) đã được lên kế hoạch của EU [15].

4.2. Việt Nam

Trong khi nhu cầu sử dụng năng lượng ngày càng cao, việc tăng mục tiêu giảm thải và đẩy nhanh đạt đỉnh thải vào năm 2030 của khí nhà kính nói chung và điện nói riêng, là thách thức rất lớn. Việc thực thi JETP sẽ tác động trước hết đến ngành năng lượng, mà cụ thể là điện than do công suất nguồn điện than chiếm phần lớn trong hệ thống, sau đó là ngành công nghiệp, nông nghiệp và giao thông vận tải.

Trong thời gian từ nay đến năm 2030, thay thế điện than bằng điện khí không đơn giản do tài nguyên khí đốt trong nước hạn chế, và khí LNG nhập khẩu, như đã đề cập ở trên, có giá rất cao. Giải pháp khả thi khi phải giảm bớt điện than là thúc đẩy triển khai nhanh năng lượng tái tạo (điện mặt trời, điện trên bờ đặc biệt là điện gió ngoài khơi). Như vậy, cần phải tích hợp năng lượng tái tạo ở mức cao hơn, do đó đòi hỏi lượng vốn rất lớn đầu tư cho hệ thống lưới truyền tải, hạ tầng công nghệ điều độ hệ thống, công nghệ AI, phát triển công nghệ về dự trữ năng lượng như thủy điện tích năng, pin tích trữ điện, các công nghệ kỹ thuật năng lượng khác như công nghệ hydrogen, CCUS...

Việc cải cách giá điện là cần thiết và sẽ khuyến khích đầu tư nhân vào năng lượng tái tạo. Cùng với đó là đầu tư hạ tầng truyền tải, tích trữ năng lượng và đẩy nhanh việc thực hiện các kế hoạch tiết kiệm điện.

Như vậy, có thể thấy về chính sách cần có nhưng cải tiến như sau: i) cần có chính sách để đạt giá điện cạnh tranh, cơ chế giá FIT không còn được áp dụng, cần xây dựng cơ chế đấu thầu hiệu quả, cạnh tranh, công bằng và minh bạch; ii) tạo cơ chế đầu tư, giá cho tích trữ năng lượng, phát triển chuỗi cung điện khí, iii) áp dụng hợp đồng mua điện mẫu theo thông lệ quốc tế; iv) các chính sách về giá năng lượng cần tạo động lực cho đầu tư về tiết kiệm năng lượng; v) xây dựng quy hoạch điện gió ngoài khơi bao gồm quy hoạch không gian biển và hạ tầng đầu nối.

Ngoài ra trong lĩnh vực giao thông vận tải cần nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng của các phương tiện cơ giới thông qua việc áp dụng các tiêu chuẩn khí thải và tiết kiệm nhiên liệu cao hơn cho tất cả các loại ô tô, thúc đẩy xe điện và thúc đẩy sử dụng nhiên liệu sạch hơn, chẳng hạn như nhiên liệu sinh học và khí tự nhiên nén (CNG), hydrogen.

Đối với lĩnh vực công nghiệp cần thúc đẩy đổi mới công nghệ, áp dụng mô hình kinh tế tuần hoàn, thay thế than bằng điện và sinh khối. Các nhiên liệu hóa thạch còn lại trong ngành công nghiệp có thể được thay thế bằng nhiên liệu điện phân hoặc nhiên liệu sinh học và giải pháp thu giữ và lưu trữ carbon (CCS).

5. Kết luận

Có thể thấy rằng, gói hỗ trợ đã công bố cho Nam Phi, Indonesia và Việt Nam là khởi điểm cho quá trình chuyển dịch năng lượng nói chung hay giảm phụ thuộc vào than nói riêng tại mỗi nước. Để đạt được mục tiêu Net Zero vào năm 2050, sự đồng hành của JETP là rất cần thiết.

Trong thời gian 1 năm tới đây dành cho việc đàm phán chi tiết cụ thể về các điều khoản tài chính, kế hoạch cải cách, cơ cấu điều phối..., để xây dựng kế hoạch huy động nguồn lực (Resources Mobilization Plan), Việt Nam cần lưu ý xây dựng RMP khả thi, khoa học, tận dụng triệt để nguồn tài trợ này phục vụ hiệu quả cho quá trình chuyển dịch năng lượng công bằng.

Mọi chính sách đều có thể được điều chỉnh cho phù hợp tình hình thực tế. Khi các nguyên tắc sử dụng tài chính công của JETP được áp dụng linh hoạt dựa trên những tư duy được cập nhật mới nhất để quá trình chuyển dịch năng lượng công bằng sẽ tạo thuận lợi cho việc triển khai JETP đạt mục tiêu của Hiệp định Paris đúng thời điểm, đồng thời bảo đảm hiệu quả kinh tế - xã hội và bảo đảm an ninh năng lượng, phù hợp với chính sách của Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

[1] Katherine Krame, "Just energy transition partnerships: An opportunity to leapfrog from coal to clean energy", 7/12/2022. [Online]. Available: <https://www.iisd.org/articles/insight/just-energy-transition-partnerships>.

[2] Amos Wemanya and Mohamed Adow, "Implementation of the just energy transition partnership in South Africa", 8/8/2022. [Online]. Available: https://www.germanwatch.org/sites/default/files/g7-g20_track-2_just_energy_africa_policy_brief_rev-1_met_1.pdf.

[3] Tập đoàn Điện lực Việt Nam, "Báo cáo tổng kết thực hiện Kế hoạch năm 2021, mục tiêu nhiệm vụ kế hoạch năm 2022", 1/2022.

[4] Đóng góp do Quốc gia tự quyết định của Việt Nam (NDC), 11/2022.

[5] Bộ Công Thương, "Dự thảo Quy hoạch phát triển

điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2045", 11/2022.

[6] International Energy Agency (IEA), "An energy sector roadmap to net zero emissions in Indonesia", 9/2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/an-energy-sector-roadmap-to-net-zero-emissions-in-indonesia>.

[7] Emily Tyler and Lonwabo Mgoduso, "Just energy transitions and partnerships in Africa: A South African case study", Meridian Economics, 10/2022. [Online]. Available: <https://www.iddri.org/en/publications-and-events/report/just-energy-transitions-and-partnerships-africa-south-african-case>.

[8] World Bank, "World Bank approves \$497 million in financing to Lower South Africa's greenhouse gas emissions and support a just transition", 4/11/2022. [Online]. Available: <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2022/11/04/world-bank-approves-497-million-in-financing-to-lower-south-africa-s-greenhouse-gas-emissions-and-support-a-just-transit>.

[9] European Commission, "Political declaration on establishing the just energy Transition partnership with Vietnam", 14/12/2022. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/statement_22_7724.

[10] European Commission, "Joint statement by the government of the Republic of Indonesia and international partners group members on the Indonesia just energy transition plan", 15/11/2022. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/statement_22_6892.

ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/statement_22_6892.

[11] European Commission, "France, Germany, UK, US and EU launch ground-breaking international just energy transition partnership with South Africa", 2/11/2021. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_21_5768.

[12] 12-Month Update on Progress in Advancing the Just Energy Transition Partnership (JETP). [Online]. Available: <https://ukcop26.org/12-month-update-on-progress-in-advancing-the-just-energy-transition-partnership-jetp/>.

[13] David Lawder, "Indonesia, ADB launch first coal power plant retirement deal", 14/11/2022. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/business/cop/exclusive-indonesia-adb-launch-first-coal-power-plant-retirement-deal-2022-11-14/>.

[14] Sierd Hadley, "What's the state of play on just energy transition partnerships?", 16/11/2022. [Online]. Available: <https://odi.org/en/insights/whats-the-state-of-play-on-just-energy-transition-partnerships/>.

[15] Leigh Collins, "Germany will promote blue hydrogen for the first time in new update of national H₂ strategy, Berlin confirms", 6/12/2022. [Online]. Available: <https://www.hydrogeninsight.com/policy/germany-will-promote-blue-hydrogen-for-the-first-time-in-new-update-of-national-h2-strategy-berlin-confirms/2-1-1367988>.

JUST ENERGY TRANSITION PARTNERSHIP AND CHALLENGES FOR VIETNAM ENERGY SECTOR

Dang Thi Thuy Hanh¹, Truong Nhu Tung¹, Dang Thanh Tung²

¹Vietnam Petroleum Institute

²Vietnam Oil and Gas Group

Email: hanhdt@vpi.pvn.vn

Summary

On December 14, 2022, Vietnam and the International Partners Group (IPG) launched a Just Energy Transition Partnership (JETP). The IPG members consist of Denmark, Germany, France, the European Union (EU), the United Kingdom, Japan, Italy, Canada, Norway, and the United States. After South Africa and Indonesia, Vietnam is the third country to have a JETP agreement.

This article introduces JETP and its main contents. In order to achieve the goals of the Paris Agreement in a timely manner while ensuring socio-economic efficiency and energy security in line with Vietnam's policies, the issues related to the development of JETP in Vietnam are also analysed.

Key words: Energy transition, Just Energy Transition Partnership (JETP).

BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG TRONG HOẠT ĐỘNG TÌM KIẾM, THĂM DÒ, KHAI THÁC DẦU KHÍ NGOÀI KHƠI VIỆT NAM

Bùi Hồng Diễm¹, Đỗ Thị Thu Phương², Trần Phi Hùng¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: diembh.cpse@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.12-06>

Tóm tắt

Hoạt động thăm dò khai thác dầu khí tại Việt Nam đã đóng góp rất lớn vào phát triển kinh tế đất nước. Bên cạnh các đóng góp rất lớn cho nền kinh tế, các hoạt động dầu khí cũng phát sinh các nguồn chất thải gây ảnh hưởng đến môi trường. Nhờ triển khai đồng bộ các giải pháp xử lý, kiểm soát ô nhiễm, hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ngoài khơi tại Việt Nam không gây ảnh hưởng đáng kể đến môi trường nước, môi trường trầm tích, cộng đồng sinh vật đáy và môi trường không khí.

Bài báo giới thiệu nguồn thải và các loại chất thải từ các hoạt động thăm dò khai thác dầu khí ngoài khơi; đánh giá kết quả kiểm soát môi trường trong hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ngoài khơi Việt Nam; trên cơ sở đó phân tích các vướng mắc trong quá trình thực hiện Luật Bảo vệ môi trường [1], Nghị định số 08/2022/NĐ-CP ngày 10/1/2022 [2] đối với hoạt động dầu khí.

Từ khóa: Luật Bảo vệ môi trường, thăm dò khai thác dầu khí, ngoài khơi.

1. Giới thiệu

Các hoạt động dầu khí ngoài khơi chủ yếu tập trung ở bể Cửu Long và Nam Côn Sơn, tiêu biểu là các mỏ: Bạch Hổ, Rồng (Vietsovpetro); Rạng Đông (JVPC); Ruby (Petronas); Cá Ngừ Vàng (Hoàn Vũ); Tê Giác Trắng (Hoang Long JOC); Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Sư Tử Nâu/Sư Tử Trắng (Cuu Long JOC), Hải Sư Trắng, Hải Sư Đen (Thang Long JOC); Lan Tây, Lan Đỏ (Rosneft), Rồng Đồi, Rồng Đồi Tây (KNOC), Hải Thạch - Mộc Tinh (Bien Dong POC)...

Tính đến nay, tổng trữ lượng dầu khí đã được phát hiện trên thềm lục địa Việt Nam là trên 1,5 tỷ m³ dầu quy đổi, trong đó có khoảng 734 triệu m³ dầu và condensate, 798 tỷ m³ khí. Tổng sản lượng khai thác cộng dồn tại Việt Nam đạt > 485 triệu m³ dầu và condensate, 213 tỷ m³ khí, đóng góp rất lớn vào ngân sách Nhà nước. Tuy vậy, sản lượng khai thác dầu khí trong nước đang có xu hướng suy giảm nhanh, sản lượng khai thác dầu hàng năm đã giảm từ đỉnh 21 triệu tấn (năm 2004) xuống gần 18 triệu tấn (năm 2015) và tiếp tục giảm về khoảng 10,8 triệu tấn trong năm 2022.

Xác định hoạt động thăm dò khai thác dầu khí gắn liền với chiến lược phát triển kinh tế - xã hội của đất nước, ngành dầu khí đang triển khai các giải pháp để tăng cường công tác tìm kiếm thăm dò tài nguyên dầu khí ở trong nước, tập trung vào khu vực đang khai thác nhằm tận dụng cơ sở hạ tầng và duy trì sản lượng khai thác; đẩy mạnh công tác điều tra cơ bản, tìm kiếm thăm dò gia tăng trữ lượng, sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên dầu khí ở trong nước; tiếp tục đầu tư tìm kiếm thăm dò khai thác ở khu vực nước sâu, xa bờ khi điều kiện thuận lợi. Song song đó, tìm kiếm cơ hội thăm dò và khai thác dầu khí ở nước ngoài trên cơ sở ưu tiên hiệu quả kinh tế [3].

2. Nguồn thải và các loại chất thải từ các hoạt động thăm dò khai thác dầu khí ngoài khơi

2.1. Nước thải khai thác

Nước khai thác bao gồm nước vỉa và nước bơm ép vỉa trộn lẫn với dầu và khí khai thác [4]. Sau khi được tách, nước khai thác phải được xử lý tại hệ thống xử lý nước khai thác lắp đặt trên giàn khai thác/tàu chứa đạt QCVN trước khi thải xuống biển một số trường hợp được tận dụng làm nước bơm ép vỉa. Theo báo cáo của Hiệp hội các nhà khai thác dầu khí quốc tế (International Association of Oil and Gas Producers - OGP) [5] và nghiên cứu từ thực tiễn khai



Ngày nhận bài: 8/8/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 8 - 26/8/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 13/12/2022.

thác dầu khí tại bể Cửu Long và Nam Côn Sơn do Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) thực hiện cho thấy nước khai thác với mức pha loãng 30 - 100 lần sẽ đạt được ngay tại những mét đầu tiên tính từ điểm xả và ở vị trí cách 500 - 1.000 m so với điểm xả thì mức độ pha loãng nằm trong khoảng 1.000 - 10.000 lần. Các chất hữu cơ đều bị phân hủy nhanh trong nước biển. Môi trường nước biển xung quanh các khu vực khai thác dầu khí không có dấu hiệu bị ô nhiễm.

2.2. Dung dịch khoan và mùn khoan

Mùn khoan được tách khỏi dung dịch khoan và làm sạch trong các bộ tách đặc biệt. Mùn khoan nền không nước sau khi tách khỏi dung dịch khoan sẽ được thải xuống biển. Riêng đối với mùn khoan có bám dính dung dịch khoan nền không nước sẽ phải kiểm soát hàm lượng dầu bám dính đạt QCVN trước khi thải.

Dung dịch khoan sau khi tách ra khỏi mùn khoan được quay vòng trở lại đến khi kết thúc chiến dịch khoan. Dung dịch khoan nền nước sẽ được thải bỏ và dung dịch khoan nền không nước sẽ được mang về bờ để tiếp tục xử lý và tái sử dụng [5].

2.3. Nước thải sinh hoạt và nước thải nhiễm dầu

Các dòng thải này phát sinh từ hoạt động của công nhân và hoạt động phun rửa tại các khu vực bị lấn dầu trên tàu/giàn khoan/giàn khai thác... Các tàu/giàn khoan/giàn khai thác trong các hoạt động dầu khí đều được trang bị các thiết bị xử lý nước thải và nước thoát sàn tàu lấn dầu thích hợp nhằm xử lý các dòng ra đạt các tiêu chuẩn quy định trước khi xả bỏ theo công ước Marpol 1973/1978.

2.4. Nước thử thủy lực

Việc thải nước thử thủy lực từ các tuyến ống trong mỏ sẽ có thể làm tăng giá trị pH (pH ~ 10) và làm giảm lượng oxy hòa tan trong nước biển tại khu vực xung quanh điểm thải. Tuy nhiên, tại các khu vực khai thác dầu khí do lưu lượng nước thải thử thủy lực không lớn và dòng chảy khá mạnh nên khả năng phân tán và pha loãng tức thời dòng nước xả sẽ cao, các tác động có thể xảy ra do việc thải nước thử thủy lực sẽ chỉ ở mức nhỏ và diễn ra trong thời gian ngắn [4].

2.5. Các chất thải rắn

Rác thải thực phẩm được nghiền vụn với kích thước < 25 mm và thải xuống biển sẽ trở thành nguồn thức ăn cho các sinh vật biển hay bị phân hủy sinh học hoàn toàn. Các chất thải còn lại sẽ được phân loại tại nguồn thành chất thải rắn sinh hoạt, chất thải rắn công nghiệp thông thường và chất thải nguy hại, sau đó được lưu trữ trong

các thùng riêng biệt có dán nhãn và nắp đậy theo quy định. Sau đó, các chất thải rắn sẽ được vận chuyển về bờ để xử lý theo quy định.

2.6. Khí thải

Khí thải từ các công trình dầu khí ngoài khơi nhìn chung rất ít, chủ yếu phát sinh do việc đốt khí đồng hành và từ hoạt động của máy phát điện, máy nén trên các giàn khoan. Do vậy lượng khí thải tại các công trình ngoài khơi không đáng kể và được đánh giá là không gây ảnh hưởng tới môi trường không khí.

3. Kết quả thực hiện chính sách, pháp luật về bảo vệ môi trường trong hoạt động dầu khí ngoài khơi

Với phương châm "Bảo vệ môi trường gắn với văn hóa Dầu khí", Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị đã triển khai đồng bộ và toàn diện các biện pháp nhằm bảo vệ môi trường theo quy định của pháp luật về môi trường của Việt Nam và quốc tế. Các dự án dầu khí ngoài khơi đều tuân thủ theo đúng các quy định của pháp luật Việt Nam (Bảng 1) [6].

3.1. Công tác lập báo cáo đánh giá môi trường chiến lược, đánh giá tác động môi trường

Công tác lập, thẩm định, phê duyệt báo cáo đánh giá tác động môi trường chiến lược, báo cáo đánh giá tác động môi trường, kế hoạch bảo vệ môi trường được triển khai trong giai đoạn quy hoạch ngành, chuẩn bị dự án. Các tài liệu này được phê duyệt trước khi triển khai dự án theo đúng quy định của Luật Bảo vệ môi trường (2014) và 2020 và các văn bản dưới Luật (Nghị định, Thông tư). Các báo cáo đánh giá tác động môi trường chiến lược (ĐMC) hay báo cáo đánh giá tác động môi trường (ĐTM) của các đơn vị sẽ được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xem xét, rà soát trước khi trình Bộ Tài nguyên và Môi trường phê duyệt.

3.2. Việc đầu tư các công trình bảo vệ môi trường, kiểm soát ô nhiễm môi trường

Công tác đầu tư các công trình bảo vệ môi trường: Các dự án dầu khí ngoài khơi đều được thiết kế, đầu tư xây dựng các công trình bảo vệ môi trường (công trình xử lý nước thải, lưu giữ chất thải rắn, chất thải rắn nguy hại) theo quy định của pháp luật về bảo vệ môi trường và theo cam kết trong Báo cáo đánh giá tác động môi trường/Kế hoạch bảo vệ môi trường đã được phê duyệt.

Xác nhận hoàn thành công trình bảo vệ môi trường: Đối với các dự án/công trình thuộc đối tượng cần kiểm tra xác nhận công trình bảo vệ môi trường trước khi đi vào vận hành chính thức, các dự án thuộc đối tượng phải xin

Bảng 1. Yêu cầu của pháp luật Việt Nam về môi trường trong hoạt động dầu khí

Chiến lược/ dự án/công trình	Yêu cầu của pháp luật về môi trường	Mức độ tuân thủ
Chiến lược phát triển ngành dầu khí	Lập báo cáo đánh giá tác động môi trường chiến lược (ĐMCL).	Đã lập báo cáo đánh giá tác động môi trường chiến lược về quy hoạch ngành dầu khí và báo cáo đánh giá tác động môi trường chiến lược về quy hoạch khí.
Hoạt động khoan thăm dò dầu khí	Kế hoạch bảo vệ môi trường.	100% các dự án đều có báo cáo kế hoạch bảo vệ môi trường trước khi tiến hành hoạt động khoan thăm dò.
Dự án khai thác dầu khí mới	Lập báo cáo đánh giá tác động môi trường cho dự án khai thác dầu khí.	100% các dự án đều tiến hành theo đúng yêu cầu của pháp luật bảo vệ môi trường, là cơ sở để Chính phủ phê duyệt kế hoạch phát triển mỏ (FDP).
Vận hành các công trình xử lý chất thải	Báo cáo kết quả thực hiện các công trình bảo vệ môi trường trên các giàn khai thác dầu khí.	Các công trình thực hiện đúng quy trình và được các cấp có thẩm quyền cấp giấy xác nhận.
Vận hành công trình khai thác dầu khí	<ul style="list-style-type: none"> - Giám sát định kỳ và liên tục các nguồn thải: Nước khai thác, dung dịch khoan nên không nước thải, giám sát định kỳ môi trường xung quanh tại khu vực phát triển mỏ dầu khí. - Xây dựng kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu, biện pháp ứng phó sự cố hóa chất. - Đăng ký sổ chủ nguồn thải, chất thải nguy hại. - Thông báo với các cơ quan chức năng trong trường hợp có những thay đổi so với các nội dung đã được phê duyệt trong báo cáo đánh giá tác động môi trường. - Giấy phép môi trường và đăng ký môi trường. 	Các công trình đã và sẽ thực hiện theo đúng quy định của pháp luật.
Tháo dỡ công trình dầu khí	<ul style="list-style-type: none"> - Thực hiện quan trắc môi trường trước và sau khi thực hiện thu dọn mỏ. - Thu dọn các công trình, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí. 	Chưa có công trình, thiết bị và phương tiện nào được tiến hành thu dọn.

xác nhận công trình bảo vệ môi trường chủ yếu đã hoàn thành thực hiện yêu cầu này. Trong thời gian tới, việc xác nhận hoàn thành công trình bảo vệ môi trường sẽ được đưa vào nội dung cấp phép môi trường đối với các dự án có xây dựng công trình xử lý nước thải mới.

Do điều kiện đặc thù, các công trình dầu khí ngoài khơi đang được miễn việc lắp đặt hệ thống quan trắc môi trường tự động theo Nghị định số 08/2022/NĐ-CP ngày 10/1/2022.

3.3. Kiểm soát ô nhiễm môi trường

Các nguồn thải được thu gom, xử lý và giám sát chất lượng, tuân thủ quy định, tiêu chuẩn/quy chuẩn của Việt Nam và quốc tế. Việc vận hành các công trình bảo vệ môi trường, kiểm soát ô nhiễm môi trường trong hoạt động dầu khí được tóm tắt như sau:

- Nước khai thác: Hàm lượng dầu trong nước thải ra môi trường biển ngoài khơi cách xa 12 hải lý luôn thấp hơn 40 mg/l theo quy định tại Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về nước thải khai thác từ các công trình dầu khí trên biển - QCVN 35:2010/BTNMT. Tại đầu ra của hệ thống xử lý nước khai thác có lắp đặt thiết bị đo hàm lượng dầu liên tục (online monitor), khi hàm lượng dầu lớn hơn giới hạn, hệ thống sẽ tự động đưa nước khai thác quay trở lại cyclone để xử lý lại.

- Đối với các loại nước thải khác (nước rửa sàn, nước mưa...) được thu gom và xử lý bằng thiết bị tách dầu trong nước để đảm bảo hàm lượng dầu trong nước thải ra môi trường biển thấp hơn hoặc bằng 15 mg/l theo quy định của Marpol.

- Mùn khoan: Trên các giàn khoan đều được trang bị thiết bị xử lý mùn khoan như sàng rung, máy quay ly tâm, máy sấy khô để đảm bảo xử lý hàm lượng dầu bám dính trong mùn khoan nhỏ hơn 9,5% trọng lượng khi thải xuống biển, tuân thủ Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về dung dịch khoan và mùn khoan thải từ các công trình dầu khí trên biển - QCVN 36:2010/BTNMT.

- Chất thải rắn nguy hại gồm cặn dầu, cặn dung dịch gốc tổng hợp, bùn nhiễm dầu, nước nhiễm dầu, hóa chất gốc dầu, giẻ nhiễm dầu, acqy, pin thải... Các loại chất thải rắn nguy hại này được thu gom phân loại vào các thùng có dán nhãn riêng sau đó được vận chuyển về bờ để xử lý. Các doanh nghiệp dầu khí đều đăng ký chủ nguồn thải chất thải nguy hại, ký hợp đồng xử lý chất thải nguy hại với đơn vị xử lý đã được cấp phép. Toàn bộ chất thải nguy hại được xử lý và quản lý tuân thủ theo đúng quy định.

Để đánh giá ảnh hưởng của các hoạt động phát sinh từ các hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí, tuân thủ quy định pháp luật hiện hành của Việt Nam và tuân thủ yêu

cầu của các doanh nghiệp dầu khí trên thế giới, các công ty dầu khí/các nhà thầu dầu khí sẽ thực hiện quan trắc môi trường biển (môi trường nước, môi trường trầm tích đáy biển) trước khi tiến hành các hoạt động khoan phát triển mỏ và định kỳ 3 năm/lần trong giai đoạn khai thác.

Với việc triển khai đồng bộ các giải pháp xử lý, kiểm soát ô nhiễm, có thể khẳng định hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ngoài khơi được đánh giá là không gây ảnh hưởng đáng kể đến môi trường nước, môi trường trầm tích, cộng đồng sinh vật đáy và môi trường không khí ngoài khơi. Trong năm 2014 và 2018, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã triển khai nghiên cứu “Đánh giá ảnh hưởng của hoạt động thăm dò khai thác dầu khí tới môi trường và hệ sinh thái biển tại khu vực hoạt động dầu khí thuộc bồn trũng Cửu Long” và “Đánh giá ảnh hưởng của hoạt động thăm dò khai thác dầu khí tới môi trường và hệ sinh thái biển tại khu vực hoạt động dầu khí thuộc bồn trũng Nam Côn Sơn”. Kết quả nghiên cứu cho thấy các ảnh hưởng ô nhiễm môi trường từ hoạt động dầu khí ngoài khơi chỉ ở mức độ nhỏ, cục bộ và ngắn hạn; chất lượng môi trường biển được phục hồi gần như hoàn toàn chỉ sau 1 thời gian ngắn từ khi chấm dứt hoạt động khoan [7, 8].

+ Đối với chất lượng môi trường nước: Kết quả quan trắc môi trường cho thấy quá trình thăm dò khai thác dầu khí hầu như chưa gây ảnh hưởng đến mức có thể phát hiện được. Nguyên nhân là do khu vực khai thác dầu khí ngoài khơi là vùng biển mở, xa bờ, độ sâu mực nước biển khá lớn, dòng chảy khá mạnh, do vậy các chất thải dầu khí dễ dàng khuếch tán trong cột nước và bị pha loãng nhanh chóng.

+ Đối với môi trường trầm tích biển và cộng đồng sinh vật đáy: Các kết quả quan trắc môi trường trong những năm qua cho thấy các thông số quan trắc môi trường biển tại các khu vực mỏ đang hoạt động thấp hơn rất nhiều giới hạn cho phép theo QCVN43:2010/BTNMT. Mức độ ảnh hưởng của môi trường từ quá trình khoan và khai thác dầu khí không đáng kể, do khả năng tự làm sạch của môi trường biển và công tác kiểm soát môi trường trong quá trình khai thác dầu khí được tiến hành chặt chẽ, đúng quy định. Một số mỏ có biểu hiện ô nhiễm cục bộ phạm vi bán kính 250 m trong quá trình khoan thăm dò hoặc khoan phát triển mỏ với dung dịch khoan gốc tổng hợp, nhưng môi trường đã nhanh chóng hồi phục khi kết thúc chiến dịch khoan. Ngoài ra, ghi nhận một số khu vực có hàm lượng As cao do đặc điểm tự nhiên của trầm tích.

4. Khó khăn, vướng mắc trong việc áp dụng quy định theo Luật Bảo vệ môi trường năm 2020

Trong Luật Bảo vệ môi trường (2020), Nghị định số

08/2022/NĐ-CP ngày 10/1/2022, các thông tư, các tiêu chuẩn/hướng dẫn về bảo vệ môi trường nói chung có hướng dẫn đặc thù áp dụng cho các hoạt động khai thác, vận chuyển và chế biến dầu khí. Nhìn chung, các quy định hiện hành cơ bản phù hợp với hoạt động đặc thù khai thác, vận chuyển và chế biến dầu khí. Mặc dù vậy, trong quá trình áp dụng thực tiễn vẫn tồn tại những nội dung, quy định chưa thực sự rõ ràng khi áp dụng cụ thể như sau:

- Giấy phép môi trường

+ Đối với dự án lắp mới công trình xử lý nước thải: Khoản 2a, Điều 42 Luật Bảo vệ môi trường (2020) quy định về thời điểm lập Giấy phép môi trường. Theo đó, quy định Giấy phép môi trường phải thực hiện trước thời điểm vận hành thử nghiệm công trình xử lý chất thải. Tuy nhiên, với đặc thù của các dự án khai thác dầu khí ngoài khơi, sau khi khoan xong sẽ tiến hành khai thác ngay. Ngoài ra, trong các giếng khai thác dầu khí ngoài khơi, trong giai đoạn đầu, dòng lưu thể khai thác từ vỉa chứa chưa có nước khai thác. Do đó, không phát sinh nước khai thác và hệ thống xử lý nước khai thác không hoạt động. Rất khó để doanh nghiệp dầu khí xác định thời điểm lập hồ sơ cấp phép môi trường (có công trình xử lý, nhưng chưa xác định được chính xác thời điểm vận hành hệ thống xử lý nước khai thác).

+ Đối với dự án thực hiện nhiều giai đoạn khai thác khác nhau, mỗi giai đoạn khai thác đều thực hiện một kế hoạch phát triển mỏ tương ứng (tương tự một dự án đầu tư) việc lập Giấy phép môi trường chưa rõ sẽ phải lập chung cho toàn bộ mỏ hay căn cứ trên các phê duyệt báo cáo đánh giá tác động môi trường (ĐTM) của từng giai đoạn như quy định tại Khoản 1, Điều 39 Luật Bảo vệ môi trường (2020).

+ Đối với dự án có tiếp nhận xử lý nước khai thác từ các mỏ khác lân cận sử dụng chung các công trình bảo vệ môi trường hiện hữu (đã được xác nhận công trình bảo vệ môi trường) thì được miễn lập hồ sơ cấp phép môi trường nếu các công trình này đã được Bộ Tài nguyên và Môi trường cấp giấy xác nhận hoàn thành công trình bảo vệ môi trường theo quy định Luật Bảo vệ môi trường (2014). Tuy nhiên, Luật Bảo vệ môi trường (2020) quy định ngày 1/1/2027 là thời điểm hết hiệu lực của giấy phép môi trường thành phần (xác nhận công trình bảo vệ môi trường). Việc cấp Giấy phép môi trường sẽ được tích hợp cho tất cả các mỏ có dấu nối dùng chung công trình bảo vệ môi trường hay thực hiện cho từng dự án thành phần được kết nối chung.

- Đăng ký môi trường (nếu có): Trong trường hợp các dự án dấu nối vào các công trình hiện hữu thì sẽ không phát sinh chất thải cần phải xử lý. Theo quy định tại Điều

49 Luật Bảo vệ môi trường (2020), dự án đầu nối sẽ thuộc đối tượng phải đăng ký môi trường. Tuy nhiên, các dự án khai thác dầu khí nằm ở ngoài khơi, nên không xác định được UBND xã để đăng ký môi trường.

- Thực hiện thủ tục môi trường khác: Khoản 1b, Điều 36 Luật Bảo vệ môi trường (2020) quy định kết quả phê duyệt báo cáo đánh giá tác động môi trường là cơ sở để phê duyệt kế hoạch thăm dò, phát triển mỏ. Tuy nhiên, trong Phụ lục II Nghị định số 08/2022/NĐ-CP chỉ quy định đối với dự án phát triển mỏ. Vì vậy, nhóm dự án thăm dò dầu khí chưa có hướng dẫn cụ thể về thủ tục môi trường.

5. Kết luận

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các công ty/nhà thầu dầu khí đã triển khai đồng bộ các giải pháp xử lý, kiểm soát ô nhiễm môi trường và thực hiện nghiêm túc các cam kết bảo vệ môi trường.

Theo xu hướng phát triển chung của thế giới hướng tới mục tiêu phát thải ròng carbon bằng 0 (net-zero carbon emission) vào năm 2050, các doanh nghiệp dầu khí đã chủ động phát triển và ứng dụng các giải pháp bền vững như: i) phát triển điện gió ngoài khơi tại các khu vực thăm dò khai thác để thay thế cho các nguồn điện sử dụng nhiên liệu DO và khí; ii) giảm phát thải CO₂ bằng cách áp dụng các kỹ thuật CCS và CCUS, thu hồi và sử dụng nguồn thải CO₂ để gia tăng hệ số thu hồi dầu khí, iii) sản xuất hydrogen xanh làm nhiên liệu thay thế trong các lĩnh vực điện, đạm, lọc dầu... Các hoạt động này sẽ góp phần vào cam kết của chính phủ tại COP26 đặt ra mục tiêu Việt Nam trở thành quốc gia trung hòa carbon cao vào năm 2050.

Tài liệu tham khảo

[1] Quốc hội, "Luật Bảo vệ môi trường", Luật số 72/2020/QH14, 17/11/2020.

[2] Chính phủ, "Nghị định quy định chi tiết một số điều của Luật bảo vệ môi trường", Nghị định số 08/2022/NĐ-CP, 10/1/2022.

[3] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, "Báo cáo tình hình thực hiện kế hoạch 2021, kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2022", 2022.

[4] United States Environmental Protection Agency, "Environmental assessment of final effluent limitations guidelines and standards for synthetic based drilling fluids and other Non-Aqueous drilling fluids in the oil and gas extraction point source category", 2000.

[5] International Association of Oil and Gas Producers (OGP), "Environmental aspects of the use and disposal of non aqueous drilling fluids associated with offshore oil and gas operations", Report No.342, 2003.

[6] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, "Báo cáo phát triển bền vững thường niên năm 2021", 2022.

[7] Bùi Hồng Diễm, "Đánh giá ảnh hưởng của hoạt động thăm dò khai thác dầu khí tới môi trường và hệ sinh thái biển tại khu vực hoạt động dầu khí thuộc bồn trũng Cửu Long", Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, 2016.

[8] Bùi Hồng Diễm, "Đánh giá ảnh hưởng của hoạt động thăm dò khai thác dầu khí tới môi trường biển tại khu vực hoạt động dầu khí thuộc bồn trũng Nam Côn Sơn", Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, 2020.

ENVIRONMENT PROTECTION IN OIL AND GAS EXPLORATION AND PRODUCTION ACTIVITIES, OFFSHORE VIETNAM

Bui Hong Diem¹, Do Thi Thu Phuong², Tran Phi Hung¹

¹Vietnam Petroleum Institute

²Vietnam Oil and Gas Group

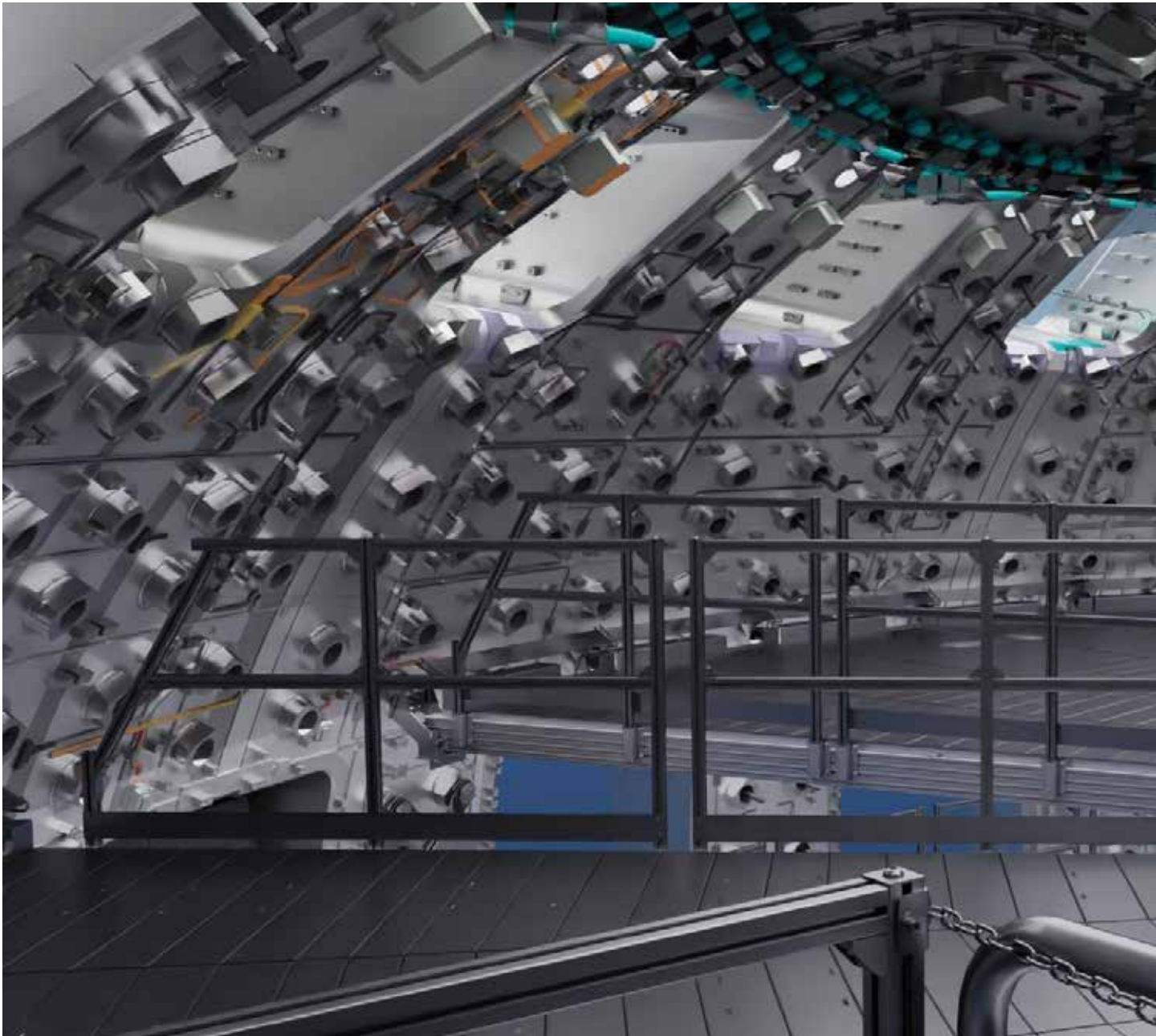
Email: diembh.cpse@vpi.pvn.vn

Summary

Oil and gas exploration and production activities in Vietnam have contributed greatly to the economic development of the country. Besides, those activities also generate waste sources that affect the environment. Thanks to the synchronous implementation of pollution management and treatment solutions, so far the offshore Vietnam oil and gas exploration and production activities have not caused any significant adverse impact on the water environment, the sediment environment, the benthic community, and the air environment.

The article introduces waste sources and types of waste from offshore oil and gas exploration and production, and assesses the environmental control results in offshore Vietnam oil and gas exploration and production activities. On that basis, the paper also points out the obstacles in the process of implementing the Law on Environmental Protection [1], Decree No. 08/2022/ND-CP dated January 10, 2022 [2] for oil and gas activities.

Key words: Environment protection, oil and gas exploration and production, offshore.



NHIỆT HẠCH - NGUỒN CUNG CẤP NĂNG LƯỢNG SẠCH VÔ TẬN

Theo nghiên cứu mới công bố của Boštjan Videmšek trên CNN chỉ với 1 gram nhiên liệu đầu vào, phản ứng nhiệt hạch có thể tạo ra nguồn năng lượng tương đương 8 tấn dầu (hiệu suất khoảng 8 triệu lần) [1].

Từ những năm 30 của thế kỷ XX, con người đã tìm cách làm chủ nguồn năng lượng sạch vô hạn từ mặt trời. Hiện nay, mục tiêu ấy đang dần được hiện thực hóa nhờ các tiến bộ thực nghiệm về nhiệt hạch hạt nhân.

Phản ứng nhiệt hạch được cho là sẽ cung cấp một dạng năng lượng sạch gần như vô tận, không phát thải khí thải nhà kính như nhiên liệu hóa thạch truyền thống và không tạo chất thải phóng xạ bền như năng lượng phân hạch.

Dù phản ứng nhiệt hạch là quá trình

xảy ra tự nhiên trong vũ trụ nhưng lại rất khó để thực hiện trên trái đất.

Nếu có thể làm chủ được năng lượng nhiệt hạch, con người có cơ hội thoát khỏi cuộc khủng hoảng biến đổi khí hậu. Chỉ với 1 gram nhiên liệu đầu vào, phản ứng nhiệt hạch có thể tạo ra nguồn năng lượng



Mô phỏng hệ thống lắp đặt bên trong buồng chân không dự án ITER. Nguồn: ITER

tương đương 8 tấn dầu (hiệu suất khoảng 8 triệu lần).

Trong tháng 2/2022, các nhà khoa học tại Culham (Vương quốc Anh) đã công bố kết quả nghiên cứu đột phá khi tạo ra 59 megajoules năng lượng nhiệt hạch và duy trì trong một thời gian kỷ lục 5 giây trong 1 thiết bị khổng lồ hình vành xuyên gọi là lò phản ứng (nhiệt hạch) tokamak.

Tuy năng lượng sinh ra chỉ đủ cung cấp cho 1 ngôi nhà trong 1 ngày và nhỏ hơn rất nhiều năng lượng đã tiêu tốn

cho quá trình này nhưng đây được coi là khoảnh khắc lịch sử khi chứng minh được phản ứng nhiệt hạch thực sự có thể thực hiện được trên trái đất.

Đây là thông tin quan trọng đối với dự án lò phản ứng thí nghiệm nhiệt hạch quốc tế (ITER) tại Pháp, Mục tiêu chính của dự án là chứng minh phản ứng nhiệt hạch có thể được sử dụng cho mục đích thương mại. Nếu thành công, năng lượng nhiệt hạch hoàn toàn có thể thay thế nhiên liệu hóa thạch - tác nhân chính của

cuộc khủng hoảng khí hậu do con người tạo ra.

Nhân bản mặt trời

Năng lượng nhiệt hạch được tạo ra bằng cách hợp nhất 2 nguyên tử có bản chất đẩy nhau. Sau khi 1 lượng nhỏ nhiên liệu được truyền vào lò phản ứng tokamak, các nam châm khổng lồ được kích hoạt để tạo ra plasma, trạng thái thứ 4 của vật chất, giống như chất khí được tích điện.

Bằng cách tăng nhiệt độ bên trong lò phản ứng tokamak lên mức cực cao, các nguyên tử buộc phải hợp nhất thành helium và các neutron có khối lượng nhẹ hơn tổng khối lượng của các thành phần ban đầu.

Khối lượng còn thiếu sẽ biến đổi thành nguồn năng lượng khổng lồ. Các neutron thoát ra từ plasma sẽ đập vào "màn chắn" lót thành của tokamak, động năng của chúng khi đó được chuyển thành nhiệt năng. Nhiệt năng này có thể sử dụng để làm nóng nước, tạo ra hơi nước và làm quay các turbine sinh điện.

Điều này đòi hỏi lò phản ứng tokamak phải chứa được lượng nhiệt vô cùng lớn. Plasma cần đạt ít nhất 150 triệu °C, nóng gấp 10 lần so với lõi của mặt trời, mức nhiệt có thể làm tan chảy mọi loại vật liệu. Đây là 1 trong những thách thức lớn với các nhà khoa học khi nghiên cứu về năng lượng nhiệt hạch. Để vượt qua cản trở về vật liệu, các nhà khoa học đã thực hiện giữ nhiệt lượng bằng cách tạo ra 1 từ trường cực mạnh từ những nam châm khổng lồ.

Về cơ bản, thực hiện các phản ứng nhiệt hạch chính là nhân bản mặt trời. Mặt trời là 1 nhà máy nhiệt hạch vĩnh cửu, được tạo thành từ 1 quả cầu plasma siêu khổng lồ đang cháy, trong mỗi giây có thể tổng hợp hàng trăm tấn hydrogen thành helium.

Plasma là trạng thái mà 99,9% vũ trụ được tạo ra, bao gồm các ngôi sao, mặt trời và tất cả các vật chất giữa các vì sao. Trên trái đất, plasma được sử dụng trong tivi, đèn neon, và có thể nhìn thấy trong tia chớp, cực quang.

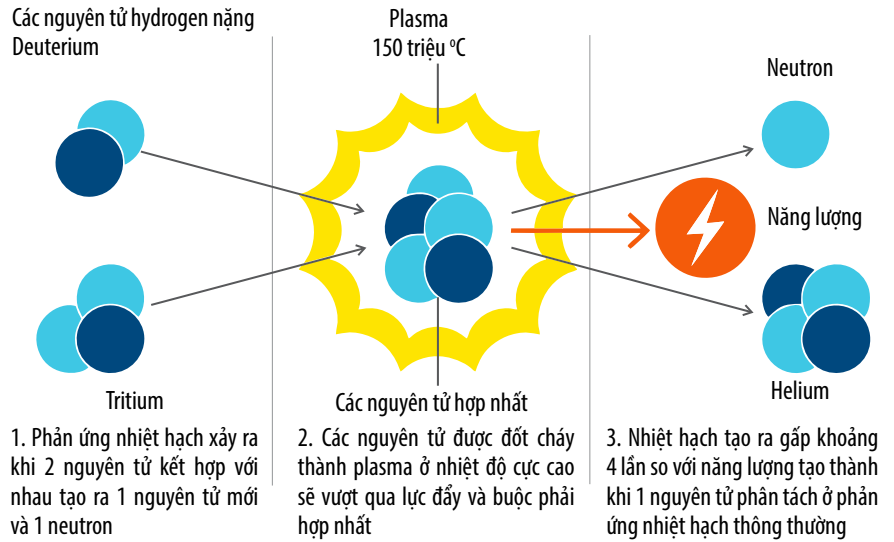
Một số chuyên gia tham gia dự án ITER cho biết không phải việc tạo ra năng lượng nhiệt hạch mà duy trì trạng thái này mới chính là thách thức lớn nhất.

Lò phản ứng tokamak ở Vương quốc Anh, hay còn gọi là JET (Joint European Torus), sử dụng nam châm lõi đồng chế tạo từ những năm 1970, có thể giữ năng lượng nhiệt hạch lâu nhất trong 5 giây, và quá 5 giây mọi thứ sẽ tan chảy.

Dự án ITER sử dụng các nam châm thể hệ mới có tuổi thọ dài hơn nhằm tạo ra năng lượng gấp 10 lần đầu vào (500 MW từ 50 MW đầu vào). Nhưng mục tiêu của dự án này không chỉ tạo ra năng lượng mà còn chứng minh khả năng duy trì năng lượng nhiệt hạch lâu hơn so với máy JET. Thành công này có ý nghĩa quan trọng trong việc thương mại hoá các cỗ máy nhiệt hạch trong tương lai.

Trong khi mặt trời tổng hợp các nguyên tử hydrogen để tạo ra helium, thì JET và ITER sử dụng 2 đồng vị của hydrogen là deuterium và tritium. Các đồng vị này gần giống hydrogen về cấu tạo và phản ứng hóa học.

Cả deuterium và tritium đều tìm thấy trong tự nhiên. Deuterium có nhiều trong cả nước ngọt và nước mặn. Khi kết hợp deuterium từ 500 ml nước với một lượng nhỏ tritium có thể cung cấp đủ năng lượng cho 1 ngôi nhà trong 1 năm. Mặc dù rất hiếm trong tự nhiên, tritium lại có thể tổng hợp được. Hiện tại, chỉ có 20 kg tritium tồn tại trên thế giới và nhu cầu không quá 400 gram/năm. Nhưng với hiệu suất lên đến 8.000.000/1 thì chỉ cần 1 lượng nhỏ deuterium và tritium kết



hợp đã có thể tạo ra năng lượng nhiệt hạch lớn.

Trên thị trường, tritium có giá cực kỳ đắt, khoảng 30.000 USD/gram. Khi việc tổng hợp hạt nhân được nhân rộng, nhu cầu tritium tăng vọt sẽ tạo ra thách thức mới cho việc nhân rộng phản ứng nhiệt hạch trên phạm vi toàn cầu.

Dự án 10 triệu hợp phần

Dự án ITER được thành lập trong năm 1985, được vận hành bởi gần 4.500 doanh nghiệp và 15.000 người từ khắp nơi trên thế giới với sự tham gia của 35 quốc gia, điều hành bởi 7 thành viên chính gồm: Trung Quốc, Mỹ, Liên minh châu Âu, Liên bang Nga, Ấn Độ, Nhật Bản và Hàn Quốc. ITER là dự án hợp tác với mục đích chia sẻ mục tiêu chung vì tương lai tốt đẹp hơn của các quốc gia với hệ tư tưởng khác nhau. Mỗi thành viên tham gia dự án đều nhận thức được rằng bất kỳ sai lầm nào có thể dẫn đến sự thất bại của toàn bộ dự án.

Dự án ITER đặc biệt phức tạp khi phải tiến hành xây dựng tại 39 địa điểm. Trong đó, địa điểm làm việc chính là môi trường vô trùng, nơi các cần cẩu tải trọng 750 tấn được sử dụng để đưa các kết cấu khổng lồ vào vị trí. Vỏ của lò tokamak đã được ghép nhưng vẫn phải chờ 1 số bộ phận,

bao gồm 1 nam châm khổng lồ sẽ đặt trên đỉnh được chế tạo tại Liên bang Nga.

Sau khi hoàn thiện, tokamak sở hữu kích thước choáng ngợp, nặng 23.000 tấn (tương đương trọng lượng của 3 tòa tháp Eiffel), hợp thành từ 1 triệu cấu kiện với hơn 10 triệu hợp phần nhỏ hơn. Dự án không cho phép xảy ra bất kỳ sai sót nào, cho dù là nhỏ nhất. Cỗ máy khổng lồ này được bao bọc bởi những khối nam châm có kích thước lớn nhất từng được chế tạo, với đường kính lên đến 24 m, quá lớn để có thể vận chuyển, do đó công tác lắp ráp được thực hiện tại chỗ.

Dữ liệu thiết kế 3D của dự án này chiếm trên 2 TB bộ nhớ, tương đương với dung lượng lưu trữ 160 triệu trang văn bản.

Kể từ năm 1973, nhu cầu năng lượng toàn cầu đã tăng hơn gấp đôi. Vào cuối thế kỷ XXI, nhu cầu thực sự có thể tăng gấp 3. Dự báo 70% tổng lượng khí carbon dioxide thải vào khí quyển là do việc tiêu thụ năng lượng của con người; 80% năng lượng con người sử dụng có nguồn gốc từ nhiên liệu hóa thạch.

Giờ đây, trái đất đang phải đối mặt với tình trạng khí hậu cực đoan khi nhiệt độ tăng, chuyển biến thành các sóng nhiệt

chết người với tần suất thường xuyên hơn, kéo theo hạn hán, nạn đói, cháy rừng, lũ lụt và mực nước biển dâng cao. Các tác động của khủng hoảng khí hậu ngày càng khó đảo ngược hơn khi toàn bộ hệ sinh thái đã đến điểm tới hạn.

Thế giới đang tập trung vào mục tiêu giảm phát thải carbon và đẩy nhanh quá trình chuyển dịch năng lượng, từ sử dụng nhiên liệu hóa thạch sang năng lượng tái tạo (như năng lượng mặt trời, gió và thủy điện). Một số quốc gia đang dựa vào năng lượng phân hạch hạt nhân, loại năng lượng có carbon thấp nhưng vẫn có các rủi ro thảm họa - tuy nhỏ nhưng không thể bỏ qua - về lưu trữ chất thải phóng xạ và chi phí cao.

Thế giới có thể thực hiện quá trình chuyển đổi xanh này đủ nhanh để ngăn chặn biến đổi khí hậu thảm khốc? Năng lượng nhiệt hạch hoàn toàn có thể trở thành "cứu tinh phút thứ 89", nếu thế giới làm chủ nguồn năng lượng này kịp thời.

Khi trả lời phỏng vấn Tạp chí Time năm 2010 về khám phá khoa học nào muốn thấy trong đời, nhà vật lý Stephen Hawking đã khẳng định: "Tôi muốn phản ứng tổng hợp hạt nhân trở thành nguồn năng lượng thực tế. Nó sẽ cung cấp nguồn năng lượng vô tận, không gây ô nhiễm hoặc làm nóng toàn cầu" [2].

Kỷ nguyên mới

Nhiều doanh nghiệp thương mại rất lạc quan cho rằng nguồn năng lượng nhiệt hạch có thể sẵn sàng thương mại vào giữa thế kỷ XXI.

Cũng như các phản ứng tổng hợp hạt nhân trước đây, khi vượt qua được thách thức này thì thách thức mới lại xuất hiện. Do trữ lượng tritium trên thế giới rất ít

và giá thành cao, ITER cho biết đang tập trung vào mục tiêu tự sản xuất và làm chủ nguồn tritium. Màn chắn bên trong tokamak được phủ bằng lithium, khi các neutron plasma thoát ra tiếp cận được, sẽ phản ứng với lithium để tạo ra nhiều tritium.

Thời gian và chi phí luôn là mối quan tâm đối với các dự án lớn. ITER được đánh giá là dự án hợp tác năng lượng quốc tế lớn nhất và tham vọng nhất trong lịch sử. Mỗi ngày chậm trễ, dự án này sẽ tiêu tốn khoảng 1 triệu euro.

Về tài chính, Liên minh châu Âu đang chịu trách nhiệm chi phí xây dựng dự án (45,6%), còn lại được chia đều cho Trung Quốc, Ấn Độ, Nhật Bản, Hàn Quốc, Liên bang Nga và Mỹ (mỗi quốc gia 9,1%) [4]. Ban đầu, tổng mức đầu tư của toàn bộ dự án dự kiến khoảng 6 tỷ euro (6,4 tỷ USD). Nhưng hiện tại, tổng mức đầu tư đã tăng hơn gấp 3 lần, lên khoảng 20 tỷ euro.

Về kỹ thuật, theo kế hoạch công bố năm 2001, bắn phá plasma đầu tiên được thực hiện vào năm 2016. Tuy nhiên, mốc thời gian này đã bị lỡ. Một số nhà quan sát đã coi dự án đã thất bại từ trong trứng nước. Nhưng sau khi ông Bernard Bigot trở thành người đứng đầu, dự án đã được sắp xếp hợp lý và trở lại đúng hướng. Hiện tại, kế hoạch bắn phá plasma đầu tiên được chờ đợi vào năm 2025, và các thí nghiệm deuterium-tritium đầu tiên được kỳ vọng sẽ diễn ra trong năm 2035 ngay cả khi những thí nghiệm này đang được rà soát lại và bị trì hoãn 1 phần bởi đại dịch và các vấn đề liên quan đến chuỗi cung ứng.

Giám đốc của ITER, ông Bernard Bigot, qua đời vào ngày 14/5/2022 sau 7 năm lãnh đạo ITER, có đóng góp quan trọng đối với dự án siêu phức tạp này.

Dù dự án còn khó khăn do bị chậm trễ và còn nhiều vấn đề cần giải quyết, nhưng Bernard Bigot vẫn say mê và lạc quan về tiềm năng của ITER cho đến hơi thở cuối cùng: "Phản ứng nhiệt hạch hydrogen hiệu quả hơn 1 triệu lần so với việc đốt cháy nhiên liệu hóa thạch. Những gì chúng tôi đang cố gắng làm ở đây thực sự rất giống với việc tạo ra 1 mặt trời nhân tạo nhỏ trên trái đất. Nhà máy điện nhiệt hạch này sẽ hoạt động liên tục. Hay có thể nói, mặt trời này sẽ không bao giờ lặn".

Nguyễn Anh Tuấn (dịch)

Tài liệu tham khảo

[1] Boštjan Videmšek, "Bottling the sun", 30/5/2022. [Online]. Available: <https://edition.cnn.com/interactive/2022/05/world/iter-nuclear-fusion-climate-intl-cnnphotos/>.

[2] Time, "10 questions for Stephen Hawking", 15/11/2010. [Online]. Available: <https://content.time.com/time/magazine/article/0,9171,2029483,00.html>.

[3] Fiona Harvey, "Iter nuclear fusion project reaches key halfway milestone", 6/12/2017. [Online]. Available: <https://www.theguardian.com/environment/2017/dec/06/iter-nuclear-fusion-project-reaches-key-halfway-milestone>.

[4] Iter, "What is Iter?". [Online]. Available: <https://www.iter.org/proj/inafewlines#4>.



VIETSOVPETRO KHAI THÁC TRÊN 3,1 TRIỆU TẤN DẦU TRONG NĂM 2022

Làm việc với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” ngày 22/12/2022, Phó Chủ tịch nước Võ Thị Ánh Xuân đã động viên, khích lệ người lao động ngành Dầu khí thi đua lao động giỏi, lao động sáng tạo, đặc biệt là các cán bộ, kỹ sư đang làm việc trên các giàn khoan “đi tìm dầu để làm giàu cho Tổ quốc và góp phần bảo vệ an ninh biển đảo quê hương”.

Ngày 22/12/2022, Đoàn công tác do Phó Chủ tịch nước Võ Thị Ánh Xuân làm Trưởng đoàn đã đến thăm, làm việc với Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” và động viên cán bộ, công nhân viên ngành Dầu khí thi đua lao động giỏi, lao động sáng tạo.

Tính đến nay, Vietsovpetro đã khai thác gần 246 triệu tấn dầu thô, thu gom và vận chuyển về bờ trên 38,2 tỷ m³ khí đồng hành, lũy kế doanh thu bán dầu đạt trên 86,5 tỷ USD, nộp ngân sách Nhà nước và lợi nhuận phía Việt Nam đạt trên 59 tỷ USD, lợi nhuận phía Liên bang Nga đạt trên 11,6 tỷ USD. ...

Vào 10 giờ ngày 7/12/2022, Vietsovpetro đã hoàn thành kế hoạch các chỉ tiêu sản xuất cả năm 2022. Vietsovpetro đã hoàn thành kế hoạch bổ sung số 1 vào 17 giờ 10 phút ngày 19/12/2022 và đang tập trung nguồn lực để hoàn thành nhiệm vụ bổ sung số 2 là khai thác thành công 3 triệu tấn dầu. Ước

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



Phó Chủ tịch nước Võ Thị Ánh Xuân động viên và tặng quà người lao động Dầu khí tại Xi nghiệp Xây lắp, Khảo sát và Sửa chữa các công trình khai thác dầu khí. Ảnh: TTXVN

cả năm 2022, Vietsovetro sẽ khai thác trên 3,1 triệu tấn dầu, vượt 212 nghìn tấn (trong đó khai thác 3,003 triệu tấn tại Lô 09-1 và 112 nghìn tấn ở Lô 09-3), sản lượng khai thác khí thiên nhiên ước đạt 77,1 triệu m³ (117,8% kế hoạch), cung cấp về bờ hơn 1,05 tỷ m³ khí, (186,5% kế hoạch). Về công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí, Vietsovetro sẽ kết thúc thi công 7 giếng thăm dò - thăm lượng với tổng số 31.611 m khoan (bao gồm giếng SV- 2X tại Lô 16-1/15), gia tăng trữ lượng khoảng 3.510 nghìn tấn (125% kế hoạch).

Trong giai đoạn hiện nay, Vietsovetro tiếp tục tận thăm dò các khu vực tiềm năng, khai thác hiệu quả, thu hồi tối đa trữ lượng

dầu khí còn lại trong Lô 09-1, đồng thời tích cực tìm kiếm cơ hội hợp tác nghiên cứu, đầu tư mở rộng vùng hoạt động ra các lô mới nhằm gia tăng trữ lượng, ổn định sản lượng khai thác dầu và khí. Đồng thời, Vietsovetro đã và đang cung cấp các dịch vụ dầu khí chất lượng cao cho các đối tác trong và ngoài nước, tìm kiếm cơ hội đầu tư vào lĩnh vực năng lượng tái tạo để phù hợp với xu thế chuyển dịch năng lượng. Vietsovetro đề xuất các cấp thẩm quyền xem xét, cho phép Vietsovetro mở rộng hoạt động dầu khí ra các lô mới tại thềm lục địa Việt Nam và tham gia đầu tư vào các dự án năng lượng tái tạo (đặc biệt là năng lượng tái tạo ngoài khơi...).

Phó Chủ tịch nước Võ Thị Ánh Xuân đánh giá cao thành tích Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nói chung và Vietsovetro nói riêng đã đạt được trong năm 2022, góp phần quan trọng đảm bảo an ninh năng lượng, ngoại giao kinh tế, đóng góp rất lớn cho ngân sách Nhà nước. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã làm tốt công tác an sinh xã hội, trong phong trào thi đua yêu nước có rất nhiều sáng kiến để tăng năng suất lao động, làm lợi hàng nghìn tỷ đồng.

Phó Chủ tịch nước đề nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cụ thể hóa các nghị quyết của Đại hội XIII của Đảng, khẳng định vai

trò của đơn vị đầu tàu, đảm bảo an ninh năng lượng và an ninh quốc phòng; dự báo được tình hình dầu khí thế giới để khai thác có hiệu quả, bền vững; đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò, gia tăng trữ lượng, góp phần bảo vệ chủ quyền biển đảo...

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Hoàng Quốc Vương cảm ơn sự quan tâm, động viên, khích lệ của Phó Chủ tịch nước Võ Thị Ánh Xuân với người lao động Dầu khí, đặc biệt với người lao động trên các giàn khoan đang làm nhiệm vụ “đi tìm dầu để làm giàu cho Tổ quốc và góp phần bảo vệ an ninh biển đảo quê hương”. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nghiêm túc tiếp thu sự chỉ đạo của Phó Chủ tịch nước và khẳng định sẽ nỗ lực thực hiện tốt các nhiệm vụ được giao trong đó có nhiệm vụ góp phần bảo vệ an ninh quốc phòng trên biển.

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết việc phát triển các dự án năng lượng tái tạo ngoài khơi sẽ góp phần đa dạng hóa nguồn cung năng lượng, bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia trong tương lai. Để phát huy thế mạnh và kinh nghiệm về công trình ngoài khơi, Petrovietnam kiến nghị các cấp thẩm quyền tạo điều kiện cho các đơn vị triển khai các dự án năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện gió ngoài khơi.

Thu Huyền



TỐI ƯU KHAI THÁC

CÁC MỎ KHÍ - CONDENSATE TRONG ĐIỀU KIỆN ĐỊA CHẤT PHỨC TẠP

Cụm công trình “Nghiên cứu, phát triển công nghệ để khai thác các mỏ khí - condensate với điều kiện đặc biệt phức tạp tại thềm lục địa Việt Nam” do TS. Ngô Hữu Hải và các cộng sự thuộc Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC) chủ trì thực hiện được Chủ tịch nước trao tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh về khoa học và công nghệ đợt 6.

Cụm công trình này gắn liền với việc thực hiện dự án Biển Đông 01 là xây dựng cụm giàn để khai thác khí và condensate ở mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh (Lô 05-2 và 05-3), bể Nam Côn Sơn, thềm lục địa Việt Nam. Trong điều kiện địa

chất phức tạp, dị thường áp suất lớn, áp suất cao, nhiệt độ cao, BIENDONG POC đã nghiên cứu phát triển và ứng dụng các giải pháp, từ địa chất/địa vật lý, khoan/hoàn thiện giếng đến thiết kế/thi công xây lắp công trình biển cũng như quản lý tối ưu mỏ và vận hành khai thác. Trong đó, cụm công trình “Nghiên cứu, phát triển công

nghệ để khai thác các mỏ khí - condensate với điều kiện đặc biệt phức tạp thềm lục địa Việt Nam” gồm 32 giải pháp khoa học và công nghệ tiêu biểu.

Thứ nhất, BIENDONG POC đã nghiên cứu, phát triển các giải pháp để lựa chọn tối ưu vị trí giếng, tối ưu quá trình khoan với điều kiện địa chất rất phức tạp làm

Mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh. Ảnh: Trung Linh



tăng hệ số thăm dò, khai thác, bao gồm: cải tiến phương pháp sử dụng địa chấn đặc biệt để lựa chọn vị trí giếng khoan (4 giải pháp); các giải pháp địa chất/địa vật lý để tối ưu quá trình khoan giếng (3 giải pháp); nghiên cứu cải tiến chiến lược khoan hợp lý để tận thu, thăm dò thẩm lượng dầu khí và giảm rủi ro khi thăm dò, khai thác.

Thứ hai, BIENDONG POC đã nghiên cứu, phát triển công nghệ khoan và hoàn thiện giếng trong điều kiện áp suất cao, nhiệt độ cao, nước sâu, xa bờ đặc biệt khó khăn, nhằm tăng mức độ an toàn và giảm chi phí khoan bao gồm các giải pháp: nghiên cứu, thiết kế và xây dựng mới giàn tiếp trợ nửa chìm, nửa nổi đầu tiên ở vùng

nước sâu thềm lục địa Việt Nam; nghiên cứu cải tiến hệ đầu giếng ngầm thân lớn sang hệ thống đầu giếng nổi thân lớn trên giàn đầu giếng; nghiên cứu, thí nghiệm cải tiến kỹ thuật của hỗn hợp xi măng khô hệ well-life cho giếng khoan nhiệt độ cao, áp suất cao; tổ hợp các giải pháp thiết kế, thi công khoan giếng nhiệt độ cao, áp suất cao, cửa sổ chênh áp hẹp (5 giải pháp); tổ hợp các giải pháp hoàn thiện giếng áp suất cao, nhiệt độ cao (4 giải pháp).

Thứ ba, BIENDONG POC đã nghiên cứu, lựa chọn tối ưu các giải pháp thiết kế, xây dựng mỏ và quản lý an toàn - sức khỏe - môi trường, bao gồm các giải pháp: nghiên cứu, cải tiến phương án phát triển mỏ trong điều kiện khó khăn, phức tạp; quản lý tối ưu đối với tổng thầu triển khai EPCI (tư vấn, thiết kế - mua sắm thiết bị - xây dựng, vận chuyển, lắp đặt); các giải pháp môi trường trong khoan giếng, phát triển và khai thác mỏ ở điều kiện phức tạp xa bờ, áp suất cao, nhiệt độ cao.

Thứ tư, BIENDONG POC đã nghiên cứu, phát triển các giải pháp về công nghệ mỏ và quản lý tối ưu mỏ, bao gồm các giải pháp: xây dựng nền tảng dữ liệu cho việc quản lý, giám sát và tối ưu hóa khai thác dầu khí tại mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh; sử dụng mô hình thủy động lực và các giải pháp hạn chế ngưng tụ condensate cận đáy giếng; nghiên cứu các giải pháp hạn chế nước xâm nhập vào giếng khai thác khí; nghiên cứu quản lý và hạn chế cát xâm nhập vào giếng khai thác.

Thứ năm, BIENDONG POC đã nghiên cứu, phát triển các giải pháp về tổ chức vận hành khai thác an toàn mỏ, liên tục và hiệu quả, bao gồm các giải pháp: hệ thống khai thác ở mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh là tổ hợp các công trình khai thác, xử lý, kho nổi phức tạp vận hành ở điều kiện áp suất cao, nhiệt độ cao; tối ưu chi phí quản lý sự toàn vẹn đường ống ngầm bằng nghiên cứu mô phỏng kết hợp thực nghiệm và kiểm

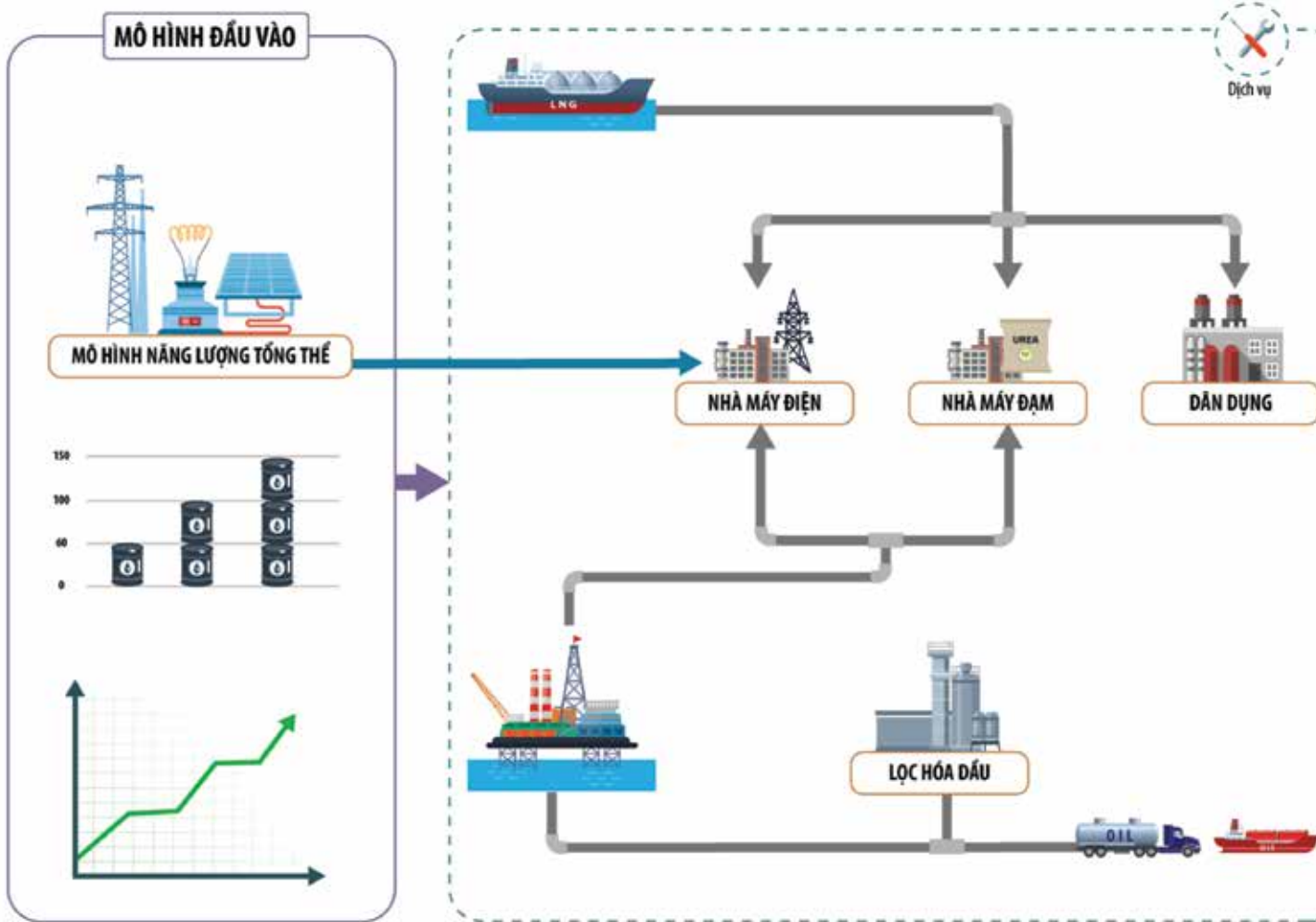
Vào 8 giờ ngày 8/12/2022, BIENDONG POC đã chính thức chạm mốc mục tiêu hoàn thành 100% kế hoạch sản xuất khí trong năm 2022, về đích trước 23 ngày so với kế hoạch. Trước đó, BIENDONG POC đã hoàn thành kế hoạch khai thác condensate vào ngày 20/10/2022 (về đích trước 72 ngày) và hoàn thành kế hoạch doanh thu vào ngày 9/9/2022 (về đích trước 144 ngày).

định trên cơ sở rủi ro; mở giếng khai thác sử dụng khí từ giếng có áp suất cao thay vì sử dụng bơm methanol; làm sạch giếng bằng hệ thống thiết bị khai thác sẵn có thay vì sử dụng hệ thống riêng theo cách thông thường; cải tiến kỹ thuật trong quá trình vận hành và bảo dưỡng.

Việc tìm kiếm, thăm dò, phát triển và khai thác hiệu quả cụm mỏ khí - condensate Hải Thạch - Mộc Tinh đã và đang đem lại nhiều lợi ích kinh tế - xã hội to lớn cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và cho đất nước, góp phần quan trọng trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, nguồn thu ngoại tệ cho nhà nước, đồng thời góp phần khẳng định chủ quyền quốc gia trên biển. Ước tính, cụm công trình đã đem lại hiệu quả kinh tế lớn với tổng chi phí tiết kiệm được và hiệu quả mang lại hơn 602,3 triệu USD.

BIENDONG POC cho biết trong thời gian tới sẽ tập trung cho công tác khoan đan dày và khoan thăm dò mở rộng nhằm gia tăng sản lượng, kéo dài thời gian khai thác và gia tăng trữ lượng thu hồi của mỏ. Đây sẽ là hướng đi đúng đắn để nâng cao hiệu quả kinh tế, tận dụng nguồn lực về cơ sở vật chất và con người nhằm hoàn thiện hệ thống khai thác ở khu vực nước sâu, xa bờ, trở thành "tiên đồn" quan trọng của Tổ quốc ở phía Đông Nam.

Hồng Minh



VPI TẬP TRUNG PHÁT TRIỂN HỆ SINH THÁI SÁNG TẠO CHO NGÀNH DẦU KHÍ

Trong năm 2022, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã tăng cường công tác dự báo thị trường, kịp thời có các tư vấn quan trọng cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong xử lý các dự án/vấn đề cấp bách; đồng thời hình thành và phát triển hệ sinh thái sáng tạo cho ngành Dầu khí Việt Nam, triển khai 2 thực nghiệm, 4 thử nghiệm áp dụng công nghệ mới trên thế giới, có tính đột phá cho các đơn vị trong ngành Dầu khí Việt Nam...

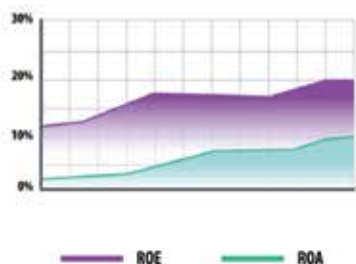
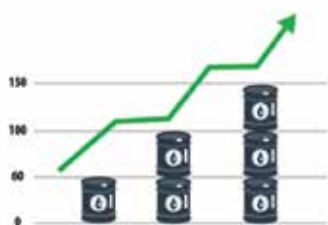
Trong năm 2022, VPI được Cơ quan Sáng chế và Nhân hiệu Mỹ (USPTO) cấp Bằng sáng chế số 011318454B1 cho sáng chế "Method and system for renewing spent fluid catalytic cracking (SFCC) catalysts using acid leaching and acid reflux activities" (Phương pháp và hệ thống làm mới xúc tác FCC thải sử dụng quá trình ngâm chiết acid kết hợp đun hồi lưu); chấp nhận đơn hợp lệ 2 sáng chế "SMART fertilizers and method of manufacturing and using the same" (Phương pháp sản xuất và sử

dụng phân bón thông minh) và "Method and system for reforming CO₂ rich natural gases into syngas using cold plasma device coupled in series to a separate catalyst reforming reactor" (Phương pháp và hệ thống cho quá trình reforming chuyển hóa khí tự nhiên giàu CO₂ thành khí tổng hợp, có tích hợp thiết bị plasma lạnh tiền xử lý khí).

Bên cạnh đó, VPI được Cục Sở hữu Trí tuệ - Bộ Khoa học và Công nghệ chấp nhận đơn hợp lệ 7 sáng chế: Quy trình chế tạo chế phẩm nâng cao hệ số thu hồi dầu; Quy trình reforming nguyên liệu hỗn hợp khí

giàu CO₂ để tạo ra khí tổng hợp bằng công nghệ tích hợp plasma lạnh; Quy trình tổng hợp chất xúc tác FCC đa mao quản dùng cho cracking sâu trực tiếp dầu thô hoặc cặn dầu thô trong điều kiện nhiệt độ cao để tối ưu khí olefin nhẹ và các sản phẩm hóa dầu; Quy trình công nghệ bơm ép hóa phẩm nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu trong quá trình điều hành khai thác mỏ dầu khí; Quy trình sản xuất vật liệu nanocarbon dạng ống từ nguồn khí thiên nhiên có hàm lượng carbon dioxide cao; Phương pháp lựa chọn dầu thô để mở rộng dải nguyên liệu cho nhà máy lọc dầu;

KẾT QUẢ



Quy trình chế tạo chế phẩm chống tạo bọt sử dụng trong hệ thống xử lý nước bơm ép vỉa trong khai thác dầu khí.

Đồng thời, VPI tập trung đẩy mạnh phát triển sản phẩm thương mại (3 sản phẩm gồm: Hóa phẩm chống tạo bọt/Antifoam VPI-AF-001, chất phụ trợ điện cực/Backfill, coupon theo dõi ăn mòn); mở rộng phạm vi cung cấp dịch vụ khoa học công nghệ ra ngoài ngành Dầu khí và thế giới ở các lĩnh vực: bơm ép CO₂ mỏ Severo-Khosedayuskoye, tiềm năng phát triển công nghiệp H₂ tại Việt Nam, quy hoạch tiềm năng năng lượng gió ngoài khơi, nghiên cứu thị trường LPG, lập sơ đồ triển vọng khoáng sản và bản đồ cấu trúc địa chất, đánh giá hiệu quả hóa phẩm tạo bọt, phân tích mẫu...

VPI đã hình thành và phát triển hệ sinh thái sáng tạo cho ngành Dầu khí Việt Nam, đã hình thành khối hạt nhân (phát triển nguồn nhân lực, quản lý thực hiện,

nắm thị trường, phân tích dữ liệu, hỗ trợ quản lý và tối ưu khai thác); hợp tác phát triển với một số công ty liên kết để phát triển sản phẩm và dịch vụ khoa học công nghệ; triển khai 2 thực nghiệm, 4 thử nghiệm áp dụng công nghệ mới trên thế giới, có tính đột phá cho các đơn vị trong ngành Dầu khí Việt Nam.

Trong đó, VPI và Vietsovpetro đã thực nghiệm giải pháp công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu cho đối tượng trầm tích lục nguyên của các mỏ dầu tại bể Cửu Long, thực hiện bơm ép hóa phẩm VPI SP so với bơm ép nước trên 6 giếng quan trắc. Kết quả tính toán sơ bộ hiệu quả kinh tế cho thấy hiệu quả trực tiếp mang lại của giải pháp công nghệ áp dụng thử nghiệm sau 6 tháng gia tăng 2.700 tấn dầu, đạt 700.000 USD (không bao gồm chi phí sản xuất hóa phẩm); sau 10 tháng gia tăng trên 4.654 tấn dầu.

Bên cạnh đó, VPI thực nghiệm diện hẹp đánh giá hiệu quả phân bón nhả chậm của VPI trên cây rau cải ngọt (giúp gia tăng năng suất và hiệu quả sử dụng phân N của sản phẩm urea nhả chậm); thử nghiệm phương pháp dựng ảnh địa chấn tán xạ để tính toán chỉ thị nứt nẻ từ tài liệu địa chấn tán xạ cho Vietsovpetro; thử nghiệm ứng dụng công nghệ học máy trong công tác dự báo và tối ưu khai thác - bơm ép cho Vietsovpetro; thử nghiệm ứng dụng nanocarbon vào bê tông cho FICO-TYL; thử nghiệm Bản tin thị trường sản phẩm dầu khí và năng lượng (bantin.oilgas.ai)...

Trong năm 2023, VPI cho biết sẽ tập trung vào định hướng xây dựng “tổ chức tự học hỏi, thích ứng cao” (mỗi nhân sự và toàn VPI liên tục nâng cao năng lực, cập nhật phương pháp/công nghệ tiên tiến của thế giới); xây dựng và phát triển hệ sinh thái sáng tạo (VPI cung cấp dữ liệu, nền tảng khai thác và hạ tầng để mọi nhân sự có thể hiện thực hóa ý tưởng, cung cấp sản phẩm/giải pháp cho

8 SẢN PHẨM ĐẶC TRƯNG CỦA VPI TRONG 2022

- (1) Thử nghiệm công nghệ mới trong tìm kiếm thăm dò dầu khí; (2) Hỗ trợ Petrovietnam quản lý khai thác trong và ngoài nước để duy trì sản lượng trong ngắn hạn; (3) Thực nghiệm EOR sử dụng chất hoạt động bề mặt và polymer; (4) Thực nghiệm phân bón nhả chậm phủ nanocarbon; (5) Tiềm năng và chuỗi giá trị thu hồi, lưu trữ và sử dụng CO₂ (CCUS) tại Việt Nam; (6) Nghiên cứu thiết kế, gia công chế tạo hệ thiết bị bơm ép đa năng sử dụng hệ thống tách siêu âm tại điều kiện nhiệt độ và áp suất cao; (7) Hệ sinh thái khởi nghiệp trong doanh nghiệp; (8) Nền tảng tổ chức và phân tích dữ liệu.

Petrovietnam); đẩy mạnh ứng dụng bản sao số, tăng hiệu quả hoạt động và hỗ trợ triển khai chiến lược (đánh giá hiện trạng, dự báo tương lai, định lượng giải pháp)...

Về việc triển khai các chương trình khoa học và công nghệ, VPI cho biết đã đề xuất Tập đoàn Dầu khí Việt Nam triển khai 12 đề tài/dự án thuộc chương trình “Nghiên cứu cơ bản bổ sung, nghiên cứu ứng dụng đánh giá tiềm năng, gia tăng trữ lượng dầu khí bằng công nghệ mới và các giải pháp kỹ thuật công nghệ tiên tiến để phát triển, khai thác các mỏ dầu khí đảm bảo hiệu quả kinh tế”; 8 đề tài/dự án thuộc 3 chương trình “Nghiên cứu, phát triển sản xuất, tàng trữ, vận chuyển, phân phối và sử dụng hiệu quả hydrogen”; “Phát triển và ứng dụng công nghệ thu hồi, tàng trữ và sử dụng CO₂ tại các cơ sở sản xuất của Petrovietnam” và “Phát triển sản xuất và ứng dụng các sản phẩm hóa chất và hóa dầu mới, vật liệu tiên tiến và nhiên liệu sạch từ các nguồn nguyên liệu trong nước, có thị trường lớn, có khả năng xuất khẩu và biên lợi nhuận cao”.

Ngọc Linh



LỘC DẦU DUNG QUẤT CHINH PHỤC GIỚI HẠN VẬN HÀNH AN TOÀN 112%

Trong năm 2022, Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã chinh phục giới hạn vận hành an toàn (SOL mới) tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất với công suất 112%; đóng góp quan trọng vào các chỉ tiêu tài chính của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam với 17,8% doanh thu, 18,8% lợi nhuận sau thuế và 10,6% nộp ngân sách Nhà nước.

Trong năm 2022, BSR đã tổ chức quản lý vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, ổn định, liên tục ở công suất linh hoạt, cơ cấu sản phẩm tối ưu; chủ động ứng phó với đại dịch Covid-19; nâng cao công tác dự báo thị trường; xây dựng Chiến lược phát triển của BSR đến năm 2030 và tầm nhìn đến năm 2045; hoàn thiện hồ sơ trình cấp thẩm quyền xem xét, điều chỉnh chủ trương đầu tư Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; đẩy mạnh công tác chuyển đổi số, hoàn thành và đưa vào sử dụng hệ thống ERP giai đoạn 1...

Cụ thể, BSR đã hoàn thành vượt mức

các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh, đạt trên 37,1 triệu giờ công an toàn không có tai nạn lao động mất ngày công. Đặc biệt, BSR đã chinh phục giới hạn vận hành an toàn (SOL mới) tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất là 112%/103% kế hoạch vận hành năm. Vào lúc 10 giờ 10 phút ngày 8/12/2022, chỉ tiêu sản lượng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã đạt mốc kế hoạch năm 2022 là 6.499.087 tấn, về đích sớm 23 ngày. Dự kiến cả năm, BSR sẽ sản xuất khoảng 7 triệu tấn sản phẩm các loại. Tổng doanh thu của BSR ước đạt 165,5 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước khoảng 18.048 tỷ đồng và lợi nhuận sau thuế dự kiến 12.176 tỷ đồng. Kết quả sản xuất kinh doanh của

BSR đóng góp quan trọng vào các chỉ tiêu tài chính của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam với 17,8% doanh thu, 18,8% lợi nhuận sau thuế và 10,6% nộp ngân sách Nhà nước.

Trong năm 2022, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất chế biến thêm 2 loại dầu thô mới và đưa vào chế biến sản phẩm trung gian LSFO tại Phân xưởng cracking xúc tác tầng sôi (RFCC), góp phần tăng sản lượng cơ cấu sản xuất xăng, đáp ứng nhu cầu thị trường, đảm bảo an ninh năng lượng. Bên cạnh đó, BSR cũng đã hoàn thành sản xuất thử nghiệm sản phẩm PP mới BOPP (500 tấn) đạt các chỉ tiêu chất lượng để xuất cho khách hàng. BSR cũng thực hiện sản

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR



xuất và xuất bán các sản phẩm nhiên liệu quốc phòng gồm xăng RON 83, Diesel DO L-62 và JetA-1K cho Tổng cục Hậu cần - Bộ Quốc phòng để sử dụng trên các thiết bị quân sự đặc biệt.

Trong công tác nghiên cứu khoa học, BSR đạt Giải thưởng Nhà nước về khoa học và công nghệ năm 2022 với công trình "Các giải pháp ứng dụng khoa học công nghệ tối ưu hóa quá trình sản xuất của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động và năng lực cạnh tranh của BSR"; Top 10 doanh nghiệp khoa học công nghệ và là doanh nghiệp dẫn đầu toàn ngành Dầu khí với 383 sáng kiến trong Chương trình 1 triệu Sáng kiến (giai đoạn 1) do Tổng Liên đoàn Lao động Việt Nam phát động.

Trong năm 2023, BSR tập trung vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, ổn định, liên tục ở công suất tối ưu phù hợp với nhu cầu và tình hình thị trường, tối đa hóa hiệu quả sản xuất kinh doanh;

ỨNG DỤNG KHOA HỌC CÔNG NGHỆ TỐI ƯU HÓA QUÁ TRÌNH SẢN XUẤT

Trong năm 2022, BSR đạt Giải thưởng Nhà nước về khoa học và công nghệ với công trình "Các giải pháp ứng dụng khoa học công nghệ tối ưu hóa quá trình sản xuất của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động và năng lực cạnh tranh của BSR".

Mục tiêu của công trình nghiên cứu này bao gồm: Đa dạng hóa và hợp lý tính chất hóa nguồn nguyên liệu dầu thô để thay thế một phần hoặc hoàn toàn dầu thô Bạch Hổ trong điều kiện thị trường dầu thô biến động, đảm bảo luôn đủ nguyên liệu cho Nhà máy hoạt động ổn định và hiệu quả; tối ưu hóa, đa dạng hóa cơ cấu sản phẩm để tạo ra được nhiều chủng loại sản phẩm mới trong điều kiện hạn chế thay đổi lớn về cấu hình công nghệ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất hiện hữu; giảm chi phí vận hành sản xuất trong điều kiện năng suất và chất lượng sản phẩm luôn đáp ứng nhu cầu của thị trường nhằm tăng lợi nhuận chế biến và giảm giá thành sản phẩm.

Công trình nghiên cứu đã góp phần nâng cao khả năng chế biến nhiều chủng loại dầu thô mới trong và ngoài nước góp phần đa dạng hóa nguồn cung, đảm bảo đủ nguyên liệu với giá cạnh tranh cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất trong bối cảnh sản lượng và chất lượng của dầu thô Bạch Hổ ngày càng suy giảm; sáng tạo giải pháp kỹ thuật công nghệ mới giúp loại bỏ trên 70% các tạp chất kim loại sắt (Fe) và canxi (Ca) trong nguyên liệu dầu thô, góp phần đảm bảo vận hành an toàn, ổn định cho Phân xưởng RFCC và giảm

chủ động bám sát biến động kinh tế vĩ mô, chỉ đạo điều hành của Chính phủ, diễn biến thị trường, đưa ra mục tiêu, giải pháp cụ thể để có quyết sách kịp thời trong chỉ đạo, điều hành sản xuất kinh doanh. Đồng thời, BSR tiếp tục nghiên cứu, đánh giá và chế biến thử nghiệm thêm các loại dầu thô mới để không ngừng mở rộng giỏ dầu thô; nghiên cứu, đánh giá nguồn nguyên

tiêu thụ xúc tác với giá trị trên 10 triệu USD/năm; góp phần nâng công suất Phân xưởng xử lý Kerosene (KTU) lên đến 130% so với thiết kế, giúp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sản xuất thêm 1,02 - 1,09 triệu thùng nhiên liệu phản lực Jet A1/năm, tương ứng lợi nhuận tăng thêm trên 3 triệu USD/năm, đồng thời giải quyết được giới hạn kỹ thuật của hệ thống đỉnh tháp chưng cất dầu thô, cho phép nhà máy chế biến được các loại dầu thô ngọt nhẹ nhập khẩu có giá trị kinh tế cao. Ngoài ra, BSR đã phát triển thành công một loại sản phẩm mới là dầu nhiên liệu hàng hải (MFO) theo tiêu chuẩn quốc tế IMO-2020 có chất lượng và giá trị cao (hàm lượng lưu huỳnh thấp hơn 0,5%wt). Công suất sản xuất propylene cũng được tăng thêm trên 5 nghìn tấn propylene/năm, đáp ứng đủ nguyên liệu hóa dầu cho phân xưởng sản xuất hạt nhựa polypropylene lên 110% công suất, đem lại lợi ích kinh tế ước tính trên 3 triệu USD/năm.

Công trình cũng góp phần làm giảm chỉ số tiêu thụ năng lượng EII của nhà máy từ 118% trong năm 2014 xuống 103% - 106% trong giai đoạn 2018 - 2019 (theo tính toán giảm 1% chỉ số EII đã tiết kiệm được khoảng 2,6 triệu USD/năm). Tổng chi phí sản xuất của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất giảm dần từ 7,1 USD/thùng dầu trong năm 2014 xuống còn 4,9 USD/thùng dầu trong năm 2019 (tiết kiệm tương ứng khoảng 24 - 43 triệu USD/năm). Tổng hiệu quả kinh tế của cụm công trình tính đến 31/12/2019 đạt 4.270 tỷ đồng.

liệu trung gian cho chế biến để nâng cao hiệu quả cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; xây dựng chiến lược dầu thô dài hạn và đàm phán, ký kết các hợp đồng cung cấp dầu thô dài hạn; triển khai công tác bảo dưỡng tổng thể lần thứ 5 với các mục tiêu an toàn, chất lượng, đảm bảo tiến độ và tiết kiệm chi phí...

Hồng Minh



PV POWER SẢN XUẤT TRÊN 240 TỶ KWH ĐIỆN TRONG 15 NĂM

Với tổng công suất lắp đặt 4.209 MW, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (PV Power) đã sản xuất được trên 240 tỷ kWh điện trong 15 năm qua, phát triển đồng bộ, hợp lý và đa dạng hóa các loại hình nguồn điện, khẳng định vị thế của doanh nghiệp sản xuất điện lớn thứ 2 của Việt Nam.

Trong 15 năm qua, PV Power đã từng bước khẳng định vị trí quan trọng trên bản đồ năng lượng Việt Nam; quản lý, vận hành ổn định, hiệu quả 7 nhà máy điện sử dụng các nguồn nhiên liệu (từ khí, than, thủy điện và năng lượng tái tạo) với tổng công suất lắp đặt

4.209 MW, tổng sản lượng điện cung cấp ra thị trường đạt hơn 240 tỷ kWh, đứng thứ 2 cả nước (chỉ sau Tập đoàn Điện lực Việt Nam) và là doanh nghiệp sản xuất điện khí lớn nhất Việt Nam.

PV Power có đóng góp quan trọng vào sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước với lũy kế doanh thu hợp nhất đạt trên

350 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận hợp nhất đạt trên 25 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước trên 16 nghìn tỷ đồng. Quy mô tổng tài sản của PV Power đã tăng lên 56.502 tỷ đồng, gấp 12 lần so với thời điểm mới thành lập Tổng công ty năm 2007 (4.779 tỷ đồng), nguồn vốn chủ sở hữu đạt trên 32 nghìn tỷ đồng.



Phó Chủ tịch nước Võ Thị Ánh Xuân trao Huân chương Lao động hạng Nhì cho PV Power. Ảnh: Hiền Anh

Tại Lễ kỷ niệm 15 năm thành lập PV Power, Bộ trưởng Bộ Công Thương Nguyễn Hồng Diên cho biết ngành điện lực Việt Nam đang bước vào giai đoạn phát triển mới: Tự động hóa, hiện đại hóa. Để phát triển nhanh và bền vững trong bối cảnh chuyển đổi mạnh mẽ cơ cấu nguồn năng lượng theo Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/20220 của Bộ Chính trị và các cam kết của Việt Nam tại COP26, Bộ trưởng Bộ Công Thương đề nghị PV Power đẩy mạnh đổi mới, sáng tạo, ứng dụng mạnh mẽ tiến bộ khoa học kỹ thuật, đặc biệt là thành tựu của cuộc cách mạng 4.0 vào hoạt động sản xuất điện năng; nghiên cứu đổi mới công nghệ để tăng hiệu suất phát điện và nâng cao năng suất lao động; vận hành an toàn, ổn định và hiệu quả các nhà máy điện hiện hữu, góp phần bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia.

Bộ trưởng Bộ Công Thương yêu cầu PV Power tiếp tục đẩy mạnh công tác nghiên cứu, xúc tiến đầu tư các dự án điện khí mới theo quy hoạch được duyệt để duy trì và phát huy vị thế số một trong lĩnh vực điện khí Việt Nam. Trước mắt, cần tập trung mọi nguồn lực, khẩn trương hoàn thành các thủ tục theo quy định để thực hiện đầu tư thành công Dự

án điện khí LNG Nhơn Trạch 3 và Nhơn Trạch 4, sớm đưa dự án vào phát điện, góp phần bảo đảm hiệu quả chung của chuỗi khí điện LNG Thị Vải; khẩn trương nghiên cứu triển khai dự án điện khí LNG đầu tiên của miền Bắc tại tỉnh Quảng Ninh, đưa dự án vào hoạt động đúng tiến độ, hiệu quả.

Ngoài việc tập trung cho các dự án điện khí, Bộ trưởng Bộ Công Thương yêu cầu PV Power cần ưu tiên nguồn lực cho nghiên cứu, phát triển năng lượng tái tạo (như điện gió gần bờ, điện gió ngoài khơi) và hợp tác đầu tư hệ thống lưới điện truyền tải theo quy định của pháp luật. Trước mắt, PV Power cần nghiên cứu để chuyển đổi phát điện từ nhiên liệu hóa thạch sang các dạng năng lượng ít phát thải CO₂ (như đốt kèm ammonia, hydrogen) trong các nhà máy điện hiện có, góp phần tích cực vào chuyển đổi cơ cấu nguồn năng lượng quốc gia theo hướng "xanh hóa" để thực hiện các cam kết của Việt Nam tại COP26.

Theo Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Hoàng Quốc Vương, trong bối cảnh xu hướng sử dụng năng lượng tái tạo, năng lượng xanh trở thành tất yếu,

PV Power là đơn vị đầu tiên trong lĩnh vực điện tại Việt Nam thực hiện chào bán cổ phiếu ra công chúng (IPO) thành công. Mã cổ phiếu POW liên tục dẫn đầu về thanh khoản trong số các doanh nghiệp kinh doanh điện năng trên sàn chứng khoán, 3 năm liền lọt vào Top 50 công ty niêm yết tốt nhất do Forbes Vietnam bình chọn và được Fitch Ratings xếp hạng tín nhiệm quốc tế ở mức BB với triển vọng tích cực.

Petrovietnam và các đơn vị trong ngành Dầu khí đang triển khai các định hướng mới để phát triển bền vững, hiệu quả trong thời gian tới. Bên cạnh nhiệm vụ vận hành an toàn, ổn định, hiệu quả các nhà máy điện hiện có, triển khai xây dựng và hoàn thành các dự án điện khí mới, PV Power cần đi tiên phong trong phát triển các dạng năng lượng mới, năng lượng tái tạo. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu PV Power tập trung đẩy mạnh công tác tái cơ cấu, chuyển đổi số, bắt kịp xu hướng chuyển dịch năng lượng, đóng góp nhiều hơn nữa cho sự phát triển của Petrovietnam và sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

Trong xu thế chuyển dịch năng lượng, PV Power cho biết sẽ phát huy thế mạnh trong lĩnh vực điện khí để tăng cường hợp tác và phát triển các dự án điện khí LNG, góp phần thực hiện mục tiêu Việt Nam đạt phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050. Trong đó, PV Power đang gấp rút triển khai các dự án điện khí như: Nhơn Trạch 3 & 4 (công suất 1.600 MW); Dự án Điện khí LNG Quảng Ninh (công suất 1.500 MW); đầu tư các dự án năng lượng tái tạo. Tổng công ty đặt mục tiêu đến năm 2035, tổng công suất lắp đặt đạt từ 5.760 - 9.560 MW, sản lượng điện trung bình năm đạt từ 30 - 47 tỷ kWh, tốc độ tăng trưởng sản lượng điện trung bình từ 3 - 4%/năm.

Thúy Hằng

CHUYỂN ĐỔI SỐ LÀ CƠ HỘI ĐỂ ĐỘT PHÁ

Việc ứng dụng chuyển đổi số, đặc biệt là khai thác hiệu quả dữ liệu, ứng dụng học máy và trí tuệ nhân tạo đã giúp Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) thay đổi cách làm, giúp tiết kiệm thời gian và chi phí, cũng như tạo ra sản phẩm khoa học công nghệ mới mang tính ứng dụng cao, phục vụ cho sứ mệnh của ngành Dầu khí Việt Nam là khai thác và sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên của đất nước.

Những thách thức trên lộ trình chuyển đổi số sẽ là cơ hội để các tổ chức điều chỉnh, đầu tư cho con người, công nghệ, quy trình để có thể nâng cao năng lực cạnh tranh và tạo ra sự phát triển đột phá. Ông Lê Ngọc Anh - Giám đốc Dữ liệu của VPI đã có cuộc trao đổi xung quanh vấn đề này.

Phóng viên: Theo Microsoft, chuyển đổi số là việc tư duy lại cách thức các tổ chức tập hợp nguồn nhân lực, dữ liệu và quy trình để tạo những giá trị mới. Xin ông cho biết VPI đang triển khai tích hợp công nghệ số, tối ưu hóa sử dụng dữ liệu vào quá trình hoạt động kinh doanh như thế nào?

Ông Lê Ngọc Anh: Công cuộc chuyển đổi nào cũng đòi hỏi phải tư duy lại và tổ chức lại, nhưng với chuyển đổi số thì quy mô và tác động sẽ lớn hơn nhiều. Nếu trước đây, động lực cho phát triển là đất đai, nhà xưởng và máy móc, và gần đây hơn là tri thức, thì giờ đây động lực, lợi thế cạnh tranh lớn nhất chính là dữ liệu và khả năng phân tích dữ liệu, dựa trên sự phát triển vượt bậc của các công nghệ số trong tính toán, truyền tải và thiết bị thông minh.

Là đơn vị nghiên cứu khoa học, VPI nhận thấy sự thay đổi lớn mà chuyển đổi số đang mang lại. Tri thức dễ dàng chia sẻ và tiếp cận hơn, dữ liệu được tạo ra và tổng hợp nhiều hơn, yêu cầu về nghiên cứu khoa học cơ bản và ứng dụng trong ngành Dầu khí cũng thay đổi nhiều cùng với xu thế chuyển dịch năng lượng. Vì vậy,



Ông Lê Ngọc Anh - Giám đốc Dữ liệu của VPI. Ảnh: VPI

để mang lại giá trị, tạo ra sản phẩm dịch vụ khoa học chất lượng cao, và mang lại tác động cho ngành Dầu khí Việt Nam, VPI xác định việc nắm bắt và ứng dụng chuyển đổi số là bắt buộc để nâng cao khả năng cạnh tranh.

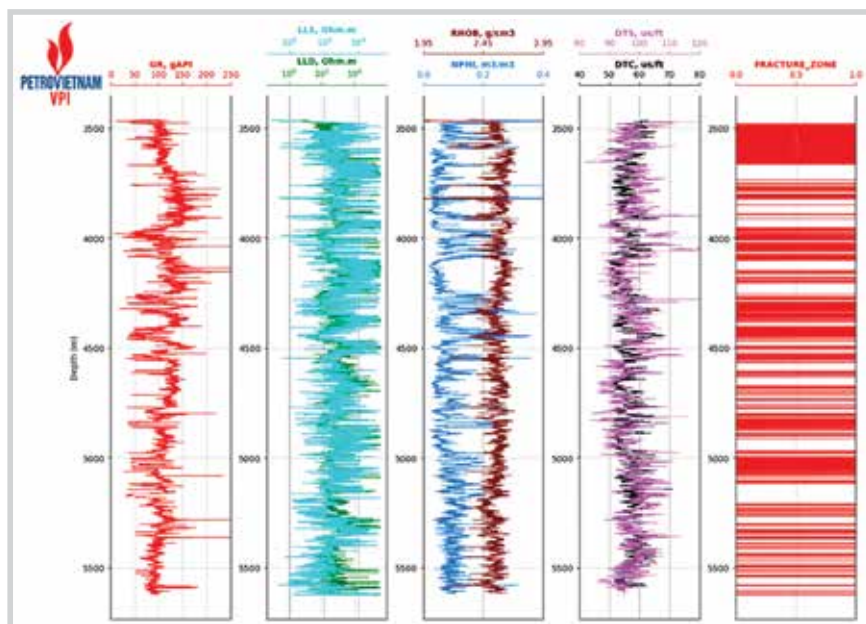
Theo đó, VPI nghiên cứu nắm bắt các xu thế công nghệ, giải pháp số mới nhất được triển khai tại các doanh nghiệp dầu khí quốc tế và tại Việt Nam, trong toàn bộ chuỗi giá trị từ khâu thượng nguồn (tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí), tới lĩnh vực trung và hạ nguồn (chế biến dầu khí), phân phối và thương mại hóa các sản phẩm. Mặt khác, VPI cũng xác định lại các nhu cầu và giá trị mang lại cho khách hàng trong bối cảnh mới của công nghệ và ngành dầu khí, năng lượng; đồng thời tổ chức lại công việc, hướng tới khai thác hiệu quả hơn dữ liệu và tri thức ngành Dầu khí Việt Nam trong hơn 60 năm qua, ứng

dụng các công cụ mới nhất trong học máy và trí tuệ nhân tạo để hỗ trợ và mang lại những góc nhìn mới trong nghiên cứu, ứng dụng.

Phóng viên: Đây là thuận lợi và khó khăn của VPI trong triển khai chuyển đổi số, thưa ông?

Ông Lê Ngọc Anh: Ba yếu tố thường được nhắc tới trong chuyển đổi số là con người, công nghệ và quy trình, thì VPI có những lợi thế nhất định. Trải qua 45 năm phát triển, đội ngũ nhân lực của VPI đều có trình độ khoa học bài bản và kỹ năng nghiên cứu tốt, lại được tiếp cận, nghiên cứu và sử dụng các máy móc, thiết bị công nghệ tiên tiến từ rất sớm nên công nghệ và dữ liệu không phải yếu tố "làm khó" với cán bộ nghiên cứu của VPI.

Tuy nhiên, chuyển đổi số hay cuộc cách mạng công nghiệp lần thứ Tư này



Mô hình dự báo đá móng nứt nẻ của VPI sử dụng học máy và trí tuệ nhân tạo

có tác động trên quy mô và tốc độ rất lớn, mang tính “sống còn” với nhiều lĩnh vực, và đặt ra nhiều thách thức không nhỏ trong quá trình triển khai. Vì vậy, với kiến thức, trình độ chuyên môn cao, nhưng có thể chưa có được sự linh hoạt trong cách tiếp cận mới.

Ví dụ, có thể tìm ra dầu hay khí trong lòng đất bằng các phương pháp khoa học trước đây, nhưng khi có công cụ mới giúp phân tích dữ liệu trong lòng đất ở một góc nhìn khác, nhanh hơn, hiệu quả hơn, thì các nhà khoa học sẽ đón nhận và sử dụng ra sao? Thay đổi những gì hay thậm chí thay thế những ai trong cách làm cũ? Mang lại kết quả đáng tin cậy ra sao cho các khách hàng?

Tương tự như vậy, quy trình, cách làm mới cũng có thể là thách thức mới. Nếu trước đây phương pháp truyền thống và phần mềm chuyên ngành là lợi thế độc quyền, thì giờ đây việc sử dụng học máy và trí tuệ nhân tạo sẽ tạo ra lợi thế dữ liệu minh bạch, kiểm chứng được, chia sẻ dễ dàng? Đây là thách thức chung đối với nhiều doanh nghiệp khi triển khai chuyển đổi số. Tuy nhiên, so với các lợi ích to lớn mang lại thì chuyển đổi số là quá trình

không thể trì hoãn, mà ngược lại nên là cơ hội để đầu tư vào Con người, Công nghệ, Quy trình để tạo ra sự phát triển đột phá.

Phóng viên: Xin ông cho biết hiệu quả bước đầu mang lại khi VPI tập trung thực hiện chuyển đổi số?

Ông Lê Ngọc Anh: Hiệu quả chuyển đổi số mang lại trong ngắn hạn ở quy mô ban đầu là rất rõ rệt. Các cán bộ nghiên cứu thấy được kết quả, sản phẩm nghiên cứu khoa học của mình ở một góc nhìn mới: Cụ thể, thuyết phục hơn với nhiều dữ liệu và phân tích, sản phẩm tương tác trực quan với người dùng trên các thiết bị số thay vì chỉ là các báo cáo hay bài trình bày truyền thống.

Với việc ứng dụng học máy và trí tuệ nhân tạo, VPI đã xây dựng hệ sinh thái Oilgas AI, mô hình dự báo giá dầu thô và sản phẩm xăng dầu, mô hình học máy và trí tuệ nhân tạo để dự báo đá móng nứt nẻ, VPI-Mlogs... giúp tiết kiệm thời gian thực hiện, chi phí đầu tư, hỗ trợ tốt cho các công cụ, phương pháp truyền thống trong bài toán lớn nhất là tìm ra dầu khí và khai thác, sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên của đất nước.

Trong dài hạn, chuyển đổi số sẽ giúp VPI thu thập, tổng hợp, chuẩn hóa dữ liệu của toàn ngành Dầu khí Việt Nam trong tất cả các khâu từ tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí đến các hoạt động chế biến, phân phối và thương mại hóa các sản phẩm năng lượng khác nhau. Khi đó, việc đầu tư cho chuyển đổi số sẽ không nhỏ về con người và tài chính, nhưng kết quả mang lại sẽ là tài sản lớn nhất cho tương lai: Đó là dữ liệu! Cụ thể, việc khai thác và phân tích hiệu quả dữ liệu này sẽ tạo ra các sản phẩm nghiên cứu khoa học hoàn toàn mới, với các phương thức sử dụng, cộng tác hoàn toàn mới, với mục tiêu lớn nhất là giúp cho các công ty, đơn vị của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) và các đối tác có thể tìm kiếm, khai thác hiệu quả và có trách nhiệm nhất đối với nguồn tài nguyên của đất nước.

Phóng viên: Xin ông cho biết kế hoạch triển khai lộ trình chuyển đổi số cụ thể của VPI trong năm 2023?

Ông Lê Ngọc Anh: Năm 2023, VPI sẽ tập trung thực hiện Chiến lược dữ liệu và phân tích dữ liệu, cũng như phối hợp triển khai lộ trình chuyển đổi số nói chung của Petrovietnam. Mục tiêu cụ thể là xây dựng nền tảng, công cụ, quy trình giúp VPI đều có thể tổ chức dữ liệu theo lĩnh vực một cách khoa học, minh bạch, chia sẻ được, tiến tới trở thành các sản phẩm dữ liệu - với người dùng đa dạng trong và ngoài VPI, với giá trị và khả năng tiện dụng như bất kỳ sản phẩm khoa học khác.

Bên cạnh đó, VPI sẽ đào tạo kiến thức, phổ biến kỹ năng sử dụng một số công cụ học máy và trí tuệ nhân tạo được xây dựng riêng cho các lĩnh vực chuyên ngành Dầu khí, giúp cho cán bộ, người lao động VPI có thể sử dụng các công cụ phân tích dữ liệu mới, hỗ trợ và tạo đột phá trong công việc.

Phóng viên: Xin cảm ơn ông./.

SAUDI ARAMCO CÔNG BỐ 2 PHÁT HIỆN KHÍ PHI TRUYỀN THỐNG



Giàn khoan của Saudi Aramco. Nguồn: Shutterstock

Saudi Aramco cho biết đã phát hiện 2 mỏ khí phi truyền thống Awtad và Al Dahna tại khu vực phía Đông Saudi Arabia.

Kết quả khoan giếng Awtad-108001 phát hiện khí/condensate với lưu lượng khoảng 10 triệu ft³ khí/ngày và 740 thùng condensate/ngày; trong khi đó

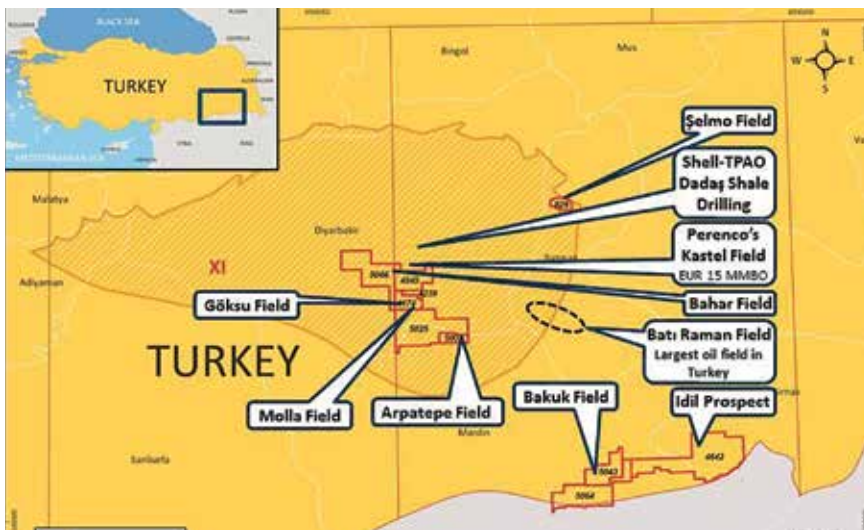
giếng Awtad-100921 cũng phát hiện khí/condensate với lưu lượng 16,9 triệu ft³ khí/ngày và 165 thùng condensate/ngày.

Kết quả khoan tại mỏ Al Dahna phát hiện khí với lưu lượng 8,1 triệu ft³ khí/ngày (giếng Al Dahna-4) và 17,5 ft³ khí/ngày cùng 362 thùng condensate/ngày (giếng Al Dahna-370100).

Bộ trưởng Năng lượng Abdulaziz bin Salman bin Abdulaziz cho biết các phát hiện mới này giúp Saudi Arabia hiện thực hóa chương trình thay thế nhiên liệu lỏng. Saudi Aramco đang tìm kiếm các nhà đầu tư để triển khai dự án phát triển mỏ Jafurah; đồng thời có kế hoạch tăng sản lượng khí lên hơn 50% vào năm 2030.

Trần Anh (theo OGJ)

TPAO PHÁT HIỆN DẦU TẠI ĐÔNG NAM THỔ NHĨ KỲ



Phân bố các mỏ tại phía Đông Nam Thổ Nhĩ Kỳ. Nguồn: SEÇ.gov

TPAO công bố phát hiện dầu 36 °API tại giếng thăm dò Şehit Esmâ Çevik-1 (SEÇ-1), mỏ SEÇ, thuộc khu vực núi Gabar, Şırnak, Đông Nam Thổ Nhĩ Kỳ.

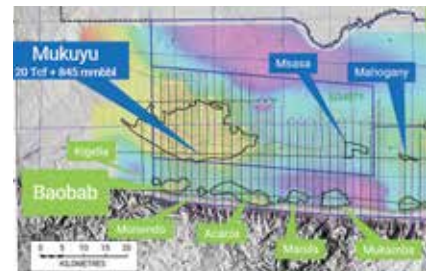
Tính đến giữa tháng 12/2022, 6 giếng đã được khoan tại mỏ SEÇ, trong đó có 5 giếng đang khai thác với tổng sản lượng đạt 5.350 thùng dầu/ngày. Sản lượng khai thác dầu lũy kế đạt 840.000 thùng, trong

khi đó 2 giếng khoan mới vẫn đang được triển khai.

Kết quả nghiên cứu cho thấy, trữ lượng dầu tại chỗ của mỏ SEÇ ước tính 250 triệu thùng, trữ lượng thu hồi khoảng 150 triệu thùng. Trong năm 2023, TPAO có kế hoạch khoan thêm 12 giếng thăm lượng và khai thác. Sản lượng dầu dự kiến đạt 25.000 thùng/ngày vào cuối năm 2023.

Linh Chi (theo TPAO)

INVICTUS PHÁT HIỆN HYDROCARBONS TẠI BỂ CABORA BASSA



Vị trí giếng Mukuyu-1. Nguồn: Invictus

Invictus Energy công bố phát hiện mới khí khoan giếng Mukuyu-1, thuộc khu vực giấy phép SG 4571, bể Cabora Bassa.

Giếng Mukuyu-1 được khoan đến tổng chiều sâu 3.603 mMD, phát hiện hợp chất khí từ C₁ - C₅ (gồm: methane, ethane, propane, butanê và pentanes).

Nhiều khu vực khác cũng phát hiện bùn chứa khí trong các vỉa chứa thuộc hệ tầng Upper Angwa.

Khu vực giấy phép SG 4571 có diện tích 250.000 acres, nằm ở phía Bắc Zimbabwe. Invictus sở hữu 80% cổ phần và là điều hành giấy phép SG 4571, trong khi đó SWFZ sở hữu 20% cổ phần.

Trần Anh (theo Invictus)

NOVATEK CÔNG BỐ PHÁT HIỆN KHÍ MỚI TẠI MỎ VIKTOR GIRYA



Nhà máy LNG thuộc dự án Arctic LNG. Nguồn: Novatek

Arctic LNG 1 (công ty con của Novatek) công bố phát hiện mỏ khí mới Viktor Gryya khi khoan giếng thăm dò đầu tiên trong khu vực giấy phép

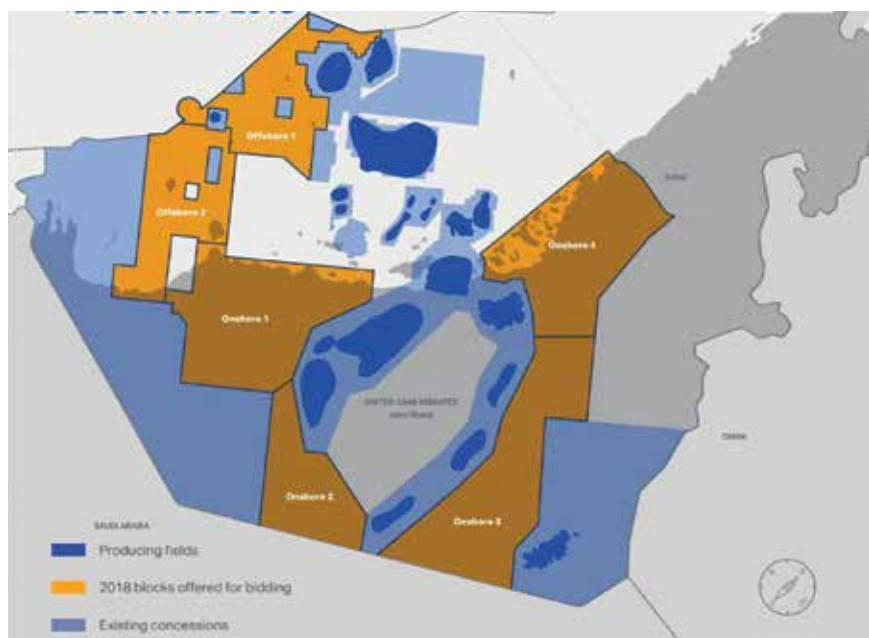
Bukharinskiy, Gydan Peninsula, liền kề với khu vực giấy phép Trekhbugorniy, thuộc khu tự trị Yamal-Nenets, Nga.

Mỏ Viktor Gryya có trữ lượng thu hồi ước tính 52 tỷ m³ khí tự nhiên và 2 triệu tấn chất lỏng.

Khu vực giấy phép Bukharinskiy nằm ở khu vực nước nông tại vịnh Ob và Taz, gần các khu vực giấy phép Geofizicheskiy, Trekhbugorniy (Arctic LNG 1) và mỏ Soletsko-Khanaveyskoye. Tiềm năng dầu khí tại khu vực Bukharinskiy ước đạt 1.190 tỷ m³ khí tự nhiên và 8,4 tỷ thùng dầu quy đổi.

Linh Chi (theo Novatek)

ADNOC VÀ PETRONAS HỢP TÁC THĂM DÒ DẦU PHI TRUYỀN THỐNG TẠI ABU DHABI



Vị trí Lô 1 trên bờ Abu Dhabi. Nguồn: ADNOC

Petronas Abu Dhabi và ADNOC đã ký thỏa thuận hợp tác thăm dò và thăm lường Lô 1 phi truyền thống thuộc khu vực Al Dhafra, trên bờ Abu Dhabi.

Trong khoảng 6 năm tới, Petronas sẽ triển khai công tác thăm dò và thăm lường dầu phi truyền thống tại Lô 1 có diện tích 2.000 km².

Sau khi hoàn thành giai đoạn thăm lường, Petronas Abu Dhabi và ADNOC sẽ xem xét ký kết thỏa thuận nhượng quyền khai thác, trong đó ADNOC được nắm giữ 50% quyền khai thác tại Lô 1. Theo WAM, trữ lượng thu hồi dầu phi truyền thống của Abu Dhabi ước đạt 22 tỷ thùng.

Linh Chi (theo Offshore Technology)

OGDCL PHÁT HIỆN DẦU KHÍ TẠI LÔ SINJHORO, PAKISTAN



Vị trí Lô Sinjhora. Nguồn OGDCL

OGDCL công bố phát hiện dầu khí tại giếng thăm dò Kot Nawab-1 tại Lô Sinjhora, Pakistan. Đây là phát hiện thứ 11 trong Lô Sinjhora.

Giếng Kot Nawab-1 được khoan tới tổng chiều sâu 3.000 m. Kết quả thử vỉa tại vỉa cát Basal cho thấy lưu lượng đạt 125 thùng dầu/ngày và 0,483 triệu ft³ khí tiêu chuẩn/ngày ở áp suất dòng đầu giếng 150 psi.

OGDCL (76%) điều hành Lô Sinjhora cùng các đối tác Orient Oil Inc. (19%) và Government Holdings (Private) Limited (GHPL) (5%).

Linh Chi (theo OGDCL)

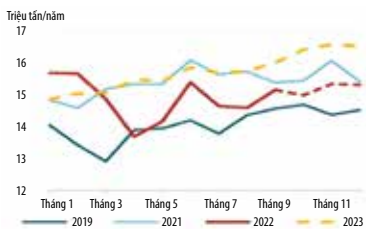
10 "ĐIỂM NHẤN" CỦA THỊ TRƯỜNG NĂNG LƯỢNG THẾ GIỚI TRONG NĂM 2023

Thị trường năng lượng trong năm 2023 sẽ vẫn chịu ảnh hưởng từ cuộc xung đột Nga và Ukraine, các quyết định của OPEC+, sự quan tâm ngày càng tăng đối với năng lượng tái tạo và bước đột phá của Mỹ trong nghiên cứu nhiệt hạch hạt nhân. BloombergNEF đã đưa ra dự báo về 10 điểm nhấn của thị trường năng lượng thế giới trong năm 2023.



Nguồn: Shutterstock

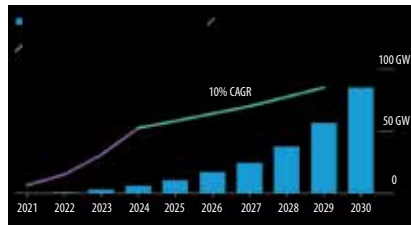
1. NHU CẦU DẦU CỦA TRUNG QUỐC TĂNG MẠNH



Nhu cầu dầu Trung Quốc tăng mạnh trong năm 2023

Tiêu thụ năng lượng của Trung Quốc được dự báo sẽ tăng mạnh sau khi nới lỏng các hạn chế của chính sách Zero Covid, gây áp lực lớn lên thị trường năng lượng. Nhu cầu tiêu thụ năng lượng của Trung Quốc đã tăng từ 11,3 triệu thùng/ngày trong năm 2015 lên 15,4 triệu thùng/ngày trong 2021 với việc đưa vào sử dụng số ô tô tiêu thụ xăng gấp 3,7 lần tổng số ô tô của Đức. Khi giao thông đường bộ và hàng không phục hồi, Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) dự báo nhu cầu dầu của Trung Quốc sẽ tăng khoảng 0,78 triệu thùng/ngày trong năm 2023, vượt xa mức tăng trưởng của giai đoạn trước.

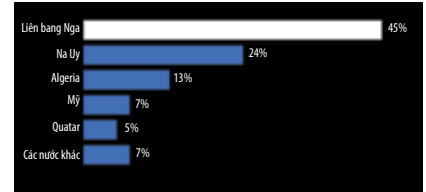
2. ĐẦU TƯ MẠNH CHO CÁC DỰ ÁN HYDROGEN



Dự báo công suất hydrogen sạch từ điện phân đến 2030

Nhiều dự án sản xuất hydrogen sạch từ điện phân sẽ nhận được tài trợ trong năm 2023. Các nhà đầu tư tại Mỹ đang chờ đợi hướng dẫn về các khoản tín dụng thuế được ban hành (có thể trong 6 tháng tới) để đưa ra quyết định đầu tư cuối cùng. Các nhà phát triển dự án (bao gồm 3 dự án sản xuất thép dựa trên hydrogen) sẽ cần phải đưa ra quyết định đầu tư cuối cùng trong năm 2023. Dự án H2 Green Steel tại Thụy Điển đã được đảm bảo bao tiêu 1,5 triệu tấn sản xuất thép xanh trong vòng 5 - 7 năm và nhận được khoản vay 3,5 triệu Euro.

3. ĐỊA CHÍNH TRỊ SẼ ĐỊNH HÌNH THỊ TRƯỜNG KHÍ



Liên bang Nga chiếm 45% nguồn cung khí toàn cầu

Căng thẳng địa chính trị giữa châu Âu và Nga tiếp tục chi phối thị trường khí toàn cầu trong năm 2023. Nhu cầu LNG toàn cầu có thể vượt 400 triệu tấn vào năm 2023, trong đó chủ yếu nhu cầu tăng trưởng ở châu Âu. Châu Âu cần chú ý đến tình trạng kiểm soát nhu cầu khí đốt và việc áp trần giá khí đốt. Tại Hàn Quốc và Nhật Bản, nguồn cung điện hạt nhân tăng sẽ dẫn đến giảm nhu cầu khí trong sản xuất điện và giảm nhập khẩu LNG. Mức tăng trưởng nguồn cung LNG chủ yếu từ các nhà máy hoạt động trở lại sau thời gian bảo trì và các dự án mở rộng sản xuất của Mỹ.

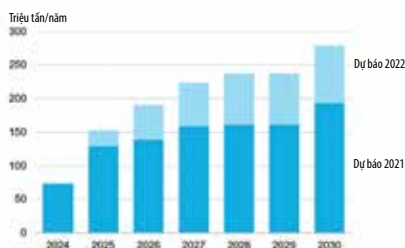
4. "BÙNG NỔ" CÁC DỰ ÁN NĂNG LƯỢNG MẶT TRỜI



Công suất năng lượng mặt trời tiếp tục tăng

Công suất từ các dự án năng lượng mặt trời tiếp tục tăng trong năm 2023 lên khoảng 316 GW, từ khoảng 268 GW vào năm 2022 và 182 GW vào năm 2021. Sự tăng trưởng mạnh mẽ các dự án điện mặt trời vào năm 2022 khá bất ngờ, vì từ đầu năm BNEF dự báo chỉ đạt 228 GW. Thị trường Trung Quốc tăng trưởng mạnh ở phân khúc năng lượng mặt trời dân cư và thương mại. Năng lượng mặt trời ở châu Âu đang tăng mạnh ở mọi quy mô, do giá điện cao, bất chấp các thách thức trong việc kết nối với lưới điện, quỹ đất và tình trạng thiếu lao động.

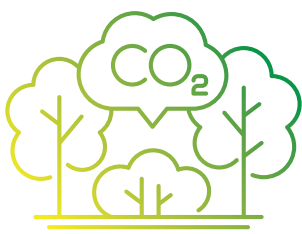
5. CÔNG SUẤT THU HỒI CARBON TĂNG MẠNH



So sánh công suất thu hồi carbon trong năm 2021 và 2022

Công suất thu hồi carbon sẽ có bước nhảy vọt trong năm 2023 do chính sách hỗ trợ về tín dụng, thuế đối với các dự án thu hồi, lưu trữ và sử dụng carbon (CCUS) được đưa vào Đạo luật giảm lạm phát của Mỹ và sự tăng tốc của các doanh nghiệp châu Âu nhằm đưa phát thải ròng về 0. Đến cuối năm 2023, công suất tích lũy của các dự án CCUS dự kiến đến năm 2030 có thể đạt gần 420 triệu tấn, tăng 50%. Công suất mới này chủ yếu sẽ hướng đến việc khử carbon cho các nguồn phát thải công nghiệp như xi măng, hóa dầu và ngành điện.

6. CẢI CÁCH THỊ TRƯỜNG CARBON



Giá carbon dự báo từ 50 - 100 USD/tấn vào 2030

Với việc đảm bảo đồng thời an ninh năng lượng, giá cả hợp lý và chuyển dịch năng lượng, BNEF dự báo tốc độ tăng trưởng năm 2023 sẽ bị kìm hãm khi các chính phủ phải thực hiện cải cách để phù hợp với thị trường carbon hướng đến các mục tiêu khí hậu ngày càng tham vọng, đảm bảo an ninh năng lượng và giảm chi phí. Ngân hàng Thế giới dự báo giá carbon từ 50 - 100 USD/tấn CO₂ là cần thiết vào năm 2030 để đáp ứng các mục tiêu của Thỏa thuận Paris. Tuy nhiên, chỉ có Liên minh châu Âu, Anh và New Zealand có mức giá nằm trong hoặc cao hơn phạm vi này. Tại Trung Quốc, giá carbon đang giảm xuống dưới 10 USD/tấn.

7. TĂNG CƯỜNG GIÁM SÁT ĐẦU TƯ BỀN VỮNG



Các lĩnh vực sản xuất sạch phát triển nhanh

Quy định công khai tài chính bắt buộc liên quan đến khí hậu sẽ được áp dụng ở New Zealand, Australia, Thụy Sĩ và Canada trong năm 2023. Khi nhận ra có quá ít các tài sản xanh thực sự (giống như những tài sản đáp ứng tiêu chuẩn của EU) để xanh hóa toàn bộ nền kinh tế, các nhà lãnh đạo sẽ tìm cách để tài chính có thể thực sự tác động - chứ không chỉ liên quan - đến quá trình chuyển đổi. Để làm được điều đó cần phải phát triển nhanh các lĩnh vực sản xuất sạch chứ không chỉ thu hẹp sản xuất bẩn và hỗ trợ các ngành phát thải cao.

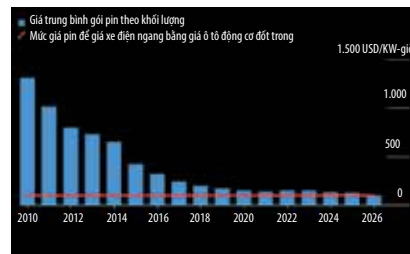
8. XE ĐIỆN BÁN RA ĐẠT KỶ LỤC



Số lượng xe điện bán ra đạt kỷ lục 14 triệu xe vào 2023

Số lượng xe điện bán ra sẽ đạt kỷ lục với 14 triệu xe trong năm 2023, trong đó có khoảng 75% xe chạy hoàn toàn bằng điện. Mặc dù ô tô điện du lịch chiếm phần lớn, song phân khúc xe điện thương mại dự báo sẽ đạt 800.000 chiếc với doanh số tăng gần 60% trong năm 2023. Trung Quốc sẽ đứng đầu thế giới với 8 triệu xe điện du lịch được bán ra. Thị trường xe điện Mỹ được dự báo sẽ có 1 năm phát triển đột phá nhờ kết hợp đẩy mạnh năng lực sản xuất xe điện mới và cải cách tín dụng thuế liên bang, tuy nhiên vẫn sẽ tụt hậu so với châu Âu và Trung Quốc.

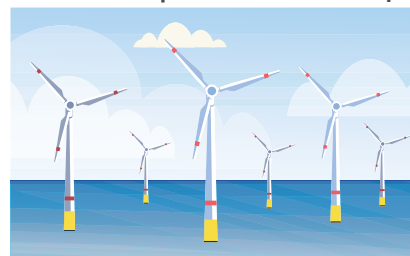
9. GIÁ PIN LITHIUM-ION TIẾP TỤC TĂNG



Giá trung bình các gói pin từ 2010 - 2026

Giá lithium và nickel tiếp tục tăng phụ thuộc vào khả năng Trung Quốc mở cửa sau khi dỡ bỏ chính sách Zero Covid và sự gián đoạn chuỗi cung ứng kim loại do ảnh hưởng từ xung đột giữa Nga và Ukraine. BNEF dự báo giá trung bình của pin lithium-ion trong năm 2023 sẽ tăng lên 152 USD/kWh (giá trung bình năm 2022 đạt khoảng 151 USD/kWh, tăng 7% so với 2021 và là lần tăng giá đầu tiên BNEF ghi nhận). Giá pin tăng cao liên tục có thể được bù đắp bởi các chính sách ưu đãi, hỗ trợ sản xuất pin đang được triển khai trên các thị trường lớn như Mỹ, Trung Quốc và châu Âu.

10. CÔNG SUẤT ĐIỆN GIÓ NGOÀI KHƠI TĂNG MẠNH



Công suất lắp đặt điện gió ngoài khơi sẽ tăng 80%

BNEF dự báo công suất bổ sung điện gió toàn cầu sẽ đạt 110 GW vào năm 2023, trong khi năm 2022 chỉ đạt 98 GW. Trong khi công suất lắp đặt điện gió ngoài khơi sẽ tăng 80%, tốc độ tăng trưởng điện gió trên bờ sẽ chậm hơn và chủ yếu tập trung tại thị trường Trung Quốc. Trung Quốc dự báo chiếm gần 2/3 thị trường điện gió trên bờ toàn cầu trong năm tới. Ở các khu vực khác, tốc độ tăng trưởng sẽ chững lại, đơn đặt hàng turbine giảm do các dự án điện gió trên bờ tiếp tục bị trì hoãn trong bối cảnh chi phí tăng cao và các khó khăn trong chuỗi cung ứng.

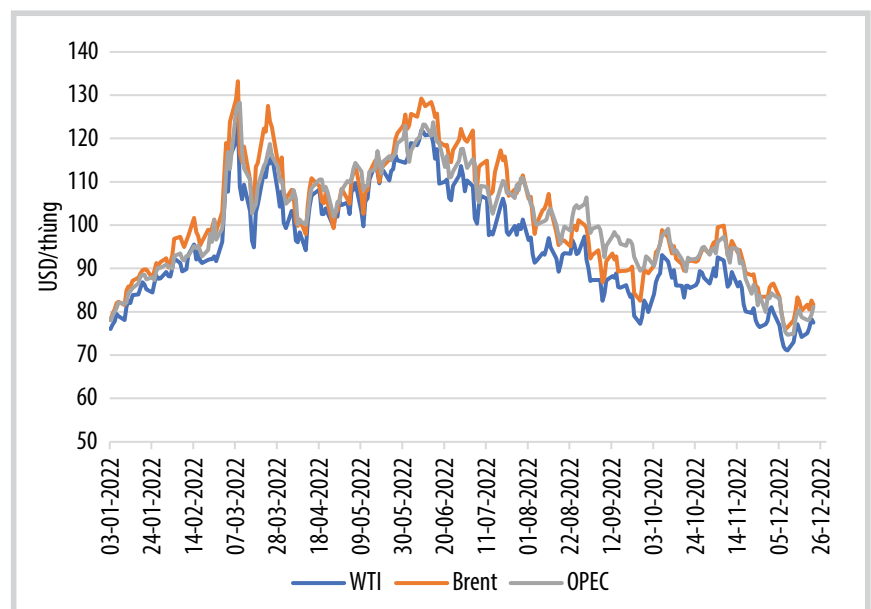
Hạnh Nguyên (dịch)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) dự báo nhu cầu dầu toàn cầu tăng 2,3 triệu thùng/ngày trong năm 2022 và sẽ tiếp tục tăng 1,7 triệu thùng/ngày đạt 101,6 triệu thùng/ngày trong năm 2023 [1]. Nguồn cung dầu toàn cầu đã giảm 190 nghìn thùng/ngày trong tháng 11/2022 xuống 101,7 triệu thùng/ngày, phá vỡ xu hướng tăng liên tục trong 5 tháng qua, sau khi Saudi Arabia và các nước vùng Vịnh khác cắt giảm sản lượng theo kế hoạch của OPEC+. IEA dự báo nguồn cung sẽ giảm mạnh hơn trong tháng 12/2022 khi lệnh cấm vận của EU đối với dầu thô Nga và quy định áp giá trần của G7 có hiệu lực. Sau khi tăng 4,7 triệu thùng/ngày trong năm 2022, nguồn cung dầu toàn cầu được IEA dự báo sẽ tiếp tục tăng 770 nghìn thùng/ngày lên 100,8 triệu thùng/ngày trong năm 2023 [1].

Xuất khẩu dầu của Nga từ tháng 11/2022 đã tăng 270 nghìn thùng/ngày lên 8,1 triệu thùng/ngày (mức cao nhất kể từ tháng 4/2022), đồng thời xuất khẩu dầu diesel tăng 300 nghìn thùng/ngày lên 1,1 triệu thùng/ngày. Trong đó, sản lượng dầu xuất khẩu đến Ấn Độ đạt kỷ lục mới 1,3 triệu thùng/ngày còn xuất khẩu dầu sang EU giảm 430 nghìn thùng/ngày xuống còn 1,1 triệu thùng/ngày so với tháng 10/2022. Sản lượng khai thác dầu của Nga tăng 90 nghìn thùng/ngày lên 11,2 triệu thùng/ngày, chỉ thấp hơn 200 nghìn



Hình 1. Diễn biến giá dầu giao ngay năm 2022.

thùng/ngày so với trước khi xảy ra xung đột với Ukraine. Doanh thu từ xuất khẩu dầu thô và sản phẩm dầu của Nga giảm 0,7 tỷ USD xuống còn 15,8 tỷ USD [1].

Nguồn cung dồi dào đã khiến giá dầu thô chuẩn giảm khoảng 15 USD/thùng trong tháng 11/2022. Tình trạng bán tháo diễn ra bất chấp sản lượng của OPEC+ thấp hơn, lệnh cấm vận của EU đối với dầu thô của Nga có hiệu lực đầy đủ và việc nới lỏng các hạn chế do Covid-19 của Trung Quốc có thể mở đường cho sự phục hồi nhu cầu dầu nhanh hơn ở quốc gia tiêu thụ dầu lớn thứ 2 thế giới. Hợp đồng tương lai dầu Brent trên sàn ICE ở mức khoảng 80 USD/thùng trong khi dầu WTI

của NYMEX đã giảm xuống còn 75 USD/thùng [1].

Giá dầu Urals ở Tây Bắc châu Âu thậm chí đã giảm gần 30 USD/thùng xuống còn 43 USD/thùng vào đầu tháng 12/2022, chỉ bằng 2/3 so với mức giá trần (60 USD/thùng đã được G7, Australia và EU đồng ý). Giới hạn giá cho phép bên mua dầu của Nga có thể sử dụng các dịch vụ hàng hải của EU miễn là giá giao dịch thấp hơn giá trần. Tuy nhiên, Liên bang Nga cho rằng thà cắt giảm sản lượng hơn là bán dầu cho các quốc gia áp đặt mức giá trần [1].

Công suất lọc dầu toàn cầu tăng 2,2 triệu thùng/ngày, lên 82,3 triệu thùng/ngày

Bảng 1. Dự báo nguồn cung dầu toàn cầu trong ngắn hạn đến năm 2027 [4]

Đơn vị: Triệu thùng/ngày

Khu vực	Năm	2022	2023	2024	2024	2026	2027
	OECD		31,0	32,4	33,1	33,6	34,0
Châu Mỹ		26,7	27,8	28,5	29,0	29,3	29,4
Mỹ		19,0	20,1	20,8	21,3	21,6	21,7
Châu Âu		3,8	4,1	4,1	4,1	4,1	4,2
Châu Á - Thái Bình Dương		0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6
Ngoài OECD		32,3	32,6	32,9	33,4	33,9	34,6
Trung Quốc		4,5	4,5	4,6	4,6	4,6	4,6
Ấn Độ		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Các nước khác khu vực châu Á		2,4	2,3	2,3	2,3	2,2	2,2
Châu Mỹ Latin		6,2	6,6	6,9	7,3	7,6	8,1
Trung Đông		3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,7
Châu Phi		1,3	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7
Liên bang Nga		10,6	10,4	10,2	10,2	10,1	10,1
Các nước khác Lục địa Á - Âu		3,1	3,1	3,2	3,2	3,1	3,2
Các nước khác khu vực châu Âu		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Ngoài OPEC		65,7	67,4	68,5	69,6	70,5	71,4
OPEC		36,0	36,3	36,3	36,1	35,9	35,6
Toàn cầu		101,7	103,8	104,8	105,7	106,5	107,1

Bảng 2. Dự báo nhu cầu dầu toàn cầu trong ngắn hạn đến năm 2027 [4]

Đơn vị: Triệu thùng/ngày

Khu vực	Năm	2022	2023	2024	2024	2026	2027
	OECD		46,6	47,2	47,2	47,0	46,6
Châu Mỹ		25,3	25,7	26,0	26,0	25,9	25,7
Châu Âu		13,7	13,8	13,7	13,5	13,4	13,2
Châu Á - Thái Bình Dương		7,6	7,6	7,6	7,5	7,4	7,3
Ngoài OECD		53,7	55,8	57,3	58,5	59,6	60,7
Trung Quốc		15,3	16,0	16,4	16,6	16,8	16,9
Ấn Độ		5,1	5,4	5,6	5,8	6,1	6,3
Các nước khác khu vực châu Á		9,1	9,5	9,8	10,0	10,2	10,4
Châu Mỹ Latin		6,4	6,5	6,6	6,7	6,8	6,9
Trung Đông		8,1	8,4	8,7	8,9	9,1	9,3
Châu Phi		4,4	4,5	4,7	4,8	5,0	5,1
Liên bang Nga		3,5	3,6	3,6	3,7	3,7	3,7
Các nước khác Lục địa Á - Âu		1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3
Các nước khác khu vực châu Âu		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Toàn cầu		100,3	103,0	104,4	105,5	106,3	106,9

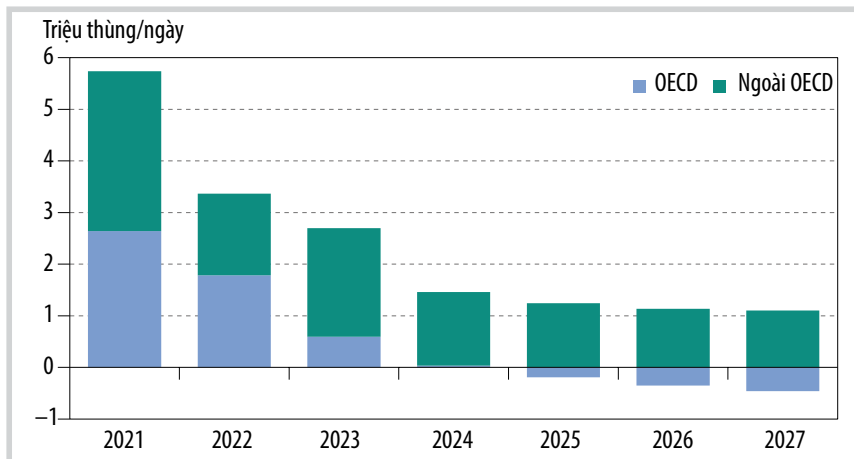
ngày trong tháng 11/2022 (cao nhất kể từ tháng 1/2020), dẫn đến tỷ suất lợi nhuận của các nhà máy lọc dầu, diesel và xăng giảm mạnh. IEA dự báo tồn kho sản phẩm tinh chế dự kiến sẽ trở lại mức dương trong nửa đầu năm 2023, sau 10 quý liên tiếp giảm [1].

Theo IEA, dự trữ dầu toàn cầu giảm 23,2 triệu thùng trong tháng 10/2022 do

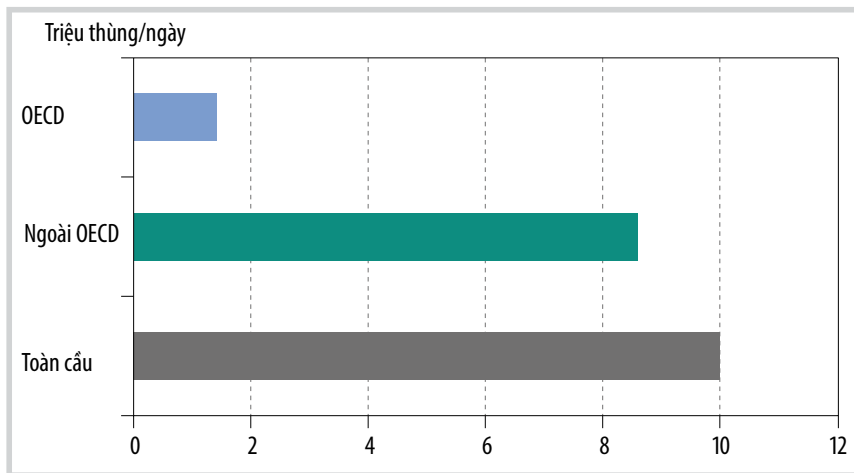
các kho dự trữ của OECD tăng 17,3 triệu thùng lên 2.765 triệu thùng, thu hẹp thâm hụt so với mức trung bình 5 năm xuống 150,2 triệu thùng [1].

Chốt phiên giao dịch ngày 23/12/2022, dầu WTI giao tháng 1/2023 được giao dịch ở mức 79,56 USD/thùng, dầu Brent giao tháng 2/2023 được giao dịch ở mức 83,92 USD/thùng.

Theo khảo sát của Reuters với 38 chuyên gia kinh tế và phân tích dự báo, giá dầu Brent được dự báo ở mức trung bình 100,5 USD/thùng trong năm nay và 93,65 USD/thùng trong năm 2023 [2]. Nhu cầu dầu toàn cầu được dự báo tăng 1,8 - 2,1 triệu thùng/ngày trong năm nay và 1 - 2 triệu thùng/ngày trong năm 2023, dẫn đầu là khu vực châu Á. Một số

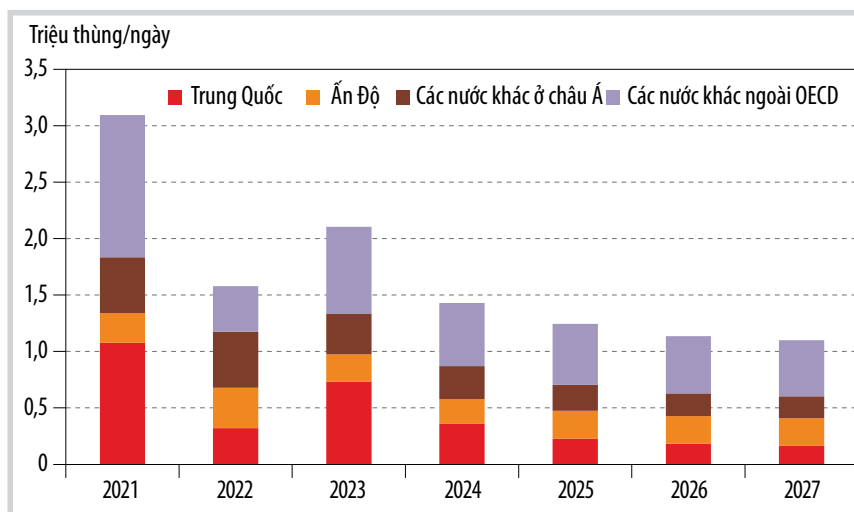


(a)



(b)

Hình 2. Tăng trưởng nhu cầu dầu của OECD và ngoài OECD hàng năm đến 2027 (a) và giai đoạn 2021 - 2027 (b) [4]



Hình 3. Nhu cầu dầu gia tăng hàng năm ở các nước ngoài OECD đến năm 2027 [4].

ít chuyên gia dự báo thị trường dầu mỏ có thể cân bằng hơn vào nửa cuối năm 2023.

Enverus Intelligence Research (EIR) [3] lo ngại suy thoái kinh tế trong ngắn

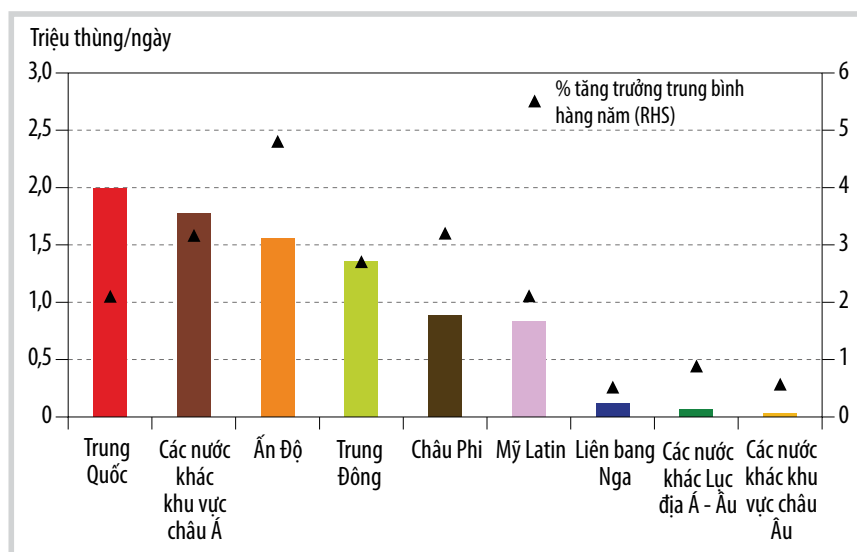
hạn và việc thắt chặt nguồn cung dầu có thể “châm ngòi” cho giá dầu 100 USD/thùng vào năm 2023. Trong khi đó, giá khí đốt giao dịch trên sàn NYMEX sẽ giảm

từ 5,1 USD/MMBtu trong mùa đông 2022, xuống còn 3,5 USD/MMBtu vào mùa hè năm 2023. Nghiên cứu này của EIR cũng xem xét cân bằng cung cầu dầu và khí đốt trong ngắn hạn, rủi ro suy thoái, tác động của xung đột giữa Liên bang Nga - Ukraine, tác động của các chính sách phòng chống Covid-19 tại Trung Quốc và quyết định của OPEC về nguồn cung dầu mỏ.

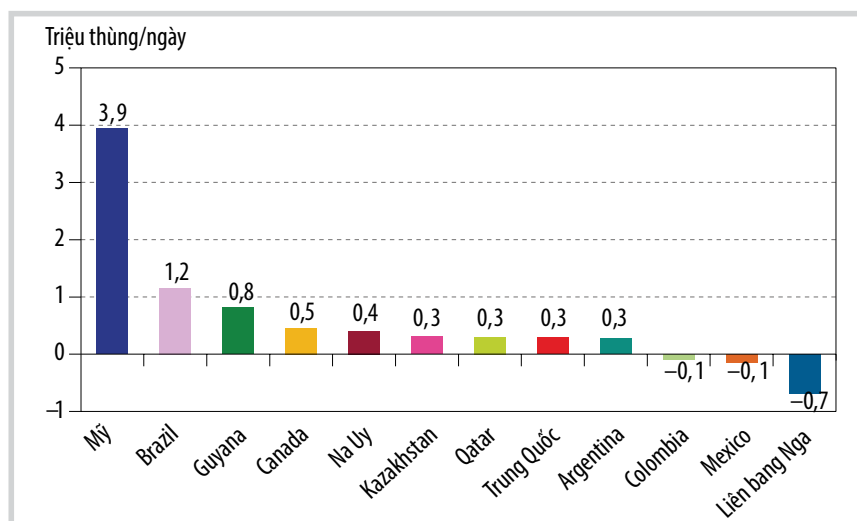
Trong Báo cáo “Triển vọng dầu mỏ thế giới đến năm 2045” [4], Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) dự báo nguồn cung dầu toàn cầu trong trung hạn sẽ tăng lên 103,8 triệu thùng/ngày trong năm 2023, 104,8 triệu thùng/ngày trong năm 2024, 105,7 triệu thùng/ngày trong năm 2025, 106,5 triệu thùng/ngày trong năm 2026 và 107,1 triệu thùng/ngày trong năm 2027 (Bảng 1). Nhu cầu dầu toàn cầu trong trung hạn sẽ tăng lên 103 triệu thùng/ngày trong năm 2023, 104,4 triệu thùng/ngày trong năm 2024, 105,5 triệu thùng/ngày trong năm 2025, 106,3 triệu thùng/ngày trong năm 2026 và 106,9 triệu thùng/ngày trong năm 2027 (Bảng 2).

Nhu cầu dầu toàn cầu sẽ bị tác động mạnh khi tỷ lệ xe điện ở châu Âu và Mỹ gia tăng, hành vi tiêu dùng ở 1 số quốc gia thay đổi theo hướng ít sử dụng năng lượng và dầu mỏ hơn. Điều này sẽ dẫn tới tăng trưởng nhu cầu dầu hàng năm giảm xuống mức 1,5 triệu thùng/ngày trong năm 2024 và tiếp tục giảm xuống chỉ còn 0,6 triệu thùng/ngày vào các năm tiếp theo (do nhu cầu dầu của các nước thuộc khối OECD sẽ chuyển sang tăng trưởng âm từ sau năm 2024). OPEC dự báo nhu cầu dầu toàn cầu sẽ đạt gần 107 triệu thùng/ngày vào năm 2027, tăng 10 triệu thùng/ngày so với năm 2021.

Tăng trưởng nhu cầu dầu trong trung hạn sẽ tập trung ở các nước ngoài OECD, chiếm 8,6 triệu thùng/ngày, trong đó có hơn 5 triệu thùng/ngày sẽ được thực hiện trong giai đoạn đến năm 2024. Trong khi



Hình 4. Tăng trưởng nhu cầu dầu ở các nước ngoài OECD trong giai đoạn 2021 - 2027 [5].



Hình 5. Biến động nguồn cung ngoài OPEC đến năm 2027 [4].

đó, nhu cầu dầu của các nước thuộc khối OECD được dự báo sẽ chỉ tăng 1,4 triệu thùng/ngày trong giai đoạn đến năm 2027 (Hình 2, 3).

Theo nghiên cứu của OPEC, đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn tăng hơn 20% trong năm 2022 và chỉ tăng khiêm tốn trong giai đoạn 2023 - 2025.

Theo Offshore Engineer [5], chi phí vốn (capex) cho hoạt động thăm dò, khai thác (E&P) ngoài khơi tăng khoảng 20% so với năm 2021, đạt 165 tỷ USD trong năm 2022. Offshore Engineer dự báo cầu sẽ vượt cung từ tháng 12/2022 và kéo dài đến cuối năm 2023, tuy nhiên giá dầu Brent trung bình chỉ dao động xung

quanh 89 USD/thùng trong năm 2023. Với triển vọng giá dầu thô ở mức này, Offshore Engineer dự báo đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn sẽ chỉ tăng thêm 8% lên 178 tỷ USD trong năm 2023.

Hạnh Nguyên (tổng hợp)

Tài liệu tham khảo

[1] IEA, "Oil market report", 12/2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-december-2022>.

[2] Seher Dareen, "Economic headwinds set to push oil below \$100 in 2023", 30/11/2023. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/business/energy/economic-headwinds-set-push-oil-below-100-2023-2022-11-30/>.

[3] Enverus, "2023 outlook: Oil to rise, gas to drop", 6/12/2022. [Online]. Available: <https://www.enverus.com/newsroom/2023-outlook-oil-to-rise-gas-to-drop/>.

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

[5] Matt Hal, "Offshore oilfield services spending to keep rising in 2023". [Online]. Available: <https://www.maritimemagazines.com/offshore-engineer/202211/offshore-oilfield-services-spending-to-keep-rising-in-2023/>

SỬA CHỮA CÁC GIẾNG KHAI THÁC BẰNG CÁCH THAY THẾ BỘ HOÀN THIỆN TRÊN VÀ TÁI KẾT NỐI VỚI BỘ HOÀN THIỆN DƯỚI QUA PACKER KHAI THÁC

Theo kế hoạch sửa giếng đã được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) phê duyệt, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã tiến hành sửa chữa lớn 2 giếng khai thác Ruby B - 5P (RBB-5P) và Peard -1P (PL-1P) thuộc Blocks 01&02.

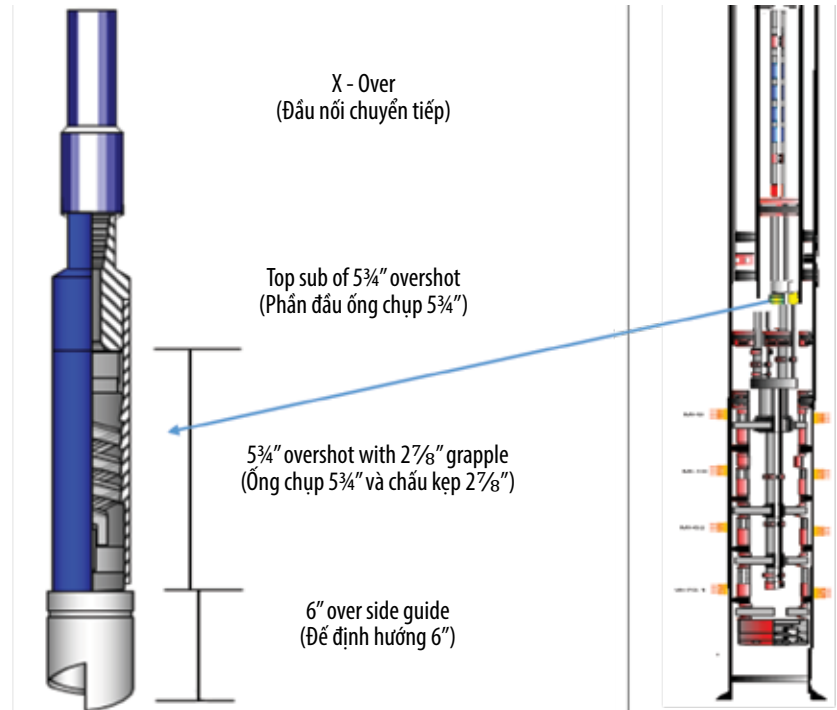
Phương án thi công ban đầu cho công tác sửa giếng đối với giếng PL-1P là thu hồi toàn bộ hoàn thiện trên (upper completion) sau đó thả lại bộ hoàn thiện trên đơn 27/8”.

Cấu trúc bộ hoàn thiện trên thả trong giếng khoan PL-1P là 2 cột ống khai thác với đường kính 27/8” bao gồm: cột ống khai thác dài và cột ống khai thác ngắn (2 x 27/8” dual completion with long string và short string). Trên cột ống khai thác dài có lắp 3 bộ làm kín áp suất (seal assembly) được thả vào đúng vị trí 3 thân bộ làm kín (seal bore assembly) của bộ hoàn thiện dưới nhằm để ngăn cách và làm kín áp suất giữa các tập vỉa trong quá trình khai thác.

Đối với giếng khoan RBB-5P được sửa chữa trước đó. Phần cuối của bộ hoàn thiện trên cũng lắp 1 seal assembly có cấu trúc tương tự như các bộ seal assembly của giếng khoan PL-1P, nó được thả và cắm vào packer khai thác 95/8”. Trong quá trình sửa giếng RBB-5P này không thể kéo bộ hoàn thiện trên (27/8” upper completion string) lên được từ packer khai thác do giếng khoan khai thác lâu ngày dẫn đến seal assembly bị biến chất bám chặt vào phía trong seal bore assembly được lắp vào thân packer khai thác. Phải tiến hành cắt ống khai thác để tiến hành thu hồi bộ hoàn thiện trên mất rất nhiều thời gian.

Do vậy, việc sửa giếng PL-1P gặp nhiều khó khăn nếu vẫn triển khai theo phương án cũ do:

- Khó khăn khi thu hồi bộ hoàn thiện trên do 3 seal assembly của bộ hoàn



Hình 1. Sơ đồ hoàn thiện giếng PL-1P sau khi áp dụng giải pháp

thiện đã bị biến chất bám chặt vào 3 seal bore assembly của bộ hoàn thiện dưới trong quá trình giếng đã khai thác thời gian dài;

- Khả năng cao không thu hồi được bộ hoàn thiện dưới packer khai thác dẫn, nguy cơ dẫn đến có thể mất giếng;

- Việc thả lại ống khai thác qua 3 seal bore assembly ở bộ hoàn thiện dưới rất phức tạp, không đảm bảo độ kín giữa các vỉa khai thác sau khi thả.

Những khó khăn trên dẫn đến tăng thời gian và chi phí sửa giếng PL-1P cũng như tiềm ẩn rủi ro có thể xảy ra nếu kéo bộ hoàn thiện trên và packer khai thác. Do vậy, PVEP đã đề xuất thay đổi phương án sửa giếng PL-1P với các bước cơ bản như sau:

- Không kéo packer khai thác cũng như phần dưới bộ hoàn thiện trên;

- Tiến hành cắt cột ống khai thác đôi trên packer khai thác;

- Thả bộ hoàn thiện trên với overshot để kết nối với 1 cột ống khai thác còn lại trong giếng.

Việc áp dụng giải pháp sửa chữa các giếng khai thác bằng cách thay thế bộ hoàn thiện trên và tái kết nối với bộ hoàn thiện dưới qua packer khai thác trong quá trình sửa giếng khai thác PL-1P đã giảm thiểu rủi ro trong việc thu hồi dual packer khai thác và thu hồi bộ hoàn thiện trên bên dưới packer khai thác; đảm bảo các thiết bị hoạt động ổn định; cho phép thực hiện công tác can thiệp giếng trong tương lai; đưa giếng PL-1P vào khai thác với lưu lượng tối đa lên đến 1.830 thùng dầu/ngày sau khi có gaslift.

Đây là giải pháp tiết kiệm chi phí sửa giếng nhưng vẫn đảm bảo công tác can thiệp giếng khoan sau khi sửa. Hiệu quả kinh tế của giải pháp ước đạt 850.000 USD, hoàn thành thi công sớm hơn 3,75 ngày so với kế hoạch cũ.

Trần Duy Khang (giới thiệu)

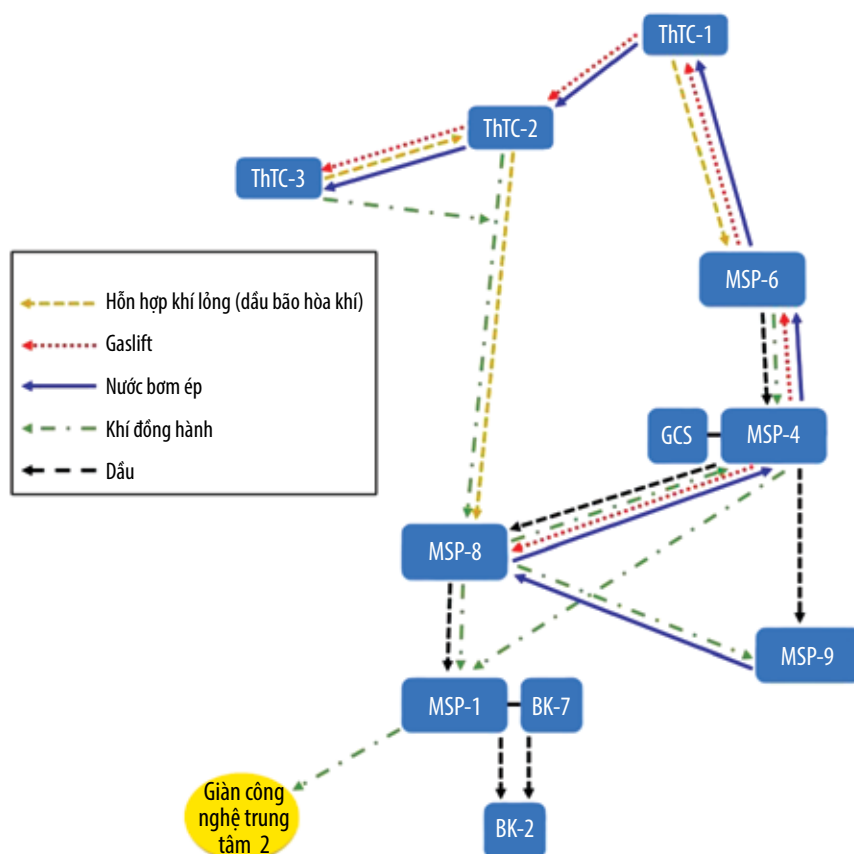
PHÂN TÍCH, ĐÁNH GIÁ TÍNH CHẤT SẢN PHẨM MỎ THỎ TRẮNG (DẦU THÔ) NHẪM BỔ SUNG CHO HỆ THỐNG CƠ SỞ DỮ LIỆU DẦU KHÍ VIỆT NAM

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) cho biết đã phân tích toàn diện mẫu dầu thô Thỏ Trắng (A94); đánh giá, đề xuất hướng sử dụng, so sánh với dầu thô Bạch Hổ và các dầu thô đã được phân tích trước đây. Theo đó, VPI đã lấy 4 đợt mẫu tại đường ống dẫn sản phẩm từ Thỏ Trắng tới giàn công nghệ trung tâm để xử lý. Các mẫu dầu thô được xử lý, tách khí, loại nước rồi đem chưng cất theo tiêu chuẩn ASTM D2892 và ASTM D5236 để thu được đường cong chưng cất điểm sôi thực và các phân đoạn sản phẩm. Dầu thô, khí và các phân đoạn sản phẩm được đem phân tích chi tiết thành phần và các tính chất hóa lý.

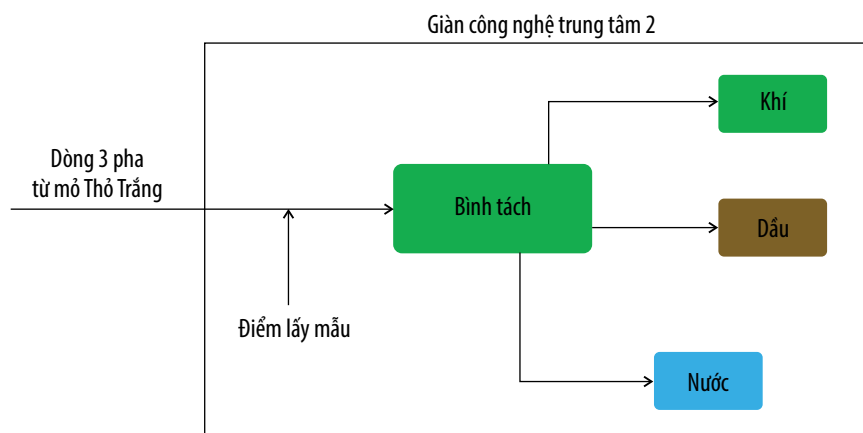
Trên giàn Thỏ Trắng không có bình tách riêng, mẫu 3 pha sẽ được lấy từ đường ống dẫn sản phẩm từ mỏ Thỏ Trắng tới giàn công nghệ trung tâm để xử lý trước vị trí trộn chung với các dòng dầu khác. Để lấy mẫu dầu chết tại vị trí lấy mẫu này, mở van để xả lấy mẫu, cho phần khí bay ra, mẫu dầu chết chảy vào can lấy mẫu. Phương pháp lấy mẫu dầu chết này vẫn được dùng để lấy mẫu khi không có bình tách riêng cho dòng dầu cần nghiên cứu. Các mẫu dầu thô được lấy theo tiêu chuẩn Việt Nam TCVN 6777:2007, quy trình lấy mẫu dầu thô (lưu hành nội bộ) và mẫu được bảo quản theo TCVN 3891:1984.

Mẫu dầu thô Thỏ Trắng tại thời điểm lấy có nước tự do ít. Mẫu dầu lấy khi sản lượng khai thác tương đối ổn định và trong thời điểm tại các mỏ không tiến hành các công việc sửa giếng, bơm hóa chất đặc biệt để bảo đảm tính đại diện của mẫu.

Mẫu dầu thô lấy trong đợt 1 (24/3/2019) được xử lý, sau đó cho vào hệ thống chưng cất thu khí phân tích rồi mới



Hình 1. Sơ đồ thu gom vận chuyển khai thác mỏ Thỏ Trắng

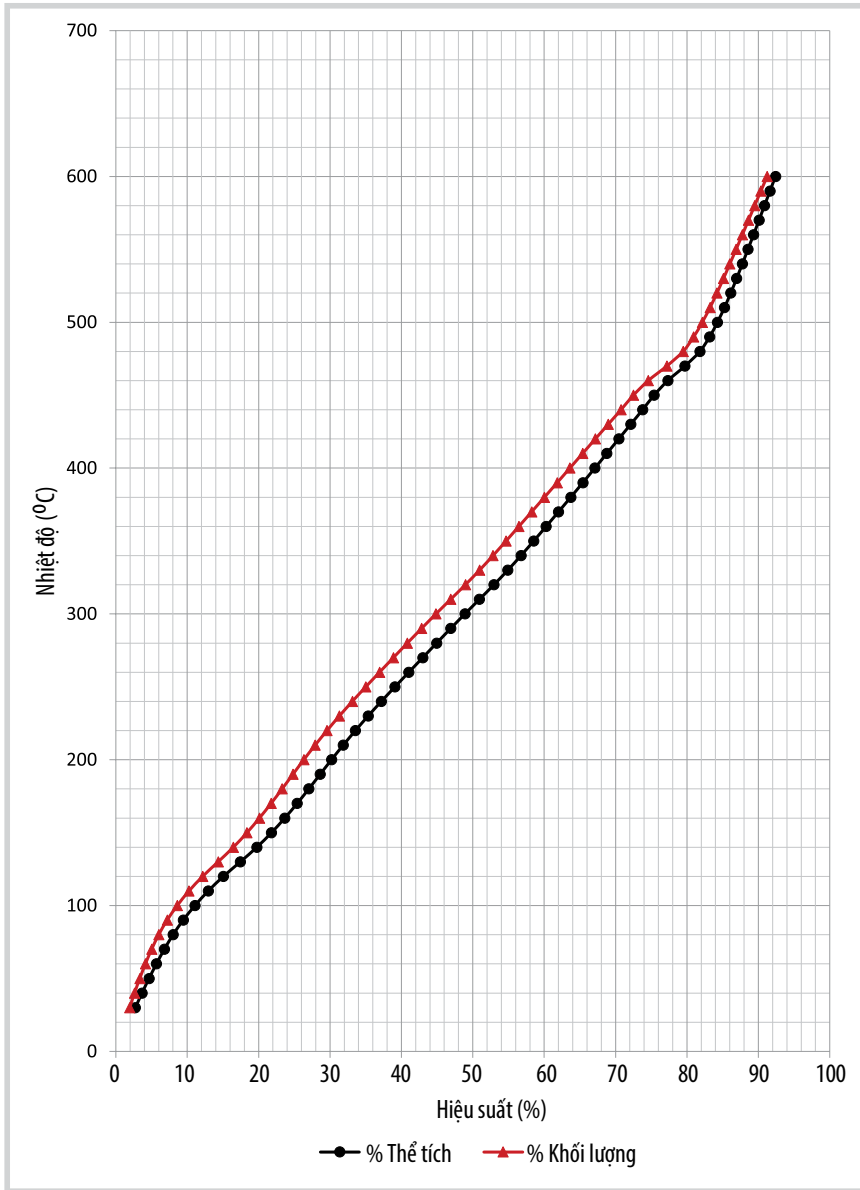


Hình 2. Sơ đồ vị trí lấy mẫu dầu thô mỏ Thỏ Trắng

tiến hành chưng cất theo tiêu chuẩn ASTM D2892 và ASTM D5236 để thu được đường cong điểm sôi thực và các phân đoạn sản phẩm.

Với mẫu dầu thô lấy trong đợt 2 (9/4/2019), đợt 3 (18/5/2019) và đợt 4 (10/6/2019), nhóm tác giả chỉ phân tích

các tính chất cơ bản của dầu thô để xem sự thay đổi của mẫu dầu theo thời gian và xem mẫu được lấy phân tích toàn diện có là mẫu đại diện cho mẫu dầu thô Thỏ Trắng. Kết quả phân tích cho thấy không có sự thay đổi nhiều của mẫu dầu này trong 4 tháng (có sai số tương đối dưới



Hình 3. Đường cong điểm sôi thực dầu thô Thỏ Trắng

10%). Do đó, mẫu được lấy phân tích toàn diện là mẫu đại diện cho mẫu dầu thô Thỏ Trắng tại thời điểm này.

Kết quả nghiên cứu cho thấy, mẫu dầu thô Thỏ Trắng có tính chất chung tương tự như dầu thô hỗn hợp từ mỏ Bạch Hổ là: dầu ngọt (ít lưu huỳnh), có tỷ trọng thuộc loại dầu nhẹ, thuộc họ parafinic, thuộc loại dầu thô nhiều parafin rắn, có điểm chảy/điểm đông đặc cao, hàm lượng nhựa và asphalten thấp và không thích hợp để sản xuất nhựa đường.

Dầu thô Thỏ Trắng có hiệu suất

chưng cất các phân đoạn nhẹ và hiệu suất phân chưng cất gasoil nhẹ cao hơn so với dầu thô Bạch Hổ. Hiệu suất phân đoạn kerosen, gasoil nặng và cặn chưng cất khí quyển > 370 °C của dầu thô Thỏ Trắng nhỏ hơn so với dầu thô Bạch Hổ, trong khi phân đoạn naphtha tổng và gasoil nhẹ thì cao hơn rất nhiều so với dầu thô Bạch Hổ. Một số tính chất khác như hàm lượng cặn kim loại (niken, calcium) của phân đoạn > 370 °C của dầu thô Thỏ Trắng cao hơn nhiều so với dầu thô Bạch Hổ, các tính chất khác

không chênh lệch nhiều.

Kết quả so sánh các dòng của dầu thô Thỏ Trắng và Bạch Hổ cho thấy:

- Về khối lượng các dòng: Các cụm công nghệ có thể vận hành dưới công suất thiết kế, trong trường hợp đối với dầu thô Thỏ Trắng này có 3 dòng cơ sở có khối lượng thấp hơn mức thiết kế, có 2 dòng naphta là vượt mức 49% và dòng gasoil nhẹ vượt mức 11,3%.

- Về chất lượng: Các dòng cơ sở của dầu thô Thỏ Trắng trong ngưỡng thiết kế của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, chỉ có cặn từ chưng cất khí quyển là nguyên liệu cho cụm công nghệ cracking xúc tác cần hết sức chú ý.

Trong phạm vi của nhiệm vụ này chỉ có thể đánh giá về lượng và chất ở mức sơ bộ. Khi pha trộn các loại dầu thô khác nhau, không tương thích với nhau, có thể dẫn đến kết tủa asphalten, tạo cặn không mong muốn. Do đó, cần tính toán cụ thể hơn mới pha trộn thích hợp đối với các loại dầu thô này.

Việc phân tích, đánh giá tính chất sản phẩm mỏ Thỏ Trắng (dầu thô) nhằm bổ sung cho Hệ thống cơ sở dữ liệu dầu khí Việt Nam đã cung cấp tính chất toàn diện các mẫu dầu thô mỏ Thỏ Trắng, bổ sung cho Hệ thống cơ sở dữ liệu dầu khí Việt Nam, giúp các chuyên gia trong các lĩnh vực nghiên cứu và sản xuất phục vụ công nghiệp dầu khí, và các lĩnh vực khác có liên quan đến dầu khí. Các số liệu này rất cần thiết cho các quá trình nghiên cứu, thăm dò, khai thác và vận chuyển cũng như xuất khẩu, sản xuất kinh doanh; đặc biệt trong lĩnh vực chế biến cho phép nghiên cứu các dự án cho nhà máy lọc dầu, tính toán kinh tế, thiết kế lựa chọn sơ đồ công nghệ thích hợp, tối ưu hóa đầu tư.

Nguyễn Thị Anh Thư (giới thiệu)

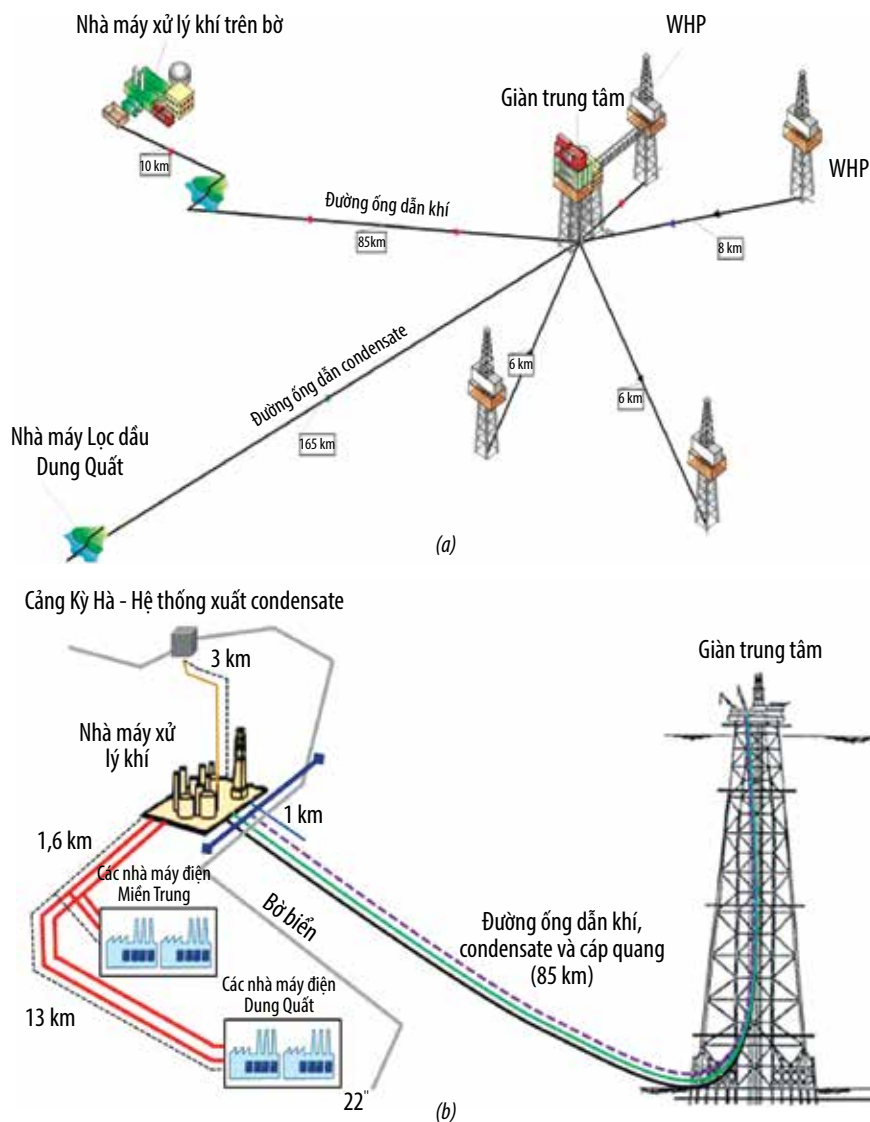
NGHIÊN CỨU KHẢ NĂNG TRIỂN KHAI CÁC DỰ ÁN HÓA DẦU TỪ NGUỒN KHÍ/CONDENSATE/LPG CỦA CÁC DỰ ÁN KHÍ KHU VỰC MIỀN TRUNG VÀ NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT

Phát hiện mỏ khí Cá Voi Xanh vào năm 2011 và mỏ khí Kèn Bầu năm 2020 đã gia tăng tiềm năng khai thác và sử dụng khí ở khu vực miền Trung. Với tổng tài nguyên dầu khí tại chỗ ước tính khoảng 1,86 tỷ thùng dầu quy đổi (boe) trong đó khí từ 7 - 9 nghìn tỷ ft³ và condensate từ 400 - 500 triệu thùng. Phương án sử dụng nguồn khí, LPG, condensate được khai thác, chế biến từ mỏ khí Kèn Bầu có thể xem xét cho việc phát triển hóa dầu bên cạnh nguồn nguyên liệu tiềm năng khác từ nguồn condensate mỏ Cá Voi Xanh và các nguồn từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau nâng cấp mở rộng điều chỉnh.

Kết quả nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) về khả năng triển khai các dự án hóa dầu từ nguồn khí/condensate/LPG của các dự án khí khu vực miền Trung và Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cho thấy:

Nguồn nguyên liệu tiềm năng cho phát triển hóa dầu khu vực miền Trung khoảng 0,65 - 1,37 triệu tấn LPG, 0,39 triệu tấn naphtha nhẹ, 0,78 - 0,93 triệu tấn condensate trắng và khoảng 2,2 triệu tấn condensate đen. Nguồn khí gồm cả ethane có khả năng sử dụng cho hóa dầu sẽ được đánh giá sau khi phương án phát triển mỏ được phê duyệt.

Sản phẩm hóa dầu tiềm năng ở thị trường Việt Nam được VPI đề xuất tập trung vào các sản phẩm phục vụ lĩnh vực có nhu cầu cao và xu hướng phát triển bền vững trong thời gian tới (ô tô điện, điện - điện tử, bao bì, trang trí nội thất). Theo đó, vật liệu nhựa và cao su, cụ thể PP (PP copo và PP compound), PE (LLDPE, HDPE), PS, ABS và SBR. Về phương án công nghệ, sử dụng công nghệ steam cracking nguồn condensate/LPG để tạo nguồn



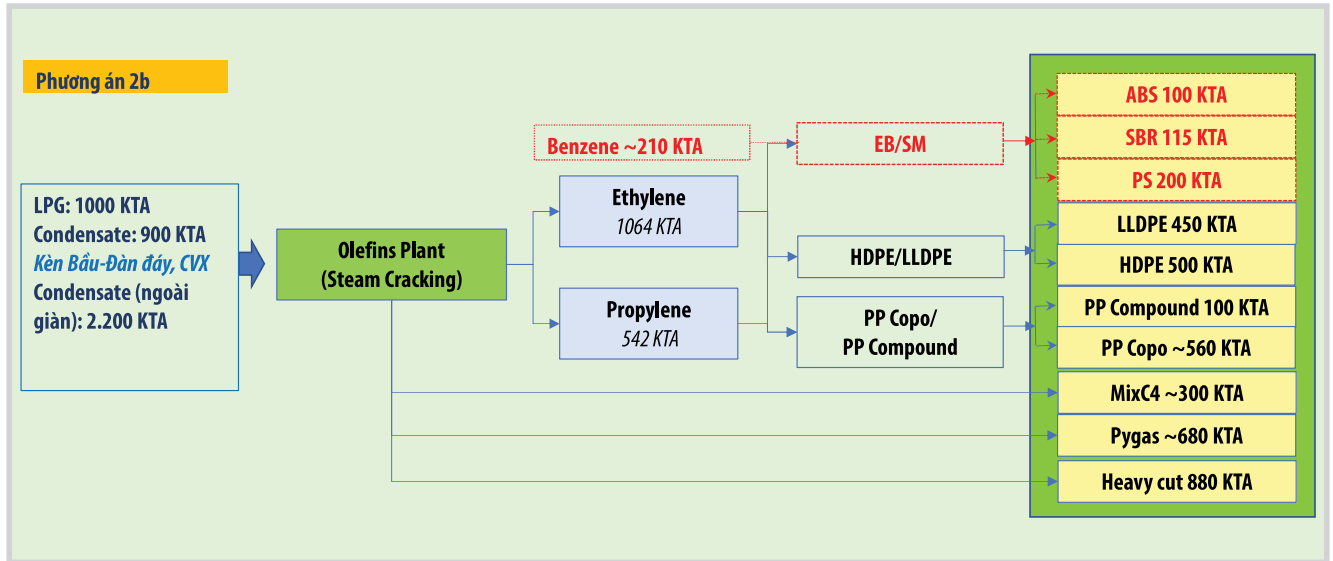
Hình 1. Phương án phát triển mỏ khí Kèn Bầu (a) và mỏ khí Cá Voi Xanh (b).
 Nguồn: ExxonMobil Vietnam, 2021 và ENI Vietnam, 2020.

olefins (ethylene, propylene) cho sản xuất polyolefins (PE, PP) và/hoặc kết hợp với nguồn BTX (như benzene) để sản xuất nhựa ABS, PS và cao su SBR.

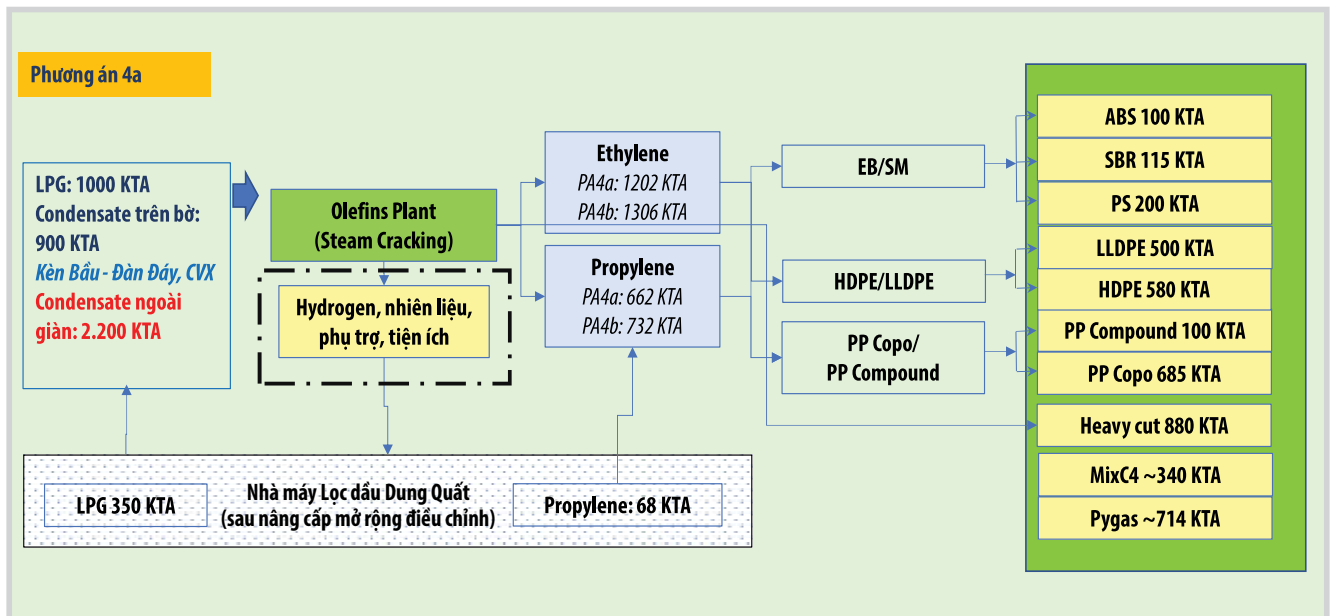
Kết quả tính toán 8 phương án sản xuất cho thấy càng kéo dài chuỗi sản phẩm hóa dầu với công suất lớn thì sẽ càng có hiệu quả kinh tế.

Phương án 2b sử dụng tối đa nguồn nguyên liệu và sản xuất đầy đủ các sản phẩm để xuất đặt độc lập tại Khu kinh

tế Đông Nam Quảng Trị là phương án có hiệu quả kinh tế cao nhất trong tất cả các phương án độc lập được xem xét với IRR dự án là 11,6%. Trong số các phương án tích hợp, phương án 4a sử dụng toàn bộ nguồn nguyên liệu ngoại trừ naphtha nhẹ từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và tối đa dây sản phẩm có hiệu quả kinh tế tốt nhất khi IRR dự án là 11,4%. Khi giả định thời gian vận hành của dự án là 8.400 giờ/năm, dự án sẽ có IRR đạt tiêu chí hiệu quả kinh tế của Petrovietnam (IRR > IRRmin).



Hình 2. Sơ đồ phương án hóa dầu độc lập.



Hình 3. Sơ đồ phương án hóa dầu tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Các ưu đãi đầu tư cho dự án đã được áp dụng khi ước tính đầu tư và hiệu quả kinh tế khi dự án được dự kiến xây dựng tại Khu kinh tế Đông Nam Quảng Trị hoặc tại Khu kinh tế Dung Quất Quảng Ngãi. Do dự án có quy mô lớn, VPI kiến nghị cần xem

xét triển khai các giải pháp trong giai đoạn chuẩn bị đầu tư để đảm bảo tiến độ triển khai dự án ví dụ như đề xuất bổ sung dự án vào quy hoạch của các khu kinh tế, liên kết dự án với chuỗi phát triển mỏ khí Kèn Bầu - Đàn Đáy. Đồng thời, đề xuất bổ sung ưu đãi

đối với các doanh nghiệp hoặc dự án đầu tư trong ngành công nghiệp phụ trợ đang sử dụng nguyên liệu có nguồn gốc nội địa.

Lê Dương Hải (giới thiệu)

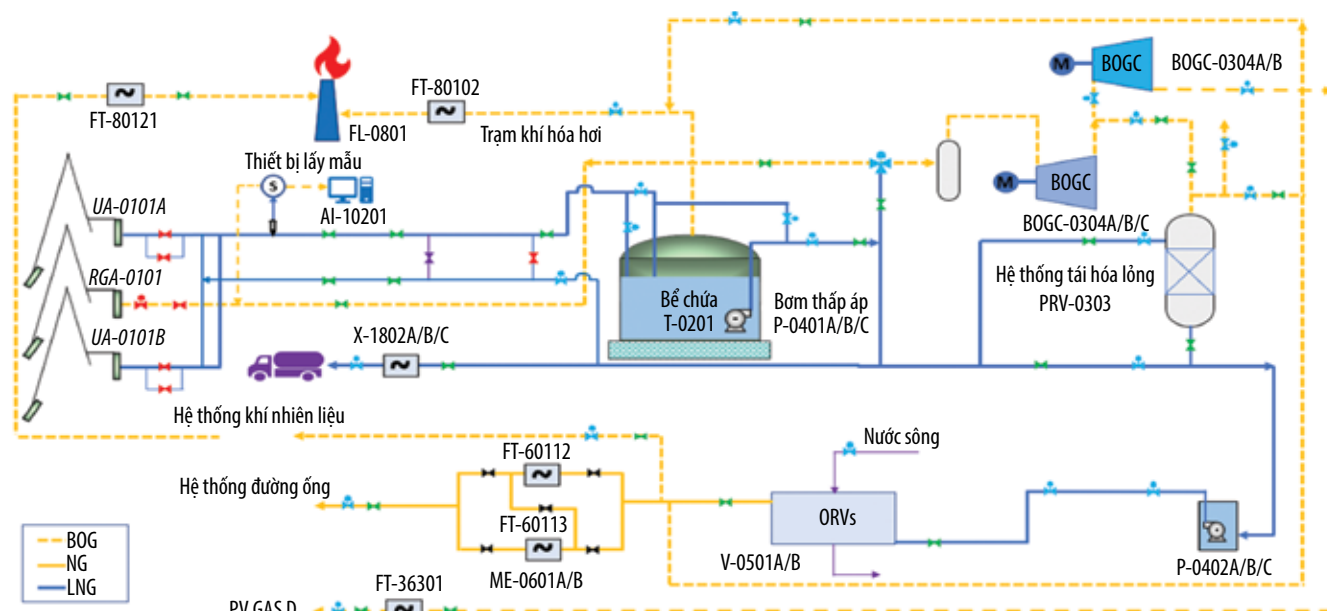
XÂY DỰNG ĐỊNH MỨC HAO HỤT SẢN PHẨM LNG CHO KHO CẢNG LNG THỊ VẢI

Cơ sở hạ tầng LNG ở Việt Nam đang trong quá trình xây dựng; quy định về quản lý sản phẩm LNG chưa có khung pháp lý, quy định/xây dựng định mức hao hụt cũng như chưa xác định được sai số đo đếm trong các công đoạn của quá trình nhập khẩu LNG. Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã triển khai “Nghiên cứu xây dựng hao hụt sản phẩm LNG từ khâu nhập đến tồn trữ, vận chuyển

và phân phối” nhằm xác định các nguyên nhân gây ra tình trạng hao hụt, đề xuất giải pháp và định mức hao hụt làm cơ sở để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) xem xét ban hành quy định và áp dụng.

Hoạt động nhập khẩu, tồn chứa và xuất bán LNG xảy ra trong điều kiện nhiệt độ rất lạnh, đến khoảng -162°C. Hao hụt LNG thực tế trong quá trình này do rò rỉ (leak), thông hơi (venting) và đốt ở đuốc

(flaring) trong đó lượng chủ yếu sẽ là đốt ở flare nhằm ổn định sự kiểm soát áp suất hệ thống, không tăng lên do sự hình thành khí hóa hơi (BOG - boil-off gas), bởi sự hấp thụ nhiệt từ môi trường và các dòng lưu chất vào ra hệ thống. Lượng hao hụt này tùy thuộc vào đặc điểm của từng kho LNG và thường do đơn vị vận hành kho kiểm soát căn cứ theo số liệu đầu vào và đầu ra. Đối với hao hụt sổ sách, sai lệch sổ sách



Hình 1. Sơ đồ công nghệ kho cảng LNG Thị Vải. Nguồn: PV Gas

Bảng 1. Các nguyên nhân chính sau đây có thể gây hao hụt tại Kho cảng LNG Thị Vải

Công đoạn	Nguyên nhân hao hụt chính	
	Vật lý	Sổ sách
Nhập LNG từ tàu	Đốt khí ở flare để duy trì ngọn lửa. Rò rỉ, thất thoát khí trên đường ống nhập	Sai số thiết bị, độ không đảm bảo đo của hệ thống đo lường của tàu Sai số thiết bị, độ không đảm bảo đo của hệ thống đo lường của kho
Tồn trữ		Độ chính xác của hệ thống đo đếm của bồn (TGS - Tank gauging system). Độ chính xác phương pháp xác định tổng lượng LNG được chứa trong bồn do không có thiết bị đo thành phần và lượng BOG trong bồn
Xuất khí qua đường ống	Xả đốt ở flare bao gồm cả khí môi (pilot gas) và khí xả (purge gas) Rò rỉ từ đường ống, thiết bị tại kho	Độ chính xác của hệ thống TGS và hệ thống gas metering (bao gồm cả thiết bị phân tích khí GC trực tiếp (gas chromatography online) Không xác định riêng được khối lượng xuất từ bồn LNG khi có hoạt động xuất xe bồn và xuất đường ống song song
Xuất khí qua xe bồn	Hoạt động xả đốt làm sạch LNG trước khi tháo cần nạp. Lượng thất thoát do rò rỉ trên đường ống và các thiết bị tại cần nạp.	Độ chính xác của hệ thống cân xe bồn chờ LNG Không xác định riêng được khối lượng xuất từ bồn LNG khi có hoạt động xuất xe bồn và xuất đường ống song song

Bảng 2. Mức sai số tương đối ở các hệ thống/công đoạn

TT	Thông số	Mức hao hụt (% khối lượng)
1	Công đoạn nhập	0,500
2	Hệ thống đo bồn chứa	0,123
3	Hệ thống đo lường khí pilot gas/purge gas	2,001
4	Hệ thống xuất đường ống	0,200
5	Hệ thống xuất xe bồn	0,020

gây ra bởi độ chính xác của các thiết bị/hệ thống đo lường hoặc độ không đảm bảo đo của phép đo (do khác biệt về phương pháp đo, tính toán các giá trị, việc chuyển đổi các thông số đo lường...).

Kho cảng LNG Thị Vải được thiết kế với đặc điểm sau:

- Tổng kho có 1 bồn chứa LNG (công suất khả dụng 180.000 m³ tương đương khoảng 80.000 tấn), quá trình nhập LNG diễn ra song song với hoạt động xuất LNG (đường ống/xe bồn). Trong đó, hệ thống xuất LNG qua đường ống sẽ diễn ra liên tục, qua xe bồn thì theo chuyển.

- Kích cỡ tàu LNG nhập khẩu mỗi chuyến khoảng 155.000 m³ với công suất 2 cần nạp khoảng 110.000 m³/giờ, do đó thời gian hoàn thành quá trình nhập LNG vào bồn khoảng 14 - 16 giờ liên tục. Mặt khác, công tác chuẩn bị tàu cập bến và rời cảng bao gồm nhiều công đoạn và vì lý do an toàn nên thường tàu cập bến vào ban ngày và hoàn tất bơm hàng vào ngày hôm sau. Do đó, thường không chốt được số liệu nhập trong ngày và tổng thời gian yêu cầu một chuyến là 25 - 35 giờ.

- Kích cỡ 1 chuyến xuất xe bồn là khoảng 30 - 40 tấn, rất nhỏ so với lượng chứa trong bồn LNG (~ 80.000 tấn). Do đó, việc tính toán lượng LNG trong bể chứa để đánh giá mức hao hụt cho từng chuyến cho thấy mức độ chính xác không cao và thực sự không cần thiết.

Trên đặc điểm trên, VPI không đề xuất

định mức hao hụt cho công đoạn nhập LNG (từ tàu vào bồn chứa) và công đoạn xuất LNG, mà tập trung để xuất "Định mức hao hụt tổng thể xuất/nhập/tồn LNG" tích lũy theo định kỳ tháng/quý/năm cho Kho cảng LNG Thị Vải.

Để xác định định mức cho Kho cảng LNG Thị Vải, nhóm tác giả đề xuất sử dụng phương pháp tính toán kết hợp với phương pháp đối sánh (tương tự). Trên cơ sở thông tin kỹ thuật, khảo sát và tổng hợp các sai số đo đếm của hệ thống/công đoạn trong chuỗi xuất/nhập/tồn, mức sai số tương đối ở các hệ thống/công đoạn được tính toán như Bảng 2.

Để tính toán hao hụt tổng thể, VPI đưa ra một số kịch bản xuất/nhập/tồn cho Kho cảng LNG Thị Vải với giả thiết ở các chế độ kinh doanh khác nhau, gồm 4 thông số chính như: (i) tồn kho đầu kỳ, (ii) nhập trong kỳ; (iii) xuất đường ống trong kỳ và (iv) xuất xe bồn trong kỳ. Trên cơ sở đó, 30 kịch bản được đề xuất (được cung cấp bởi PV GAS) và làm số liệu cho tính toán hao hụt tổng thể trong kỳ (tháng/quý/năm). Kết quả cho thấy, mức hao hụt tổng thể là số biến thiên theo các giả thuyết của các kịch bản, từ 0,14% khối lượng đến 0,69% khối lượng. Mức trung bình cho 30 mẫu giả định là 0,432% khối lượng. Với các kịch bản giả định, phương sai thực nghiệm hiệu chỉnh là 0,042 và độ lệch chuẩn là 0,204%. Giá trị cho phép của giá trị biên trong kỳ với độ tin cậy 95% là từ 0,032% đến 0,832%.

Kết quả mô phỏng cho thấy, thành phần và tính chất của LNG trong quá trình tồn trữ không có sự thay đổi đáng kể khi bồn chứa ở mức cao và mức thấp. Lượng BOG sinh ra trong quá trình vận hành bình thường từ kết quả mô phỏng (11,1 - 11,6 tấn/giờ) đều thấp hơn so với thiết kế của hệ thống máy nén thu hồi (14 tấn/giờ) và lượng xuất tối thiểu (minimum send-out) theo mô phỏng (từ 71 - 82 tấn/giờ) nằm trong khoảng thiết kế cho phép (61 tấn/giờ (với chế độ vận hành không nhập LNG từ tàu) và 172 tấn/giờ (với chế độ vận hành có nhập LNG từ tàu)). Do đó, BOG sinh ra đều được thu hồi và không có hao hụt vật lý trong quá trình vận hành bình thường và lượng xuất không nhỏ hơn lượng xuất tối thiểu.

Kết quả so sánh định mức hao hụt ở các nước trên thế giới và Việt Nam cho thấy, định mức tổng thể xuất/nhập/tồn trung bình (theo tháng) là 0,432% khối lượng cũng gần tương đương kết quả tính toán từ Kho cảng LNG ở Nhật Bản (0,432% so với 0,404%), và cao hơn so với định mức tổng thể LPG của PV GAS (0,4%). Do đó, định mức hao hụt tổng thể xuất/nhập/tồn kho LNG tạm thời được đề xuất là 0,432% khối lượng. Khi Kho cảng LNG Thị Vải đi vào vận hành thương mại, có thể tính toán theo công thức, so sánh và điều chỉnh (nếu cần) định mức hao hụt cho phù hợp với điều kiện thực tế.

Huỳnh Minh Thuận (giới thiệu)