

Dầu Khí



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

■ SỐ 8 - 2021

ISSN 2615-9902

PETROVIETNAM Số 8 - 2021





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Xuân Huyền

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Vũ Đào Minh

ThS. Trần Thái Ninh

ThS. Dương Mạnh Sơn

ThS. Lê Ngọc Sơn

PGS.TS. Lê Văn Sỹ

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

ThS. Phạm Xuân Trường

TS. Trần Quốc Việt

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

THIẾT KẾ

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

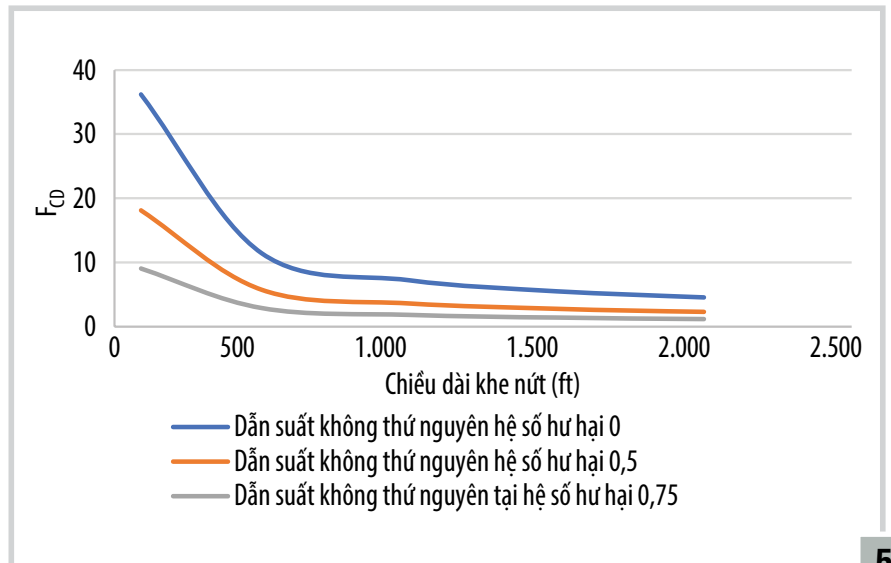
Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

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

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

Ảnh bìa: Kho cảng PV GAS Vũng Tàu. Ảnh: PV GAS



NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

5. Ứng dụng giá trị hiện tại ròng (NPV) trong thiết kế nứt vỉa thủy lực cho giếng đơn, đối tượng Oligocene trên, mỏ Bạch Hổ

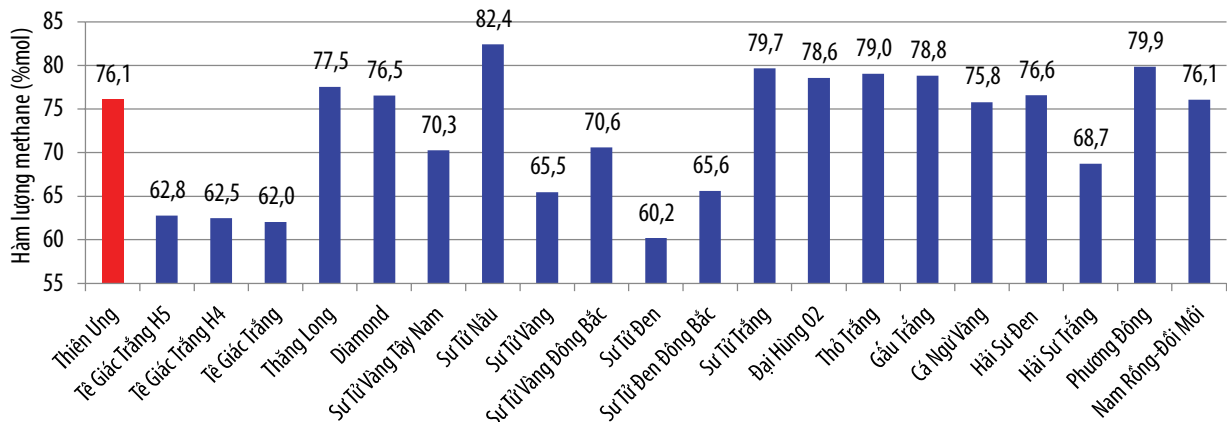
16. Phân tích thành phần, tính chất sản phẩm khí và condensate mỏ Thiên Ưng

25. Ăn mòn bên trong đường ống ngầm ngoài khơi và các giải pháp hạn chế ăn mòn để đảm bảo vận hành an toàn các mỏ dầu khí của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetpetro"



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

35. Nghiên cứu chế tạo xúc tác zeolite Y đa mao quản ứng dụng cho quá trình cracking xúc tác tầng sôi nhằm nâng cao hiệu quả chế biến nguyên liệu cặn dầu nặng



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

43. Mô hình liên doanh điển hình trong hoạt động lọc dầu: Bài học kinh nghiệm từ Nhà máy Lọc dầu Bayernoil

RESEARCH AND DEVELOPMENT

Application of net present value (NPV) in single well fracture design for upper Oligocene reservoir in Bach Ho field	5
Analysing the composition and properties of gas and condensate products of Thiên Ung field	16
Corrosion in subsea pipelines and anti-corrosion solutions to ensure safe operation of Vietsovetro's oil and gas fields	25
Preparation of hierarchical Y zeolite catalysts for improved performance in the fluid catalytic cracking of residues	35
Joint venture model in oil refinery - lessons learned from Bayernoil refinery	43



TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Số 18 Láng Hạ, P. Thành Công, Q. Ba Đình, Hà Nội
Điện thoại: (84-4) 3825 2526 * Fax: (84-4) 3826 5942
Website: www.petrovietnam.com.vn

Hà Nội, ngày 01 tháng 9 năm 2021



**Kính gửi: Các thể hệ cán bộ, công nhân viên, người lao động
Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam**

Năm nay chúng ta kỷ niệm ngày thành lập Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam (nay là Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam), trong bối cảnh cả nước căng mình phòng chống đại dịch Covid-19. Nhìn lại lịch sử 46 năm xây dựng và phát triển cho thấy, các thế hệ người lao động Dầu khí luôn vững vàng vượt qua muôn vàn thử thách, khó khăn và sóng gió để ngành Dầu khí có được những bước phát triển mạnh mẽ như ngày hôm nay. Sức mạnh đó có được nhờ sự đúc kết từ truyền thống và tinh hoa văn hóa của những người đi tìm lửa.

Ôn lại kỷ niệm để chúng ta thêm trân trọng quá khứ. Trong điều kiện hiện nay, cách tri ân tốt nhất với lớp người đi trước là kế thừa, phát huy truyền thống và văn hóa Dầu khí, hành động với phương châm “Đoàn kết - Kỷ cương - Sáng tạo - Hiệu quả”, không ngừng bồi đắp khát vọng, bản lĩnh, trí tuệ, giữ lửa nhiệt huyết trong tim, làm tròn trách nhiệm tìm dầu, phát triển chuỗi giá trị năng lượng để làm giàu cho Tổ quốc.

Ngay lúc này, cán bộ, đảng viên, người lao động Dầu khí cũng có thể tự tin, tự hào báo cáo với Đảng, Nhà nước, với nhân dân và các thế hệ tiền bối ngành Dầu khí, rằng chúng ta đã kiên định vững vàng trước thách thức của đại dịch Covid-19 và biến động thị trường. Trên tất cả các giàn khoan, dự án, công trường, cơ sở hoạt động dầu khí, cán bộ, người lao động dầu khí chủ động tiên phong thực hiện chiến lược vắc xin + 5K, cùng nhiều biện pháp sáng tạo, quyết liệt duy trì trạng thái hoạt động bình thường, an toàn, ổn định; không để đứt gãy chuỗi sản xuất, đảm bảo cung ứng các mặt hàng chiến lược, góp phần bình ổn thị trường; chủ động giữ vững an ninh năng lượng, an ninh lương thực, đóng góp cao cho ngân sách Nhà nước và góp phần giữ gìn an ninh quốc gia trên biển.

Nhân dịp này tôi đề nghị các cấp ủy, đơn vị, đoàn thể trong toàn Tập đoàn cùng với duy trì hoạt động sản xuất kinh doanh ổn định, an toàn, hiệu quả; cần làm tốt công tác tư tưởng, chăm lo cho người lao động, quan tâm tới lực lượng hưu trí, để chúng ta cùng vượt qua và chiến thắng dịch bệnh Covid- 19.

Kỷ niệm 46 năm Ngày thành lập Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (03/9/1975 - 03/9/2021), thay mặt Đảng ủy, lãnh đạo Tập đoàn tôi xin gửi tới toàn thể các đồng chí, đồng nghiệp và gia đình lời thăm hỏi chân tình, lời chúc sức khỏe, bình an, thành công và hạnh phúc; chúc Tập đoàn của chúng ta luôn phát triển bền vững!

Chào thân ái !

Hoàng Quốc Vượng

*Bí thư Đảng ủy - Chủ tịch Hội đồng thành viên
Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam*

ỨNG DỤNG GIÁ TRỊ HIỆN TẠI RÒNG (NPV) TRONG THIẾT KẾ NÚT VĨA THỦY LỰC CHO GIẾNG ĐƠN, ĐỐI TƯỢNG OLIGOCENE TRÊN, MỎ BẠCH HỔ

Nguyễn Hữu Trường

Đại học Dầu khí Việt Nam

Email: truongnh@pvu.edu.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.08-01>

Tóm tắt

Bài báo nghiên cứu áp dụng giá trị hiện tại ròng (NPV) trong công tác tối ưu thiết kế nút vỉa thủy lực cho giếng nút vỉa thủy lực đối tượng Oligocene trên, mỏ Bạch Hổ; phân tích độ nhạy của hệ số hư hại dẫn suất khe nứt (0%, 50%), áp suất đáy giếng tỷ suất chiết khấu (10%, 25%, 50% và 75%) tới NPV.

Mô hình thiết kế tối ưu gồm sự kết hợp tính chất vỉa, chỉ số khai thác, tính chất đất đá, sự lan truyền khe nứt, tính chất lưu biến của dung dịch, vận chuyển hạt chèn và các thông số xử lý nứt vỉa thủy lực.

Từ khóa: Giá trị hiện tại ròng, nứt vỉa thủy lực, Oligocene trên, mỏ Bạch Hổ.

1. Giới thiệu

Để thiết kế tối ưu nứt vỉa thủy lực cần phải xem xét doanh thu gia tăng dự kiến đạt được trong thời gian nhất định sau khi thực hiện xong nứt vỉa thủy lực, có tính tới chi phí vận hành, đầu tư ban đầu, dịch vụ liên quan. Veatch [1] đã trình bày tổng quan, toàn diện về tính kinh tế của nứt vỉa thủy lực và đưa ra các phương án tối ưu hóa thiết kế nứt vỉa thủy lực. Warembourg và cộng sự [2] đã trình bày phác thảo về tối ưu hóa thiết kế nứt vỉa thủy lực và quy trình xác định sự phù hợp các thông số xử lý nứt vỉa thủy lực. Anderson và Phillips [3] sử dụng khái niệm giá trị hiện tại ròng (NPV) để tính toán khối lượng hạt chèn yêu cầu để thực hiện tối ưu nứt vỉa thủy lực. Việc tính toán NPV sau nứt vỉa có ý nghĩa hơn khi so sánh các kịch bản thiết kế chiều dài khe nứt khác nhau trên cơ sở đảm bảo lợi nhuận thu được sau nứt vỉa. Chiều dài khe nứt lan truyền tối ưu được xác định là ứng với NPV lớn nhất.

Trên thực tế, một số giếng không thực hiện nứt vỉa thủy lực do NPV đạt giá trị âm, hoặc dương nhưng dưới mức kỳ vọng khi tổng chi phí cho giếng mất dung dịch

cao và lớn hơn doanh thu. Chi phí nứt vỉa thủy lực gồm chi phí dung dịch nứt vỉa ban đầu, chi phí khối lượng hạt chèn yêu cầu ngoài các chi phí khác như chi phí cố định.

Trong bài báo này, nhóm tác giả ứng dụng NPV với các tỷ suất chiết khấu khác nhau để thiết kế nứt vỉa thủy lực cho đối tượng Oligocene trên, mỏ Bạch Hổ. Tối đa hóa NPV để tìm được tọa độ điểm thiết kế chiều dài khe nứt tối ưu, xem xét khả năng thực hiện nứt vỉa với phương án đã lựa chọn, từ đó nghiên cứu phân tích độ nhạy của các yếu tố (như hệ số hư hại dẫn suất hạt chèn, áp suất đáy giếng, tỷ suất chiết khấu) tới NPV.

2. Đặc trưng đối tượng Oligocene

Phức hệ Oligocene tập trung ở đập Trà Tân (Oligocene trên) và Trà Cú (Oligocene dưới) phát triển trải rộng toàn bộ diện tích của cấu tạo với chiều sâu thế nằm từ 3.010 - 3.986 m. Cấu tạo mỏ theo phức hệ Oligocene trên, số lượng và độ dài đứt gãy đã giảm đi, biên độ không thay đổi, các đứt gãy nghịch biến mất hoàn toàn. Cấu tạo có dạng nếp lồi, bị phức tạp bởi các nếp uốn biên độ nhỏ, kích thước không lớn và các cấu tạo mũi, các thềm. Trong phạm vi mỏ, cấu tạo chỉ khép kín ở phía Bắc. Ở phía Nam có các lớp được nâng lên ngang với phần trung tâm. Dựa vào tiềm năng dầu khí và cấu tạo, kiến tạo phức hệ Oligocene trên được chia thành 7 khối khác nhau. Ranh giới các khu vực mang tính ước định và thường liên quan



Ngày nhận bài: 12/4/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 12/4 - 1/6/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 12/8/2021.

đến ranh giới phát triển các tập cát. Đối với phức hệ Oligocene trên, tầng sản phẩm hình thành từ các vỉa cát bột dạng thấu kính, dày từ vài mét đến hàng chục mét. Thân dầu được xác định bằng thử vỉa và có dạng thấu kính. Độ rỗng của đất đá nằm trong khoảng từ 8 - 18% và giá trị độ rỗng trung bình là 15%, (theo kết quả địa vật lý giếng khoan độ rỗng bằng 16,5%), phương sai của độ rỗng bằng 0,2. Độ thấm chủ yếu nằm trong khoảng từ 1 - 50 mD và có giá trị trung bình 6 mD. Độ bão hòa nước dao động chủ yếu trong khoảng 20 - 80% (hệ số biến thiên 0,2), với giá trị trung bình là 45% (theo tài liệu địa vật lý giếng khoan là 43,2%). Bảng 1 và 2 trình bày thông số vỉa cơ bản và tính chất thấm chứa của đối tượng Oligocene trên. Tuy nhiên, trong quá trình bơm ép nước, một số giếng có áp suất vỉa không bị ảnh hưởng bởi áp suất bơm ép đã thiết kế do yếu tố bất đồng nhất, mức độ liên thông của giếng bơm ép với giếng khai thác kém. Do vậy, việc lựa chọn giải pháp cơ học nứt vỉa thủy lực để tạo khe nứt mới, tăng độ thấm và khe nứt nhân tạo để gia tăng sản lượng giếng là cần thiết.

3. Mô hình tính toán NPV

Các bước thực hiện tính toán NPV trong thiết kế tối ưu nứt vỉa thủy lực như sau:

- Tính chất vỉa và ứng suất tại chỗ;
- Giả thiết cho trước chiều dài nứt vỉa thủy lực;
- Lựa chọn hạt chèn và dung dịch nứt vỉa phù hợp;

- Lựa chọn mô hình khe nứt phù hợp PKN-C hoặc GDK-C [5] trên cơ sở phân tích Minifrac-test trước nứt vỉa thủy lực chính;

- Sử dụng phương trình cân bằng để tính thể tích khe nứt, hiệu quả nứt vỉa, khối lượng hạt chèn, tổng thể tích bơm, chiều dài khe nứt, chiều rộng trung bình khe nứt;

- Tính toán tổng chi phí xử lý nứt vỉa thủy lực gồm chi phí hạt chèn, dung dịch nứt vỉa, chi phí cố định, giá dịch vụ;

- Đánh giá dẫn suất khe nứt trên cơ sở độ thấm gói hạt chèn được lựa chọn, chiều rộng hạt chèn trong khe nứt dưới điều kiện áp suất đóng;

- Phân tích thời gian khai thác chuyển tiếp để thực hiện chế độ khai thác, thời gian khai thác;

- Phân tích Tubing NODAL để xác định áp suất đáy giếng và lưu lượng khai thác vận hành trên cơ sở điểm giao giữa 2 đường biểu diễn đặc tính dòng vào (IPR) và đường biểu diễn đặc tính dòng ra (OPR).

- Các phương trình thực nghiệm để biểu diễn đặc tính yếu tố dòng vào (IPR) của vỉa dầu khí 2 pha. Các mô hình thực nghiệm dạng này gồm: phương trình Vogel [6] và được mở rộng bởi Standing [7], phương trình Fetkovich [8], Bandakhlia và phương trình của Aziz [9], phương trình Retnanto và Economides [10]. Phương trình Vogel vẫn được sử dụng rộng rãi với áp suất đáy giếng thấp hơn áp

Bảng 1. Thông số vỉa cơ bản của đối tượng Oligocene trên [4]

Các thông số	Vòm Bắc	Vòm Trung tâm	Đông Bắc
Áp suất bão hòa (MPa)	15,63	10,55	15,46
Hàm lượng khí (m ³ /ton)	100,8	67,1	92,6
Hệ số thể tích (RD/STB)	1,4	1,4	1,4
Độ nhớt điều kiện vỉa (mPa.s)	1.350	2.076	2.960
Khối lượng riêng trong điều kiện vỉa (kg/m ³)	753,1	736,9	740,4
Khối lượng riêng sau khi tách (kg/m ³)	855,1	862,6	853,7

Bảng 2. Tính chất thấm chứa của đối tượng Oligocene trên [4]

Phương pháp	Giá trị	Độ thấm (mD)	Độ rỗng (%)	Độ bão hòa dầu	Độ bão hòa nước
Nghiên cứu đất đá	Số lượng giếng	8	8		6
	Số lần đo	294	578		165
	Giá trị trung bình	25	0,15		0,45
	Hệ số biến thiên	1,6	0,07		0,2
	Khoảng biến đổi	1 - 1.000	0,11 - 0,2		0,2 - 0,8
Nghiên cứu địa vật lý	Số lượng giếng		122	122	122
	Số lần đo		252	252	252
	Giá trị trung bình		0,185	0,568	0,432
	Hệ số biến thiên		0,2	0,22	0,22
	Khoảng biến đổi		0,12 - 0,25	0,4 - 0,87	0,13 - 0,6

suất điểm bọt. Để tính toán tổn thất áp suất trong khi thực hiện khai thác sản phẩm, phân tích NODAL [6, 11, 12] được sử dụng để xác định lưu lượng khai thác trên bề mặt. Cho chế độ khai thác giả ổn định, mô hình Vogel và lưu lượng lớn nhất được biểu diễn như sau:

$$P_{wf} = 0,125 P_r \left[\sqrt{81 - 80 \left(\frac{q}{q_{max}} \right)} - 1 \right] \quad (1)$$

$$q_{max} = \frac{JP_r}{1,8} \quad (2)$$

Chế độ dòng chảy giả ổn định như sau:

$$J = \frac{kh}{141,2B\mu \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right)} \quad (3)$$

Trong đó:

P_{wf} : Áp suất đáy giếng (psi);

P_r : Áp suất vỉa (psi);

r_e : Bán kính ảnh hưởng (ft);

r_w : Bán kính giếng (ft);

q_{max} : Lưu lượng lớn nhất (thùng/ngày);

q : Lưu lượng khai thác vận hành (thùng/ngày);

J : Chỉ số khai thác (thùng/ngày-psi);

K : Độ thấm của vỉa (mD);

H : Chiều dày của vỉa chứa sản phẩm (ft);

S : Hệ số skin sau nứt vỉa.

Mô hình biểu diễn đường đặc tính dòng ra khỏi giếng rất phức tạp, phụ thuộc vào nhiều yếu tố như: góc nghiêng của giếng, chế độ dòng chảy, thế năng của chất lưu, động năng của chất lưu. Đường đặc tính dòng ra hay còn gọi là đường biểu diễn tubing khai thác (TPR) là mối liên hệ giữa lưu lượng khai thác, áp suất tại đường tiết lưu và tổng áp suất tổn thất.

$$P_{out} = P_{THP} + P_h + P_{fr} \quad (4)$$

Trong đó:

P_{THP} : Áp suất đầu giếng tại cây thông khai thác (psi);

P_h : Áp suất cột thủy tĩnh (psi);

P_{fr} : Tổn thất áp suất bên trong ống tubing khai thác (psi).

Theo mô hình của Hazen-Williams, đánh giá tổn thất áp suất của chất lỏng bên trong tubing khai thác như sau:

$$f = 2,083 \left(\frac{100q}{34,3C} \right)^{1,852} ID^{-4,8655} \quad (5)$$

Trong đó:

f : Hệ số tổn thất áp suất (ft/1.000 ft);

C : Hệ số nhám Hazen-Williams có giá trị 120 cho các loại tubing khai thác được sử dụng và đối với ống tubing có mức độ mài mòn cao, thì hệ số C trong khoảng từ 90 - 110;

q : Lưu lượng khai thác (thùng/ngày);

ID : Đường kính trong tubing khai thác (inch).

- Sử dụng Mpro để chạy mô phỏng khai thác khi có áp suất đáy giếng.

- Tính toán NPV sử dụng mô hình Meng và Brown [13]

NPV của một dự án thiết kế nứt vỉa được tính bằng tổng giá trị hiện tại ròng thu được từ việc gia tăng sản lượng khai thác dầu khí của việc nứt vỉa thủy lực trừ đi tổng giá trị hiện tại ròng từ sản lượng khai thác dầu khí của vỉa đó tại thời điểm chưa nứt vỉa và trừ đi tổng chi phí thực hiện trong quá trình nứt vỉa. Mô hình công thức tính toán giá trị hiện tại ròng theo công thức sau [13]:

$$NPV = \sum_{j=1}^N \frac{(V_f)_j}{(1+i)^j} - \sum_{j=1}^N \frac{(v_o)_j}{(1+j)^j} - C_{tr} \quad (6)$$

Mô hình chi phí giá thành cho một nứt vỉa có dạng như sau:

$$C_{tr} = P_{fl} \times V_{tfl} + P_{pr} \times W_{pr} + P_{pump} \times HP_{av} + P_{pumpi} \times t_{hi} + P_{pumppr} \times t_{hr} + FC \quad (7)$$

Trong đó:

NPV: Giá trị hiện tại ròng (USD);

V_f : Giá trị lợi nhuận thu được từ việc nứt vỉa (USD);

V_o : Giá trị lợi nhuận thu được từ vỉa chưa được nứt vỉa (USD);

i : Tỷ suất chiết khấu (%);

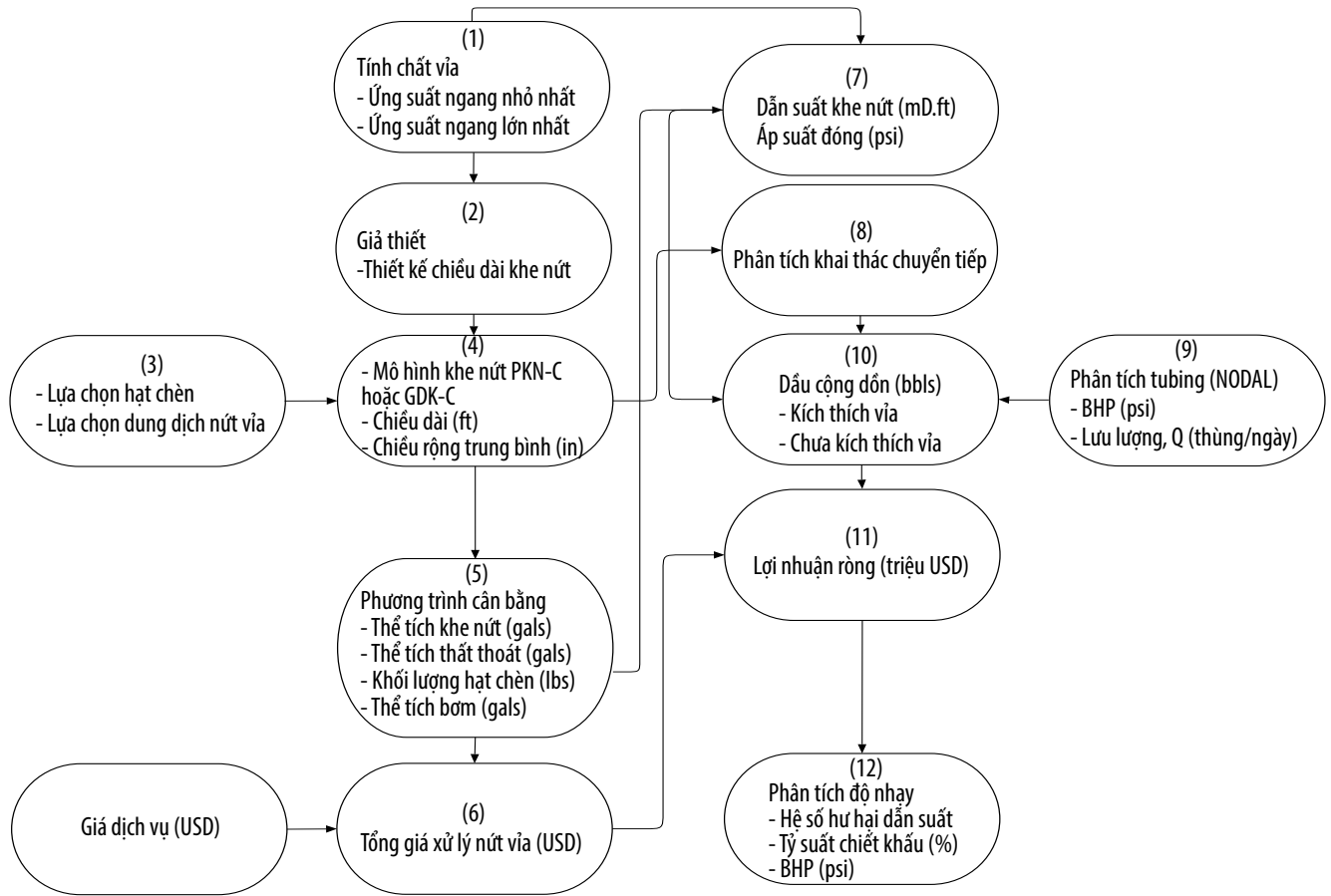
C_{tr} : Tổng giá trị chi phí trong quá trình nứt vỉa (USD);

N : Số năm khai thác dầu khí (năm);

P_{fl} : Giá thành của dung dịch nứt vỉa (USD/gallon);

V_{tfl} : Thể tích của dung dịch nứt vỉa chưa có hạt chèn (gallons);

P_{pr} : Giá thành của hạt chèn (USD/lb);



Hình 1. Mô hình ứng dụng NPV trong thiết kế nứt vỉa thủy lực cho đối tượng Oligocene trên, mỏ Bạch Hổ.

- W_{pr} : Khối lượng hạt chèn sử dụng (lbs);
- P_{pump} : Giá thành thuê máy bơm (USD/HHP);
- HP_{av} : Công suất trung bình của máy bơm (HHP);
- P_{pumpi} : Giá thành thuê bơm lúc bơm không hoạt động (USD/giờ);
- t_{nr} : Thời gian bơm không hoạt động (giờ);
- P_{pumpr} : Giá thành bơm vận hành nứt vỉa thủy lực (USD/giờ);
- t_{nr} : Thời gian bơm nứt vỉa thủy lực (giờ);
- FC: Chi phí cố định ban đầu (USD).

- Phân tích độ nhạy của hệ số hư hại dẫn suất hạt chèn, áp suất đáy giếng, tỷ suất chiết khấu tới NPV.

4. Áp dụng cho đối tượng Oligocene trên, mỏ Bạch Hổ

Bảng 3 trình bày thông số vỉa và thông số giếng của 1 trường hợp nứt vỉa cho đối tượng Oligocene trên, mỏ Bạch Hổ. Chiều dày vỉa được bao phủ bởi lớp trầm tích bên trên và trầm tích bên dưới có độ thấm thấp, module đàn hồi cao, không có khả năng thấm chứa và dẫn động. Bảng 4, 5 trình bày các thông số nứt vỉa thủy lực gồm hệ

Bảng 3. Thông số vỉa và thông số giếng

Các thông số	Giá trị
Chiều sâu mục tiêu (ft)	14.866
Bán kính giếng (ft)	0,25
Chiều cao vỉa (ft)	695
Độ rỗng vỉa (%)	12
Độ thấm vỉa (mD)	1,1
Độ nhớt của dầu (cP)	0,5
Hệ số thể tích dầu (RB/STB)	1,4
Tổng độ nén (psi ⁻¹)	$8,3 \times 10^{-7}$
Module đàn hồi của đá (psi)	5×10^6
Tỷ số Poisson's	0,25
Áp suất vỉa (psi)	4.060
Nhiệt độ tĩnh vỉa (°C)	110
Tỷ trọng dầu (Oil API)	40
Tỷ trọng khí	0,707
Áp suất điểm bọt (psi)	3.950
Áp suất đáy giếng (psi)	3.500
Áp suất đóng (psi)	8.869
Đường kính tubing (in)	2 $\frac{7}{8}$

số thất thoát dung dịch, lưu lượng bơm; thông số hạt chèn được lựa chọn carbolite ceramic 20/40 dựa trên tiêu chuẩn dẫn suất hạt chèn, cường độ cứng trung bình (ISP) [14, 15] để đảm bảo không bị dập vỡ dưới áp suất đóng

Bảng 4. Thông số nứt vỉa thủy lực

Thông số	Giá trị
Chiều cao vỉa (ft)	695
Tỷ số Poisson's của cát kết	0,25
Hệ số thất thoát, C_i (ft/min ^{0,5})	0,003
Module đàn hồi của đá (psi)	5×10^6
Lưu lượng bơm (thùng/phút)	18
Thời gian bơm (phút)	120
Hệ số thấm thoát (gal/ft ²)	0
Nồng độ hạt chèn EOJ, P_c (ppg)	8
Chỉ số ứng xử dung dịch nứt vỉa (n)	0,447
Chỉ số độ sệt, K (lbf.s ⁿ /ft ²)	0,2292

Bảng 5. Thông tin hạt chèn lựa chọn

Thông số	Giá trị
Loại hạt chèn	20/40 carbolite-ceramic
Tỷ trọng (sg)	2,71
Cường độ nén	ISP
Đường kính trung bình (in)	0,0287
Độ rỗng gói hạt chèn	0,305
Áp suất đóng khe nứt (psi)	8.869
Hệ số hư hại dẫn suất	0,5

Bảng 6. Số liệu kinh tế

Thông số	Giá trị
Giá hạt chèn (USD/lbm)	0,4
Giá dung dịch nứt vỉa (USD/gallon)	1
Tỷ suất chiết khấu (%)	10
Giá bơm (USD/giờ/HHP)	3,25
Chi phí cố định (USD)	15.000
Giá dầu thô (USD/thùng)	60
Giá thuê giàn khoan (USD/ngày)	75.000
Giá thuê tàu dịch vụ (USD/ngày)	20.000
Số năm thu lợi nhuận ròng NPV	1

Bảng 7. Các thông số thiết kế khe nứt

Giả thiết trường hợp	1	2	3	4	5
Các thông số	Giá trị	Giá trị	Giá trị	Giá trị	Giá trị
Chiều dài khe nứt (ft)	90	500	1.000	1.500	2.000
Chiều rộng khe nứt lớn nhất, $w_{w,o}$ (in)	0,36	0,64	0,81	0,93	1,02
Chiều rộng trung bình khe nứt, \bar{w} (in)	0,23	0,40	0,51	0,58	0,64

Bảng 8. Kết quả phương trình cân bằng

Giả thiết trường hợp	1	2	3	4	5
Các thông số	Giá trị	Giá trị	Giá trị	Giá trị	Giá trị
Chiều dài khe nứt (ft)	90	500	1.000	1.500	2.000
Tổng thể tích bơm (gals)	196.233	$4,56 \times 10^6$	$17,4 \times 10^6$	$38,5 \times 10^6$	$67,8 \times 10^6$
Thể tích không hạt chèn (gals)	$0,19 \times 10^6$	$4,48 \times 10^6$	$17,22 \times 10^6$	$38,17 \times 10^6$	$67,32 \times 10^6$
Khối lượng hạt chèn (lbs)	124.999	$1,22 \times 10^6$	$3,07 \times 10^6$	$5,28 \times 10^6$	$7,76 \times 10^6$
Chiều rộng hạt chèn (in)	0,204	0,358	0,451	0,517	0,57

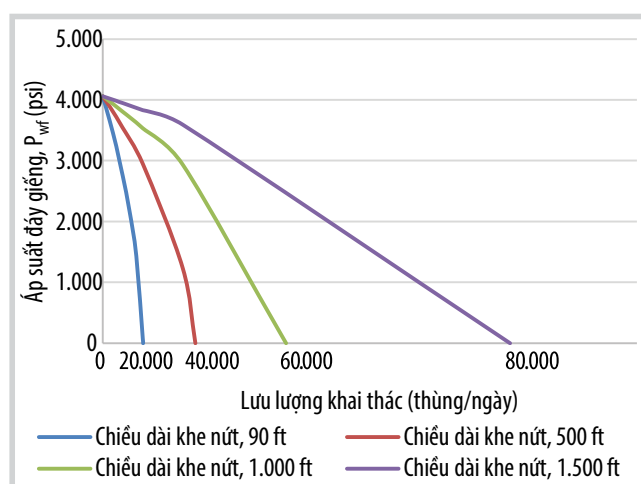
8.869 psi và đảm bảo tính toán tối ưu dẫn suất không thứ nguyên thiết kế nằm trong khoảng 1,3 - 1,6 [16]. Bảng 6 trình bày và giả thiết thông số tính toán kinh tế với tỷ suất chiết khấu bán dầu thô 10%, giá dầu thô theo thị trường 60 USD/thùng.

5. Kết quả và thảo luận

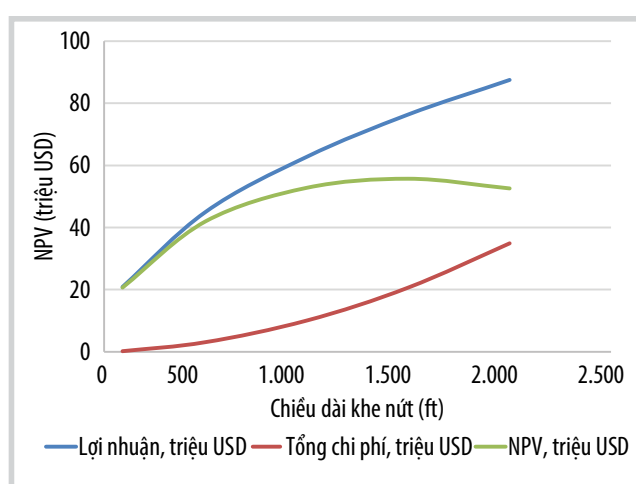
Hình 2 biểu diễn đường đặc tính dòng vào khai thác (IPR) sau nứt vỉa cho các thiết kế với chiều dài khe nứt thiết kế khác nhau. Hình 2 cho thấy với thiết kế chiều dài khe nứt ngắn nhất (90 ft) thì lưu lượng khai thác vận hành (trong điều kiện chế độ khai thác giả ổn định, dòng chảy 2 pha) là thấp hơn so với các trường hợp thiết kế chiều dài khe nứt dài hơn. Đối với thiết kế chiều dài khe nứt lớn nhất (2.000 ft), lưu lượng khai thác đạt giá trị lớn nhất sau nứt vỉa. Như vậy, lưu lượng khai thác vận hành biến động tăng tương ứng với các thiết kế chiều dài khe nứt sau nứt vỉa là 90 ft, 500 ft, 1.000 ft, 1.500 ft và 2.000 ft. Điều này được giải thích là với chiều dài khe nứt thiết kế ngắn thì chiều rộng hạt chèn hẹp hơn dẫn tới dẫn suất khe nứt thấp hơn, do đó hệ số skin sau nứt vỉa kém hơn. Ngược lại, đối với thiết kế khe nứt dài hơn thì chiều rộng hạt chèn lớn hơn, dẫn tới dẫn suất khe nứt tốt hơn, kết quả hệ số skin âm cao hơn. Ảnh hưởng của tỷ suất chiết khấu, chiều dài khe nứt tới NPV được thể hiện trên Hình 3 - 5. Hình 3 cho thấy, với tỷ suất chiết khấu 10% rõ ràng

Bảng 9. Kết quả mô hình khai thác

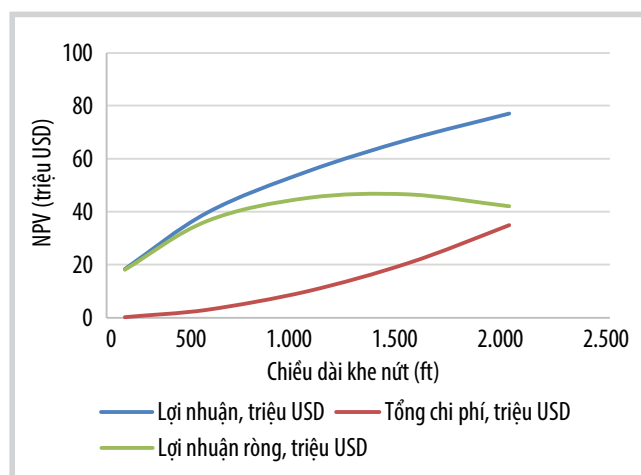
Giả thiết trường hợp	1	2	3	4	5
Các thông số	Giá trị	Giá trị	Giá trị	Giá trị	Giá trị
Chiều dài khe nứt (ft)	90	500	1.000	1.500	2.000
Áp suất đóng (psi)	8.869	8.869	8.869	8.869	8.869
Độ rỗng gói hạt chèn (%)	0,305	0,305	0,305	0,305	0,305
Độ thấm gói hạt chèn (mD)	210.856,3	210.856,3	210.856,3	210.856,3	210.856,3
Chiều rộng hạt chèn (in)	0,204	0,36	0,45	0,52	0,6
Dẫn suất khe nứt (mD.ft)	3.585,3	6.292,0	7.930,7	9.088,2	10.013,6
Dẫn suất không thứ nguyên (F _{CD})	36,21	11,44	7,21	5,51	4,55
Hệ số skin	-5,16	-6,79	-7,41	-7,76	-8,00
Bán kính hiệu dụng (ft)	43,45	221,52	412,74	585,60	744,95
Dẫn suất với hệ số hư hại 0,5	1.792,7	3.146	3.965,4	4.544,1	5.006,8



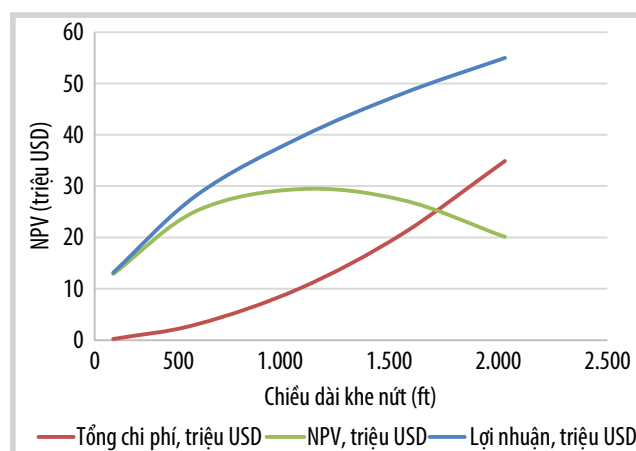
Hình 2. IPR cho các chiều dài khe nứt khác nhau.



Hình 3. NPV theo các chiều dài khe nứt khác nhau với tỷ suất chiết khấu 10%, áp suất đáy giếng 3.500 psi.



Hình 4. NPV theo các chiều dài khe nứt khác nhau với tỷ suất chiết khấu 25%, áp suất đáy giếng 3.500 psi.



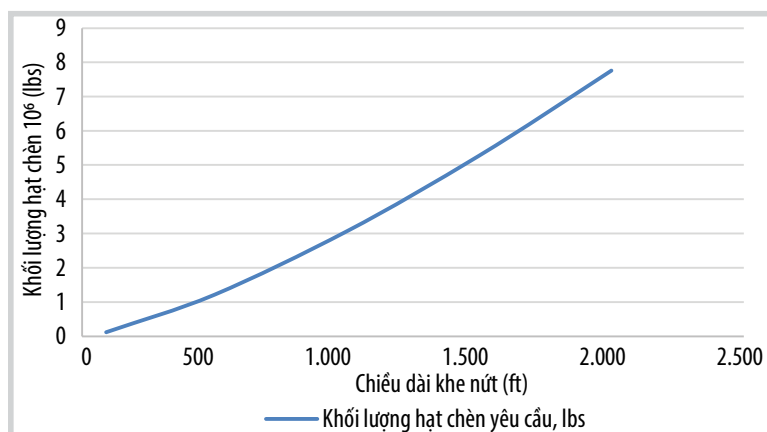
Hình 5. NPV theo các chiều dài khe nứt khác nhau với tỷ suất chiết khấu 75%, áp suất đáy giếng 3.500 psi.

đường NPV cao hơn so với các trường hợp áp dụng tỷ suất chiết khấu 25% (Hình 4) và 75% (Hình 5).

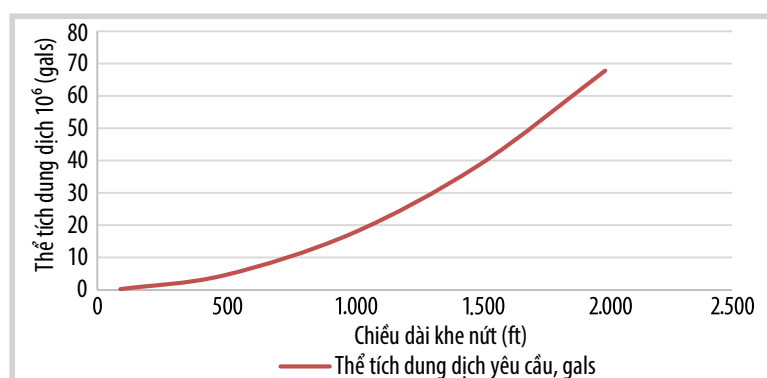
5.1. Ảnh hưởng của chiều dài khe nứt tới khối lượng hạt chèn và thể tích dung dịch nứt vỉa yêu cầu

Hình 6 thể hiện ảnh hưởng của chiều dài khe nứt tới

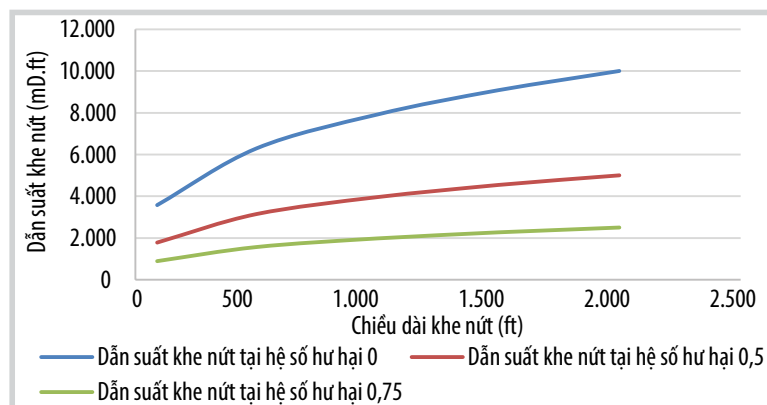
khối lượng hạt chèn yêu cầu (lbs). Thể tích khe nứt tỷ lệ thuận với khối lượng hạt chèn bơm vào giếng, nên khi chiều dài khe nứt tăng (thể tích khe nứt tăng) thì yêu cầu khối lượng hạt chèn nứt vỉa sẽ tăng. Mặt khác, cho rằng toàn bộ khối lượng hạt chèn trên bề mặt được bơm xuống khe nứt với điều kiện áp suất đóng của vỉa đạt 8.868 psi, sử



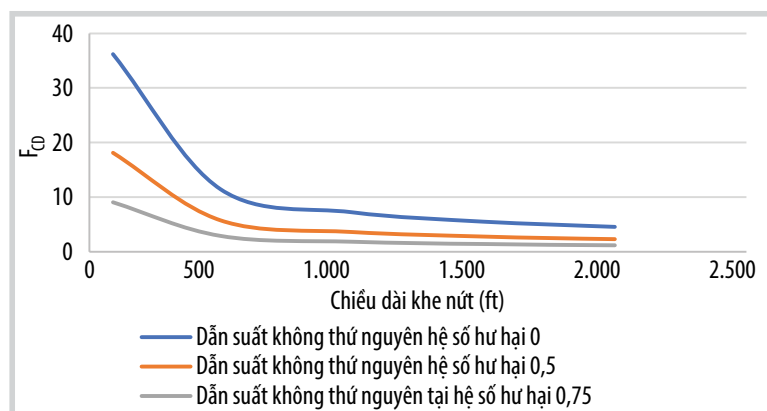
Hình 6. Ảnh hưởng của chiều dài khe nứt tới khối lượng hạt chèn yêu cầu.



Hình 7. Ảnh hưởng của chiều dài khe nứt tới thể tích dung dịch nứt vỉa yêu cầu.



Hình 8. Ảnh hưởng của chiều dài khe nứt, hệ số hư hại tới dẫn suất khe nứt.



Hình 9. Ảnh hưởng của chiều dài khe nứt tới dẫn suất không thứ nguyên.

dụng hạt chèn carbolite ceramic 20/40 cường độ nén trung bình (ISP), độ rỗng gói hạt chèn 0,305, khi đó theo [5] khối lượng hạt chèn tăng do chiều dài khe nứt tăng. Tương tự Hình 7 biểu diễn ảnh hưởng của chiều dài khe nứt thiết kế tới thể tích dung dịch nứt vỉa không chứa hạt chèn. Hình 8 cho thấy ảnh hưởng của chiều dài khe nứt từ 90 - 2.000 ft tới dẫn suất khe nứt ứng với các hệ số hư hại dẫn suất khác nhau tương ứng là 0, 0,5 và 0,75. Chất lượng hạt chèn, mức độ tồn dư của polymer sau nứt vỉa, mức độ làm sạch polymer của chất phá gel sau nứt vỉa, áp suất đóng khe nứt, loại hạt chèn, mức độ hạt chèn trào ngược sau nứt vỉa... là các yếu tố làm giảm dẫn suất khe nứt thể hiện qua hệ số hư hại dẫn suất khe nứt. Thông thường, độ sâu của giếng càng tăng thì áp suất đóng càng tăng, dẫn tới tăng mức độ dập vỡ hạt chèn. Kết quả dẫn suất khe nứt (Hình 8) cho thấy, mức độ hư hại dẫn suất càng tăng (dẫn suất khe nứt càng giảm) dẫn đến tăng hệ số skin, giảm chỉ số khai thác (PI), giảm lưu lượng khai thác vận hành.

5.2. Ảnh hưởng của chiều dài khe nứt tới sản lượng dầu cộng dồn

Ảnh hưởng của chiều dài khe nứt (ft) tới sản lượng dầu cộng dồn (thùng) và lưu lượng khai thác trong thời gian tính toán NPV 3 năm được thể hiện trên Hình 10 và 11. Sản lượng dầu cộng dồn là thấp nhất với thiết kế chiều dài khe nứt 90 ft, và cao nhất tại thiết kế 2.000 ft (Hình 10). Điều này giải thích như sau: với chiều dài khe nứt 90 ft thì yêu cầu khối lượng hạt chèn thấp, chiều rộng hạt chèn tạo ra trong khe nứt hẹp, đạt 0,204 in, trong khi độ thấm gói hạt chèn trong khe nứt với áp suất đóng 8.868 psi không thay đổi. Đối với thiết kế chiều dài khe nứt 2.000 ft, yêu cầu khối lượng hạt chèn nhiều nhất, do đó sự phân bố hạt chèn bên trong khe nứt cao hơn và chiều rộng hạt chèn bên trong khe nứt đạt 0,57 in, trong khi độ thấm gói hạt chèn không thay đổi giá trị trong khe nứt. Vì vậy, dẫn suất khe nứt đối với thiết kế chiều dài khe nứt 2.000 ft lớn hơn so với thiết kế 90 ft. Kết quả cho thấy, tổng sản lượng dầu cộng dồn ở trường hợp thiết kế chiều dài khe nứt 2.000 ft là lớn nhất.

5.3. Ảnh hưởng của áp suất đáy giếng tới NPV

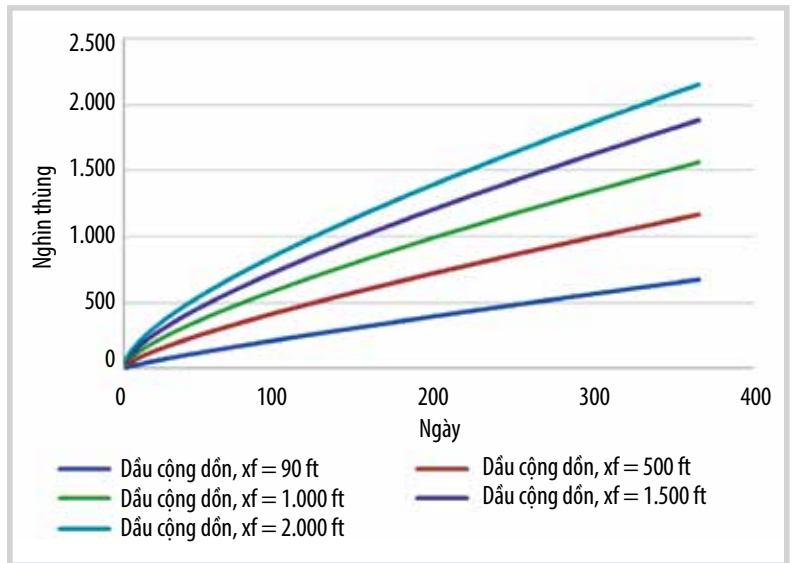
Hình 12 - 14 cho thấy ảnh hưởng của áp suất đáy giếng và tỷ suất chiết khấu tới NPV ứng với các trường hợp tỷ suất chiết khấu 25%, 50% và 75% trong thời gian 1 năm. Hình 12 cho thấy, sau 1 năm, NPV ở thiết kế có áp suất đáy giếng 3.500 psi thấp hơn so với thiết kế có áp suất 3.000 psi. Trong điều kiện khai thác có áp suất vừa (4.060 psi) lớn hơn áp suất điểm bọt (3.950 psi), theo mô hình Vogel áp dụng khai thác cho vỉa dầu áp suất bão hòa, hoặc khai thác sản phẩm trong điều kiện khí hòa tan, khi đó áp suất đáy giếng tỷ lệ nghịch với lưu lượng khai thác vận hành. Có nghĩa là khi lưu lượng khai thác vận hành tăng lên thì áp suất đáy giếng giảm, Hình 2. NPV của trường hợp tỷ suất chiết khấu 25% ở Hình 12 với áp suất đáy giếng 3.000 psi, 3.500 psi cao hơn so với NPV ở Hình 13 và 14. Tỷ suất chiết khấu cao thì lợi nhuận ròng giảm.

5.4. Ảnh hưởng của hệ số hư hại dẫn suất hạt chèn tới NPV

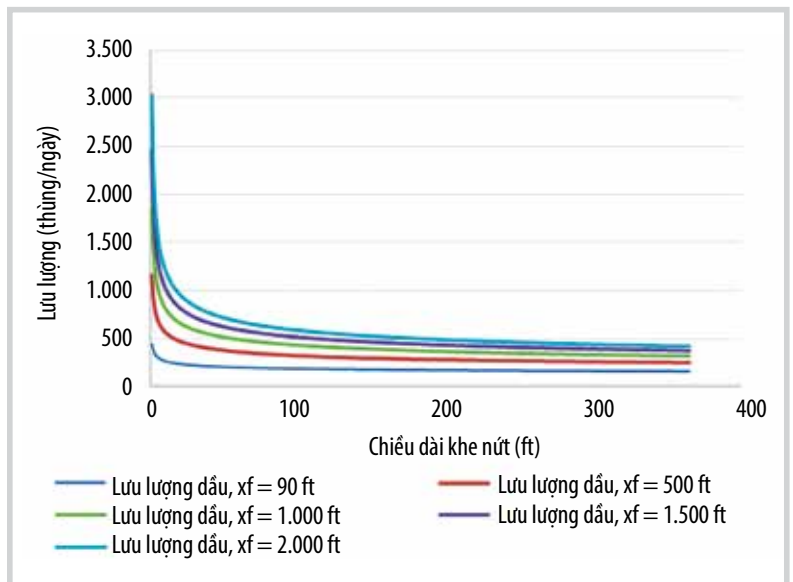
Hình 15 biểu diễn ảnh hưởng của hệ số hư hại dẫn suất khe nứt, chiều dài khe nứt tới NPV. Hệ số hư hại dẫn suất khe nứt (tại 50%) thì NPV giảm so với trường hợp có hệ số hư hại dẫn suất khe nứt bằng 0 (0%): hệ số hư hại dẫn suất khe nứt tăng làm dẫn suất khe nứt giảm mạnh, hệ số nhiễm bẩn (skin factor) tăng, kết quả là sản lượng khai thác trong thời gian nghiên cứu giảm và doanh thu, lợi nhuận giảm theo.

5.5. Ảnh hưởng của tỷ suất chiết khấu tới NPV

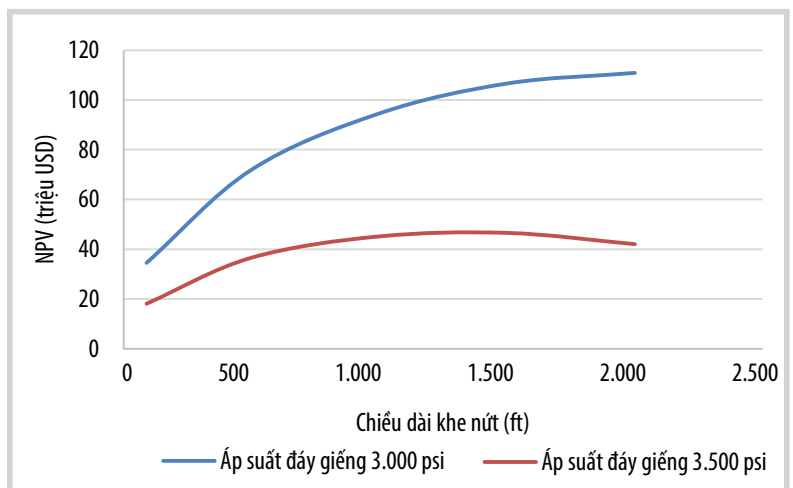
Hình 16 cho thấy, đường NPV ứng với tỷ suất chiết khấu 10% là cao hơn so với tỷ suất 25%, 50%, 75%. Ngoài ra, mối quan hệ giữa chiều dài khe nứt với NPV là phi tuyến, được biểu thị qua đồ thị dạng parabol $y = ax^2 + bx + c = a \left(x + \frac{b}{2a}\right)^2 + \frac{4ac - b^2}{4a}$, trong đó y là lợi nhuận ròng, các hệ số a, b, c là các hệ số trong tam thức bậc 2, và x là chiều dài khe nứt. Vì $a < 0$, nên NPV đạt giá trị lớn nhất



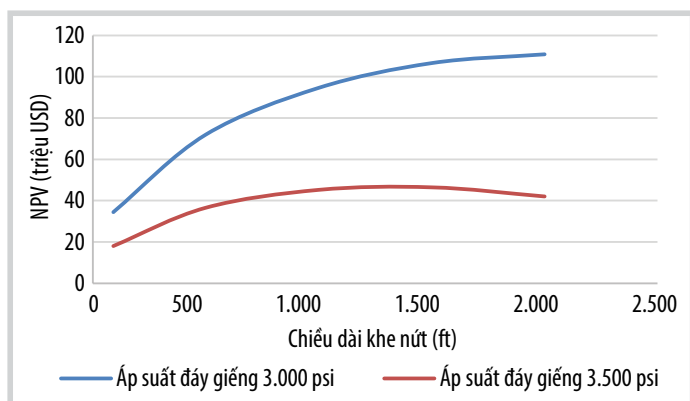
Hình 10. Ảnh hưởng của chiều dài khe nứt tới sản lượng dầu cộng dồn, $P_{wf} = 3.500 \text{ psi}$.



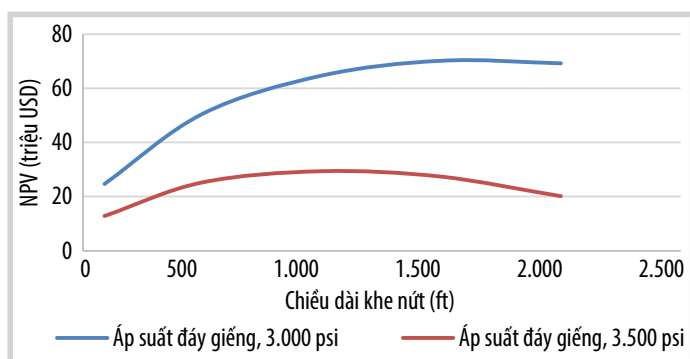
Hình 11. Ảnh hưởng của chiều dài khe nứt tới lưu lượng khai thác, $P_{wf} = 3.500 \text{ psi}$.



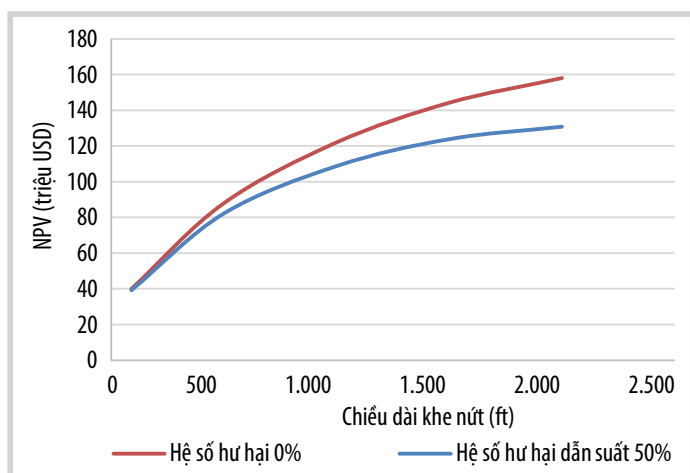
Hình 12. Ảnh hưởng P_{wf} tới NPV tại $i = 25\%$.



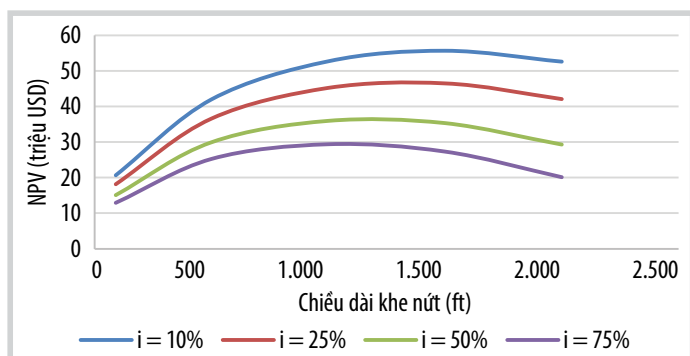
Hình 13. Ảnh hưởng P_{wf} tới NPV tại $i = 50\%$.



Hình 14. Ảnh hưởng P_{wf} tới NPV tại $i = 75\%$.



Hình 15. Ảnh hưởng của hệ số hư hại dẫn suất khe nứt, chiều dài khe nứt tới NPV tại $i = 10\%$, $P_{wf} = 3.000$ psi.



Hình 16. Ảnh hưởng của tỷ suất chiết khấu, chiều dài khe nứt tới NPV, $P_{wf} = 3.500$ psi.

tại $x = -b/2a$, ứng với giá trị lợi nhuận ròng lớn nhất:

$$NPV(\text{triệu USD}) = \frac{4ac - b^2}{4a}$$

- Trường hợp 1: Với tỷ suất chiết khấu $i = 10\%$, áp suất đáy giếng 3.500 psi, hàm phi tuyến mỗi liên hệ giữa NPV với chiều dài khe nứt có hệ số tương quan gần 1 và chỉ 1,11% tham số chiều dài chưa được giải thích.

$$NPV(\text{triệu USD}) = -2 \times 10^{-5} x_f^2 + 0,0548 x_f + 17,044; R^2 = 0,9889 \quad (8)$$

Tìm chiều dài khe nứt tối ưu tại giá trị NPV lớn nhất. Khi đó: $x_f = -\frac{b}{2a} = -\frac{0,0548}{2 \times (-2 \times 10^{-5})} = 1370$ ft và giá trị lớn nhất NPV = 54,58 triệu USD.

- Trường hợp 2: Với tỷ suất chiết khấu $i = 25\%$, áp suất đáy giếng 3.500 psi, hàm phi tuyến mỗi liên hệ giữa NPV với chiều dài khe nứt có hệ số tương quan gần 1 và chỉ 1,4% tham số chiều dài chưa được giải thích.

$$NPV(\text{triệu USD}) = -2 \times 10^{-5} x_f^2 + 0,0479 x_f + 15,013; R^2 = 0,9866 \quad (9)$$

Tìm chiều dài khe nứt tối ưu tại giá trị NPV lớn nhất: $x_f = -\frac{b}{2a} = -\frac{0,0479}{2 \times (-2 \times 10^{-5})} = 1197,5$ ft và giá trị lớn nhất NPV = 43,7 triệu USD.

- Trường hợp 3: Với tỷ suất chiết khấu $i = 50\%$, áp suất đáy giếng 3.500 psi, hàm phi tuyến mỗi liên hệ giữa NPV với chiều dài khe nứt có hệ số tương quan gần 1 và chỉ 1,79% tham số chiều dài chưa được giải thích.

$$NPV(\text{triệu USD}) = -2 \times 10^{-5} x_f^2 + 0,0394 x_f + 12,531; R^2 = 0,9821 \quad (10)$$

Tìm chiều dài khe nứt tối ưu tại giá trị NPV lớn nhất: $x_f = -\frac{b}{2a} = -\frac{0,0394}{2 \times (-2 \times 10^{-5})} = 985$ ft và giá trị lớn nhất NPV = 31,93 triệu USD.

- Trường hợp 4: Với tỷ suất chiết khấu $i = 75\%$, áp suất đáy giếng 3.500 psi, hàm phi tuyến bậc ba mỗi liên hệ giữa NPV với chiều dài khe nứt có hệ số tương quan gần 1 và chỉ 0,017% tham số chiều dài chưa được giải thích.

$$NPV(\text{triệu USD}) = 5 \times 10^{-9} x_f^3 - 3 \times 10^{-5} x_f^2 + 0,0448 x_f + 9,1757; R^2 = 0,99983 \quad (11)$$

Sử dụng đạo hàm bậc một cho hàm NPV bậc 3

Bảng 10. Khảo sát sự biến thiên của hàm bậc 3 (11)

Chiều dài khe nứt, x_f (ft)		993		3006,6	
NPV'(triệu USD)	+	0	-	0	+
NPV(triệu USD)		28,98		8,57	

theo chiều dài khe nứt và tìm giá trị cực trị cho hàm bậc 3 khi đạo hàm bậc 1 bằng 0 có:

$$NPV'_{x_f} = 1,5 \times 10^{-8} x_f^2 - 6 \times 10^{-5} x_f + 0,0448 = 0$$

$$\begin{cases} x_{f1} = 3006,6 \text{ ft} \\ x_{f2} = 993 \text{ ft} \end{cases}$$

Từ Bảng 10 có chiều dài khe nứt tối ưu tại 993 ft, khi đó NPV lớn nhất, đạt 28,98 triệu USD theo khảo sát sự biến thiên của hàm số.

Nhận xét: Các trường hợp 1, 2, 3 biểu diễn các hàm parabol mỗi liên hệ giữa chiều dài khe nứt x_f với NPV. Các hệ số a ở các trường hợp 1, 2, 3 đều có hệ số a âm, do đó các hàm số đạt giá trị NPV lớn nhất tại điểm có tọa độ $x = -b/2a$, và giá trị NPV lớn nhất là NPV $(-b/2a)$.

6. Kết luận

Nghiên cứu ứng dụng NPV để thiết kế tối ưu nứt vỉa thủy lực rút ra các kết luận sau:

- Với các tỷ suất chiết khấu khác nhau thì tối ưu chiều dài khe nứt khác nhau.
- Áp suất đáy giếng càng cao thì NPV thu được càng thấp, và ngược lại
- Hệ số hư hại dẫn suất của hạt chèn cao là 0,75 thì NPV thu được càng thấp, ngược lại hệ số hư hại hạt chèn bằng không thì NPV là cao nhất.

Tài liệu tham khảo

[1] R.W. Veatch, "Economics of fracturing: Some methods, examples, and case studies", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 5 - 8 October 1986*. DOI: 10.2118/15509-MS.

[2] P.A. Warembourg, E.A. Klingensmith, J.E. Hodges Jr., and J.E. Erdle, "Fracture stimulation design and evaluation", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Las Vegas, Nevada, 22 - 26 September 1985*. DOI: 10.2118/14379-MS.

[3] R.W. Anderson and A.M. Phillips, "Practical applications of economics well-performance criteria to the optimization of fracturing treatment design", *Journal*

of Petroleum Technology, Vol. 40, No. 2, pp. 223 - 228, 1988. DOI: 10.2118/14982-PA.

[4] Viện Dầu khí Việt Nam, "Hoàn thiện công nghệ nâng cao hệ số thu hồi Dầu cho các đối tượng lục nguyên và móng bằng những phương pháp vi sinh hóa lý", 2015.

[5] Peter Valkó and Michael J. Economides, *Hydraulic fracture mechanics*. John Wiley and Sons, 1995.

[6] J.V. Vogel, "Inflow performance relationships for solution gas drive wells", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 20, No. 1, pp. 83 - 92, 1968. DOI: 10.2118/1476-PA.

[7] M.B. Standing, "Concerning the calculation of inflow performance of wells producing from solution gas drive reservoirs", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 23, No. 9, pp. 1141 - 1142, 1971. DOI: 10.2118/3332-PA.

[8] M.J. Fetkovich, "The isochronal testing of oil wells", *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Las Vegas, Nevada, 30 September - 3 October 1973*. DOI: 10.2118/4529-MS.

[9] H. Bandakhlia and K. Aziz, "Inflow performance relationship for solution-gas drive horizontal wells", *Presented at the 64th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 8 - 11 October 1989*.

[10] Albertus Retnanto and Michael J. Economides, "Inflow performance relationships of horizontal and multibranch wells in a solution gas drive reservoir", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 27 - 30 September 1998*. DOI: 10.2118/49054-MS.

[11] Kermit E. Brown and James F. Lea, "Nodal systems analysis of oil and gas wells", *JPT*, Vol. 37, No. 10, pp. 1751 - 1763. DOI: 10.2118/14714-PA.

[12] K.E. Brown, "Production optimization of oil and gas wells by Nodal systems analysis", *Technology of Artificial Lift Methods*, Vol. 4, 1984.

[13] H.-Z. Meng and K.E. Brown, "Coupling of production forecasting, fracture geometry requirements and treatment scheduling in the optimum hydraulic fracture design", *SPE/DOE Joint Symposium on Low Permeability Reservoirs, Denver, Colorado, 18 - 19 May 1987*. DOI: 10.2118/16435-MS.

[14] Michael Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides, and Ding Zhu, *Petroleum production systems*. Prentice Hall PTR, New Jersey, 1994.

[15] Michael Economides, Ronald Oligney, and Peter Valko, *Unified fracture design*. Orsa Press Alvin, Texas, 2002.

[16] Michael Richardson, "A new and practical method for fracture design and optimisation", *SPE/CERI Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 3 - 5 April 2000*. DOI: 10.2118/59736-MS.

APPLICATION OF NET PRESENT VALUE (NPV) IN SINGLE WELL FRACTURE DESIGN FOR UPPER OLIGOCENE RESERVOIR IN BACH HO FIELD

Nguyen Huu Truong

Petrovietnam University

Email: truongnh@pvu.edu.vn

Summary

The paper studies the application of net present value (NPV) to optimise fracture design for the Upper Oligocene reservoir in Bach Ho field: sensitivity analysis of fracture conductivity damage factor (0%, and 50%), flowing bottom pressure, and discount rate (10%, 25%, 50%, and 75%) on NPV.

The optimal fracture design includes the combination of reservoir properties, productivity index, rock properties, fracture propagation, rheology of fracturing fluid, proppant loading schedule, and treatment design parameters.

Key words: Net present value, hydraulic fracturing, Upper Oligocene, Bach Ho field.

PHÂN TÍCH THÀNH PHẦN, TÍNH CHẤT SẢN PHẨM KHÍ VÀ CONDENSATE MỎ THIÊN ƯNG

Nguyễn Bá Khoa, Nguyễn Huỳnh Anh, Nguyễn Phan Trí, Nguyễn Thị Anh Thư, Nguyễn Hiến Phong, Nguyễn Xuân Hợp, Ngô Thị Loan Lương Thị Hồng Hải, Nguyễn Văn Lam, Nguyễn Thanh Tùng, Nguyễn Văn Hùng, Trương Hữu Đăng Khôi

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: anhguyenh@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.08-02>

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu kết quả phân tích thành phần, tính chất mẫu khí và condensate mỏ Thiên Ưng, so sánh với tính chất sản phẩm khí và condensate khác tại Việt Nam. Khí tự nhiên mỏ Thiên Ưng có thành phần chủ yếu là methane với hàm lượng dao động từ 75,231 - 76,402 %mol. Tổng các thành phần hydrocarbon còn lại trong khí mỏ Thiên Ưng chiếm từ 7,083 - 7,123 %mol, trong đó hàm lượng hydrocarbon lỏng (C_6+) rất thấp, từ 0,172 - 0,226 %mol. Khí mỏ Thiên Ưng là khí ngọt, có hàm lượng H_2S dao động từ 0,3 - 1,5 ppm.

Condensate Thiên Ưng có khối lượng riêng ở 15 °C là 0,7743 g/mL nên thuộc loại condensate trung bình so với các loại condensate đã từng khai thác trước đây tại Việt Nam. Hiệu suất phân đoạn naphtha trong condensate Thiên Ưng khá cao (61,39 % khối lượng). Hàm lượng aromatic thuộc loại trung bình, mang đặc tính chung của dầu thô và condensate Việt Nam (hàm lượng lưu huỳnh, ni-tơ, nhựa và asphaltene đều thấp; hàm lượng kim loại vi lượng nickel, vanadium rất thấp).

Kết quả nghiên cứu này bổ sung vào hệ thống cơ sở dữ liệu tính chất dầu khí Việt Nam, từ đó giúp lựa chọn, thiết kế công nghệ phù hợp để khai thác, sử dụng hiệu quả tài nguyên dầu khí trong nước.

Từ khóa: Khí, condensate, tỷ trọng, hàm lượng paraffin rắn, mỏ Thiên Ưng, bể Nam Côn Sơn.

1. Giới thiệu

Mỏ Thiên Ưng thuộc Lô 04-3, bể Nam Côn Sơn, ở phía Đông Nam mỏ Bạch Hổ, nơi có độ sâu 120 m nước, cách bờ 270 km. Lô 04-3 được Chính phủ giao cho tổ hợp nhà thầu gồm Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Zarubezhneft (Liên bang Nga).

Vào 23 giờ 30 phút ngày 6/12/2016, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã hoàn thành khoan và mở vỉa thành công, đón dòng khí và condensate đầu tiên từ giếng khai thác TU-6, giàn BK-TNG mỏ Thiên Ưng. Sản lượng khai thác của mỏ Thiên Ưng trong giai đoạn 2017 - 2020 được trình bày trong Bảng 1.

2. Phương pháp nghiên cứu

2.1. Lấy mẫu

Do thiết kế giàn đầu giếng WHP - Thiên Ưng có bình tách cao áp, do đó dòng 3 pha (khí, condensate và nước) từ giếng khai thác sẽ được đưa vào bình tách cao áp, tại đây khí sẽ được tách riêng ra theo đường ống phía trên của bình tách cao áp, vị trí điểm lấy mẫu khí ngay sau bình tách, trước khi dòng khí được đưa qua hệ thống làm khô khí. Mẫu khí của mỏ Thiên Ưng sẽ được lấy tại giàn đầu giếng Thiên Ưng, theo tiêu chuẩn ASTM D 1145. Điều kiện lấy mẫu và sơ đồ vị trí lấy mẫu khí mỏ Thiên Ưng được thể hiện ở Bảng 2 và Hình 1.

Cũng giống như đối với mẫu khí, mẫu condensate cũng được lấy trên đường ra cho condensate sau bình tách cao áp. Áp suất bình tách từ 31,9 - 32,5 barg và nhiệt độ từ 44,8 - 46 °C. Sơ đồ vị trí lấy mẫu condensate mỏ Thiên Ưng được thể hiện trên Hình 1.



Ngày nhận bài: 17/3/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 17/3 - 8/7/2021.

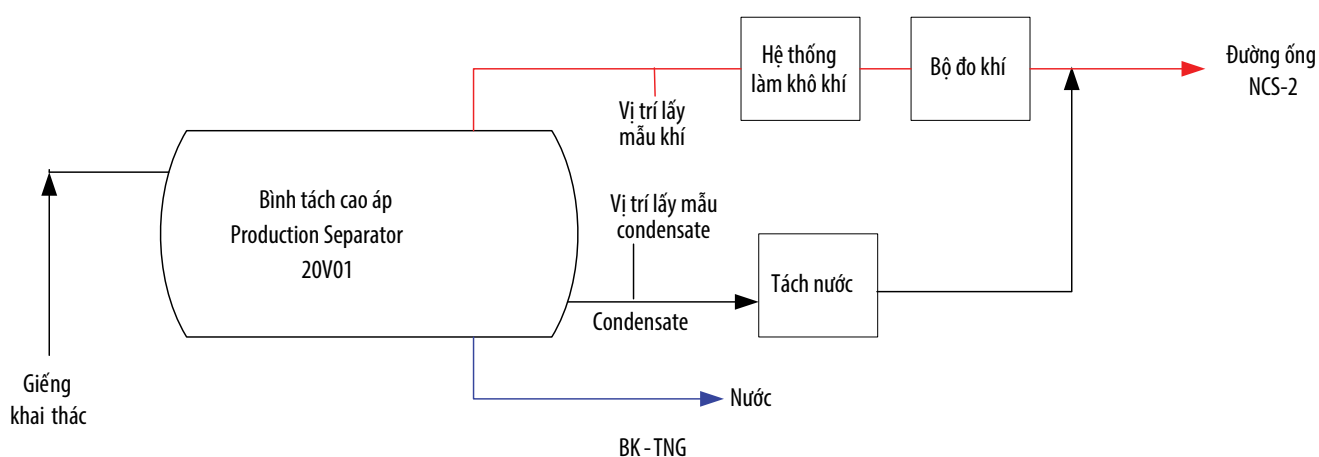
Ngày bài báo được duyệt đăng: 12/8/2021.

Bảng 1. Sản lượng khai thác từ năm 2017 - 2019 và dự báo năm 2020

Năm	Khí (m ³)	Condensate (m ³)	Ghi chú
2017	114.413.014	48.395	Trích báo cáo Kế hoạch sản xuất kinh doanh của PV GAS.
2018	139.363.543	52.169	
2019	115.131.306	35.659	
2020	140.210.243	32.500	

Bảng 2. Điều kiện, vị trí lấy mẫu mỏ Thiên Ứng

TT	Tên mẫu	Vị trí lấy mẫu	Thời điểm lấy mẫu	Áp suất (barg)	Nhiệt độ (°C)
1	TU-1	Sau bình tách cao áp	8/2019	31,9	45,2
2	TU-2	Sau bình tách cao áp	9/2019	32,5	46
3	TU-3	Sau bình tách cao áp	10/2019	32,1	45,8
4	TU-4	Sau bình tách cao áp	11/2019	32	44,8



Hình 1. Sơ đồ vị trí lấy mẫu condensate và khí mỏ Thiên Ứng.

Bảng 3. Danh mục các chỉ tiêu dùng cho phân tích mẫu khí

Tiêu chuẩn	Phương pháp
Mẫu khí - thành phần hóa học	
Thành phần khí hydrocarbon C ₁ - C ₁₂	ASTM D 1945
Thành phần khí phi hydrocarbon (O ₂ ; CO; CO ₂ ; H ₂ ; N ₂ ; He; Ar)	ASTM D 1945
Mẫu khí - tạp chất	
Hàm lượng sulfur oxide	ASTM D 5504
Hàm lượng H ₂ S	ASTM D 5504
Hàm lượng mercaptan và COS	ASTM D 5504
Tổng hàm lượng lưu huỳnh	ASTM D 5504
Hàm lượng hơi nước	ASTM D 5454

Mẫu phân tích condensate mỏ Thiên Ứng do Vietsovetro cung cấp. Mẫu được lấy ở áp suất khí quyển sau bình tách tại giàn Thiên Ứng và lấy làm 4 đợt như sau:

- Đợt 1: ngày 14/4/2019;
- Đợt 2: ngày 5/5/2019;
- Đợt 3: ngày 4/6/2019;

- Đợt 4: ngày 13/7/2019.

2.2. Phương pháp phân tích

Để phân tích các tính chất hóa lý của mẫu khí và condensate, nhóm tác giả đã sử dụng các tiêu chuẩn quốc tế (ASTM, UOP, ISO) và Việt Nam. Chi tiết các chỉ tiêu phân tích được trình bày trong Bảng 3 và 4.

Bảng 4. Danh mục các chỉ tiêu dùng cho phân tích mẫu condensate

TT	Tiêu chuẩn	Phương pháp
1	Tỷ trọng	ASTM D 1298-12b ASTM D 5002-11
2	Điểm chảy	ASTM D 97-09
3	Độ nhớt động học	ASTM D 445-12
4	Tổng hàm lượng lưu huỳnh	ASTM D 4294-10
5	Khối lượng phân tử	Phương pháp nghiệm lạnh
6	Hàm lượng paraffin rắn	UOP A 46-85
7	Hàm lượng ni-tơ	ASTM D 3228-08
8	Trị số acid	ASTM D 664-11a
9	Hàm lượng nhựa	GOST 11858
10	Hàm lượng asphaltene	IP 143-04
11	Nhiệt lượng cháy	ASTM D 4809-18
12	Hàm lượng thủy ngân	UOP 938-10
13	Trị số octane	ASTM D 2699-18

Bảng 5. Thành phần mẫu khí mỏ Thiên Ứng

TT	Thành phần	Phương pháp	Đơn vị	Giá trị
1	Ni-tơ	ASTM D 1945	%mol	0,814
2	CO ₂			8,354
3	Methane			76,111
4	Ethane			7,1
5	Propane			4,337
6	iso-butane			1,005
7	n-butane			1,13
8	neo-pentane			0,005
9	iso-pentane			0,39
10	n-pentane			0,247
11	H ₂ S			1
12	Tổng hàm lượng lưu huỳnh			1
13	Hơi nước	ASTM D 5454	lb/mmscf	46,6
14	Tổng hàm lượng thủy ngân	ASTM D 6350	ppbV	0,0576

Bảng 6. Tính chất hóa lý mẫu khí mỏ Thiên Ứng

TT	Tính chất	Phương pháp	Đơn vị	Giá trị
1	Khối lượng riêng (15 °C, 1 atm)	ASTM D 3588	kg/m ³	0,95
2	Tỷ trọng so với không khí (15 °C, 1 atm)	ASTM D 3588		0,7752
3	Khối lượng phân tử	ASTM D 3588	kg/kmol	22,4
4	Nhiệt cháy cao	ASTM D 3588	MJ/m ³	42
5	Nhiệt cháy thấp	ASTM D 3588	MJ/m ³	38,1

Bảng 7. Các tính chất chung của condensate mỏ Thiên Ứng

TT	Chỉ tiêu phân tích	Trung bình
1	Khối lượng riêng ở 15 °C (g/mL)	0,773
2	Điểm đông đặc/điểm chảy (°C)	-24/-21
3	Độ nhớt ở 40 °C (cSt)	0,808
4	Tổng hàm lượng lưu huỳnh (% khối lượng)	0,0113
5	Khối lượng phân tử	135,89
6	Hàm lượng paraffin rắn (% khối lượng)	2,31
7	Hàm lượng ni-tơ (% khối lượng)	0,006
8	Áp suất hơi bão hòa (psi)	7,36
9	Hàm lượng nhựa (% khối lượng)	0,12
10	Hàm lượng asphaltene (% khối lượng)	< 0,05
11	Nhiệt lượng cháy trên (kcal/kg)	11.034
	Nhiệt lượng cháy dưới (kcal/kg)	10.319

3. Kết quả phân tích thành phần, tính chất sản phẩm khí và condensate mỏ Thiên Ứng

3.1. Tính chất khí mỏ Thiên Ứng

Kết quả trung bình thành phần và tính chất hóa lý của mẫu khí mỏ Thiên Ứng được trình bày trong Bảng 5 và 6.

3.2. Tính chất condensate mỏ Thiên Ứng

Tính chất chung của mẫu condensate mỏ Thiên Ứng được trình bày trong Bảng 7.

Kết quả chung cất đường cong điểm sôi thực theo ASTM D 2892 được trình bày trong Bảng 8.

Đặc điểm condensate mỏ Thiên Ứng là condensate trung bình, hiệu suất chiếm đa số chủ yếu ở phân đoạn xăng có nhiệt độ sôi đến 180 °C. Vì vậy, nhóm tác giả lựa chọn trình bày chi tiết tính chất đặc trưng của phân đoạn này trong Bảng 9.

4. So sánh tính chất sản phẩm khí, condensate mỏ Thiên Ứng với các mỏ khác ở Việt Nam

4.1. So sánh tính chất khí

4.1.1. Hàm lượng methane

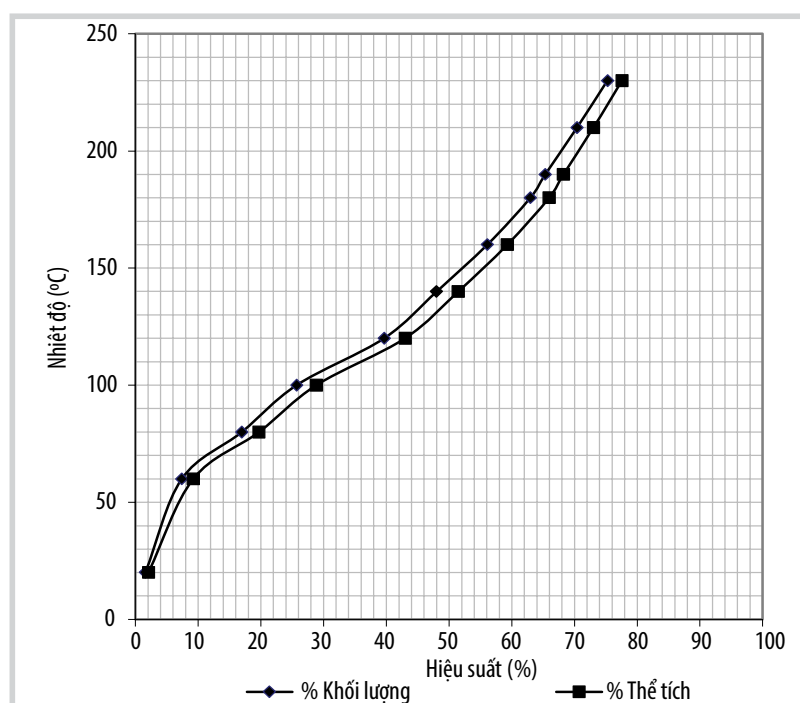
Trong thời gian khảo sát (khoảng 4 tháng), thành phần khí mỏ Thiên Ứng không thay đổi nhiều. Hàm lượng methane trong khí đồng hành mỏ Thiên Ứng là 76,111 %mol, so với khí các mỏ thu gom bằng hệ thống đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố thì khí Thiên Ứng có hàm lượng methane ở mức trung bình. Do là mỏ khí - condensate, nên các cấu tử nặng hơn methane trong khí như ethane, C₃-C₄, C₅, C₆+ cũng ở mức thấp so với các khí thu gom vào đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố (Hình 3 và 4).

4.1.2. Hàm lượng khí trơ

Thành phần khí trơ của mỏ Thiên Ứng chỉ chứa ni-tơ với hàm lượng 0,814 %mol. So với các khí được thu gom bằng đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố, khí đồng hành mỏ Thiên Ứng có hàm lượng khí trơ ở mức

Bảng 8. Số liệu chưng cất điểm sôi thực theo ASTM D 2892

TT	Nhiệt độ cất (°C)	Tỷ lệ khối lượng cộng dồn (%)	Tỷ trọng d_4^{15}	Tỷ lệ thể tích cộng dồn (%)	°API
1	C1- C4	1,57	0,5875	2,08	109,1
2	60	7,36	0,6391	9,20	89,9
3	80	16,94	0,7178	19,69	65,6
4	100	25,70	0,7529	28,85	56,4
5	120	39,65	0,7746	43,01	51,1
6	140	48	0,7774	51,46	50,5
7	160	56,10	0,7991	59,31	45,5
8	180	62,97	0,8011	65,95	45
9	190	65,35	0,8037	68,24	44,5
10	210	70,42	0,8177	73,04	41,5
11	230	75,26	0,8255	77,58	39,8
12	> 230	100	0,8545	100	34



Hình 2. Đường cong chưng cất điểm sôi thực condensate mỏ Thiên Ứng.

Bảng 9. Tính chất của phân đoạn ($T_{sd} - 180^\circ\text{C}$)

TT	Chỉ tiêu phân tích	Kết quả
1	Hiệu suất phân đoạn (% khối lượng) (% thể tích)	61,39 63,87
2	Khối lượng riêng ở 15 °C (g/mL) Tỷ trọng (d_{60}^{60} °F) Tỷ trọng (°API)	0,7542 0,7545 56,04
3	Tổng hàm lượng lưu huỳnh (% khối lượng)	0,0003
4	Hàm lượng ni-tơ (% khối lượng)	0,0009
5	Áp suất hơi bão hòa (psi)	3,42
6	Trị số acid (mgKOH/g)	0,036
7	Trị số octane RON	70

trung bình của bể Cửu Long; khí các mỏ Sư Tử thuộc Lô 15-1 (Cửu Long JOC quản lý) có hàm lượng khí trơ cao hơn phần lớn các mỏ còn lại (Hình 5).

4.1.3. Hàm lượng hơi nước

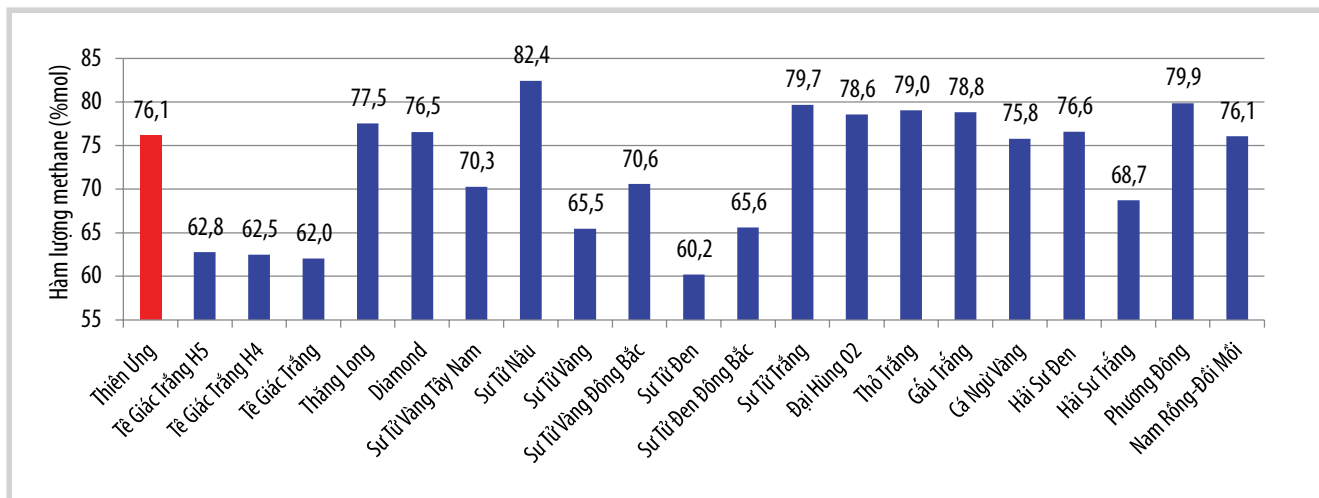
Hàm lượng hơi nước đo được trong khí đồng hành mỏ Thiên Ứng, mẫu lấy sau bình tách cao áp từ 35,6 - 56,5 lb/mmscf. So với tiêu chuẩn khí vận chuyển bằng đường ống, hàm lượng nước trong khí Thiên Ứng là cao (< 7 lb/mmscf), tuy nhiên trên giàn Thiên Ứng có hệ thống làm khô khí trước khi vận chuyển bằng đường ống nên vẫn đảm bảo yêu cầu.

4.1.4. Hàm lượng H_2S và CO_2

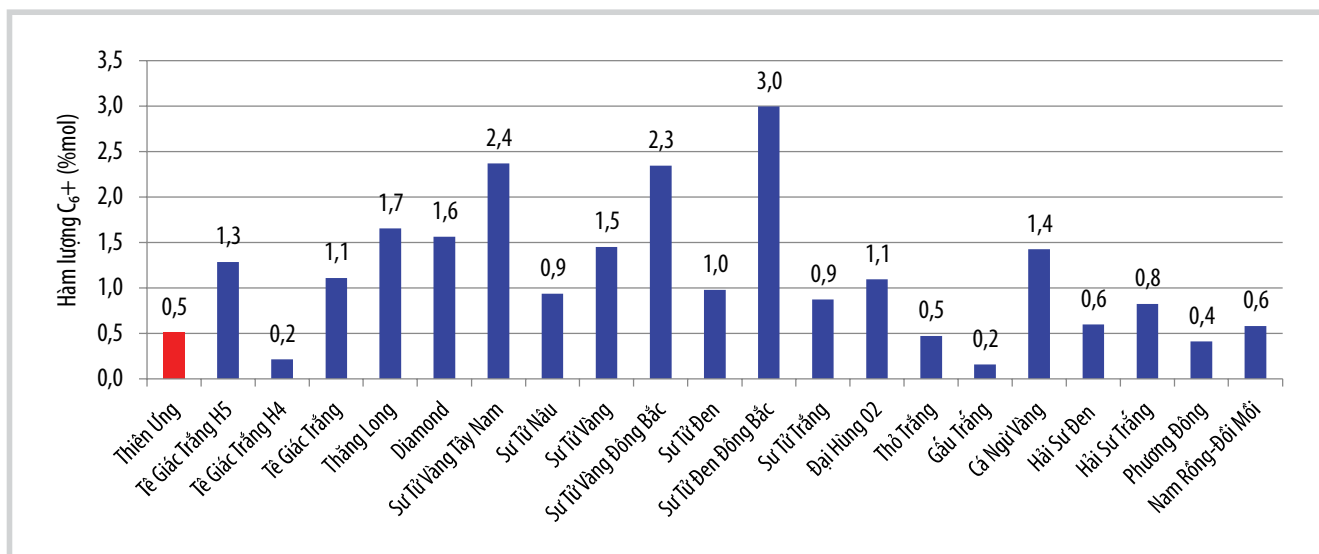
Hàm lượng H_2S và CO_2 của khí Thiên Ứng được thể hiện trong Bảng 10. Khi so sánh với khí từ các mỏ khí - condensate khác, khí Thiên Ứng có hàm lượng CO_2 cao hơn nhiều mỏ và hàm lượng H_2S gần thấp nhất trong các mỏ.

Qua 4 lần lấy mẫu, hàm lượng khí H_2S đo được trong khí mỏ Thiên Ứng dao động từ 0,3 - 1,5 ppmV, trung bình bằng 1 ppmV. So với các mỏ được thu gom bằng hệ thống đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố thì hàm lượng H_2S của khí mỏ Thiên Ứng ở mức thấp.

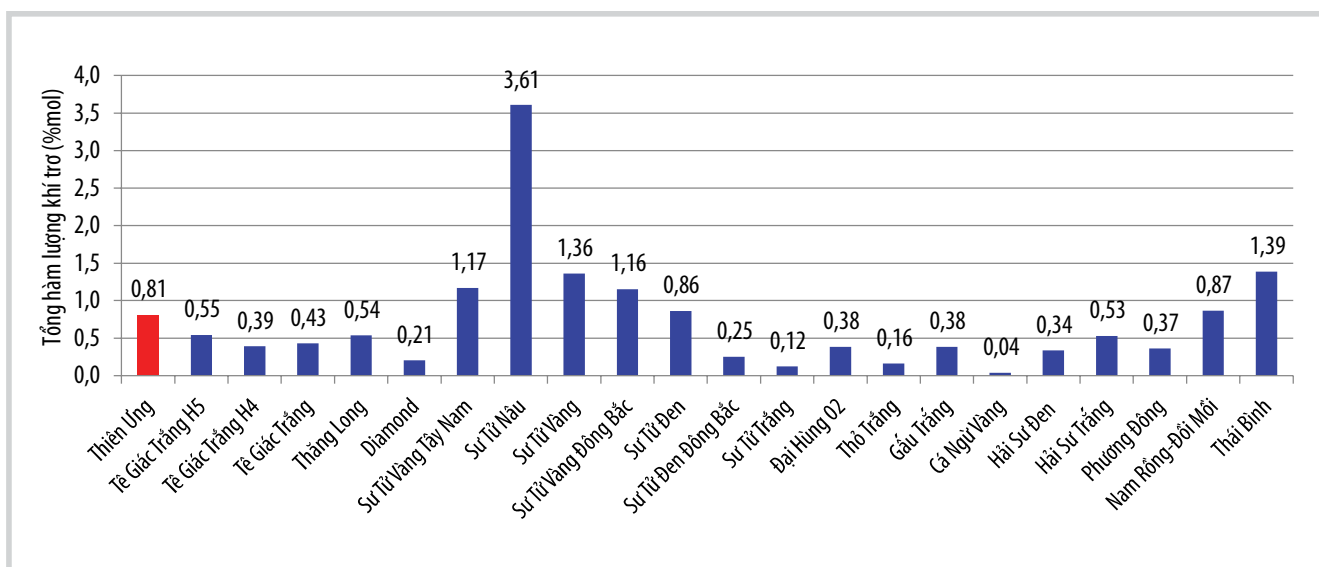
Hàm lượng CO_2 trong khí đồng hành mỏ Thiên Ứng là 8,354 %mol, đường ống khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1 hiện nay



Hình 3. Hàm lượng methane trong khí các mỏ thu gom bằng đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố.



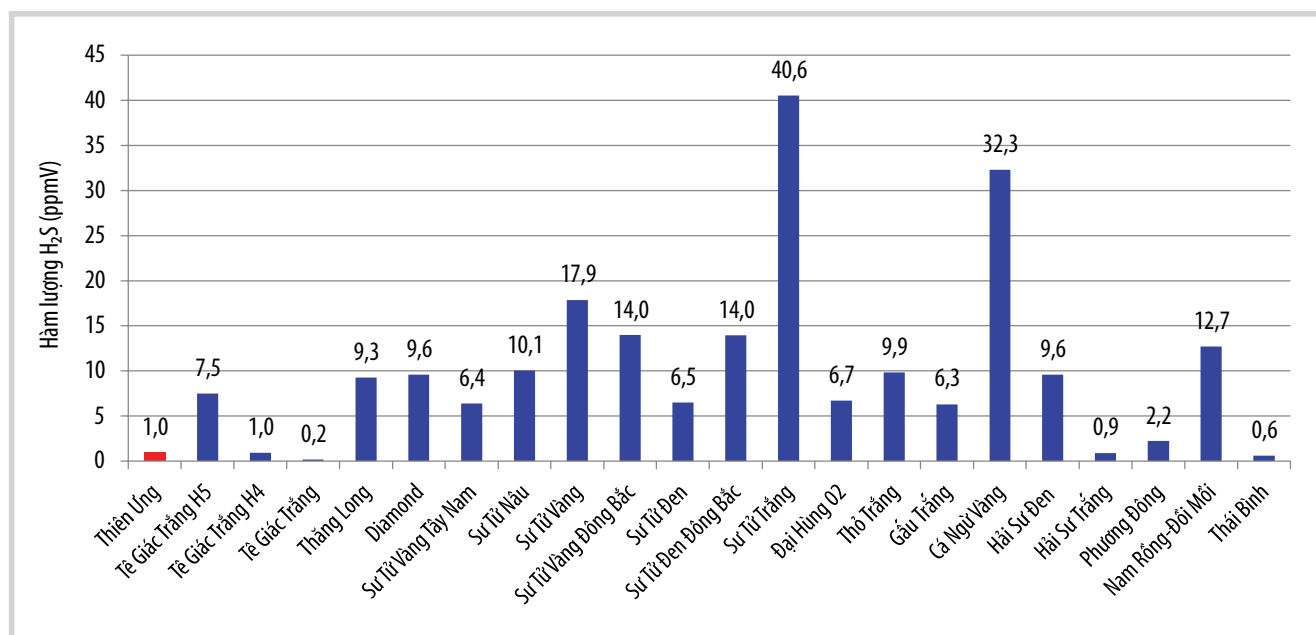
Hình 4. Hàm lượng C₆₊ trong khí các mỏ thu gom bằng đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố.



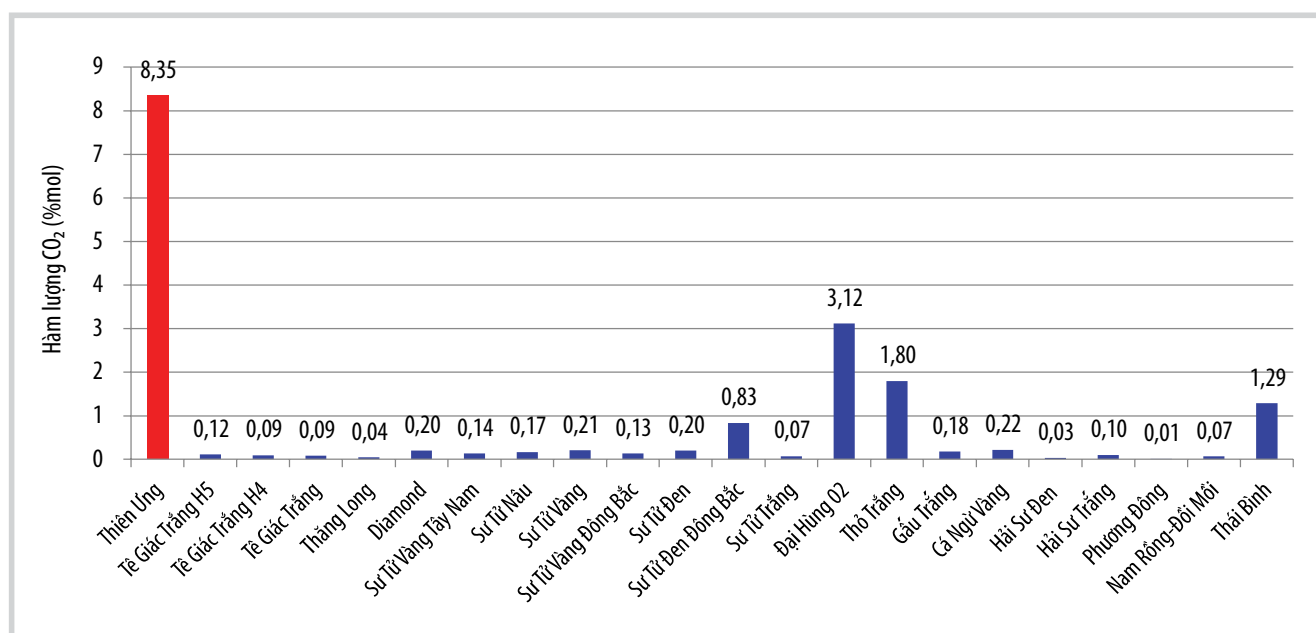
Hình 5. Hàm lượng khí trơ trong khí các mỏ được thu gom vào đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố.

Bảng 10. Thành phần H₂S và CO₂ trong khí mỏ Thiên Ứng

Thành phần	Đơn vị	Giá trị nhỏ nhất	Giá trị lớn nhất	Trung bình
CO ₂	%mol	8,009	8,780	8,354
H ₂ S	ppmV	0,3	1,5	1



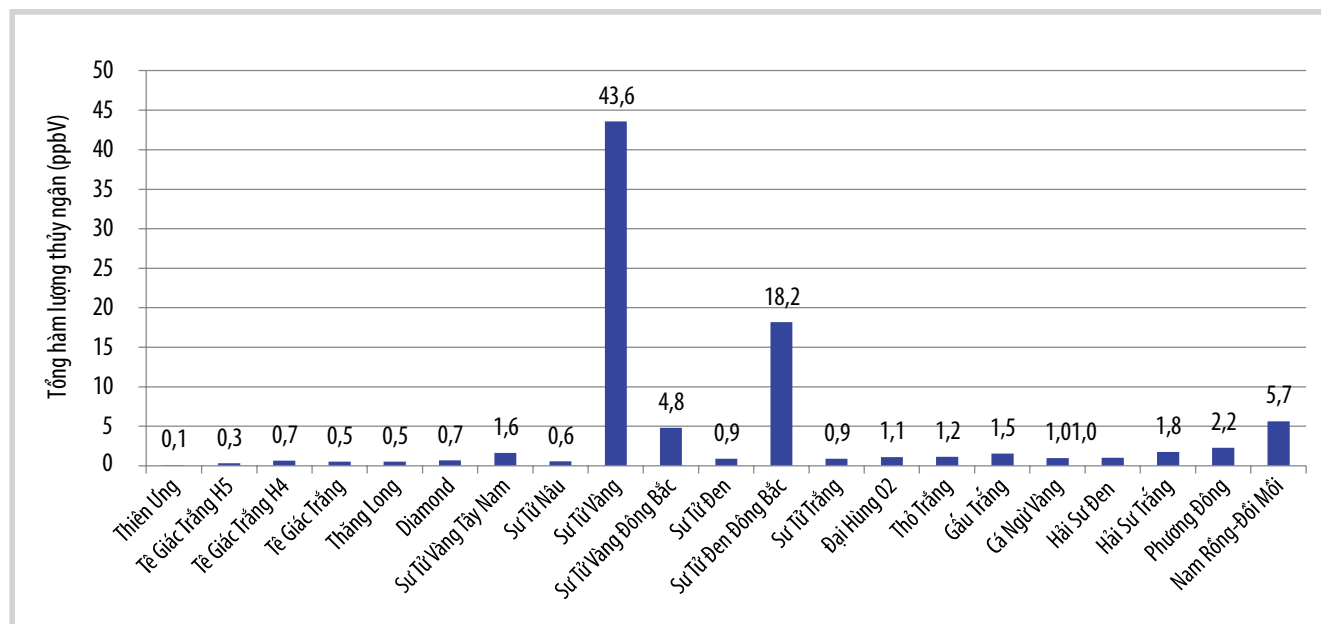
Hình 6. Hàm lượng khí H₂S trong khí mỏ thu gom bằng đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố.



Hình 7. Hàm lượng khí CO₂ trong khí mỏ thu gom bằng đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố.

đang thu gom khí mỏ Thiên Ứng và Đại Hùng, đều có hàm lượng CO₂ cao (mỏ Đại Hùng có CO₂ > 3 %mol). Hệ thống đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố, được đưa vào vận hành từ năm 1995, đến nay đã hoạt động 20 năm. Theo yêu cầu từ PV GAS, để đảm bảo an toàn vận hành, tất cả các nguồn

khí khi đưa vào đường ống, cần phải đảm bảo hàm lượng CO₂ sau quá trình hòa trộn không vượt quá giới hạn 1 %mol. Việc kiểm soát lưu lượng khai thác để hàm lượng CO₂ trong đường ống khí về trong giới hạn là hết sức quan trọng để vận hành an toàn đường ống.



Hình 8. Hàm lượng khí lưu huỳnh trong khí các mỏ thu gom bằng đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố.

4.1.5. Hàm lượng lưu huỳnh

Hàm lượng lưu huỳnh trong khí mỏ Thiên Ứng là 0,06 ppbV thấp nhất trong các khí thu gom vào đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố. Tham khảo các hợp đồng thu gom, vận chuyển khí của các mỏ trong bể Cửu Long hiện tại thì mức lưu huỳnh này hoàn toàn đáp ứng yêu cầu (< 5 ppbV).

Khí mỏ Thiên Ứng có hàm lượng tạp chất như H₂S và lưu huỳnh thấp, tổng thành phần hydrocarbon chiếm trên 90 %mol. Nhiệt trị tuy không cao nhưng đáp ứng yêu cầu khi so sánh với các hợp đồng thu gom khí của các mỏ trong bể Cửu Long. Với chất lượng khí như vậy, việc thu gom khí Thiên Ứng đưa về bờ chế biến và sử dụng đã góp phần vào việc gia tăng sản lượng và đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Tuy nhiên, do có hàm lượng CO₂ cao, việc vận hành sản xuất cần có các lưu ý đặc biệt về vấn đề ăn mòn đường ống nội mỏ và cần kiểm soát lưu lượng khai thác để hàm lượng CO₂ trong khí chung của hệ thống đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố phải thấp hơn 1 %mol, đáp ứng yêu cầu về an toàn đường ống.

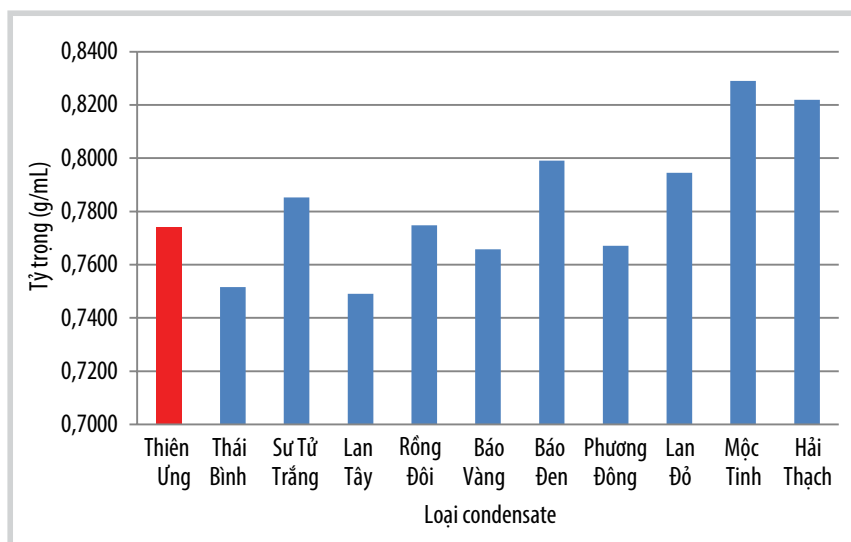
4.2. So sánh tính chất cơ bản của condensate Thiên Ứng với các loại condensate khác tại Việt Nam

Kết quả so sánh tỷ trọng và hàm lượng paraffin rắn của condensate Thiên Ứng với các loại condensate khác tại Việt Nam được thể hiện trong Hình 9 và 10.

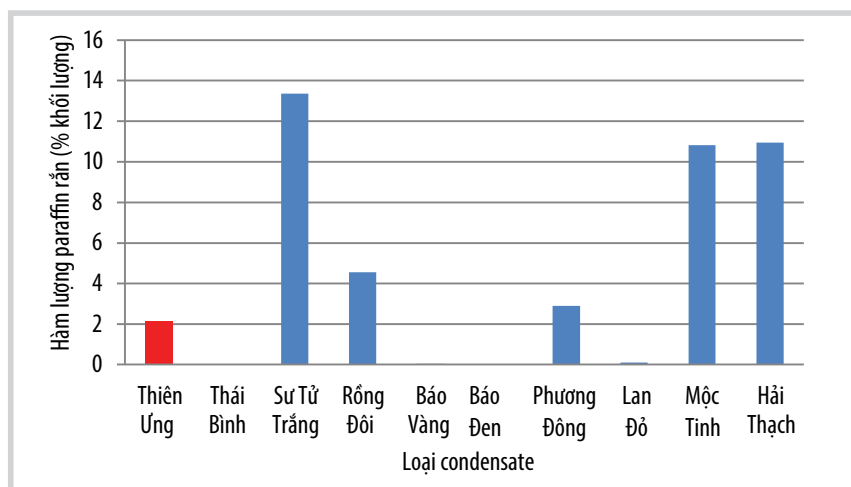
Tỷ trọng của các loại condensate nằm trong khoảng từ 0,74 - 0,82 g/mL (Hình 10). Như vậy, condensate có tỷ

trọng nhỏ nhất trong số các condensate đã phân tích là condensate Lan Tây (0,7491 g/mL), tiếp đến là condensate Thái Bình (0,7516 g/mL) và nặng nhất là condensate Mộc Tinh (0,8291 g/mL). Do có sự khác biệt khá lớn về tỷ trọng nên giá trị khối lượng phân tử của các loại condensate này cũng chênh lệch lớn. Theo các phân tích trước và gần đây cho thấy condensate Lan Tây và condensate Thiên Ứng khi chưng cất sẽ thu được chủ yếu là các phân đoạn naphtha với hiệu suất cao và chỉ chưng cất được đến nhiệt độ sôi cuối khoảng 230 °C; còn đối với condensate Mộc Tinh, ngoài việc thu được các phân đoạn naphtha với hiệu suất trung bình còn thu được phân đoạn gas oil với hiệu suất khá cao và chưng cất được đến nhiệt độ sôi cuối là 360 °C.

Hàm lượng paraffin rắn của condensate Thiên Ứng thấp (2,14 % khối lượng) dẫn đến điểm chảy của condensate Thiên Ứng khá thấp -21 °C. Trong khi đó, hàm lượng paraffin rắn của một số condensate khác tại Việt Nam như condensate Mộc Tinh (10,82 % khối lượng), condensate Hải Thạch (10,95 % khối lượng) và condensate Sử Tử Trắng (13,36 % khối lượng) cao, với điểm chảy tương ứng là 12 °C, 27 °C và 18 °C. Trong khi nhiệt độ vùng cận đáy biển Việt Nam trong khu vực có các mỏ dầu khí dao động từ 22 - 28 °C [1], thấp hơn từ 5 - 10 °C so với nhiệt độ đông đặc của condensate có điểm chảy cao (27 °C), điều này có thể gây ra hiện tượng lắng đọng paraffin làm tắc nghẽn đường ống trong quá trình khai thác và vận chuyển.



Hình 9. Tỷ trọng của các loại condensate tại Việt Nam.



Hình 10. Hàm lượng paraffin rắn của các loại condensate.

5. Kết luận và kiến nghị

Khí mỏ Thiên Ứng là khí tự nhiên có thành phần chủ yếu là methane với hàm lượng dao động từ 75,231 - 76,402 %mol. Tổng các thành phần hydrocarbon còn lại (C₂+) chiếm tỷ lệ thấp, từ 7,083 - 7,123 %mol; hàm lượng hydrocarbon lỏng (C₆+) rất thấp, từ 0,172 - 0,226 %mol. Khí Thiên Ứng là khí ngọt do hàm lượng H₂S trong khí dao động từ 0,3 - 1,5 ppmV, trung bình bằng 1 ppmV.

So với khí các mỏ được thu gom bằng hệ thống đường ống Bạch Hồ - Dinh Cố thì hàm lượng H₂S của khí mỏ Thiên Ứng ở mức thấp, ít tạp chất và ít khí phi hydrocarbon nên đây là khí có chất lượng tốt. Tuy nhiên, do tổng hàm lượng các thành phần khí có tính acid (H₂S + CO₂) cao nên cần lưu ý xử lý loại khí này trước khi đưa vào vận chuyển và sử dụng.

Hàm lượng hơi nước đo được trong khí đồng hành mỏ Thiên Ứng, mẫu lấy sau bình tách cao áp từ 35,6 - 56,5 lb/mmscf. So với tiêu chuẩn khí vận chuyển bằng đường ống (< 7 lb/mmscf), hàm lượng hơi nước trong khí Thiên Ứng là cao, tuy nhiên trên giàn Thiên Ứng có hệ thống làm khô khí trước khi

vận chuyển bằng đường ống nên vẫn đảm bảo yêu cầu.

Theo phân loại về khối lượng, condensate Thiên Ứng có khối lượng riêng ở 15 °C là 0,7743 g/mL nên thuộc condensate trung bình so với các mỏ condensate đã từng khai thác trước đây tại Việt Nam; có hiệu suất phân đoạn naphtha cao (61,39 % khối lượng), có hàm lượng aromatic thuộc loại trung bình, mang đặc tính chung của dầu thô và condensate Việt Nam đó là hàm lượng lưu huỳnh, hàm lượng ni-tơ, hàm lượng nhựa và hàm lượng asphaltene đều thấp, kim loại vi lượng nickel, vanadium cũng rất thấp. Tuy nhiên, condensate mỏ Thiên Ứng không phù hợp để phối trộn làm nguyên liệu cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất với tỷ lệ lớn, do tỷ trọng của condensate này thấp. Condensate Thiên Ứng có thể sử dụng để phối trộn với xăng reformat của nhà máy lọc có trị số octane cao để sản xuất xăng thương mại.

Phân đoạn T_{sd} - 180 °C, có hiệu suất vào loại cao (61,39% khối lượng), hàm lượng n-paraffin cần để chuyển hóa thành iso-paraffin chiếm tỷ lệ thấp, 18,08 % khối lượng, trong khi đó hàm lượng iso-paraffin chiếm tỷ lệ cao hơn là 27,28 % khối lượng. Do đó phân đoạn này cũng không phù hợp để làm nguyên liệu cho Phân xưởng ISOM [2]. Do hàm lượng lưu huỳnh thấp (0,0003 % khối lượng - 3 ppm) nên có thể sử dụng làm nguyên liệu cho cụm phân xưởng NHT - CCR [3].

Phân đoạn này có trị số octane thấp (70), tuy nhiên vẫn có thể pha xăng trực tiếp với tỷ lệ phối trộn phù hợp.

Nhìn chung, các loại condensate đã khai thác và thương mại hóa từ trước cho đến nay tại Việt Nam có hàm lượng lưu huỳnh, hàm lượng ni-tơ, hàm lượng nhựa và asphaltene thấp.

Đây là đặc điểm thuận lợi trong khai thác, vận chuyển và chế biến condensate tại Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

[1] Đào Thị Hải Hà, Hoàng Linh và Lương Văn Tuyên, "Tổng hợp phụ gia giảm nhiệt độ đông đặc cho dầu thô nhiều parafin mỏ Bạch Hổ trong quá trình khai thác và vận chuyển trên nền ester của poly - triethanolamine", *Tạp chí Dầu khí*, Số 5, trang 26 - 35, 2013.

[2] Đinh Thị Quỳnh Như và nnk, "Xây dựng danh mục các chỉ tiêu phân tích dầu thô phục vụ xây dựng dữ liệu cơ sở", Viện Dầu khí Việt Nam, 2005.

[3] Trịnh Ngọc Trung và nnk, "Nghiên cứu khả năng bổ sung nguyên liệu naphtha nặng cho cụm CCR của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để đáp ứng tối đa công suất phân xưởng CCR và tăng trị số octan cho xăng", Viện Dầu khí Việt Nam, 2009.

ANALYSING THE COMPOSITION AND PROPERTIES OF GAS AND CONDENSATE PRODUCTS OF THIEN UNG FIELD

Nguyen Ba Khoa, Nguyen Huynh Anh, Nguyen Phan Tri, Nguyen Thi Anh Thu, Nguyen Hien Phong, Nguyen Xuan Hop, Ngo Thi Loan Luong Thi Hong Hai, Nguyen Van Lam, Nguyen Thanh Tung, Nguyen Van Hung, Truong Huu Dang Khoi

Vietnam Petroleum Institute

Email: anhnghuyenh@vpi.pvn.vn

Summary

The article presents the analysis results for the composition and properties of gas and condensate samples collected from Thien Ung field, as compared with the properties of other gas and condensate products in Vietnam. The largest component of natural gas from Thien Ung field is methane with the content ranging from 75.231 to 76.402 %mol. The remaining hydrocarbon components in Thien Ung natural gas make up from 7.083 to 7.123 %mol, in which liquid hydrocarbon content (C_6+) is very low, from 0.172 to 0.226 %mol. Thien Ung natural gas is a sweet gas with H_2S content ranging from 0.3 to 1.5ppm.

The density of Thien Ung condensate at 15 °C is 0.7743 g/ml, so this is an average condensate compared to other condensates that have been produced in Vietnam. The mass yield of naphtha distillation cut from Thien Ung condensate is high (61.39%mass). Aromatic hydrocarbon content is at average level with common characteristics of crude oils and condensates in Vietnam (low contents of sulfur, nitrogen, resin and asphaltene; trace metal nickel and vanadium contents are also very low).

The results of this study provide additional data to the Vietnam oil and gas properties database system, which will facilitate the selection and design of suitable technologies for effective extraction and use of the domestic oil and gas resources of Vietnam.

Key words: Gas, condensate, proportion, solid paraffin content, Thien Ung field, Nam Con Son basin.

ĂN MÒN BÊN TRONG ĐƯỜNG ỐNG NGẦM NGOÀI KHƠI VÀ CÁC GIẢI PHÁP HẠN CHẾ ĂN MÒN ĐỂ ĐẢM BẢO VẬN HÀNH AN TOÀN CÁC MỎ DẦU KHÍ CỦA LIÊN DOANH VIỆT - NGA "VIETSOVPETRO"

Trần Văn Vinh, Cao Tùng Sơn, Lê Đăng Tâm, Chu Văn Lương, Tống Cảnh Sơn, Phùng Quang Thắng

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Email: tamld.pt@vietsov.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.08-03>

Tóm tắt

Đường ống ngầm ngoài khơi các mỏ Lô 09-1 của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" được chế tạo bằng thép carbon, làm việc trong điều kiện hàm lượng nước đồng hành cùng các tạp chất ăn mòn ngày càng cao. Nhiều đường ống đã vận hành liên tục trong thời gian dài trên 25 năm, quá tuổi thọ thiết kế, nên nguy cơ xảy ra các sự cố rò rỉ rất lớn. Các kết quả thử nghiệm ăn mòn trong phòng thí nghiệm và quan sát trực quan trên các mẫu đường ống cho thấy tốc độ ăn mòn cao nhất tại vị trí đáy đường ống, vị trí đọng nước hoặc tích tụ các cặn, sản phẩm ăn mòn. Hệ thống phóng thoi đã được tự thiết kế, lắp đặt và thực hiện thành công trên 2 tuyến ống dẫn dầu và khí gaslift của mỏ Bạch Hổ cho phép theo dõi kiểm soát ăn mòn, làm sạch đường ống nhằm giảm thiểu ăn mòn dưới lớp cặn và tối ưu hiệu quả của chất ức chế sử dụng. Bài báo phân tích thực trạng ăn mòn bên trong đường ống ngầm ngoài khơi các mỏ Lô 09-1, các yếu tố ảnh hưởng, cơ chế ăn mòn và các giải pháp hạn chế ăn mòn để đảm bảo vận hành an toàn các mỏ dầu khí của Vietsovpetro.

Từ khóa: Đường ống ngầm, ăn mòn kim loại, phóng thoi, Lô 09-1, Vietsovpetro.

1. Giới thiệu

Tại bể Cửu Long, Vietsovpetro đang vận hành khai thác các mỏ dầu khí: Bạch Hổ, Rồng, Thổ Trắng, Gấu Trắng (Lô 09-1), Nam Rồng - Đồi Mồi và Cá Tầm (Lô 09-3/12). Đến nay, đã có trên 40 công trình biển ở các mỏ này được thiết kế và xây dựng, khai thác dầu và khí liên tục theo kế hoạch sản xuất hàng năm.

Kết nối các công trình ngoài khơi này là hệ thống các tuyến đường ống, gồm đường ống vận chuyển sản phẩm khai thác của giếng, đường ống vận chuyển khí đồng hành, khí gaslift và nước bơm ép duy trì áp suất vỉa. Trong đó, hệ thống các đường ống vận chuyển sản phẩm khai thác của giếng nối liền các công trình biển có tổng chiều dài lên đến 400 km, đường ống vận chuyển khí đồng hành và khí gaslift khoảng 180 km và đường ống vận chuyển nước biển bơm ép vỉa khoảng 170 km. Toàn bộ đường ống được thiết kế và lắp đặt ngầm dưới đáy biển, với tuổi thọ thiết kế từ 20 - 25 năm, không có hệ thống phóng thoi và kiểm

soát ăn mòn bên trong đường ống. Để chống ăn mòn bên ngoài trong môi trường biển, anode hy sinh đã được lắp đặt với tuổi thọ thiết kế bằng tuổi thọ của đường ống; và để chống ăn mòn bên trong đường ống ngầm, chất ức chế ăn mòn đã được bơm vào dòng lưu chất vận chuyển.

Nhiều tuyến ống ngầm của Vietsovpetro đến nay đã vận hành khai thác liên tục và vượt quá tuổi thọ thiết kế, tiềm ẩn nguy cơ xảy ra sự cố rò rỉ. Trong điều kiện hiện nay, việc kết nối các mỏ nhỏ, mỏ cận biên vào cơ sở hạ tầng sẵn có của các mỏ Lô 09-1 đòi hỏi phải có các nghiên cứu đánh giá hiện trạng hệ thống đường ống hiện hữu của Vietsovpetro, nguyên nhân ăn mòn và các yếu tố ảnh hưởng, từ đó đưa ra các giải pháp theo dõi, kiểm soát, hạn chế ăn mòn để tiếp tục duy trì hoạt động của các tuyến ống ngầm nói riêng và hệ thống khai thác, thu gom, vận chuyển và xử lý sản phẩm nói chung.

2. Các tác nhân ảnh hưởng đến ăn mòn bên trong đường ống ngầm tại Vietsovpetro

2.1. Các tác nhân ăn mòn bên trong đường ống ngầm

Quá trình ăn mòn trong các đường ống dẫn dầu khí chỉ xảy ra khi có nước ngưng tụ và tuân theo cơ chế ăn mòn



Ngày nhận bài: 24/5/2021. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 24/5 - 1/6/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 12/8/2021.

Bảng 1. Tính chất hóa lý của nước đồng hành khai thác ở các mỏ của Vietsovpetro

Thông số hóa lý của nước vỉa	Giàn ở các mỏ của Vietsovpetro					
	Bạch Hổ		Thỏ Trắng		Rồng	
	CTP-3	CTP-2	ThTC-1	ThTC-2	RP-1	RP-2
Tỷ trọng	1,07	1,02	1	1,01	1,02	1,02
pH	7,90	7,50	8,1	7,4	7,19	7,01
Cl ⁻ (mg/l)	15.276	14.519	2.708	7.658	16.046	15.554
SO ₄ ²⁻ (mg/l)	168	550	32	250	24	35
HCO ₃ ⁻ (mg/l)	239	254	1.562	1.005	78	137
Na ⁺ , K ⁺ (mg/l)	7.864	7.744	2.369	4.376	9.343	7.273
Ca ²⁺ (mg/l)	2.090	1.751	69	944	1.107	2.721
Mg ²⁺ (mg/l)	78	184	6	99	121	35
Tổng Fe (mg/l)	0,05	0,69	0,43	2,37	0,01	0,03
Tổng khoáng(g/l)	27.715	25.002	6.745	14.335	26,72	25.755

Bảng 2. Hàm lượng H₂S trong sản phẩm khai thác tại mỏ Rồng đến VSP-02

Vị trí	Thời gian thực hiện	Điều kiện vận hành		H ₂ S (ppm)	CO ₂ (% mol)
		Áp suất (atm)	Nhiệt độ (°C)		
Dầu RP-2 đi VSP-02	Tháng 6/2018	7,5	30	45	-
Dầu RP-3 đến RP-2		6,5	39	1.100	-
Dầu RP-1 đi VSP-02		7	41,5	700	-
Tank 3 S				700 - 780	1,2
Tank 3 P				700	0,8
Slop tank 6S				6.400 - 7.000	-

Ghi chú: Hàm lượng H₂S đo được trong pha khí bên trong các đường ống vận chuyển dầu

điện hóa [1]. Tốc độ ăn mòn phụ thuộc vào vật liệu đường ống, hàm lượng nước, các tác nhân gây ăn mòn trong nước (như CO₂, H₂S, vi sinh vật, acid, các muối khoáng) và điều kiện vận hành (nhiệt độ, áp suất)...

Hiện nay, các mỏ Lô 09-1 đang khai thác ở giai đoạn tận thu, cuối đời mỏ. Việc bơm ép nước tăng thu hồi dầu dẫn đến độ ngập nước ngày càng tăng đối với hầu hết các mỏ Lô 09-1. Hàm lượng nước đồng hành trong sản phẩm vận chuyển ở các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Thỏ Trắng và Gấu Trắng chủ yếu dao động trong khoảng 34 - 82%. Mức độ ngập nước trung bình trong sản phẩm khai thác ở các giàn là 60% [2]. Một số giếng có độ ngập nước lên đến 89 - 96%, khiến quá trình ăn mòn điện hóa cục bộ ngày càng nghiêm trọng.

Trong quá trình vận hành mỏ nhằm tăng cường khả năng khai thác sản phẩm của giếng, Vietsovpetro đã áp dụng công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng, làm sạch cận muối trong các giếng khai thác bằng các hóa phẩm có nguồn gốc acid dẫn đến hàm lượng muối khoáng trong nước đồng hành khai thác ở các mỏ có xu hướng gia tăng. Bảng 1 giới thiệu kết quả xác định tính chất lý hóa của nước đồng hành khai thác ở các công trình dầu khí tại các mỏ Bạch Hổ, Thỏ Trắng, Rồng [3].

Hàm lượng muối khoáng trong nước đồng hành có xu hướng tăng làm tăng độ dẫn điện và tăng tốc độ ăn mòn kim loại.

Hai tác nhân gây ăn mòn chính (H₂S, CO₂) có mặt trong sản phẩm khai thác và đang có xu hướng gia tăng trong thời gian gần đây. Trong đó, hàm lượng H₂S rất cao trong sản phẩm khai thác ở các giàn RP-1, RP-3 và sản phẩm đến tàu chứa dầu VSP-02 mỏ Rồng. Kết quả xác định hàm lượng CO₂, H₂S trong sản phẩm khai thác trên các công trình biển ở mỏ Rồng của Vietsovpetro vận chuyển đến tàu chứa dầu VSP-02 (Bảng 2).

Tỷ lệ nước đồng hành cao cũng là nguồn gốc để vi khuẩn khử sulfate (SRB) có khả năng phát triển mạnh trong hệ thống các đường ống vận chuyển và trong thiết bị công nghệ. Năm 2010, Vietsovpetro đã thực hiện khảo sát bên trong các bình chứa trên một số giàn cố định MSP, CTP-2, CTP-3 và trên tàu chứa dầu VSP-02 của Vietsovpetro [4]. Một số kết quả xác định SRB được tóm tắt trong Bảng 3.

Kết quả ở Bảng 3 cho thấy, tại các bình chứa trên giàn công nghệ trung tâm CTP-2, CTP-3, trong các hầm chứa nước thải (slop tank) trên tàu chứa dầu VSP-02, nơi có nước đồng hành kém lưu thông và ở điều kiện hiếm

Bảng 3. Hàm lượng SRB đo được tại một số công trình ở mỏ Bạch Hổ

TT	Vị trí mẫu	Vi khuẩn khử sulfate (CFU/ml)	Vi khuẩn chung (CFU/ml)
Giàn công nghệ trung tâm số 2 (CTP-2)			
1	Bình tách 100 m ³ (BE)	10 ⁵	10 ³
2	Bình tách	10 ⁴	10 ²
3	Bình tách C-1-3	10 ⁴	0
Tàu chứa dầu VSP-02			
4	Hầm công nghệ	10 ⁶	10 ²
5	Hydrocyclon	10 ⁵	0
6	Slop tank 5P	10 ⁶	10 ²
7	Slop tank 5S	10 ⁵	10 ¹
Giàn công nghệ trung tâm số 3 (CTP-3)			
8	Hydrocyclon HC-1-B	10 ⁵	10 ³
9	Bình tách 100 m ³ (Caission)	10 ⁶	10 ³
10	Bình tách V-1-B	10 ⁴	10 ¹
Tàu chứa dầu VSP-02			
11	Hydrocyclon	10 ⁴	10 ¹

Bảng 4. Thành phần hóa học và cơ tính của một số mác thép đường ống

Mác thép	Thành phần hóa học max (%)				Lực căng (Tensile)		Lực nén (Yield)	
	C	Mn	P	S	Psi × 1000	MPa	Psi × 1000	MPa
X52	0,22	1,40	0,025	0,015	66 - 110	455 - 758	52 - 77	359 - 531
X60	0,22	1,40	0,025	0,015	75 - 110	517 - 758	60 - 82	414 - 65
X65	0,22	1,45	0,025	0,015	77 - 110	531 - 758	65 - 82	448 - 565

khí, hàm lượng vi khuẩn rất cao, hàm lượng vi khuẩn khử sulfate dao động từ 10⁴ - 10⁶ tế bào/ml và các loại vi khuẩn chung (GAB) đến 10³ tế bào/ml. Như vậy, nước đồng hành cao trong sản phẩm khai thác có chứa một lượng lớn SRB là nguồn gốc sinh ra H₂S và là tác nhân gây ăn mòn bên trong đường ống.

2.2. Vật liệu sử dụng

Các đường ống ngầm vận chuyển dầu và khí ở các mỏ của Vietsovpetro chủ yếu được xây dựng từ những ống thép mác CT 20, API Gr X60, X52. Bảng 4 là thành phần hóa học và các đặc tính kỹ thuật một số mác thép của đường ống vận chuyển dầu ở Vietsovpetro.

Các đường ống lắp đặt ở các mỏ dầu khí của Vietsovpetro sử dụng thép carbon, đây là vật liệu không bền ăn mòn đối với các lưu chất chứa các tác nhân gây ăn mòn cao. Tuy nhiên, hệ thống đường ống ngầm Lô 09-1 của Vietsovpetro được Liên bang Nga thiết kế, chế tạo với vật liệu thép của Nga có chất lượng rất tốt. Bề dày thành ống được thiết kế với mức độ ăn mòn cho phép (Corrosion Allowance), hệ số an toàn cao, chất lượng dầu khí vận chuyển trong đường ống tại giai đoạn đầu của đời mỏ rất tốt (gần như không có nước đồng hành, khí ngọt (không có H₂S) và hàm lượng CO₂ rất nhỏ), do đó nhiều đường

ống ngầm vận chuyển sản phẩm giếng đang vận hành đã vượt tuổi thọ thiết kế. Các đường ống vận chuyển sản phẩm ở các mỏ Bạch Hổ và Rồng có thời gian vận hành trên 25 năm được trình bày ở Bảng 5.

Trong giai đoạn cuối của quá trình khai thác, đặc tính chất lưu đã thay đổi so với giai đoạn đầu và chứa nhiều tác nhân ăn mòn nên đối với các đường ống mới khi thiết kế lắp đặt đã được xem xét lựa chọn vật liệu và ứng dụng các giải pháp kỹ thuật phù hợp hơn. Thời gian gần đây, các đường ống vận chuyển sản phẩm giếng ở Lô 09-1 của Vietsovpetro được thiết kế và áp dụng có các lớp phủ chống ăn mòn 3LPE (dày 2,7 mm), lớp bọc cách nhiệt (khoảng 40 mm) và lớp bọc bê tông (35 mm). Các mối nối đường ống được làm sạch đến tiêu chuẩn St.3 trước khi bọc bằng cuộn ống HSS (2 mm), sau đó được làm đầy bằng vật liệu cách nhiệt (HDPU foam) đến bề dày tương đương lớp bọc bê tông. Ngoài ra, trước khi lắp đặt và đưa vào vận hành, các đường ống được thiết kế và áp dụng bảo vệ điện hóa bằng các anode hy sinh hình vành khuyên từ hợp kim nhôm có tuổi thọ thiết kế tối thiểu 25 năm mà không cần thay thế. Ống đứng của đường ống ngầm được bảo vệ bằng hệ thống lớp bọc 3LPE và lớp bọc cách nhiệt nêu trên (dày 42,7 mm). Vì vậy, các lớp phủ chống ăn mòn cho các đường ống mới của Vietsovpetro hiện nay có chất

Bảng 5. Một số đường ống vận chuyển sản phẩm giếng ở các mỏ Bạch Hổ và Rồng của Vietsovpetro có thời gian vận hành trên 25 năm

TT	Đường ống ngầm	Kích thước, đường ống (mm)	Vật liệu	Năm lắp đặt	Chiều dài ống (m)	Áp suất vận hành (atm)
Mỏ Bạch Hổ						
1	MSP1 - VSP-01	325 x 16	CT-20	1986	1.687	10
2	MSP1 - VSP-01	325 x 16	CT-20	1986	1.572	10
3	MSP1 - MSP3	325 x 16	CT-20	1986	3.370	40
4	MSP4 - MSP1	219 x 12	CT-20	1987	3.890	40
5	MSP5 - MSP3	325 x 16	CT-20	1987	1.005	28
6	MSP4 - MSP6	325 x 16	CT-20	1988	1.284	30
7	MSP7 - MSP5	325 x 16	CT-20	1988	1.480	40
8	MSP4 - MSP8	325 x 16	CT-20	1989	1.030	40
9	MSP1 - MSP8	325 x 16	CT-20	1989	6.250	40
10	MSP1 - CTP-2	325 x 16	CT-20	1989	2.238	40
11	MSP1 - CTP-2	219 x 12	CT-20	1989	2.162	160
12	MSP4 - MSP1	325 x 16	CT-20	1990	7.490	40
13	BK1 - CTP-2	219 x 12	CT-20	1990	1.655	40
14	BK1 - CTP-2	219 x 12	CT-20	1990	1.709	40
15	CTP-2 - VSP-01	325 x 16	CT-20	1991	3.130	20
16	CTP-2 - VSP-01	325 x 16	CT-20	1991	3.080	20
17	MSP10 - MSP9	323,8 x 15,9	API-X60	1992	2.440	35
18	MSP5 - MSP10	323,8 x 15,9	API-X60	1992	2.740	40
19	BK4 - CTP-2	323,8 x 15,9	API-X60	1993	2.710	34
20	BK4 - CTP-2	323,8 x 15,9	API-X60	1993	2.700	34
Mỏ Rồng						
21	RC1 - VSP-03	426 x 16	API-X60	1992	4.465	26
		323,8 x 5,9	API-X60	1992	1.400	26
22	RP1 - VSP-03	426 x 16	API-X60	1992	4.865	26
		323,8 x 15,9	API-X60	1992	1.400	26

lượng tốt hơn so với các đường ống thiết kế và lắp đặt ở giai đoạn đầu.

2.3. Điều kiện vận hành của đường ống ngầm

Điều kiện vận hành (như nhiệt độ, áp suất, lưu lượng...) là yếu tố quan trọng ảnh hưởng đến tốc độ ăn mòn bên trong của đường ống. Nhiệt độ cao nhất của chất lưu trong đường ống ngầm Lô 09-1 đạt 60°C tại các công trình mỏ Bạch Hổ, Rồng, Nam Rồng - Đồi Mũi, Thỏ Trắng và đến 65 - 70°C đối với mỏ Cá Tầm. Áp suất vận hành đường ống vận chuyển hỗn hợp dầu khí dao động ở mức 7 - 25 atm và khoảng 40 atm đối với đường ống vận chuyển dầu đã tách khí. Thông thường, điều kiện nhiệt độ và áp suất cao sẽ làm tăng thêm nguy cơ ăn mòn kim loại.

Đường ống ngầm Lô 09-01 của Vietsovpetro được chế tạo từ thép carbon thấp, vận hành ở nhiệt độ cao, vận chuyển các sản phẩm khai thác từ giếng với hàm lượng nước cao, chứa các tạp chất CO₂, H₂S, khoáng, là tác nhân có hoạt tính ăn mòn rất cao trong các đường ống, trang

thiết bị lòng giếng, cũng như trong các bình chứa của hệ thống thu gom, vận chuyển và xử lý dầu khí tại các mỏ của Vietsovpetro [5]. Những đường ống và thiết bị trên các công trình hiện hữu đã có thời gian vận hành lâu dài, mức độ ngập nước của sản phẩm cao (> 60%) [2], sẽ bị ăn mòn nghiêm trọng bên trong.

Do các đường ống ngầm lắp đặt tại các mỏ Lô 09-1 của Vietsovpetro chủ yếu không có hệ thống phóng và nhận thoi, các đường ống không được làm sạch định kỳ trong suốt quá trình sử dụng, vì vậy không có kết quả khảo sát đo bề dày thành ống cũng như thiếu các kết quả kiểm tra tình trạng ăn mòn bên trong các đường ống ngầm. Do đó, việc đánh giá ăn mòn để đưa ra các giải pháp phù hợp, kiểm tra, kiểm soát ăn mòn là cần thiết nhằm đảm bảo hoạt động an toàn của toàn bộ hệ thống đường ống ngầm.

3. Thử nghiệm và thực trạng ăn mòn bên trong đường ống ngầm vận chuyển dầu khí của Vietsovpetro

3.1. Thử nghiệm ăn mòn trong phòng thí nghiệm

Để có thể đánh giá tốc độ ăn mòn bên trong đường ống vận chuyển, các thử nghiệm ăn mòn trong phòng thí nghiệm đã được tiến hành bằng phương pháp mất khối lượng trên mẫu thép carbon tương đồng với mẫu đường ống và tại điều kiện mô phỏng tương tự với điều kiện vận hành thực tế. Các thử nghiệm tuân theo tiêu chuẩn ASTM G1-03 [6].

Kết quả thử nghiệm ăn mòn trong phòng thí nghiệm trong môi trường nước đồng hành được lấy tại giàn cố định RP-3 và tàu chứa dầu VSP-02 ở mỏ Rồng trong trường hợp không và có sử dụng chất ức chế ăn mòn được trình bày ở Bảng 6.

Kết quả Bảng 6 cho thấy tốc độ ăn mòn trong nước đồng hành mỏ Rồng không có chất ức chế tương đối lớn. Việc sử dụng chất ức chế ăn mòn sẽ làm giảm đáng kể mức độ ăn mòn kim loại trong nước đồng hành khai thác ở mỏ Rồng.

Hoạt tính ăn mòn của nước vỉa tại một số giếng trước

và sau khi sử dụng acid để khơi thông vùng cận đáy giếng cũng được nghiên cứu. Bảng 7 là một số kết quả thử nghiệm xác định tốc độ ăn mòn trong nước đồng hành trước và sau khi sử dụng acid để xử lý vùng cận đáy giếng ở một số giếng của các mỏ Bạch Hổ và Thỏ Trắng trong điều kiện nhiệt độ cao và áp suất cao.

Kết quả nghiên cứu xác định tốc độ ăn mòn (Bảng 7) cho thấy, việc sử dụng acid để xử lý vùng cận đáy giếng, ảnh hưởng đến mức độ ăn mòn kim loại bên trong lòng giếng, các đường ống và thiết bị của hệ thống thu gom, vận chuyển và xử lý dầu ở các mỏ của Vietsovpetro. Do đó, cần xem xét bơm đủ liều lượng chất ức chế ăn mòn đối với đường ống vận chuyển, đặc biệt là trong thời gian tiến hành xử lý vùng cận đáy giếng để tăng cường khai thác dầu.

3.2. Thử nghiệm ăn mòn bên trong các đường ống ngầm tại mỏ Bạch Hổ

Một số tuyến đường ống ngầm ngoài khơi đã vận hành lâu năm tại mỏ Bạch Hổ gần đây đã xảy ra sự cố rò rỉ, dẫn đến phải tạm dừng vận hành để xử lý, gây ảnh hưởng đến kế hoạch khai thác dầu và vận hành an toàn các công

Bảng 6. Kết quả đo tốc độ ăn mòn kim loại trong nước đồng hành mỏ Rồng

TT	Mẫu nước vỉa	Tốc độ ăn mòn (mm/năm)	Ghi chú
Không có chất ức chế ăn mòn			
1	Nước đồng hành trên giàn RP-3	0,284	Mẫu tháng 5/2018
2	Nước đồng hành trên giàn RP-3	0,238	Mẫu tháng 7/2018
Có xử lý bằng chất ức chế ăn mòn			
3	Nước đồng hành trên giàn RP-3	0,052	Mẫu tháng 7/2018
4	Nước đồng hành trên giàn RP-3	0,142	Mẫu tháng 7/2018
5	Nước đồng hành đầu vào trên tàu VSP-02	0,116	Mẫu tháng 6/2018
6	Nước đồng hành đầu vào trên tàu VSP-02	0,184	Mẫu tháng 7/2018

Bảng 7. Kết quả thử nghiệm ăn mòn trong nước vỉa trước và sau khi xử lý acid ở một số giếng của mỏ Bạch Hổ và Thỏ Trắng

TT	Giếng	Mỏ	Tốc độ ăn mòn (mm/năm)	
			Trước khi xử lý acid	Sau khi xử lý acid
1	Giếng 412 giàn BK-3	Bạch Hổ	0,26	1,68
2	Giếng 20P giàn ThTC-2	Thỏ Trắng	0,11	1,28
3	Giếng 5X giàn ThTC-2		0,12	1,06

Bảng 8. Các thông số kỹ thuật của đường ống ngầm vận chuyển dầu MSP-11 → MSP-9

TT	Công trình và vị trí các đoạn ống		Năm đưa vào vận hành	Kích thước ống (mm)	Vật liệu ống	Môi chất
1	MSP-9	Đoạn ống thẳng đứng	1995	323,4 × 15,9	API Gr X60	Dầu - khí - nước
2		Đoạn ống nằm ngang		168,3 × 10,9		
3	MSP-11	Đoạn ống thẳng đứng		168,3 × 10,9		
4		Đoạn ống nằm ngang		323,4 × 15,9		
5	Đoạn ống ngầm MSP-11 - MSP-9			323,4 × 15,9		

Bảng 9. Hàm lượng tác nhân gây ăn mòn bên trong đường ống dầu MSP-11 → MSP-9

TT	Công trình	Điều kiện sử dụng		Hàm lượng tác nhân ăn mòn (% mol)		Áp suất riêng phần (MPa)	
		T (°C)	P (Mpa)	H ₂ S	CO ₂	H ₂ S	CO ₂
1	MSP-9	60	1,3	0,0021	0,783	0,000027	0,0102
2	MSP-11	60	1,5	0,0024	0,757	0,000036	0,0114

Bảng 10. Kết quả khảo sát bề dày thành ống các đoạn đường ống dẫn dầu MSP-9 → MSP-11

TT	Công trình và vị trí các đoạn ống		Kích thước đường ống (mm)	Bề dày thành ống (mm)		
				Tối thiểu	Tối đa	Trung bình
1	Trên MSP9	Đoạn thẳng đứng	323,4 × 15,9	14,76	15,80	15,13
2		Đoạn nằm ngang	168,3 × 10,9	7,13	10,52	8,97
3	Trên MSP11	Đoạn thẳng đứng	168,3 × 10,9	9,33	10,82	10,28
4		Đoạn nằm ngang	323,4 × 15,9	2,48	15,81	14,81
5	Đoạn ống ngầm MSP-9 - MSP-11		323,4 × 15,9	2,61	15,70	10,30



Hình 1. Bên trong đoạn thẳng đứng trên MSP-9 của đường ống MSP-9 → MSP-11.



Hình 2. Bên trong đoạn nằm ngang trên MSP-9 của đường ống MSP-9 → MSP-11.



Hình 3. Bên trong đoạn thẳng đứng trên MSP-11 của đường ống MSP-11 → MSP-9.



Hình 4. Bên trong đoạn nằm ngang trên MSP-11 của đường ống MSP-11 → MSP-9.



Hình 5. Bên trong đoạn nằm ngang trên MSP-11 (6 giờ) của đường ống MSP-9 → MSP-11.

trình biến. Một số kết quả khảo sát thực trạng ăn mòn của các tuyến đường ống sau khi xảy ra sự cố, phải dừng hoạt động như sau:

- Đường ống vận chuyển dầu và khí MSP-11 → MSP-9 mở Bạch Hổ

Năm 2018, đường ống vận chuyển sản phẩm khai thác trên MSP-11 đến MSP-9 phải dừng vận hành sau 22 năm hoạt động do sự cố rò rỉ. Các thông tin kỹ thuật về đường ống và hàm lượng các tác nhân gây ăn mòn trong chất lưu vận chuyển bên trong đường ống dẫn dầu MSP-11 → MSP-9 được trình bày ở Bảng 8 và 9.

Để kiểm tra thực trạng bên trong đường ống, 3 đoạn đường ống ngầm MSP-9 - MSP-11 được sử dụng để khảo sát, gồm 1 đoạn ống ngầm dưới nước biển và 2 đoạn ở phía trên giàn MSP-9 và MSP-11. Hình ảnh các đoạn ống ngang và ống đứng trên các giàn MSP-9 và MSP-11 được thể hiện ở Hình 1 - 5.

Kết quả khảo sát thực tế bề dày thành ống các đoạn đường ống MSP-9 - MSP-11 được trình bày trong Bảng 10.



Hình 6. Ăn mòn bên trong đường ống vận chuyển nước bơm ép MSP-8 → MSP-9 tại vị trí 6 giờ.

Bảng 11. Kết quả đo bề dày thành ống ngầm dẫn nước bơm ép MSP-8 → MSP-9

Bề dày còn lại của thành ống (mm)			
TT	3 giờ	6 giờ	9 giờ
Bề dày thành ống theo thiết kế 18,3 mm			
1	17,51	9,31	18,12
2	18,02	6,52	18,11
3	17,81	4,51	17,31
4	18,10	4,32	18,45
5	17,72	5,12	17,52
6	17,45	4,62	18,08
7	17,45	6,45	17,85
8	16,15	5,63	17,09
Mỗi hàn	17,72	5,12	17,52

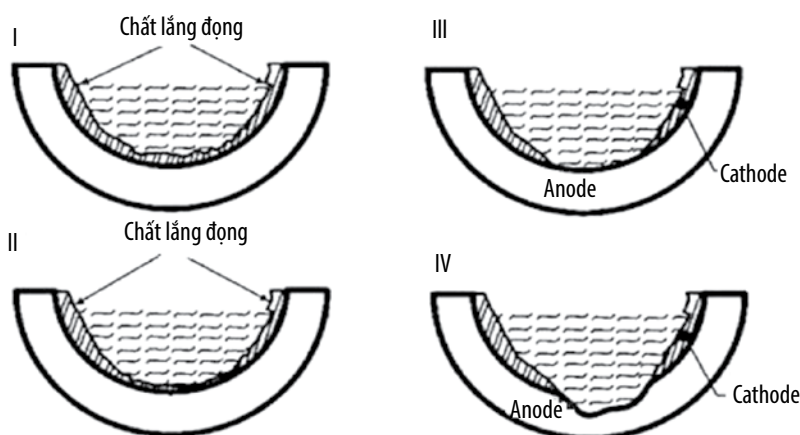
7,13 mm và khoảng 2,61 mm đối với đoạn ống ngầm dưới nước biển. Tốc độ ăn mòn trong nước đồng hành lấy từ đường ống trên giàn MSP-11 được nghiên cứu trong phòng thí nghiệm ở nhiệt độ và áp suất cao ở mức trung bình khoảng 0,4 mm/năm. Trong khi đó, tốc độ ăn mòn đường ống MSP-9 → MSP-11 theo kết quả khảo sát thực tế khi đo bề dày thành ống dao động ở mức 0,583 - 0,578 mm/năm.

- Đường ống vận chuyển nước bơm ép MSP-8 → MSP-9 mỏ Bạch Hổ

Ngày 12/8/2015, đường ống vận chuyển nước bơm ép từ giàn MSP-8 đến MSP-9 mỏ Bạch Hổ phải dừng hoạt động do sự cố sau 21 năm vận hành. Để đánh giá mức độ ăn mòn bên trong đoạn ống ngầm, đoạn sự cố đã được cắt đem về bờ để kiểm tra. Hình ảnh đường ống tại vị trí 6 giờ thể hiện trong Hình 6.

Kết quả đo bề dày thành ống thể hiện trong Bảng 11. Như vậy, tốc độ ăn mòn bên trong đường ống bơm ép nước MSP-8 → MSP-9 dao động trong khoảng 0,43 - 0,67 mm/năm.

Tương tự 2 tuyến ống dẫn dầu MSP-11 → MSP-9 và đường ống bơm ép MSP-8 → MSP-9 mỏ Bạch Hổ, đến nay một số ít tuyến đường ống ngầm khác của Vietsovpetro sau thời gian dài vận hành cũng gặp tình trạng ăn mòn tại ở đáy ống ở vị trí 6 giờ và ở các đoạn cong (bend riser) phía dưới đáy biển, gần phía giàn khai thác.



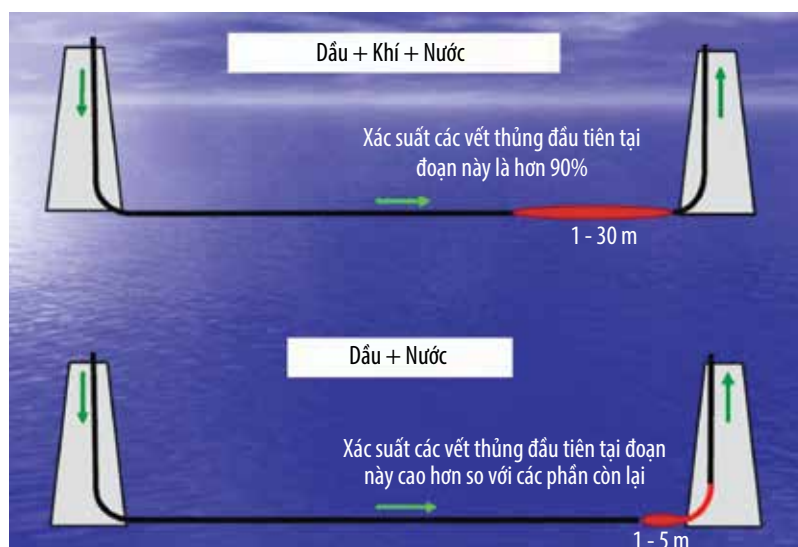
Hình 7. Mô tả quá trình ăn mòn điện hóa trong đường ống tại vị trí 6 giờ.

Kết quả khảo sát cho thấy, đường ống vận chuyển dầu MSP-11 → MSP-9 bị ăn mòn nghiêm trọng với các hố, lỗ ăn mòn tạo thành ở phần đáy của ống (6 giờ) và chủ yếu ở các đoạn ống nằm ngang. Chất lắng đọng trong ống chủ yếu là FeS (sản phẩm ăn mòn thép của đường ống) có thể gây ăn mòn điện hóa tại các khu vực đáy ống. Phía trên của đáy ống (3 giờ, 9 giờ và 12 giờ) được bao phủ kín bởi lớp lắng đọng paraffin và dầu đông, nơi mà hiện tượng ăn mòn không đáng kể. Tại các vị trí ăn mòn mạnh nhất sau 22 năm vận hành, bề dày thành ống MSP-11 → MSP-9 chỉ còn ở mức 2,48 -

Các đường ống ngầm của Vietsovpetro chủ yếu không được trang bị thiết bị phóng và nhận thoi nên không thể làm sạch ban đầu sau khi kết nối đường ống ngầm vào hệ thống công nghệ trên giàn và làm sạch định kỳ các tuyến ống, điều đó dẫn đến ăn mòn điện hóa trong đường ống tại vị trí 6 giờ, nơi có sự hiện diện của nước trong quá trình vận chuyển chất lưu có hàm lượng nước cao.

Ăn mòn bên trong đường ống ngầm được mô tả theo quá trình I, II, III và IV như trong Hình 7.

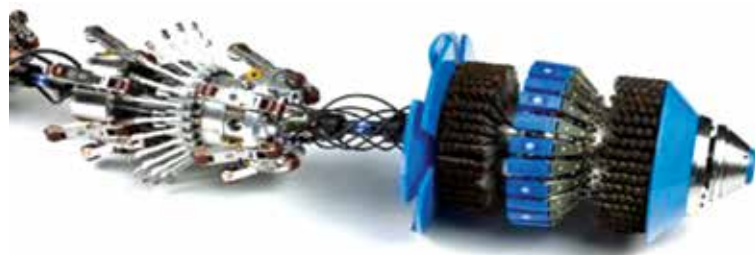
Kết quả nghiên cứu cho thấy xác suất sự cố đối với đường ống ngầm vận chuyển dầu khí được thể hiện trong Hình 8.



Hình 8. Những vị trí của đường ống vận chuyển sản phẩm giếng ngoài khơi có rủi ro ăn mòn cao.



Hình 9. Các loại thoi làm sạch đường ống.



Hình 10. Thoi thông minh dùng để khảo sát đường ống.

Tốc độ ăn mòn bên trong đường ống bị ảnh hưởng nhiều nhất bởi hàm lượng nước lắng đọng và các tạp chất (CO_2 , H_2S , O_2 , khoáng chất, SRB...), pH của nước, nhiệt độ, áp suất và chế độ dòng chảy...

Đối với đường ống dẫn dầu thô, chế độ vận chuyển của lưu chất trong đường ống là yếu tố quan trọng có thể hạn chế lượng nước lắng đọng và giảm ăn mòn. Khi quá trình ăn mòn đã xảy ra, các sản phẩm ăn mòn tồn tại dưới dạng $FeCO_3$ và FeS kết tủa trên bề mặt trong của đường ống vận chuyển, cùng với các cặn paraffin, asphaltene... lắng đọng trên đường ống làm giảm hiệu quả ức chế ăn mòn của chất ức chế, có thể gây ăn mòn dưới lớp cặn và tạo điều kiện cho SRB phát triển.

Việc không lắp đặt thiết bị phóng và nhận thoi không chỉ dẫn đến việc không thể kiểm tra tình trạng bên trong đường ống và làm gia tăng tốc độ ăn mòn, mà còn đối mặt với các phức tạp trong quá trình vận chuyển dầu, khí, hỗn hợp dầu khí như tăng áp trong hệ thống thu gom, vận chuyển sản phẩm khai thác; tạo nút chất lỏng trong đường ống thu gom khí từ bình tách bậc 1 trên các giàn, tăng áp suất vận chuyển sản phẩm, nút chất lỏng trên đường vận chuyển khí gaslift... gây ảnh hưởng đến công tác vận hành các giàn khai thác và các các giàn nén khí. Do đó, làm sạch đường ống là biện pháp hiệu quả giảm thiểu ăn mòn bên trong đường ống và đảm bảo an toàn vận hành.

4. Giải pháp làm sạch và chống ăn mòn đường ống dẫn dầu

Để thực hiện kế hoạch phát triển dài hạn, cần xác định tình trạng bên trong của hệ thống đường ống ngầm từ đó có kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa và thay thế phù hợp. Do đó, Vietsovpetro lựa chọn triển khai lắp đặt, thực hiện việc làm sạch và khảo sát tình trạng bên trong đường ống bằng phương pháp phóng thoi. Hai kiểu thoi được sử dụng là thoi làm sạch và thoi thông minh (Hình 9 và 10).

Việc phóng thoi đối với các đường ống cũ không được thiết kế và lắp đặt hệ thống phóng và nhận thoi theo thiết kế ban đầu là thách thức lớn khi đối mặt với các rủi ro tắc thoi trong quá trình phóng, nhận thoi và các sự cố khó lường khác. Trên cơ sở nghiên cứu các tài liệu thiết kế đường ống, điều kiện vận hành, lịch sử vận hành và đưa ra các giả thiết cũng như giải pháp dự phòng trong trường hợp gặp sự cố, hệ thống phóng và nhận thoi đã được thiết kế, lắp đặt và tiến hành phóng và nhận thoi lần đầu cho đường ống dầu giàn MSP-8 → MSP-9 và đường ống dẫn khí gaslift giàn MSP-10 → MSP-9. Hình 11 là hình ảnh các thoi làm sạch sau khi đã được sử dụng làm sạch đường ống ngầm MSP-8 → MSP-9.

Đường ống sau khi làm sạch đã được tiến hành đo bề dày thành ống bằng thoi thông minh. Kết quả được thể hiện trên Bảng 12 và 13 cho thấy bề dày thành ống giảm đáng kể so với bề dày thành ống thiết kế ban đầu.

Việc phóng thoi thông minh cho phép xác định bề dày thành ống toàn tuyến ống, có thể ghi nhận được các vị trí ăn mòn cục bộ, trong khi các phương pháp đo bề dày UTM thông thường khó thực hiện



Hình 11. Các loại thoi đã sử dụng để làm sạch đường ống ngầm MSP-8 → MSP-9 ở Bạch Hổ.

được. Kết quả khảo sát đã chỉ rõ đối với đường ống dẫn dầu giàn MSP-8 → MSP-9 sau 26 năm vận hành đã có nhiều vị trí ăn mòn cục bộ ở phần không khí với bề dày thành ống còn lại nhỏ hơn bề dày yêu cầu tối thiểu, cần được sửa chữa. Còn phần ngầm dưới nước, bề dày thành ống còn lại vẫn lớn hơn bề dày yêu cầu tối thiểu. Đối với đường ống dẫn gaslift, bề dày thành ống nhìn chung có sự suy giảm đáng kể sau 23 năm vận hành, tuy nhiên vẫn nằm trong giới hạn cho phép nên chưa cần sửa chữa, song cần có kế hoạch kiểm tra giám sát định kỳ, duy trì hiệu quả bơm hóa phẩm ức chế ăn mòn để đảm bảo an toàn vận hành cho đường ống.

Trên cơ sở kinh nghiệm thực tế, trong thời gian tới Vietsovpetro sẽ triển khai nghiên cứu và tiếp tục tự thực hiện phương án phóng và nhận thoi đường ống ngầm để tiết giảm chi phí sản xuất và đáp ứng nhu cầu rất lớn về làm sạch lắng đọng trong đường ống.

5. Kết luận

Các tuyến ống ngầm Lô 09-1 của Vietsovpetro được chế tạo bằng thép carbon, làm việc trong điều kiện hàm lượng nước đồng hành, các tạp chất ăn mòn ngày càng cao và các đường ống đã hoạt động lâu năm, thậm chí có đường ống đã vận hành quá tuổi thọ thiết kế của đường ống nên nguy cơ ăn mòn và các rủi ro do ăn mòn là rất lớn.

Bảng 12. Bề dày thành ống còn lại của đường ống dầu giàn MSP-8 → MSP-9 sau 26 năm vận hành

Khoảng cách khảo sát từ MSP-8 (m)	Khu vực khảo sát	Bề dày thành ống tối thiểu khảo sát bằng phóng thoi (mm)	Bề dày thành ống trung bình khảo sát bằng UTM (mm)	Bề dày thành ống theo thiết kế (m)	Bề dày thành ống yêu cầu tối thiểu (mm)
0,62 - 0,89	Trên không khí (MSP-8)	6,06	9	15,9	7,82
1,2 - 4,84		3,68	12,6		
2271,83	Dưới nước	8,38	-		
3030,23	Trên không khí (MPS-9)	9,91	11,1		

Bảng 13. Bề dày thành ống còn lại của đường ống gaslift giàn MSP-10 → MSP-9 sau 23 năm vận hành

Khoảng cách khảo sát từ MSP-8 (m)	Khu vực khảo sát	Bề dày thành ống tối thiểu khảo sát bằng phóng thoi (mm)	Bề dày thành ống trung bình khảo sát bằng UTM (mm)	Bề dày thành ống theo thiết kế (m)	Bề dày thành ống yêu cầu tối thiểu (mm)
0,56	Trên không khí (MSP-10)	6,41	-	12,7	7,08
1,26		7,81	10,1		
2254,11	Dưới nước	7,17	-		
3065,33	Trên không khí (MPS-9)	7,17	11,8		

Các kết quả đánh giá ăn mòn trong phòng thí nghiệm trong nước đồng hành và kết quả quan sát trực quan được thực hiện trên đường ống dẫn dầu khí giàn MSP-11 → MSP-9 cho thấy quá trình ăn mòn xảy ra nghiêm trọng tại vị trí đáy đường ống (vị trí 6 giờ) nơi có nước ngưng tụ với tốc độ ăn mòn rất lớn, bề dày thành ống tối thiểu còn lại tại đáy đường ống khoảng 2,5 mm. Các kết quả khảo sát đường ống dẫn nước bơm ép giàn MSP-8 → MSP-9 cũng có tốc độ ăn mòn cực đại tại đáy đường ống do hiện tượng lắng đọng sản phẩm ăn mòn, bề dày thành ống tối thiểu còn lại của đường ống còn khoảng 4,3 mm.

Để kiểm soát hiện trạng của đường ống ngầm, giảm thiểu ăn mòn dưới lớp cặn và tối ưu hiệu quả của chất ức chế ăn mòn, Vietsovpetro đã tiến hành thiết kế, lắp đặt và phóng thu thoi thành công cho 2 tuyến ống ngầm dẫn dầu khí giàn MSP-8 → MSP-9 và dẫn khí gaslift giàn MSP-10 → MSP-9. Đây là dự án tự thực hiện đầu tiên của Vietsovpetro và là kinh nghiệm hữu ích để tiếp tục triển khai cho các tuyến ống ngầm khác.

Kết quả nghiên cứu lựa chọn và áp dụng các giải pháp khảo sát và hạn chế ăn mòn đã và đang mang lại hiệu quả trong công tác chống ăn mòn trong thực tiễn vận hành mỏ, đảm bảo an toàn cho công tác vận chuyển sản phẩm bằng hệ thống đường ống ngầm, giúp Vietsovpetro từng bước đánh giá được tình trạng hệ thống đường ống ngầm cũng như kịp thời đưa ra các giải pháp kinh tế - kỹ thuật để tiếp tục duy trì hoạt động của hệ thống đường ống ngầm

vận chuyển nói riêng và hệ thống khai thác, thu gom, vận chuyển và xử lý sản phẩm nói chung.

Tài liệu tham khảo

[1] James Speight, *Oil and gas corrosion prevention (1st edition)*. Gulf Professional Publishing, 2014.

[2] Нгуен Тхук Кханг, “Разработка технологии транспорта нефти, исключаящей расслоение надёжности эксплуатации нефтепроводов на шельфе Вьетнам”, Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Москва, 2000.

[3] Vietsovpetro, “Hoàn thiện công tác chống ăn mòn cho các công trình dầu khí biển của Vietsovpetro”.

[4] Weatherford, “Đánh giá độ nhiễm vi khuẩn trong các thiết bị của hệ thống thu gom vận chuyển dầu tại các giàn công nghệ trung tâm và tàu chứa dầu của của Vietsovpetro”, 1234 109/N-N5SP5-Weathas.

[5] Lekan Taofeek Popoola, Alhaji Shehu Grema, Ganiyu Kayode Latinwo, Babagana Gutti, and Adebiori Saheed Balogun, “Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation”, *International Journal of Industrial Chemistry*, Vol. 4, No. 35, 2013. DOI: 10.1186/2228-5547-4-35.

[6] ASTM International, “Standard practice for preparing, cleaning, and evaluating corrosion test specimens”, ASTM G1-03, 2017.

CORROSION IN SUBSEA PIPELINES AND ANTI-CORROSION SOLUTIONS TO ENSURE SAFE OPERATION OF VIETSOVPETRO'S OIL AND GAS FIELDS

Tran Van Vinh, Cao Tung Son, Le Dang Tam, Chu Van Luong, Tong Canh Son, Phung Quang Thang

Vietsovpetro

Email: tamld.pt@vietsov.com.vn

Summary

The subsea pipelines of Vietsovpetro's offshore fields in Block 09-1 were made of carbon steel. These pipelines have been operating in high content of produced water and corrosive impurities for a long period (many pipelines for over 25 years, which exceed their designed lifetime) which implies very high risks of leakage. Corrosion tests in the laboratory and visual observation of the actual pipeline samples revealed the highest corrosion rate at the bottom of the pipelines, and the positions where water or corrosive products accumulate/stagnate. Pig launching and receiving systems have been designed, installed, and successfully operated in two oil and gaslift pipelines of Bach Ho field to monitor and control corrosion, clean subsea pipelines to minimise corrosion under deposit layers and optimise the effectiveness of the corrosion inhibitors.

This article analyses the current corrosion inside the subsea pipelines of Block 09-1, the influencing factors, the corrosion mechanism, and mitigation methods to ensure the safe operation of Vietsovpetro's oil and gas fields.

Key words: Subsea pipeline, metal corrosion, launch pig, Block 09-1, Vietsovpetro.

NGHIÊN CỨU CHẾ TẠO XÚC TÁC ZEOLITE Y ĐA MAO QUẢN ỨNG DỤNG CHO QUÁ TRÌNH CRACKING XÚC TÁC TẦNG SÔI NHẪM NÂNG CAO HIỆU QUẢ CHẾ BIẾN NGUYÊN LIỆU CẶN DẦU NẶNG

Vũ Xuân Hoàn¹, Ngô Thúy Phương¹, Trần Văn Trí¹, Đinh Đức Mạnh², Đặng Thanh Tùng², Vũ Duy Hùng³

Trần Thị Như Mai⁴, Oliver Busse⁵, Jan J. Weigand⁵

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

³Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn

⁴Trường Đại học Khoa học Tự nhiên, Đại học Quốc gia Hà Nội

⁵Đại học Công nghệ Dresden, CHLB Đức

Email: hoanvx@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.08-04>

Tóm tắt

Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu và đánh giá xúc tác zeolite Y đa mao quản cho quá trình cracking nguyên liệu cặn dầu nặng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Kết quả nghiên cứu cho thấy, sau khi xử lý acid, kiểm ở điều kiện tối ưu (EDTA 0,1 M và NaOH 0,1 M) và bền hóa bằng trao đổi với ion lanthanum và ammonium, xúc tác zeolite Y đa mao quản thu được có diện tích bề mặt mao quản trung bình đạt 140 m²/g, phân bố mao quản trung bình tập trung khoảng 14 nm, tính chất acid được cải thiện (2.474 μmol NH₃/g). Hoạt tính của zeolite Y đa mao quản được đánh giá trên hệ thiết bị SCT-MAT (Short-Contact-Time Microactivity Test) của Grace. Mẫu xúc tác DMQ-Y chế tạo trên cơ sở zeolite Y đa mao quản sau khi giảm hoạt tính cho độ chuyển hóa đạt khoảng 74% khối lượng, hiệu suất sản phẩm có lợi như xăng và propylene đạt lần lượt là 48% khối lượng và 7% khối lượng. So với hệ xúc tác thương mại cùng loại (GRX-3, Grace), hệ xúc tác DMQ-Y cho hiệu suất propylene cao hơn khoảng 2% khối lượng. Kết quả này cho thấy mao quản trung bình trong xúc tác zeolite Y đa mao quản đã tăng khả năng cracking phần nặng thành các sản phẩm có lợi, đồng thời hạn chế sự chuyển hóa thứ cấp không mong muốn, giúp nâng cao hiệu suất propylene.

Từ khóa: Xúc tác cracking, zeolite đa mao quản, FCC, xăng, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

1. Đặt vấn đề

Quá trình cracking xúc tác tầng sôi (FCC) là quá trình chuyển hóa quan trọng, được sử dụng rộng rãi trong các nhà máy lọc dầu để chế biến các phân đoạn cặn nặng của dầu thô thành các sản phẩm có giá trị kinh tế cao như: nhiên liệu cho giao thông vận tải và propylene cho tổng hợp hóa dầu [1]. Xúc tác cracking (xúc tác FCC) đóng vai trò quyết định đến hiệu quả hoạt động của phân xưởng FCC. Xúc tác FCC gồm 2 hợp phần chính là pha hoạt tính zeolite Y và pha nền. Zeolite Y là thành phần quan trọng nhất của xúc tác FCC, chiếm khoảng từ 10 - 50% khối lượng xúc tác và quyết định chính đến khả

năng cracking của xúc tác cũng như hiệu suất sản phẩm xăng và khí [1, 2].

Thành công của zeolite Y bắt nguồn từ tính chất độ dẻo của loại vật liệu này: hoạt độ acid mạnh, độ bền thủy nhiệt cao và tính chọn lọc hình dạng tạo ra bởi hệ thống vi mao quản rất đồng đều [3]. Tuy nhiên, do các kênh vi mao quản có kích thước nhỏ (< 1,3 nm) nên thường gây ra trở lực khuếch tán, đặc biệt lớn khi chế biến phân đoạn cặn dầu nặng với các phân tử hydrocarbon có kích thước lớn [2, 3]. Trở lực khuếch tán làm hạn chế việc tiếp cận các tâm acid, tăng thời gian lưu của các chất phản ứng trong các kênh vi mao quản, xúc tiến các phản ứng thứ cấp không mong muốn, làm giảm hoạt tính và chọn lọc của xúc tác [2 - 4].

Để khắc phục nhược điểm này của zeolite Y, vật liệu zeolite Y đa mao quản được phát triển bằng việc đưa



Ngày nhận bài: 13/6/2021. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 14/6 - 26/8/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 26/8/2021.

thêm hệ thống mao quản trung bình (2 - 30 nm) vào trong tinh thể zeolite, giúp quá trình khuếch tán và tiếp cận các tâm acid được cải thiện. Bên cạnh đó, thời gian lưu của các chất phản ứng trong các kênh vi mao quản zeolite giảm do quãng đường khuếch tán được rút ngắn với sự có mặt của mao quản trung bình. Kết quả là độ chuyển hóa, hiệu suất xăng và độ chọn lọc olefin nhẹ tăng, hiệu suất các sản phẩm không mong muốn như coke và dry gas giảm [4, 5].

Phương pháp chế tạo zeolite Y đa mao quản được áp dụng phổ biến là xử lý kết hợp acid, kiềm để tách chọn lọc một phần Al và Si ra khỏi khung mạng, hình thành các kênh mao quản trung bình. Ưu điểm của phương pháp này là đơn giản, dễ thực hiện, hiệu quả tạo mao quản trung bình cao và khả năng nâng công suất lên quy mô công nghiệp. Tuy nhiên để thành công, phương pháp này đòi hỏi phải tối ưu điều kiện biến tính tùy theo zeolite Y ban đầu, yêu cầu của phản ứng và sản phẩm mong muốn [3 - 5].

Mục tiêu của nghiên cứu này là chế tạo và đánh giá hiệu quả xúc tác của zeolite Y đa mao quản trong phản ứng cracking nguyên liệu nặng từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Kết quả của nghiên cứu sẽ là cơ sở để ứng dụng loại vật liệu này trong chế tạo xúc tác cracking công nghiệp nhằm nâng cao hiệu quả chế biến nguyên liệu nặng cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

2. Thực nghiệm

2.1. Nguyên liệu, hóa chất

Nguyên liệu, hóa chất được sử dụng trong nghiên cứu gồm: zeolite NaY (CBV100, zeolyst), ethylenediaminetetraacetic acid (EDTA, aldrich, 98,5%), NaOH (VWR chemicals, 97%), $\text{La}(\text{NO}_3)_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ (ThermoFisher, 99,9%), NH_4NO_3 (Gruessing, 99%), LUDOX® HS-40 (aldrich, 40% khối lượng SiO_2).

2.2. Chế tạo xúc tác zeolite Y đa mao quản

Quy trình chế tạo zeolite Y đa mao quản gồm 2 bước: xử lý acid để tách bớt nhôm khỏi khung mạng, sau đó xử lý kiềm để tách chọn lọc Si, tạo các kênh mao quản trung bình [6]. Thí nghiệm điển hình được mô tả như sau: Lấy 150 mL dung dịch EDTA 0,1 M cho vào bình cầu 250 mL, gia nhiệt lên 80 °C. Sau đó thêm từ từ 10 g zeolite NaY vào, đồng thời khuấy đều. Lắp sinh hàn và tiếp tục gia nhiệt ở 80 °C trong 6 giờ. Kết thúc quá trình xử lý acid, mẫu được lọc, rửa bằng nước khử ion đến pH 7, sau đó sấy qua đêm ở 110 °C.

Trong bước xử lý kiềm, chuẩn bị 150 mL dung dịch NaOH với nồng độ thay đổi từ 0,1 - 0,5 M, gia nhiệt ở 65

°C, thêm từ từ 5 g mẫu zeolite đã xử lý acid vào, đồng thời khuấy liên tục trong 30 phút. Sau đó tiến hành lọc rửa đến pH 7, sấy qua đêm ở 110 °C. Mẫu zeolite Y đa mao quản thu được sau khi xử lý acid, kiểm ký hiệu là NaY-xAT, trong đó x là nồng độ NaOH trong bước xử lý kiềm (alkaline treatment).

Để nâng cao độ bền thủy nhiệt, mẫu zeolite Y đa mao quản tối ưu nhận được sau khi xử lý acid, kiềm (NaY-xAT) được bền hóa bằng trao đổi ion với La^{3+} và chuyển về dạng proton bằng trao đổi ion với NH_4^+ . Thí nghiệm điển hình được mô tả như sau: lấy 5 g zeolite Y đa mao quản (NaY-xAT) cho vào 100 mL dung dịch $\text{La}(\text{NO}_3)_3$ 0,01 M, đồng thời khuấy nhẹ ở nhiệt độ phòng trong 2 giờ. Sau khi kết thúc quá trình trao đổi ion, tiến hành lọc rửa bằng nước khử ion 2 lần và sấy qua đêm ở 110 °C. Để tiếp tục loại ion Na^+ còn lại trong khung mạng, mẫu zeolite sau khi trao đổi với La^{3+} được tiếp tục trao đổi với dung dịch NH_4NO_3 0,1 M 3 lần ở nhiệt độ phòng, sau đó lọc, rửa, sấy qua đêm ở 110 °C, nung ở 500 °C trong 3 giờ, tốc độ gia nhiệt 5 K/phút. Sản phẩm zeolite Y đa mao quản sau khi bền hóa ký hiệu là LaHY-xAT.

Trước khi đánh giá hiệu quả xúc tác, mẫu zeolite đa mao quản LaHY-xAT được phối trộn với LUDOX® HS-40 theo tỷ lệ 50% khối lượng LaHY-xAT: 50% khối lượng SiO_2 và được tạo hạt bằng kỹ thuật sấy phun trên thiết bị B-290 Mini Spray Dryer của Buchi (Thụy Sĩ). Điều kiện sấy phun: nhiệt độ dòng khí sấy 210 °C, tốc độ dòng khí sấy (35,5 L/giờ), công suất nạp nguyên liệu 1,26 L/giờ (tương ứng với 70% công suất bơm nạp liệu). Mẫu xúc tác thu được ký hiệu là DMQ-Y.

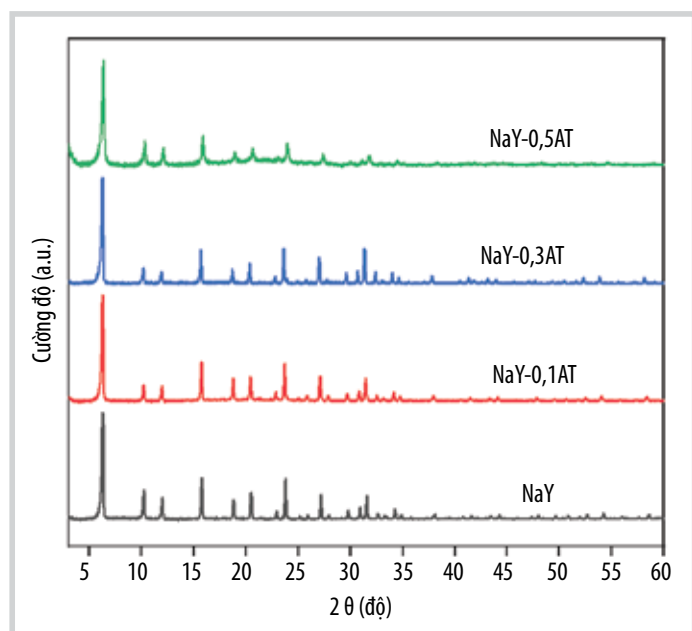
2.3. Phương pháp đặc trưng hóa lý

Phổ nhiễu xạ tia X (XRD) được đo trên máy STADI P (STOE GmbH) sử dụng ống phát xạ CuK_α ($\lambda = 0,15405$ nm; 40 kV). Hấp phụ vật lý N_2 được thực hiện trên máy Tristar II (Micromeritics) tại nhiệt độ -196 °C. Trước khi phân tích, mẫu được nung ở 540 °C trong 3 giờ. Sau đó được thổi N_2 liên tục và giữ ở 400 °C trong 260 phút để loại ẩm trong mao quản xúc tác bằng bộ chuẩn bị mẫu SmartPrep (Micromeritics). Diện tích bề mặt mao quản trung bình (S_{meso}) và thể tích vi mao quản (V_{micro}) được tính theo phương pháp t-plot. Tính chất acid được xác định bằng phương pháp giải hấp phụ ammonia theo chương trình nhiệt độ (NH_3 -TPD) trên thiết bị TPDRO 1100 (Thermo Scientific). Trước khi đo, mẫu được tiền xử lý ở 250 °C trong dòng khí argon trong 2 giờ. Sau đó giảm nhiệt độ về 120 °C và tiến hành hấp phụ ammonia trong 10 phút. Quá trình giải hấp phụ được thực hiện bằng cách nâng

nhệt độ từ 120 °C lên 550 °C với tốc độ nâng nhiệt 10 K/phút, và giữ ở nhiệt độ này trong 1 giờ. Phân tích hàm lượng nguyên tố được thực hiện trên máy Optima 2000DV (PerkinElmer). Mẫu nghiên cứu được hòa tan hoàn toàn bằng hỗn hợp acid HNO₃-HCl-HF đậm đặc (theo tỷ lệ 3 mL : 2 mL : 1 mL tương ứng) sử dụng lò vi sóng chuyên dụng (OneTouch, CEM) để gia nhiệt ở 210 °C trong 15 phút.

2.4. Đánh giá hoạt tính xúc tác

Hoạt tính của xúc tác DMQ-Y ban đầu (fresh) và sau khi giảm hoạt tính (steamed) được đánh giá trên hệ thiết bị SCT-MAT của Grace Davison, sử dụng mẫu nguyên liệu cặn nặng từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Để giảm hoạt tính, mẫu xúc tác DMQ-Y ban đầu được xử lý với hơi nước ở 732 °C trong 6 giờ. Điều kiện phản ứng: tỷ lệ xúc tác/dầu = 2 g/g, nhiệt độ 520 °C, thời gian phản ứng 12 giây. Ở nhiệt độ cao, phản ứng cracking xảy ra tạo các sản phẩm đều ở pha hơi. Sau đó hơi sản phẩm được làm lạnh, phân tách và thu hồi trong bộ thu sản phẩm nhờ tác nhân lạnh là dòng không khí ở 18 °C. Sản phẩm sau phản ứng gồm pha hydrocarbon lỏng (C₅₊) và hydrocarbon khí (H₂, C₁ - C₄). Sản phẩm lỏng được phân tích thành phần thông qua thiết bị phân tích sắc ký chưng cất mô phỏng (Simdis GC-7890, Agilent) theo tiêu chuẩn ASTM D 2887 xác định tỷ lệ % khối lượng các phân đoạn xăng, LCO (light cycle oil), HCO (heavy cycle oil) và sản phẩm khí được phân tích trên thiết bị sắc ký khí hydrocarbon (RGA GC-7890, Agilent) theo tiêu chuẩn ASTM D 1945-3. Sau phản ứng, xúc tác mất hoạt tính do cốc sinh ra và bám lên bề mặt xúc tác; lượng cốc này được thu hồi và phân tích khối lượng bằng thiết bị hồng ngoại đo hàm lượng carbon (CS600, Leco) theo tiêu chuẩn ASTM E 1915.



Hình 1. Phổ XRD của các mẫu zeolite NaY sau khi xử lý acid, kiểm.

$$\text{Độ chuyển hóa (\% kl)} = 100\% - (\%kl_{LCO} + \%kl_{HCO})$$

Trong đó:

$\%kl_{LCO}$: Tỷ lệ khối lượng của phân đoạn LCO có nhiệt độ sôi từ 216 - 360 °C;

$\%kl_{HCO}$: Tỷ lệ khối lượng của phân đoạn HCO có nhiệt độ sôi lớn hơn 360 °C.

Hiệu suất sản phẩm là tỷ lệ (%) giữa khối lượng sản phẩm (khí, xăng, LCO, HCO, cốc) trên nguyên liệu, được tính theo công thức sau:

$$Y_i = M_i / M_{\text{Nguyên liệu}} \times 100\%$$

Trong đó:

Y_i : Tỷ lệ khối lượng của sản phẩm thứ i;

M_i : Khối lượng của sản phẩm thứ i;

$M_{\text{Nguyên liệu}}$: Khối lượng nguyên liệu.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Nghiên cứu biến tính zeolite NaY thành zeolite Y đa mao quản

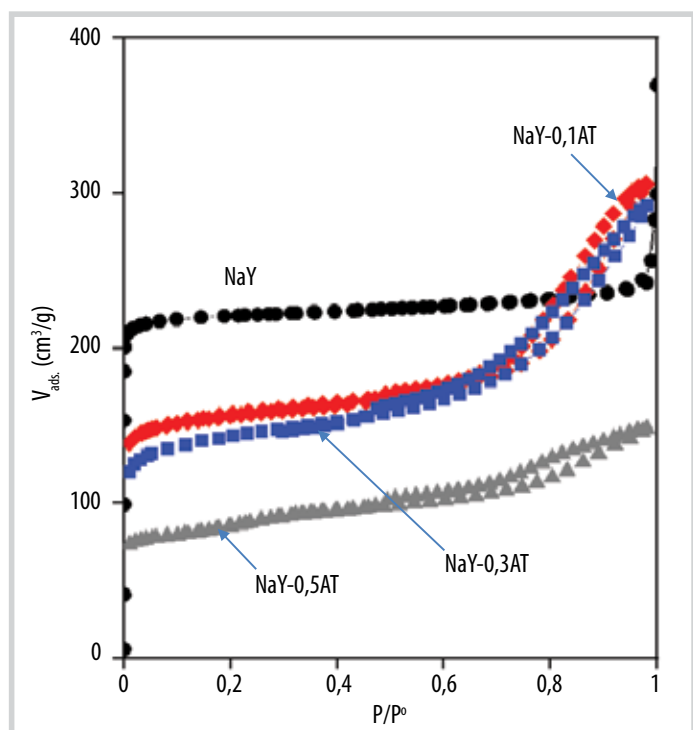
Để đưa mao quản trung bình vào trong tinh thể zeolite Y thì bước đầu tiên phải loại bớt nhôm trong khung mạng. Nguyên nhân là do mật độ nhôm trong khung mạng cao sẽ hình thành lớp màng hydroxide nhôm bảo vệ, ngăn cản quá trình tách Si bằng ion OH⁻ khi xử lý kiềm [3]. Có nhiều phương pháp loại nhôm cho zeolite Y, phổ biến là xử lý bằng hơi nước và sử dụng acid hữu cơ. Việc xử lý bằng hơi nước đòi hỏi phải trao đổi ion trước để giảm hàm lượng ion Na⁺ về ngưỡng dưới 1% khối lượng do ion Na⁺ sẽ xúc tiến phản ứng thủy phân Si-O làm sập cấu trúc khi steaming [1, 3]. Sử dụng acid hữu cơ như EDTA được áp dụng khá nhiều trong nghiên cứu do đây là acid hữu cơ có khả năng tách chọn lọc Al và ít ảnh hưởng đến cấu trúc tinh thể zeolite NaY. Kết quả nghiên cứu trước đây của nhóm tác giả cho thấy, ở điều kiện tối ưu có thể loại khoảng 50% nhôm khỏi khung mạng mà vẫn cơ bản giữ được cấu trúc tinh thể của zeolite NaY. Sau khi xử lý acid, tỷ số Si/Al tăng lên 5,6 từ 2,8 của zeolite NaY ban đầu. Tuy nhiên, diện tích bề mặt mao quản trung bình chỉ tăng nhẹ (46 m²/g), chứng tỏ sự hình thành mao quản trung bình còn hạn chế [6]. Do đó, trong nghiên cứu này, mẫu zeolite sau khi được xử lý với acid được tiếp tục xử lý với NaOH ở các nồng độ khác nhau để tách một phần Si khỏi khung mạng, giúp gia tăng sự hình thành và phát triển mao quản trung bình.

Ảnh hưởng của quá trình xử lý acid, kiểm đến cấu trúc tinh thể được nghiên cứu bằng phương pháp XRD, kết quả được thể hiện trong Hình 1. Có thể thấy, khi xử lý với NaOH ở nồng độ thấp (0,1 M và 0,3 M) thì cấu trúc tinh thể ít bị ảnh hưởng, được minh chứng qua phổ đồ XRD của 2 mẫu NaY-0,1AT và NaY-0,3AT với các peak đặc trưng của NaY với cường độ lớn, đường nền phẳng. Tuy nhiên, khi tăng nồng độ NaOH lên 0,5 M thì cường độ peak giảm, đường nền cao, chứng tỏ cấu trúc tinh thể bị phá hủy khá mạnh. Theo nghiên cứu của Verboekend và cộng sự [3], zeolite NaY tiêu chuẩn có hàm lượng nhôm trong khung mạng lớn thường rất bền trong môi trường kiềm ngay cả khi xử lý ở nồng độ 5 M. Tuy nhiên, sau khi tách một phần nhôm trong khung mạng bằng xử lý thủy nhiệt với hơi nước hoặc xử lý với acid thì cấu trúc tinh thể trở nên kém bền trong môi trường kiềm. Như vậy, sự phá vỡ một phần cấu trúc tinh thể của mẫu NaY-0,5AT có thể giải thích do bước xử lý acid đã làm giảm 50% hàm lượng nhôm trong khung mạng [6] dẫn đến cấu trúc tinh thể NaY trở nên kém bền khi xử lý ở nồng độ NaOH cao (0,5 M). Do đó, bước xử lý kiểm cần thực hiện ở

nồng độ thấp (0,1 - 0,3 M) để hạn chế sự phá vỡ cấu trúc tinh thể.

Sự hình thành mao quản trung bình sau khi xử lý acid, kiểm được chứng minh bằng kỹ thuật hấp phụ vật lý N₂, kết quả trình bày trong Hình 2 và Bảng 1. Mẫu zeolite NaY ban đầu có đường đẳng nhiệt hấp phụ điển hình loại I, đặc trưng của vật liệu vi mao quản, không có mặt của mao quản trung bình. Sau khi xử lý acid và kiểm, các mẫu NaY-xAT đều cho đường đẳng nhiệt hấp phụ loại I + IV với vòng trễ giải hấp phụ đặc trưng trong khoảng áp suất tương đối từ 0,4 - 0,8, chứng tỏ mao quản trung bình đã hình thành. Tuy nhiên, so với 2 mẫu NaY-0,1AT và NaY-0,3AT biến tính ở nồng độ NaOH thấp, mẫu NaY-0,5AT xử lý trong môi trường kiềm mạnh có dung lượng hấp phụ giảm mạnh, có thể do cấu trúc tinh thể bị phá hủy một phần như chứng minh bằng kỹ thuật XRD.

Kết quả phân tích diện tích bề mặt và thể tích mao quản của các mẫu zeolite biến tính được tổng hợp trong Bảng 1. Có thể thấy mẫu NaY có bề mặt tổng lớn nhất, khoảng 900 m²/g, tuy nhiên diện tích bề mặt ngoài lại nhỏ nhất (32 m²/g). Sau khi xử lý acid, kiểm, các mẫu zeolite NaY-xAT cho diện tích bề mặt mao quản trung bình tăng mạnh, đạt từ 114 - 137 m²/g, cao gấp khoảng 3 lần so với mẫu NaY thương mại ban đầu. Tuy nhiên, diện tích bề mặt tổng và diện tích vi mao quản có xu hướng giảm sau khi xử lý acid, kiểm trong đó giảm mạnh nhất là ở mẫu NaY-0,5AT với mức giảm lần lượt là 64% và 78% so với mẫu NaY. Thể tích vi mao quản của mẫu NaY-0,5AT chỉ còn 0,073 cm³/g. Kết quả này một lần nữa chứng tỏ xử lý ở môi trường kiềm mạnh đã phá hủy phần lớn cấu trúc tinh thể của zeolite NaY. So với mẫu NaY-0,1AT, mẫu NaY-0,3AT có diện tích bề mặt mao quản trung bình tăng thêm khoảng 20 m²/g nhưng diện tích bề mặt vi mao quản giảm hơn 80 m²/g. Với mục tiêu hạn chế sự phá vỡ cấu trúc tinh thể zeolite (diện tích bề mặt vi mao quản) khi đưa mao quản trung bình vào tinh thể NaY, mẫu NaY-0,1AT được xem là tối ưu và được sử dụng cho các nghiên cứu tiếp theo.

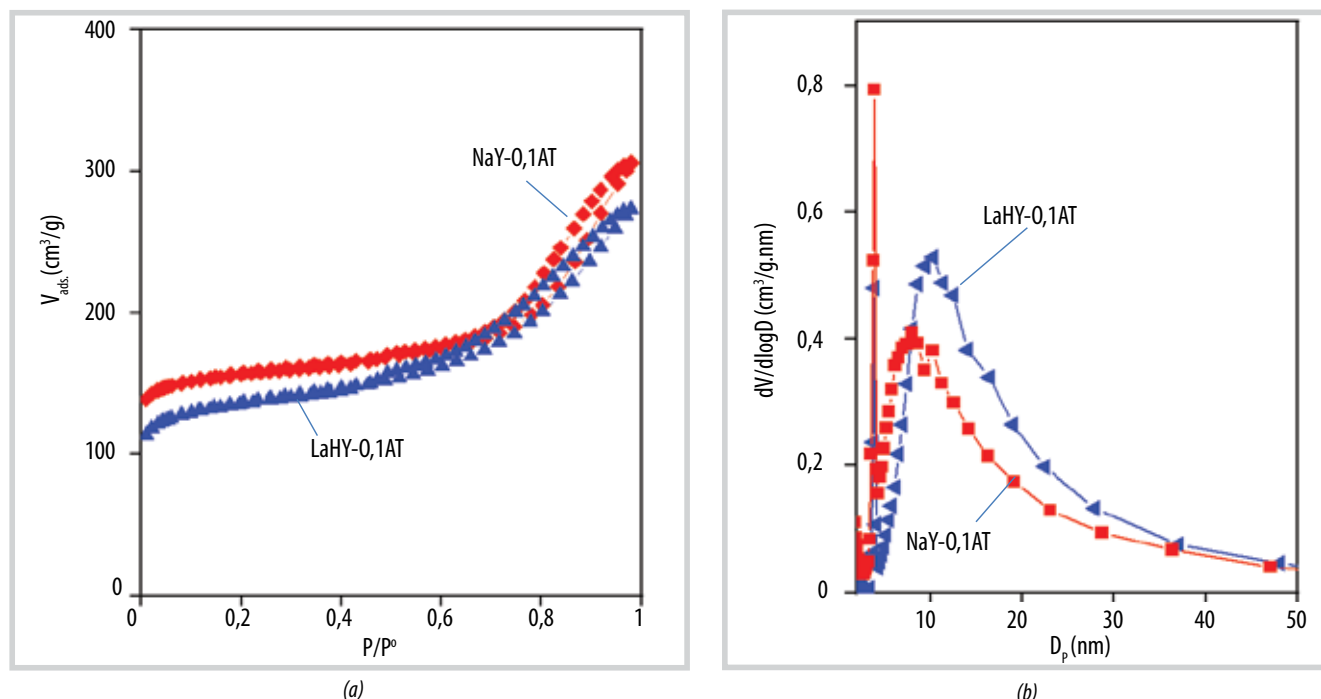


Hình 2. Đường đẳng nhiệt hấp phụ của các mẫu zeolite NaY sau khi xử lý acid, kiểm.

Bảng 1. Diện tích bề mặt và thể tích mao quản của các mẫu NaY sau khi xử lý acid, kiểm

Mẫu xúc tác zeolite	S _{meso} (m ² /g)	S _{micro} (m ² /g)	S _{BET} (m ² /g)	V _{meso} (m ³ /g)	V _{micro} (m ³ /g)	V _t (m ³ /g)
NaY	32	869	901	0,041	0,327	0,368
NaY-0,1AT	114	499	613	0,271	0,194	0,465
LaHY-0,1AT	140	382	522	0,274	0,150	0,424
NaY-0,3AT	134	415	549	0,258	0,162	0,420
NaY-0,5AT	137	184	321	0,153	0,073	0,226

S_{meso}, V_{meso}: Diện tích bề mặt và thể tích mao quản trung bình; S_{micro}, V_{micro}: Diện tích và thể tích vi mao quản; S_{BET}, V_t: Diện tích và thể tích tổng.

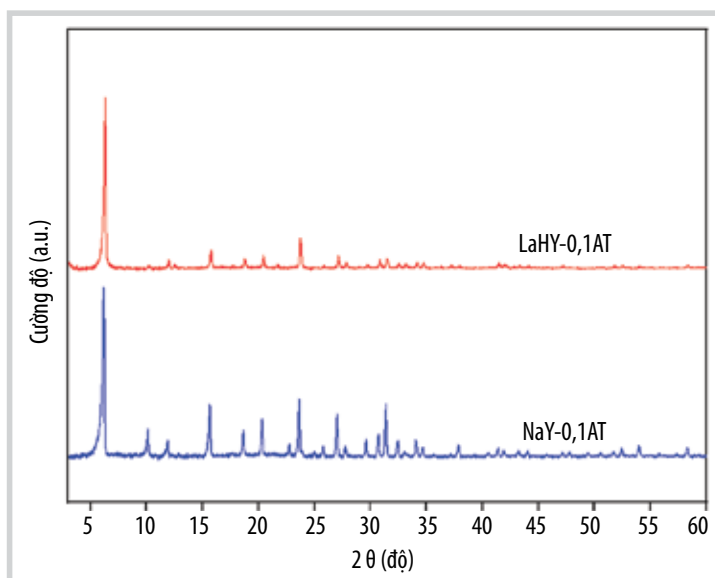


Hình 3. Đường đẳng nhiệt hấp phụ/giải hấp phụ và phân bố mao quản của mẫu NaY-0,1AT và LaHY-0,1AT.

3.2. Nghiên cứu bền hóa zeolite Y đa mao quản để ứng dụng làm xúc tác cho quá trình FCC

Zeolite Y đa mao quản chế tạo bằng phương pháp xử lý acid kiềm có độ bền thủy nhiệt kém [3, 6]. Do đó, để ứng dụng làm xúc tác cho quá trình FCC, zeolite Y đa mao quản cần phải bền hóa bằng trao đổi với ion đất hiếm và chuyển về dạng proton. Trong nghiên cứu này, mẫu zeolite sau khi xử lý acid, kiềm ở điều kiện tối ưu (NaY-0,1AT) được chọn là mẫu zeolite Y đa mao quản đại diện để nghiên cứu nâng cao độ bền thủy nhiệt và hoạt tính bằng cách trao đổi với ion La³⁺ và NH₄⁺ theo quy trình đã phát triển ở nghiên cứu trước [6]. Ảnh hưởng của quá trình bền hóa đến cấu trúc và tính chất xốp của zeolite được nghiên cứu bằng phương pháp XRD và BET. Kết quả được thể hiện trong Hình 3 và 4, Bảng 1.

Từ Hình 3a, có thể thấy sau khi trao đổi ion lần lượt với La³⁺ và NH₄⁺, mẫu xúc tác thu được LaHY-0,1AT cho đường đẳng nhiệt hấp phụ tương tự như mẫu NaY-0,1AT, nhưng dung lượng hấp phụ giảm nhẹ, có thể do cấu trúc tinh thể bị ảnh hưởng bởi quá trình nung mẫu ở nhiệt độ cao. Phân bố mao quản trung bình theo BJH được trình bày trong Hình 3b. Sau khi bền hóa, mẫu LaHY-0,1AT có phân bố kích thước mao quản tập trung tại 14 nm, lớn hơn so với mẫu NaY-0,1AT ban đầu



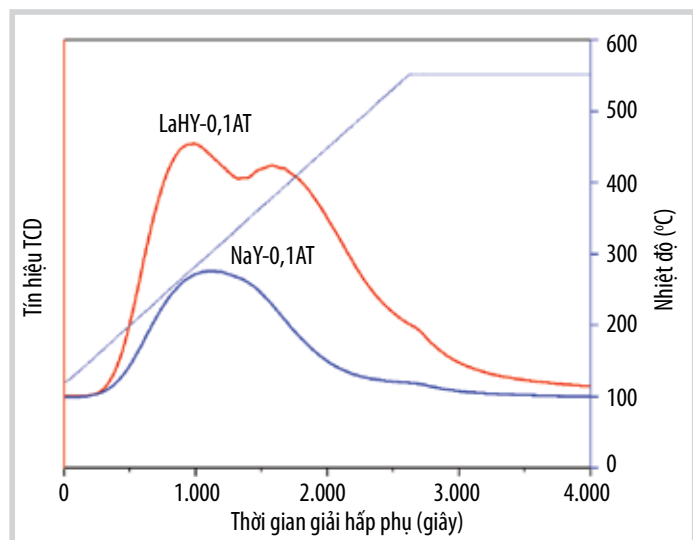
Hình 4. Phổ XRD của các mẫu NaY-0,1AT và LaHY-0,1AT.

(khoảng 10 nm). Diện tích bề mặt mao quản trung bình cũng tăng lên 140 m²/g (Bảng 1). Kết quả này chứng tỏ một lượng mao quản trung bình đã được hình thành thêm trong quá trình trao đổi ion. Theo Sato et al. [7], trong quá trình trao đổi ion đi kèm nung mẫu ở nhiệt độ cao sẽ xúc tiến quá trình khử nhôm và liên kết các ion nhôm ngoại mạng, dẫn đến hình thành thêm các mao quản trung bình. Tuy nhiên, quá trình này thường dẫn đến sự suy giảm độ tinh thể như kết quả phân tích XRD trên Hình 4. Cường độ các peak nhiễu xạ ở góc lớn ($2\theta > 10^\circ$) của mẫu LaHY-0,1AT giảm khá mạnh so với mẫu NaY-0,1AT (trước khi trao đổi ion và nung). Song các peak đặc trưng vẫn thể hiện sắc nét, đường nền

thấp và phẳng chứng tỏ cấu trúc tinh thể của mẫu LaHY-0,1AT vẫn cơ bản được bảo toàn.

Tính chất acid của xúc tác đóng vai trò quan trọng trong quá trình cracking hydrocarbon. Phần lớn các phản ứng cracking hydrocarbon được xúc tiến bởi tâm acid theo cơ chế ion carbonium. Do đó, ảnh hưởng của quá trình bền hóa đến tính chất acid được đặc trưng bằng kỹ thuật giải hấp phụ ammonia theo chương trình nhiệt độ (NH₃-TPD) kết hợp với phân tích thành phần nguyên tố bằng phương pháp ICP-OES. NH₃-TPD cung cấp các thông tin về độ acid tổng và độ mạnh của các tâm acid. ICP-OES cung cấp thông tin về thành phần nguyên tố như hàm lượng La, Na, tỷ số Si/Al. Đây là các thông số ảnh hưởng chính đến tính chất acid của zeolite. Kết quả được trình bày trong Hình 5 và Bảng 2.

Hình 5 cho thấy mẫu zeolite đa mao quản sau khi xử lý acid, kiềm NaY-0,1AT có chứa các tâm acid yếu và trung bình với một peak giải hấp phụ rộng, tập trung ở khoảng 280 °C. Số lượng tâm acid được tính toán từ diện tích peak giải hấp phụ nhân với hệ số chuẩn. Kết quả cho thấy mẫu NaY-0,1AT có số lượng tâm acid khá nhỏ, khoảng 1.098 μmol NH₃/g. Kết quả này là phù hợp do mẫu NaY-0,1AT chưa chuyển về dạng proton (H) nên tính chất acid kém cả về lực và số lượng tâm acid. Kết quả phân tích thành phần nguyên tố cho thấy mẫu NaY-0,1AT vẫn chứa trên 5% khối lượng Na trong tinh thể dẫn đến số lượng tâm acid thấp do khi Na⁺ bù điện tích trong khung mạng thì không tạo ra tâm acid [1, 3].



Hình 5. Đường giải hấp phụ ammonia của mẫu NaY-0,1AT và LaHY-0,1AT.

Bảng 2. Thành phần hóa học và tính chất acid của các mẫu zeolite Y đa mao quản trước và sau khi bền hóa

Mẫu xúc tác zeolite	Si/Al (mol/mol)	Na (% khối lượng)	La (% khối lượng)	Acid tổng (μmol NH ₃ /g)
NaY-0,1AT	4,0	5,1	0	1.098
LaHY-0,1AT	4,1	0,4	2,78	2.474

Sau khi bền hóa với La và chuyển về dạng proton (H), tính chất acid của mẫu LaHY-0,1AT được cải thiện mạnh mẽ cả về lực và số lượng tâm acid. Từ Hình 5, có thể thấy đường giải hấp phụ NH₃-TPD của mẫu LaHY-0,1AT thể hiện 2 peak giải hấp phụ ở khoảng 250 °C và 390 °C tương ứng với tâm acid yếu và mạnh. Số lượng tâm acid tổng tăng vọt, đạt 2.474 μmol NH₃/g, gấp hơn 2 lần so với mẫu trước bền hóa NaY-0,1AT (Bảng 2). Kết quả phân tích thành phần nguyên tố cho thấy, ion La³⁺ và NH₄⁺ chủ yếu được trao đổi với ion Na⁺ trong khung mạng để hình thành các tâm acid trong khi tỷ số Si/Al gần như không bị ảnh hưởng (khoảng 4 - 4,1). Điều đó chứng tỏ quy trình trao đổi ion áp dụng là hiệu quả, giúp loại bỏ ion Na⁺ về khoảng 0,4% khối lượng và tăng cường tính acid.

Như vậy, đã chế tạo và bền hóa thành công zeolite Y đa mao quản phù hợp cho mục đích ứng dụng làm xúc tác cracking công nghiệp. Bước tiếp theo, nhóm tác giả sẽ đánh giá hiệu quả xúc tác của mẫu zeolite đa mao quản LaHY-0,1AT trong quá trình cracking cận dầu nặng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

3.3. Đánh giá hoạt tính xúc tác

Để đánh giá hiệu quả xúc tác của zeolite Y đa mao quản, mẫu LaHY-0,1AT được phối trộn và tạo hạt với chất nền trợ là SiO₂ với tỷ lệ 50% LaHY-0,1AT: 50% SiO₂. Mẫu xúc tác thu được ký hiệu là DMQ-Y và hoạt tính xúc tác của DMQ-Y sẽ phản ánh trực tiếp hiệu quả cracking của zeolite Y đa mao quản do chất nền trợ không có hoạt tính. Kết quả đặc trưng cho thấy mẫu xúc tác DMQ-Y có diện tích bề mặt tổng (S_{BET}) và diện tích bề mặt mao quản trung bình (S_{meso}) đạt khoảng 273 m²/g và 127 m²/g, tương đương với mẫu xúc tác GRX-3 của Grace phát triển trên cơ sở zeolite Y đa mao quản (S_{BET} = 350 m²/g và S_{meso} = 100 m²/g) [8]. Phản ứng được thực hiện trên hệ thiết bị SCT-MAT, sử dụng nguyên liệu cận nặng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, tỷ lệ xúc tác/nguyên liệu 2 g/g, nhiệt độ phản ứng 520 °C. Kết quả được tổng hợp trong Bảng 3.

Bảng 3 cho thấy mẫu xúc tác DMQ-Y có hiệu quả cracking tốt với mẫu nguyên liệu cận dầu nặng. Độ

Bảng 3. Kết quả đánh giá hiệu quả xúc tác DMQ-Y với mẫu nguyên liệu cặn dầu nặng từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

Mẫu xúc tác	Fresh DMQ-Y	Steamed DMQ-Y
Độ chuyển hóa (% khối lượng)	80,66	74,27
Khí khô (% khối lượng)	1,63	1,25
LPG (% khối lượng)	25,82	21,87
Propylene (% khối lượng)	7,03	6,90
Tổng khí (% khối lượng)	27,45	23,12
Xăng (% khối lượng)	49,60	47,95
LCO (% khối lượng)	13,86	15,79
HCO (% khối lượng)	5,48	9,94
Cốc (% khối lượng)	3,61	3,19

chuyển hóa của mẫu DMQ-Y ban đầu (fresh) đạt khoảng 80% khối lượng. Sau 6 giờ xử lý thủy nhiệt ở 732 °C trong 100% hơi nước, độ chuyển hóa giảm xuống còn 74% (steamed), tương ứng với mức giảm chỉ khoảng 7,5%. Kết quả này chứng tỏ hiệu quả bền hóa zeolite Y đa mao quản đã phát huy tác dụng, giúp nâng cao độ bền hoạt tính trong điều kiện thủy nhiệt khắc nghiệt. Đáng chú ý là độ chuyển hóa cao của mẫu DMQ-Y, cả fresh và steamed, là do khả năng cracking phân đoạn nặng (HCO). Thực tế, hiệu suất HCO của xúc tác fresh và steamed DMQ-Y chỉ còn lần lượt là 5,5 và 9,9% khối lượng. Theo kết quả nghiên cứu của Garcia-Martinez et al. [4, 8] trên hệ xúc tác đa mao quản GRX-3, việc đưa thêm hệ thống mao quản trung bình vào trong tinh thể zeolite Y đã giúp cải thiện sự khuếch tán phân tử và tăng khả năng cracking phần nặng (bottoms), qua đó nâng cao hiệu quả xúc tác khi thử nghiệm tại Nhà máy Lọc dầu CountryMark (Mỹ). Như vậy, hiệu quả cracking vượt trội của mẫu xúc tác DMQ-Y có thể đến từ sự có mặt của mao quản trung bình và tính chất acid được cải thiện của zeolite Y đa mao quản.

Xét về mặt hiệu suất sản phẩm, có thể thấy xúc tác DMQ-Y ban đầu (fresh) cho hiệu suất xăng, LPG và propylene đạt lần lượt khoảng 50% khối lượng, 26% khối lượng và 7% khối lượng. Sau khi giảm hoạt tính, hiệu suất xăng và LPG giảm khoảng 2 - 3 đơn vị trong khi hiệu suất propylene gần như không đổi. Đáng chú ý là hiệu suất propylene của xúc tác DMQ-Y khá cao so với dòng xúc tác FCC thương mại (GRX-3, hiệu suất propylene dưới 5% khối lượng) [1, 8]. Kết quả này chứng tỏ sự có mặt của mao quản trung bình đã giúp quá trình khuếch tán phân tử được cải thiện. Các phân tử propylene hình thành sẽ nhanh chóng được khuếch tán ra khỏi xúc tác, hạn chế được các quá trình chuyển hóa thứ cấp không mong muốn và do đó hiệu suất propylene tăng so với xúc tác FCC thông thường.

4. Kết luận

Trong nghiên cứu này, zeolite Y đa mao quản đã được chế tạo thành công bằng phương pháp xử lý acid, kiềm và bền hóa bằng trao đổi ion với lanthanum và ammonium. Điều kiện tối ưu để tạo mao quản trung bình là xử lý mẫu NaY trong dung dịch EDTA 0,1 M để tách bớt Al trong khung mạng, sau đó xử lý trong dung dịch NaOH 0,1 M để tách chọn lọc Si, hình thành các kênh mao quản trung bình. Sản phẩm zeolite Y đa mao quản có bề mặt mao quản trung bình đạt 140 m²/g, phân bố mao quản trung bình tập trung khoảng 14 nm, tính chất acid được tăng cường (2.474 $\mu\text{mol NH}_3/\text{g}$). Kết quả đánh giá hoạt tính xúc tác cho thấy, xúc tác DMQ-Y chế tạo trên cơ sở zeolite Y đa mao quản giúp nâng cao khả năng cracking phân đoạn cặn nặng nhờ sự có mặt của mao quản trung bình và tính chất acid được cải thiện. Đồng thời, sự có mặt của mao quản trung bình cũng giúp hạn chế các phản ứng thứ cấp không mong muốn, giúp nâng cao hiệu suất propylene. Độ chuyển hóa sau khi giảm hoạt tính đạt khoảng 74% khối lượng, hiệu suất sản phẩm có lợi như xăng và propylene đạt lần lượt là 48% khối lượng và 7% khối lượng. So với dòng xúc tác FCC cùng loại như GRX-3, xúc tác DMQ-Y giúp tăng hiệu suất propylene thêm khoảng 2% khối lượng. Kết quả này cho thấy zeolite Y đa mao quản là loại vật liệu tiềm năng để chế tạo xúc tác cracking công nghiệp nhằm nâng cao hiệu quả cracking nguyên liệu cặn dầu nặng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Lời cảm ơn

Nghiên cứu này được tài trợ bởi Bộ Khoa học và Công nghệ thông qua nhiệm vụ theo Nghị định thư với Cộng hòa Liên bang Đức, Mã số: NĐT.43.GER/18.

Tài liệu tham khảo

[1] E.T.C. Vogt and B.M. Weckhuysen, "Fluid catalytic cracking: Recent developments on the grand old lady

of zeolite catalysis", *Chemical Society Reviews*, Vol. 44, pp. 7342 - 7370, 2015. DOI: 10.1039/C5CS00376H.

[2] Rui Feng, Ke Qiao, You-he Wang, and Zi-feng Yan, "Perspective on FCC catalyst in China", *Applied Petrochemical Research*, Vol. 3, pp. 63 - 70, 2013. DOI: 10.1007/s13203-013-0030-1.

[3] Danny Verboekend, Nicolas Nuttens, Roel Locus, Joost Van Aelst, P. Verolme, Johan Groen, Javier Pérez-Ramírez, and Bert F. Sels, "Synthesis, characterisation, and catalytic evaluation of hierarchical faujasite zeolites: Milestones, challenges, and future directions", *Chemical Society Reviews*, Vol. 45, No. 12, pp. 3331 - 3352, 2016. DOI: 10.1039/c5cs00520e.

[4] Kunhao Li, Julia Valla, and Javier Garcia-Martinez, "Realizing the commercial potential of hierarchical zeolites: New opportunities in catalytic cracking", *ChemCatChem*, Vol. 6, No. 1, pp. 46 - 66, 2014. DOI: 10.1002/cctc.201300345.

[5] Javier García-Martínez, Marvin Johnson, Julia Valla, Kunhao Li, and Jackie Y. Ying, "Mesoporous zeolite Y-high hydrothermal stability and superior FCC catalytic

performance", *Catalysis Science and Technology*, Vol. 2, No. 5, pp. 987 - 994, 2012. DOI: 10.1039/C2CY00309K.

[6] Xuan Hoan Vu, Mathias S. Marschall, Van Tri Tran, Thuy Phuong Ngo, Thanh Tung Dang, Duc Manh Dinh, Thi Kim Thoa Dao, Oliver Busse, and Jan J. Weigand, "Enhanced thermal stability of hierarchical Y zeolites obtained by acid and subsequent base treatments", *Journal of Physics and Chemistry of Solids*, Vol. 152, No. 2, 2021. DOI: 10.1016/j.jpics.2021.109962.

[7] Koichi Sato, Yoichi Nishimura, Nobuyuki Matsubayashi, Motoyasu Imamura, and Hiromichi Shimada, "Structural changes of Y zeolites during ion exchange treatment: Effects of Si/Al ratio of the starting NaY", *Microporous and Mesoporous Materials*, Vol. 59, No. 2 - 3, pp. 133 - 146, 2003. DOI: 10.1016/S1387-1811(03)00305-6.

[8] Javier García-Martínez, Kunhao Li, and Gautham Krishnaiah, "A mesostructured Y zeolite as a superior FCC catalyst - from lab to refinery", *Chemical Communication*, Vol. 48, No. 97, pp. 11841 - 11843, 2012. DOI: 10.1039/c2cc35659g.

PREPARATION OF HIERARCHICAL Y ZEOLITE CATALYSTS FOR IMPROVED PERFORMANCE IN THE FLUID CATALYTIC CRACKING OF RESIDUES

**Vu Xuan Hoan¹, Ngo Thuy Phuong¹, Tran Van Tri¹, Dinh Duc Manh², Dang Thanh Tung²
Vu Duy Hung³, Tran Thi Nhu Mai⁴, Oliver Busse⁵, Jan J. Weigand⁵**

¹Vietnam Petroleum Institute

²Vietnam National Oil and Gas Group

³Binh Son Refining and Petrochemical JSC

⁴Hanoi University of Science, Vietnam National University of Hanoi

⁵Technical University of Dresden

Email: hoanvx@vpi.pvn.vn

Summary

The results of preparation and catalytic evaluation of hierarchical Y zeolite catalysts in the catalytic cracking of residues from Dung Quat refinery were reported in this paper. The hierarchical Y zeolite prepared by optimised acid-base treatments (0,1 M EDTA and 0,1 M NaOH) and stabilised by ion exchange with lanthanum and ammonium ions exhibited a large mesoporous surface area of ca. 140 m²/g, pore size distribution centred at ca. 14 nm and improved acidity (2,474 μmol NH₃/g). A prototype industrial cracking catalyst (DMQ-Y) was formulated from the hierarchical Y zeolite, and its performance was assessed on a SCT-MAT (short-contact-time microactivity test) unit licensed by Grace. The steamed DMQ-Y catalyst exhibited a conversion of ca. 74 wt.% and yields of gasoline and propylene of ca. 48 wt.% and ca. 7 wt.% respectively. Compared to the commercial, analogous FCC catalyst (GRX-3, Grace), DMQ-Y increased the yield of propylene by 2 wt.%. These findings suggested that the presence of mesoporosity in the hierarchical Y zeolite on the one hand enhanced the cracking of bottoms into valuable products, on the other hand it suppressed undesired secondary transformation of formed products, enabling a superior yield of propylene.

Key words: Cracking catalyst, hierarchical zeolite, FCC, gasoline, Dung Quat refinery.

MÔ HÌNH LIÊN DOANH ĐIỂN HÌNH TRONG HOẠT ĐỘNG LỌC DẦU - BÀI HỌC KINH NGHIỆM TỪ NHÀ MÁY LỌC DẦU BAYERNOIL

Hoàng Thị Đào, Trương Như Tùng, Đào Minh Phượng

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: daoht@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.08-05>

Tóm tắt

Liên doanh là hình thức hợp tác kinh tế có thể khai thác lợi thế, kinh nghiệm và nguồn lực của đối tác. Để tối ưu hiệu quả của mô hình liên doanh, việc đàm phán, thiết lập các điều khoản và cơ chế quản lý liên doanh cần được cân nhắc kỹ lưỡng ngay từ đầu, nếu không làm tốt có thể gây ra thiệt hại cho doanh nghiệp sau khi dự án được triển khai.

Bài viết giới thiệu các hình thức liên doanh phổ biến áp dụng trong lĩnh vực lọc dầu và mô hình điển hình được công ty dầu khí quốc tế áp dụng, đó là mô hình liên doanh của Nhà máy Lọc dầu Bayernoil. Mô hình này có thể áp dụng để quản lý hoạt động lọc dầu cũng như các dự án liên doanh khác có vốn đầu tư lớn ở Việt Nam.

Từ khóa: Mô hình liên doanh, Nhà máy Lọc dầu Bayernoil, Công ty TNHH Lọc hóa dầu Nghi Sơn (NSRP).

1. Giới thiệu

Hoạt động lọc dầu đòi hỏi vốn đầu tư lớn, công nghệ cao và phức tạp, yêu cầu quản lý vận hành nghiêm ngặt và nhân sự trình độ cao. Đứng trước rào cản về tỷ lệ sở hữu của doanh nghiệp nước ngoài tham gia vào hoạt động lọc dầu và phân phối sản phẩm dầu khí ở nước sở tại, hình thức liên doanh (joint ventures) đã được các công ty dầu khí sử dụng làm công cụ để thực hiện chiến lược gia nhập và phát triển thị trường mới. Đến nay, mục tiêu liên doanh trong lĩnh vực này đã có nhiều thay đổi, tập trung các điểm mạnh, vị thế cạnh tranh của đối tác như: thương hiệu uy tín, trữ lượng dầu khí dồi dào, địa điểm sản xuất thuận lợi, năng lực tổ chức hiệu quả, công nghệ tiên tiến. Với các công ty dầu khí nhà nước, ngoài mục tiêu tăng quy mô, bổ sung nguồn vốn và chia sẻ rủi ro thì hợp tác còn với mong muốn thúc đẩy chuyển giao công nghệ và xây dựng năng lực chuyên môn và quản lý từ các công ty dầu khí quốc tế [1].

Các hình thức liên doanh cơ bản trong hoạt động lọc dầu [2], thể hiện rõ các mục tiêu và phạm vi liên doanh phù hợp với chiến lược tổng thể của các bên tham gia liên doanh (Bảng 1).

Cho đến nay, hình thức liên doanh được các công ty dầu khí quốc tế áp dụng phổ biến, đặc biệt đối với các nhà máy lọc dầu ở châu Âu, là mô hình liên doanh đối tác chiến lược sản xuất. Các nhà máy lọc dầu quản lý vận hành theo hình thức liên doanh sản xuất như:

- Liên doanh Nhà máy Lọc dầu Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH (Bayernoil) tại Cộng hòa Liên bang Đức, liên doanh giữa các bên gồm Eni (20%), Varo Energy (51,43%) và Rosneft (28,57%). Công suất 10,3 triệu tấn dầu thô/năm. Các sản phẩm chính là LPG, xăng RON95/98, diesel, Jet A-1/Kerosene, Heating Oil (solid fuel), bitumen và polypropylene [3, 4].

- Liên doanh Nhà máy Lọc dầu PCK Raffinerie GmbH tại Cộng hòa Liên bang Đức, các đối tác gồm: Rosneft (54,17%), Eni (8,33%) và Royal Dutch Shell (37,5%), dự kiến thương vụ Royal Dutch Shell bán toàn bộ cổ phần cho Alcmene GmbH (thuộc Liwathon Group) hoàn thành trong nửa cuối năm 2021 [5]. Công suất 11,6 triệu tấn dầu thô/năm. Các sản phẩm chính là xăng, diesel, FO, LPG, bitum, kerosene, lưu huỳnh, aromatics (benzene, toluene, xylene). PCK là một trong những nhà máy lọc dầu đầu tiên ở Đức sử dụng nhiên liệu sinh học và là nhà sản xuất các thành phần nhiên liệu sinh học chất lượng cao [3, 4].

- Liên doanh Nhà máy Lọc dầu MiRO tại Cộng hòa



Ngày nhận bài: 15/7/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 15 - 28/7/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 12/8/2021.

Bảng 1. Các hình thức liên doanh cơ bản trong hoạt động lọc dầu

Hình thức liên doanh	Phạm vi liên doanh
Đối tác chiến lược	<p>Liên doanh đối tác chiến lược, hình thức phổ biến là đối tác tham gia liên doanh với tỷ lệ sở hữu đáng kể (tỷ lệ lớn) trong toàn bộ dự án hoặc danh mục đầu tư kinh doanh. Đối tác chiến lược có thể góp vốn chủ sở hữu, công nghệ chế biến, vận hành và bảo dưỡng (O&M), bí quyết thương mại, năng lực marketing, bao tiêu sản phẩm hoặc các đầu vào khác. Đồng thời, có thể cử đại diện làm việc tại liên doanh để cung cấp kiến thức cần thiết. Liên doanh đối tác chiến lược thành lập để giải quyết các nhu cầu khác nhau, có 2 hình thức liên doanh:</p> <p><i>Liên doanh sản xuất</i> (lập kế hoạch sản xuất, vận hành và bảo dưỡng trong nhà máy): Các bên liên doanh có nghĩa vụ cung cấp nguyên liệu và bao tiêu sản phẩm (theo tỷ lệ sở hữu) và thực hiện các nhu cầu khác của nhà máy.</p> <p><i>Liên doanh sản xuất và marketing</i> (liên doanh một số hoạt động, lên kế hoạch sản xuất, thị trường và bán một vài/tất cả sản phẩm): Các cổ đông được chia cổ tức từ liên doanh. Liên doanh cũng có thể duy trì khả năng phát triển và đầu tư vào các hoạt động kinh doanh mới.</p>
Đối tác sản phẩm	<p>Liên doanh đối tác sản phẩm, hình thức phổ biến là đối tác chiếm đáng kể vốn chủ sở hữu của 1 dòng sản phẩm nhất định. Đối tác góp vốn chủ sở hữu, công nghệ chế biến, vận hành và bảo dưỡng, bí quyết thương mại, năng lực marketing, bao tiêu sản phẩm hoặc các đầu vào khác. Thường được thực hiện trong các sản phẩm đặc biệt mà đối tác có thể là 1 công ty hóa chất nhỏ hơn nhưng có vị trí hàng đầu trong sản phẩm/kinh doanh cụ thể. Hình thức liên doanh thường được cấu trúc như 1 liên doanh sản xuất và marketing do các sản phẩm này cần có bí quyết phát triển ứng dụng và marketing.</p>
Liên doanh dịch vụ	<p>Hình thức liên doanh dịch vụ phổ biến là đối tác tham gia liên doanh để phát triển các tài sản thứ cấp như cơ sở hạ tầng, tiện ích, hậu cần (ví dụ: trạm xăng dầu) mà các cổ đông chính không muốn thực hiện; thông qua liên doanh, đối tác có quyền kiểm soát hoạt động và quản lý các tài sản đó.</p>
Đối tác công nghệ	<p>Trong hình thức liên doanh đối tác công nghệ sẽ có 1 đối tác tham gia là công ty công nghệ bản quyền (được cấp phép) tham gia liên doanh để cung cấp quy trình công nghệ và hỗ trợ kỹ thuật vận hành liên tục, có thể trong một dự án đơn lẻ hoặc cho toàn hoạt động kinh doanh (có nhiều nhà máy/tài sản).</p>

Liên bang Đức là liên doanh giữa Rosneft (24%), Royal Dutch Shell (32,25%), ExxonMobil (25%) và Phillips 66 (18,75%). Công suất 14,9 triệu tấn/năm. Các sản phẩm gồm LPG, xăng RON95/95, diesel, FO... [3].

Để hiểu các nguyên tắc và cách thức điều hành một liên doanh theo hình thức liên doanh đối tác chiến lược sản xuất, nhóm tác giả phân tích thực tế vận hành liên doanh Nhà máy Lọc dầu Bayernoil.

2. Mô hình liên doanh Nhà máy Lọc dầu Bayernoil

Quan hệ liên doanh giữa các bên liên doanh (cổ đông) được quy định rõ trong Thỏa thuận liên minh (Consortium Agreement) ký kết giữa các bên liên doanh trên nguyên tắc [6]:

- Cùng làm lợi cho Nhà máy Lọc dầu Bayernoil nhằm tối ưu công suất vận hành và hiệu quả kinh tế, các bên cam kết áp dụng các kiến thức mới nhất về sản xuất/công nghệ và quản lý vào Nhà máy.

- Vai trò của các bên liên doanh như nhau, không sử dụng quyền sở hữu làm phương hại đến bất kỳ bên liên doanh khác. Các bên liên doanh có quyền nhận tất cả thông tin từ nhà máy lọc dầu. Ứng xử của Nhà máy Lọc dầu Bayernoil đối với các bên liên doanh là như nhau, không phụ thuộc vào tỷ lệ sở hữu cao hay thấp.

- Các bên liên doanh cung cấp nguyên liệu và tiêu thụ sản phẩm theo tỷ lệ sở hữu trong Nhà máy Lọc dầu Bayernoil dựa trên các quy định đã thống nhất giữa các bên liên doanh và Nhà máy để đảm bảo Nhà máy vận hành an toàn, ổn định và hiệu quả (cung cấp dầu thô kịp thời, loại dầu trong mức quy định, lưu kho sản phẩm trong phạm vi cho phép...).

- Các bên liên doanh tự quản lý chuỗi giá trị tại Nhà máy Lọc dầu Bayernoil tương ứng với phần vốn góp, từ việc cung ứng dầu thô (quyền quyết định mua, loại dầu...), cơ cấu sản phẩm sản xuất và bán sản phẩm ra thị trường.

- Các quyết định trong Nhà máy Lọc dầu Bayernoil chỉ được thông qua khi 100% cổ đông đồng ý. Trường hợp nếu quyết định có lợi cho 1 cổ đông mà không có hại cho các cổ đông khác thì được chấp nhận (các cổ đông khác không được ngăn cản trường hợp này).

Ví dụ: Nhà máy Lọc dầu Bayernoil chỉ có thể sản xuất dầu thô có hàm lượng lưu huỳnh tối đa là 0,14%, các cổ đông có thể cung cấp loại dầu trên/dưới mức đó nếu hàm lượng lưu huỳnh trung bình đáp ứng mức quy định. Khi đó, cho phép 1 bên có thể cung cấp loại dầu có hàm lượng lưu huỳnh trên mức 0,14%, tuy nhiên sẽ chịu rủi ro nếu như hàm lượng lưu huỳnh trung bình không đáp ứng mức tối đa cho phép thì Nhà máy lọc dầu sẽ từ chối nhận.

- Các bên thành lập các ủy ban giám sát hoạt động của Nhà máy Lọc dầu Bayernoil theo thỏa thuận liên doanh nhưng không hạn chế tính độc lập của Ban quản lý điều hành Nhà máy.

- Các bên liên doanh và Nhà máy Lọc dầu Bayernoil sử dụng kỹ thuật Linear Programming (LP) để lập kế hoạch và tính toán hiệu quả vận hành, sử dụng chung 1 bộ giá.

- Trách nhiệm của Nhà máy Lọc dầu Bayernoil đối với các bên liên doanh:

+ Nhà máy Lọc dầu Bayernoil hoạt động như trung tâm gia công phi lợi nhuận (non-profit center), có trách nhiệm vận hành an toàn và tối ưu trên cơ sở các loại dầu thô do các bên liên doanh cung cấp. Nhà máy sử dụng LP để tính toán hiệu quả vận hành tối ưu trên cơ sở các loại dầu thô do các bên cung cấp. Các bên liên doanh cũng sử dụng LP tính toán hiệu quả đối với loại dầu của mình cung cấp cho nhà máy (cơ cấu sản phẩm tối thiểu bên liên doanh nhận được tương ứng với dầu thô cung cấp). Đối với các loại dầu thô do các bên liên doanh cung cấp, Nhà máy sẽ trộn các loại dầu thô để sản xuất sao cho cơ cấu sản phẩm tối ưu hơn là sử dụng từng loại dầu thô riêng biệt. Trong trường hợp sản lượng sản xuất của Nhà máy cao hơn kế hoạch thì sản lượng dư (cao hơn) được chia cho các bên liên doanh theo tỷ lệ sở hữu.

+ Nhà máy Lọc dầu Bayernoil có trách nhiệm xây dựng chiến lược (10 năm), kế hoạch (5 năm), kế hoạch

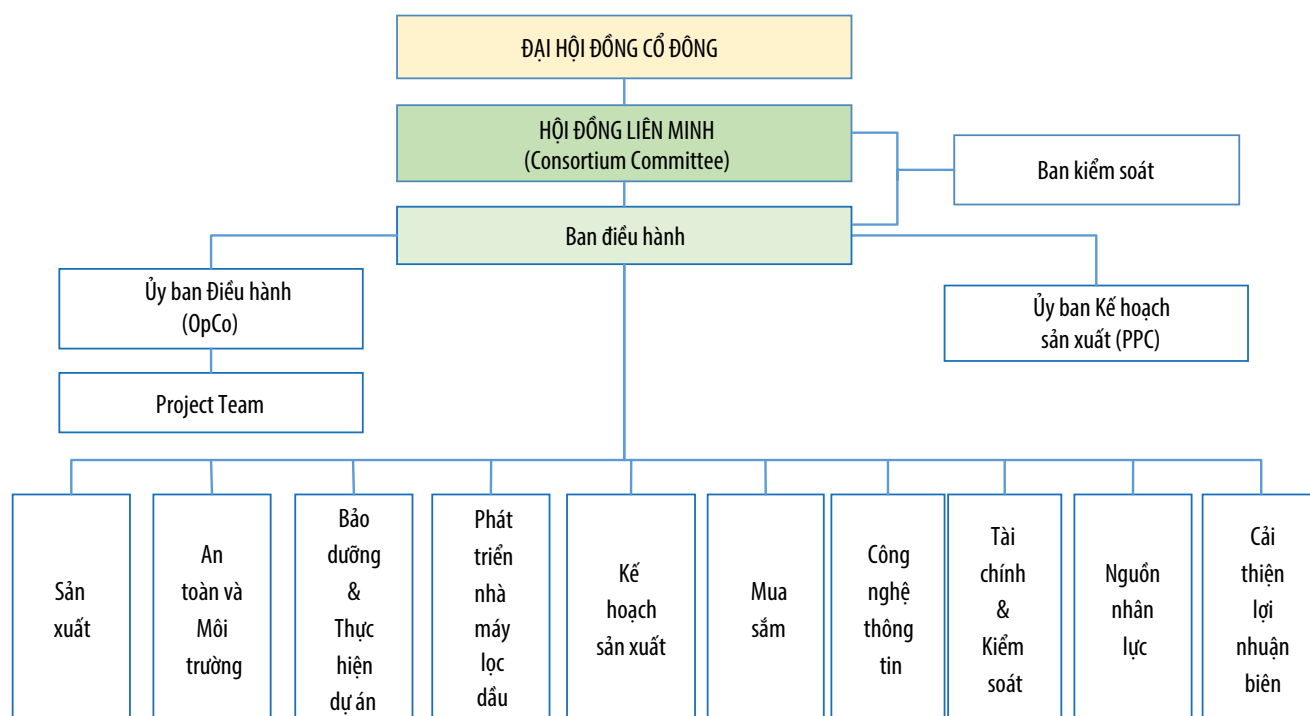
ngân sách hàng năm, kế hoạch vận hành tháng theo chỉ dẫn trong Thỏa thuận liên doanh.

+ Giám đốc nhà máy có trách nhiệm báo cáo KPIs cho các bên liên doanh. Kết quả hoạt động của Nhà máy được tính trên một bộ giá (được thiết lập từ trước, không theo giá thị trường).

+ Kiểm toán thực hiện định kỳ 2 năm, 3 năm và 5 năm tùy hạng mục kiểm toán (riêng với Jet A1 thực hiện kiểm toán 1 lần/năm).

Tổ chức quản lý Nhà máy Lọc dầu Bayernoil [4], bộ máy tổ chức của nhà máy gồm Đại hội đồng cổ đông, Hội đồng liên minh, Ban kiểm soát, Ban điều hành và các ủy ban (Hình 1), chức năng nhiệm vụ được quy định trong Thỏa thuận cổ đông (Shareholders Agreement). Nhà máy được ủy quyền quyết định các vấn đề như: chủ động mua sắm theo kế hoạch được phê duyệt; Giám đốc Nhà máy được ủy quyền quyết định đầu tư mức từ 2 - 3 triệu EURO, tương đương khoảng 70 - 100 tỷ đồng; Ủy ban Điều hành (OpCo)/Project team, Ủy ban Kế hoạch sản xuất (PPC) được ủy quyền quyết định ở mức 0,5 triệu EURO, tương đương khoảng 17 tỷ đồng. Các cổ đông trực tiếp tham gia Nhóm dự án (Project Team) để giám sát và kịp thời ra các quyết định trong phạm vi được ủy quyền.

- Hội đồng liên minh (Consortium Committee) [6]: Theo Thỏa thuận liên minh: (1) nhân sự trong Hội đồng liên minh được các bên liên doanh cử từ 1 - 2 người theo



Hình 1. Cơ cấu tổ chức quản lý Nhà máy Lọc dầu Bayernoil.

tỷ lệ góp vốn. Chủ tịch Hội đồng liên minh luân phiên thay đổi 2 năm/lần cho các bên lần lượt bởi Eni, OMV, Ruhr Oel, OMV và BP bắt đầu từ ngày 1/1/2004; (2) Phó Chủ tịch Hội đồng liên minh do bên được đề cử làm Chủ tịch của nhiệm kỳ tiếp theo đảm nhiệm; (3) Hội đồng liên minh có trách nhiệm xây dựng các quy tắc thủ tục (rules of procedure), thành lập các ủy ban, ban hành các hướng dẫn (guidelines) và các chỉ dẫn (instructions) cho Ban điều hành và giám sát Ban điều hành.

Các quyết định phải được Hội đồng liên minh thông qua gồm:

+ Các vấn đề liên quan đến Nhà máy Lọc dầu Bayernoil theo quy định trong Thỏa thuận cổ đông;

+ Các Nghị quyết của Ban kiểm soát và Đại hội đồng cổ đông;

+ Các vấn đề liên quan được đưa ra trong Thỏa thuận liên minh, cũng như các vấn đề được vận dụng từ Thỏa thuận liên minh trong mối quan hệ của các bên liên doanh và Nhà máy;

+ Các vấn đề mà Ban điều hành không đạt được thống nhất, Hội đồng liên minh sẽ quyết định;

+ Các vấn đề cần sự đồng thuận của các bên liên doanh (100% số phiếu), gồm: ngân sách chế biến; các khoản vay từ các cổ đông, nhận và cấp các khoản vay vượt quá phạm vi hoạt động kinh doanh thông thường, đặc biệt các khoản nợ và khoản vay dài hạn cũng như các khoản bảo lãnh và bảo đảm bởi Nhà máy Lọc dầu Bayernoil; các nguyên tắc về quyền chế biến hoặc trách nhiệm chế biến của các bên liên doanh; kho chứa và kế hoạch sản xuất; đầu tư, xây dựng, dừng hoạt động, dỡ bỏ một phần hoặc toàn bộ Nhà máy Lọc dầu Bayernoil; các quy định chi tiết về tài chính đầu tư; các cơ sở và hướng dẫn kế toán, phân bổ chi phí, chi phí chế biến, sản lượng, báo cáo...; xác định lợi nhuận và phân phối lợi nhuận; mở rộng hoạt động kinh doanh; các thỏa thuận chế biến giữa Nhà máy Lọc dầu Bayernoil và bên thứ 3; sử dụng công cụ tài chính phái sinh...

+ Các nghị quyết khác của Hội đồng liên minh được thông qua với đa số phiếu bầu (75% số phiếu).

- Ban điều hành Nhà máy Lọc dầu Bayernoil [4, 6] gồm: 2 giám đốc, 1 giám đốc phụ trách công nghệ và 1 giám đốc phụ trách điều hành (mô hình 2 giám đốc có tính yếu tố lịch sử, các nhà máy khác chỉ có 1 giám đốc); nguyên tắc ra quyết định là đồng thuận, trường hợp 2 giám đốc không thống nhất sẽ đưa lên Hội đồng liên minh. Giám đốc Nhà máy Lọc dầu Bayernoil do bên liên

doanh có sở hữu nhiều nhất đề cử và tất cả các cổ đông tham gia phỏng vấn. Các vị trí khác trong Nhà máy do Giám đốc bổ nhiệm.

- Ủy ban Điều hành (Operation Committee) [4]: Ủy ban Điều hành họp 3 tháng/lần, điều hành cuộc họp là Giám đốc Nhà máy Lọc dầu Bayernoil, bàn về chiến lược và ngân sách, cụ thể: thông qua Biên bản họp kỳ trước; danh sách các hành động kỳ này; báo cáo KPIs đạt được (sử dụng để trả lương thưởng cho Ủy ban Điều hành); ngân sách năm nay và dự kiến năm sau về phụ trợ, nhân công, bảo dưỡng, cơ sở hạ tầng...; các dự án; chuẩn bị cho Kế hoạch 5 năm về ngân sách đại tu (turnaround); các mục tiêu về thương hiệu, tài chính/đầu tư, quy trình hoạt động, con người, đào tạo, sáng kiến; về các dự án (tình hình thực hiện, quyết định triển khai tiếp hay dừng; cân bằng tổng thể tài sản; các báo cáo của Ban điều hành, Ban kế hoạch sản xuất, Ban kiểm định chất lượng và Kiểm toán.

- Ủy ban Kế hoạch sản xuất (PPC) [4] xây dựng kế hoạch hàng tháng và quản lý hoạt động hàng ngày các vấn đề kinh tế - kỹ thuật và tối ưu hiệu quả vận hành. Ủy ban Kế hoạch sản xuất họp hàng tuần với Ủy ban Điều hành, điều hành cuộc họp bởi Trưởng bộ phận Kế hoạch sản xuất (điều độ sản xuất), bàn về kế hoạch sản xuất tháng, cụ thể: tình trạng hoạt động của Nhà máy; các vấn đề chính, thách thức vận hành, đưa ra các ưu tiên, xử lý xung đột giữa các cổ đông và Nhà máy; xác định và giám sát các chỉ số/hành động đã thống nhất giữa các cổ đông và Nhà máy trên cơ sở đề xuất (tính toán dựa trên mô hình LP, thông số kỹ thuật, chế độ vận hành thực tế).

- Nhóm dự án (Project Team) [6] hỗ trợ cho Ủy ban Điều hành, họp hàng tháng với các cổ đông và báo cáo trực tiếp cho Ủy ban Điều hành, chủ trì cuộc họp là Trưởng bộ phận Kỹ thuật, bàn về: sử dụng ngân sách dự án; thực tế triển khai dự án; các vấn đề cần giải quyết/phát sinh; các chỉ số KPI dự án như chi phí vốn, tiến độ, kết quả; các dự án thành phần, thiết bị thay thế...

Với tỷ lệ góp vốn của mình, Eni được cử 1 đại diện trong Hội đồng liên minh, 1 đại diện trong Ban Kế hoạch sản xuất và 1 đại diện trong Ban điều hành.

3. Điểm khác biệt cơ bản giữa mô hình liên doanh Nhà máy Lọc dầu Bayernoil và Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn

Công ty TNHH Lọc hóa dầu Nghi Sơn (NSRP) thuộc nhóm liên doanh đối tác chiến lược sản xuất - marketing, được tổ chức vận hành theo mô hình công ty trách nhiệm hữu hạn 2 thành viên trở lên. Các bên liên doanh gồm 4

đối tác trong đó Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) có 25,1% vốn góp, còn lại 74,9% do các cổ đông nước ngoài gồm: Idemitsu Kosan Co., Ltd. (IKC, 35,1%); Kuwait Petroleum Europe B.V. (KPE, 35,1%) và Mitsui Chemical, Inc. (MCI, 4,7%). Với tỷ lệ góp vốn của PVN, theo pháp luật hiện hành của Việt Nam và quy định tại Hợp đồng liên doanh thì quyền tham gia vào điều hành hoạt động sản xuất kinh doanh ở NSRP của PVN rất hạn chế [7]. Cụ thể:

- Các vấn đề phải có sự đồng thuận 100% tổng số vốn góp của thành viên dự hợp: (1) chỉ định nhà thầu FEED, (2) lựa chọn nhà thầu EPC và PMC, (3) phê duyệt điều kiện và điều khoản của Hợp đồng vay vốn, (4) sửa đổi và bổ sung vốn điều lệ, (5) tổ chức lại hoặc giải thể doanh nghiệp. Các vấn đề khác chỉ cần 65% tỷ lệ biểu quyết. Do đó, với tỷ lệ vốn góp của PVN là 25,1%, PVN không đủ tỷ lệ biểu quyết để phủ quyết các vấn đề quan trọng khác như các gói thầu mua sắm lớn. Quy định này không trái với Luật Doanh nghiệp nhưng có ảnh hưởng lớn đến khả năng kiểm soát của PVN đối với hoạt động của NSRP. Điều này khác biệt rất nhiều so với mô hình liên doanh của Nhà máy Lọc dầu Bayernoil, mọi quyết định chỉ được thông qua khi 100% cổ đông đồng ý.

- Ràng buộc các bên về cung ứng và phân phối sản phẩm: (1) KPE cung cấp dầu thô dài hạn (70 năm); (2) Idemitsu Kosan có trách nhiệm hỗ trợ kỹ thuật; (3) Mitsui Chemical có trách nhiệm bao tiêu sản phẩm PP và (3) PVN có trách nhiệm bao tiêu sản phẩm lọc dầu. Đây là nội dung rất khác biệt với hình thức liên doanh tại Nhà máy Lọc dầu Bayernoil, các bên liên doanh quản lý chuỗi cung ứng theo tỷ lệ góp vốn tại nhà máy lọc dầu, từ cung ứng dầu thô, quyết định cơ cấu sản phẩm sản xuất và phân phối sản phẩm.

- Nhân sự theo thỏa thuận hợp đồng liên doanh: Các bên góp vốn có 1 đại diện trong Hội đồng thành viên (1 IKC, 1 PVN, 1 KPE và 1 MCI); trong Ban Tổng giám đốc có 3 đại diện (1 IKC, 1 KPE và 1 PVN). Trong đó, vị trí Tổng giám đốc và Chủ tịch HĐQT sẽ do KPE và IKC luân phiên đảm nhiệm. Việc quản lý điều hành Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn do các bên liên doanh trực tiếp cử người tham gia điều hành hoạt động sản xuất và phân chia lợi nhuận/rủi ro/thua lỗ trên cơ sở lợi ích tương ứng với tỷ lệ góp vốn. Mô hình vận hành này khác biệt hoàn toàn với Nhà máy Lọc dầu Bayernoil, được vận hành như một thực thể độc lập theo hình thức phi lợi nhuận, tỷ lệ chia sẻ công suất tương đương với quyền sở hữu của mỗi bên và trả phí chế biến cho Nhà máy. Nhà máy Lọc dầu Bayernoil được giao toàn quyền điều hành, quyết định sản xuất tối ưu và các bên liên doanh kiểm soát hoạt động của Nhà máy dựa trên các KPIs.

- Quản lý của Công ty mẹ PVN đối với người đại diện tại NSRP: Phân cấp ủy quyền cho người đại diện vốn góp của PVN tại NSRP còn hạn chế (được quyết định đến 20 tỷ đồng), quá thấp so với thông lệ và đối tác nước ngoài cùng điều hành liên doanh, được phân cấp ủy quyền quyết mọi vấn đề liên quan. Do phân cấp ủy quyền thấp nên người đại diện của PVN cần xin phê duyệt của Công ty mẹ PVN trước khi biểu quyết, dẫn đến quá trình ra quyết định bị chậm.

4. Kết luận và khuyến nghị

Mỗi mô hình liên doanh lọc dầu có lợi thế nhất định, phụ thuộc vào bối cảnh và mục tiêu của các bên liên doanh tại thời điểm ký kết. Với mô hình liên doanh của Nhà máy Lọc dầu Nghi Sơn, nguồn dầu thô cung ứng và việc phân phối sản phẩm được các bên bảo đảm thực hiện trong dài hạn. Mô hình liên doanh lọc dầu của các công ty dầu khí quốc tế cho phép các bên liên doanh quyền chủ động quản lý và giám sát được toàn chuỗi giá trị từ cung ứng dầu thô đầu vào, quyết định cơ cấu sản phẩm và phân phối sản phẩm theo tỷ lệ góp vốn.

Theo đánh giá của các chuyên gia, Nhà máy Lọc dầu Bayernoil được đánh giá thuộc nhóm có hoạt động liên doanh tốt (top JV performance). Cách thức tổ chức quản lý và vận hành, các nguyên tắc và mối quan hệ đối tác trong liên doanh Nhà máy Lọc dầu Bayernoil là kinh nghiệm hữu ích cho PVN tham khảo và vận dụng, không chỉ trong lĩnh vực lọc dầu. Dưới đây là một số khuyến nghị về công tác quản lý các nhà máy lọc dầu của PVN:

- Hướng tới quản lý nhà máy như một thực thể độc lập (công ty/chi nhánh) để tăng vai trò của nhà máy (Giám đốc nhà máy) chịu trách nhiệm hoàn toàn về hoạt động chế biến, đảm bảo tối ưu cơ cấu sản phẩm và đảm bảo vận hành an toàn. Giám đốc nhà máy được giao quyền quản lý các phòng ban trong nhà máy, tuyển dụng, đánh giá nhân sự..., phát huy sức mạnh của các bộ phận điều độ sản xuất và bộ phận kỹ thuật.

- Yêu cầu sử dụng kỹ thuật LP để đánh giá hiệu quả kinh tế và quản lý nhà máy thống nhất từ Công ty mẹ - PVN, doanh nghiệp quản lý nhà máy và tại các nhà máy lọc dầu.

- Xây dựng cơ chế kiểm tra, giám sát hiệu quả thông qua chỉ số hoạt động chính (KPIs), ví dụ: hiệu suất vận hành, năng lượng sử dụng, tiêu hao vật tư, bảo trì, nhân sự, chi phí, lợi nhuận biên...

- Về quản lý lợi nhuận biên lọc dầu (refining margin): Tối ưu hiệu quả sản xuất và vận hành thông qua các sáng

kiến vận hành; đặt mục tiêu tối ưu năng lượng (cho 5 năm và có kế hoạch thực hiện cụ thể cho từng năm); đa dạng nguồn cung cấp nguyên liệu đầu vào với chi phí cạnh tranh.

- Cử đại diện của Công ty mẹ - PVN có kinh nghiệm và được trao quyền tối đa để trực tiếp tham gia vào hoạt động hàng ngày và kiểm soát hoạt động của các nhà máy. Đồng thời, PVN xây dựng cơ chế kiểm tra, giám sát phù hợp nhằm tăng tính chủ động, trách nhiệm cho người đại diện.

- Xây dựng hướng dẫn quản lý đối tác, đặc biệt đối với các liên doanh/liên kết, đối tác chiến lược nước ngoài; áp dụng mô hình liên doanh theo thông lệ tốt trên nguyên tắc hai bên cùng có lợi nhằm tối đa lợi ích tổng thể; các bên có trách nhiệm áp dụng các kiến thức quản lý - kỹ thuật tốt nhất cho nhà máy; có quyền bình đẳng trong việc ra quyết định và nhận mọi thông tin từ nhà máy.

Tài liệu tham khảo

[1] Justin Pettit and Mark Jelinek, "The joint venture (JV) handbook", IHS Consulting, 2012. [Online]. Available: https://ihsmarket.com/pdf/The-IHS-Consulting-JV-Handbook_165622110913044932.pdf.

[2] Wood Mackenzie, "Downstream organisational learnings", 2019.

[3] Rosneft, "Rosneft in Germany". [Online]. Available: <https://www.rosneft.de/rosneft-germany/?lang=en>.

[4] Trương Nhu Tung, "Refinery economics course for VPI", 2014.

[5] Royal Dutch Shell, "Shell sells its minority shareholding in PCK Schwedt joint venture refinery to Alcmene", 8/7/2021. [Online]. Available: <https://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2021/shell-sells-its-minority-shareholding-in-pck-schwedt-joint-venture-refinery-to-alcme.html>.

[6] Eni Deutschland GmbH, BP Europa SE, OMV Deutschland GmbH and Ruhr Oel GmbH, "Consortium agreement 2003 on the joint venture Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH", 2011.

[7] Hoàng Thị Đào và nnk, "Đánh giá và hoàn thiện mô hình quản trị doanh nghiệp cho các đơn vị sản xuất kinh doanh khâu sau của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam", Viện Dầu khí Việt Nam, 2021.

[8] Hoàng Thị Đào và nnk, "Nghiên cứu mô hình tổ chức quản lý sản xuất kinh doanh đối với Nhà máy lọc dầu tại Đức của Công ty ENI", Viện Dầu khí Việt Nam, 2020.

[9] Hoàng Thị Đào, Hoàng Thị Phượng, và Lương Thu Hà, "Mô hình tổ chức quản lý hoạt động hạ nguồn của các công ty dầu khí quốc gia trong khu vực Đông Nam Á và kinh nghiệm cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam", *Tạp chí Dầu khí*, Số 5, trang 51 - 59, 2020.

JOINT VENTURE MODEL IN OIL REFINERY - LESSONS LEARNED FROM BAYERNOIL REFINERY

Hoang Thi Dao, Trương Nhu Tung, Dao Minh Phuong

Vietnam Petroleum Institute

Email: daoht@vpi.pvn.vn

Summary

Joint venture is a form of economic co-operation that can exploit the advantages, experiences and resources of the partners. To optimise the effectiveness of joint venture models, the negotiation and establishment of the terms of agreement and the management mechanism of joint ventures should be carefully considered from the beginning, otherwise, it may cause harm to the business after the project is implemented.

The article introduces the common joint venture models in the oil refinery sector and a typical joint venture model applied by an international oil and gas company, the Bayernoil refinery joint venture. This model can be applied to manage oil refining activities as well as other joint venture projects with large investments in Vietnam.

Key words: Joint venture model, Bayernoil Refinery, Nghi Son Refinery and Petrochemical LLC (NSRP).

Giếng khoan Kèn Bầu 2X, Lô 114, bể Sông Hồng, thềm lục địa Việt Nam
được giàn khoan SAGA thi công. Ảnh: Trương Hoài Nam



ĐẶC THÙ CỦA HOẠT ĐỘNG ĐẦU TƯ XÂY DỰNG DỰ ÁN DẦU KHÍ

Với đặc thù có vốn đầu tư lớn, rủi ro cao cũng như không chỉ chịu sự chi phối của luật pháp Việt Nam mà còn phải tuân theo các thông lệ quốc tế, việc triển khai đầu tư các dự án dầu khí, trong đó có các dự án ở lĩnh vực thượng nguồn như thăm dò khai thác dầu khí đang gặp rất nhiều khó khăn. Khó khăn này lại càng lớn hơn khi bản thân các dự án dầu khí đang bị “trói buộc” bởi hệ thống văn bản pháp luật chồng chéo, không còn phù hợp trong môi trường đầu tư có nhiều thay đổi để ngành Dầu khí có thể đóng góp hiệu quả cho nền kinh tế.

Với đặc điểm khác biệt so với các dự án đầu tư thông thường, các dự án dầu khí, thường có quy mô đầu tư lớn, được xếp vào nhóm các dự án quan trọng quốc gia, công nghệ cao và đi kèm với các rủi ro không hề nhỏ trong triển khai, đặc biệt là các rủi ro về địa chất đối với các dự án thăm dò khai thác dầu khí.

Trong khi đó, việc triển khai dự án dầu khí lại đang chịu sự chi phối lớn nhất của Luật Dầu khí - văn bản pháp luật đã không còn phù hợp trong bối cảnh có nhiều thay

đổi. Hơn thế nữa, việc triển khai này càng gặp khó khăn lớn hơn khi chịu thêm sự chi phối chông chéo của nhiều luật khác như Luật Đầu tư, Luật Đầu tư công, Luật Xây dựng, Luật Đấu thầu, Luật Quản lý sử dụng vốn Nhà nước đầu tư vào sản xuất, kinh doanh tại doanh nghiệp và các văn bản dưới luật khác...

Theo ông Nguyễn Văn Phúc - Nguyên Phó Chủ nhiệm Ủy ban Kinh tế Quốc hội, trong bối cảnh có nhiều thay đổi, hành lang pháp lý cho hoạt động của ngành Dầu khí, đặc biệt là Luật Dầu khí đã không còn phù hợp để ngành Dầu khí phát triển

mạnh mẽ và đóng góp hiệu quả cho nền kinh tế.

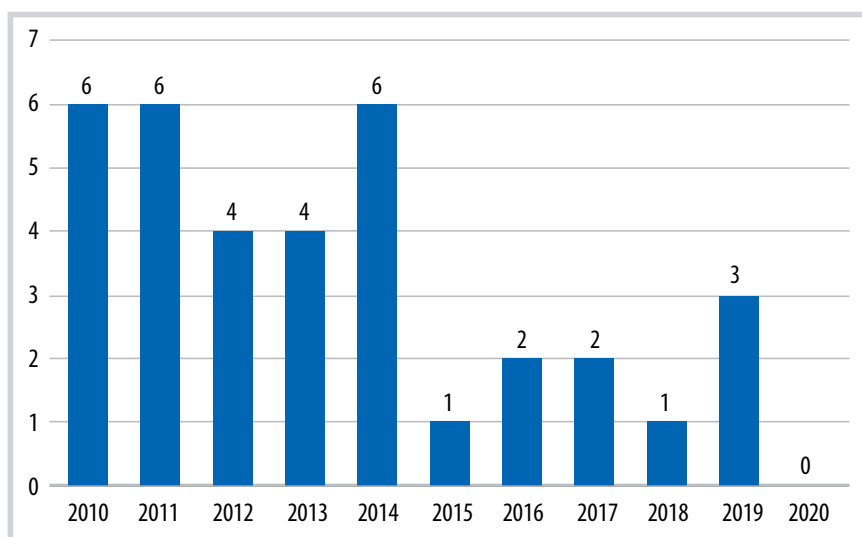
Làm rõ hơn về bất cập này, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) Lê Mạnh Hùng cho biết, hoạt động thăm dò khai thác dầu khí đang phải đối mặt với khó khăn về điều kiện kỹ thuật, địa chất, tình hình triển khai thực địa. Đặc biệt, cơ chế chính sách pháp luật về dầu khí không còn phù hợp với tình hình mới, ảnh hưởng không nhỏ tới lĩnh vực cốt lõi này.

Cụ thể, Luật Dầu khí và các điều khoản Hợp đồng dầu khí hiện hành còn tồn tại bất cập và kém hấp dẫn so với các nước



trong khu vực, không phù hợp tiềm năng trữ lượng dầu khí hiện nay nên không thu hút được nhà đầu tư nước ngoài.

Trên thực tế, Luật Dầu khí được ban hành năm 1993, sau đó được sửa đổi, bổ sung một số điều vào các năm 2000 và 2008. Trong bối cảnh giá dầu thô thế giới biến động, xu hướng chuyển dịch năng lượng (từ năng lượng truyền thống sang các dạng năng lượng mới) và điều kiện thăm dò khai thác dầu khí của Việt Nam, các cơ chế trong Luật Dầu khí không đủ khuyến khích các nhà đầu tư phát triển các mỏ nhỏ/mỏ cận biên, hay áp dụng các giải



Hình 1. Số lượng hợp đồng dầu khí ký mới trong giai đoạn 2010 - 2020.

pháp để tận thăm dò, nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR).

Minh chứng rõ nét nhất là Luật Dầu khí dù đã thể hiện khá đầy đủ các giai đoạn, bước thực hiện đối với dự án thăm dò khai thác dầu khí/Hợp đồng dầu khí nhưng lại chưa chỉ rõ các thủ tục đầu tư đầy đủ khi một doanh nghiệp Nhà nước (PVN/đơn vị thuộc PVN) có tham gia đầu tư vào dự án dầu khí (trong khi Luật Đầu tư cũng không quy định).

Chính sự chông chéo, thiếu quy định này đã khiến cho việc triển khai các dự án thăm dò khai thác dầu khí đang gặp nhiều khó khăn và khiến nhiều doanh nghiệp nước ngoài “nản chí” khi có ý định đầu tư vào các dự án loại này, nhất là khi điều kiện khai thác hiện nay chủ yếu là mỏ nhỏ, ở vùng nước sâu, xa bờ đòi hỏi chi phí lớn.

Việc thu hút đầu tư nước ngoài vào Việt Nam trong lĩnh vực thăm dò khai thác những năm gần đây gần như “giảm chân tại chỗ”. Trong giai đoạn 2016 - 2020, PVN chỉ ký được 8 hợp đồng dầu khí mới, chưa bằng 1/3 so với giai đoạn 2010 - 2015 (27 hợp đồng dầu khí mới).

Bên cạnh đó, các văn bản pháp luật này chỉ điều chỉnh hoạt động đầu tư của các bên với vai trò là các nhà thầu dầu khí

nói chung (quan hệ giữa nhà đầu tư với nước chủ nhà/Chính phủ Việt Nam), còn với vai trò là nhà đầu tư vào thăm dò khai thác dầu khí có sử dụng vốn Nhà nước tại doanh nghiệp thì vẫn phải tuân thủ các luật chung liên quan đến quản lý, sử dụng vốn Nhà nước đầu tư.

Thực tế là các dự án thăm dò khai thác dầu khí trong nước được thực hiện bởi tổ hợp các nhà thầu dầu khí quốc tế và/hoặc nhà đầu tư trong nước cùng góp vốn đầu tư để triển khai công tác thăm dò khai thác dầu khí tại 1 khu vực/lô/cụm lô nào đó trên thềm lục địa Việt Nam với điều kiện phải tuân thủ các cam kết về quyền và nghĩa vụ trong Hợp đồng dầu khí (thường là Hợp đồng chia sản phẩm - PSC) được ký kết giữa Chính phủ Việt Nam (đại diện là PVN) và tổ hợp các nhà thầu, đồng thời tuân thủ các quy định liên quan trong Luật Dầu khí cũng như các văn bản dưới Luật Dầu khí.

Theo đó, nếu kết quả thăm dò - thăm lượng xác định được mỏ dầu khí thương mại, các nhà thầu sẽ tiến hành hoạt động khai thác và bán dầu thô hoặc khí ngay tại miệng giếng, theo đó các hoạt động này chỉ tuân thủ quy định trong PSC và Luật Dầu khí.



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: VSP



Tuy nhiên, trong trường hợp các lô/khu vực hợp đồng có khai thác khí và các nhà thầu thực hiện bán khí đến tận hộ tiêu thụ trên bờ (trường hợp này được xem là PSC mở rộng), các nhà thầu sẽ cần đầu tư bổ sung các công trình đường ống để dẫn khí về bờ và các trạm xử lý, tiếp nhận, vận chuyển khí đến các hộ tiêu thụ. Trong khi đó, hoạt động xây dựng các công trình trên bờ hiện nay đang điều chỉnh bởi Luật Xây dựng và các văn bản dưới Luật Xây dựng.

Cùng với đó, Luật Quản lý sử dụng vốn Nhà nước đầu tư vào sản xuất, kinh doanh

tại doanh nghiệp (Luật 69/2014/QH13 ngày 26/11/2014) quy định đối với các dự án nhóm A cần phải có chấp thuận của đại diện chủ sở hữu trước khi chủ đầu tư quyết định đầu tư.

Với đặc thù của ngành Dầu khí (Nhà nước vừa quản lý đầu tư, vừa quản lý tài nguyên), Luật Dầu khí quy định rất chặt chẽ các bước thực hiện dự án thăm dò khai thác dầu khí, toàn bộ các thay đổi của Hợp đồng dầu khí cần được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, các bước đầu tư dự án thăm dò khai thác dầu khí (ODP, EDP, FDP)

khi thẩm định đều có sự tham gia của đại diện các Bộ ngành và Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp (đại diện chủ sở hữu của PVN).

Vi vậy, việc yêu cầu phải trình và đạt được chấp thuận của đại diện chủ sở hữu trước khi quyết định đầu tư theo Luật 69/2014/QH13 sẽ dẫn đến doanh nghiệp sử dụng vốn có nguồn gốc vốn Nhà nước (như PVEP) phải trình phê duyệt dự án theo 2 quy trình thủ tục khác nhau làm kéo dài thời gian phê duyệt và nhiều khi không khả thi vì tiến độ và nội dung phê



Mỏ Sư Tử Vàng. Ảnh: PVEP

duyet theo 2 quy trình không giống nhau. Đây chính là khó khăn khiến việc triển khai đầu tư các dự án thăm dò khai thác đang bị chậm chễ.

Theo kết quả nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), không chỉ có các dự án thượng nguồn gặp khó khăn, việc triển khai các dự án dầu khí ở lĩnh vực trung nguồn và hạ nguồn như chế biến khí, điện khí cũng gặp “trắc trở” bởi sự chồng chéo về văn bản quy phạm pháp luật và một loạt thông tư hướng dẫn của các bộ, liên bộ, ngành liên quan cũng như

các tiêu chuẩn, quy chuẩn, định mức kinh tế kỹ thuật từ khâu phê duyệt chủ trương đầu tư, lập và thẩm định dự án đầu tư, cấp giấy chứng nhận đăng ký đầu tư cho đến quản lý quá trình triển khai xây dựng và kết thúc đưa dự án vào vận hành khai thác.

Ví dụ rất rõ có thể thấy là trong việc triển khai các dự án đường ống dẫn khí từ mỏ/miệng giếng khai thác ngoài khơi về bờ và đến các hộ tiêu thụ (nhà máy điện, nhà máy đạm...). Thực tế là việc triển khai các dự án này đòi hỏi tính đồng bộ trong công tác đầu tư giữa hoạt động khai thác, vận chuyển và sử dụng khí (hay nói cách khác tiến độ đầu tư, vận hành dự án đường ống dẫn khí cần đảm bảo đồng bộ với tiến độ khai thác khí tại mỏ và tiến độ đầu tư, vận hành các nhà máy nhiệt điện khí, nhà máy đạm sử dụng khí làm nguyên liệu đầu vào).

Với các dự án này, có nhiều chủ thể cùng liên quan trong chuỗi hoạt động khí, bao gồm: chủ mỏ (đơn vị/nhà thầu khai thác khí); đơn vị kinh doanh khí (mua khí từ chủ mỏ và bán cho các hộ tiêu thụ); đơn vị vận chuyển và xử lý khí (thực hiện dịch vụ vận chuyển, xử lý khí từ mỏ đến các hộ tiêu thụ) và các hộ tiêu thụ khí (các nhà máy nhiệt điện khí là hộ tiêu thụ chính). Trong đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) có nhiều vai trò khác nhau: Mua khí từ mỏ, tham gia đầu tư đường ống, bán khí cho các hộ tiêu thụ khí. Ngoài ra, giá khí mua của chủ mỏ tại điểm giao nhận từ mỏ (giá khí miệng giếng), giá khí bán cho các hộ tiêu thụ điện/đạm và giá điện bán cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) đều do Chính phủ quyết định.

Bên cạnh đó, có một số nguồn khí do điều kiện khai thác/sử dụng đặc thù nên được áp dụng cơ chế chuyển ngang (pass through) giá mua khí sang giá điện (ví dụ như khí khu vực PM3-CAA; Cụm mỏ Lô B,

48/95, 52/97). Điều này cho thấy, quan hệ lợi ích hài hòa giữa các bên liên quan trong chuỗi hoạt động khí mới có thể đảm bảo được sự đồng bộ trong chuỗi dự án, điều này luôn là thách thức trong thực tiễn triển khai.

Đáng chú ý, các dự án chế biến dầu khí, các dự án nhà máy nhiệt điện (khí, than) thường có quy mô đầu tư rất lớn (đến 2 tỷ USD tương đương hơn 40.000 tỷ đồng trở lên) và thời gian xây dựng dài, dẫn đến việc huy động vốn rất phức tạp, phải huy động vốn từ các nguồn tài chính nước ngoài và cần có bảo lãnh/hỗ trợ của Chính phủ/Bộ Tài chính. Bên cạnh đó còn chịu nhiều tác động từ các quy định về an toàn, môi trường, chất lượng sản phẩm buộc chủ đầu tư phải đầu tư nâng cấp làm ảnh hưởng đáng kể đến hiệu quả của nhà máy.

Ngoài ra, có dự án bắt buộc phải sử dụng công nghệ bản quyền, nghĩa là mua/thuê bản quyền công nghệ (bao gồm thiết kế công nghệ, sở hữu trí tuệ, hỗ trợ kỹ thuật, thiết bị độc quyền, hóa chất xúc tác...) từ các tổ chức nước ngoài để phù hợp với yêu cầu chế biến của từng nhà máy/dự án, đảm bảo tương thích với nguồn nguyên liệu dầu thô đầu vào và cơ cấu sản phẩm đầu ra. Do đó, khi triển khai đầu tư (như khâu thiết kế, lựa chọn nhà thầu EPC) thường phải tuân thủ theo thông lệ quốc tế.

Với các bất cập này, nhiều chuyên gia cho rằng việc sớm rà soát, sửa đổi các văn bản pháp lý không còn phù hợp và chồng chéo trong bối cảnh mới sẽ là “liều thuốc” quan trọng để các dự án dầu khí có thể triển khai thuận lợi, đồng thời tạo sự yên tâm tin tưởng cho các nhà đầu tư nước ngoài “rót vốn” vào lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí.

Hoàng Phụng

PETROVIETNAM NGHIÊN CỨU VÀ ĐÁNH GIÁ CƠ HỘI PHÁT TRIỂN HYDRO

Chuyển dịch năng lượng diễn ra mạnh mẽ trên phạm vi toàn cầu. Nhiều quốc gia và các tập đoàn năng lượng, dầu khí trên thế giới đã tích cực xây dựng và triển khai chiến lược phát triển hydro với mục tiêu trở thành những quốc gia, doanh nghiệp dẫn đầu trong ngành công nghiệp hydro trong tương lai. Với mục tiêu góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia và trong bối cảnh sản lượng khai thác dầu khí trong nước ngày càng suy giảm, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã nghiên cứu và đánh giá cơ hội trong việc phát triển lĩnh vực hydro nói chung và sản xuất hydro “xanh”, xác định các nguồn hydro tự nhiên nói riêng.

Tại Tọa đàm “Xu hướng phát triển của công nghiệp hydro và triển vọng phát triển cho Petrovietnam”, Ban Chiến lược Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã có báo cáo dẫn để phân tích xu hướng phát triển của công nghiệp hydro trên thế giới và chiến lược phát triển hydro của các quốc gia, tập đoàn năng lượng, dầu khí trên thế giới, khu vực, đánh giá các thuận lợi, khó khăn cũng như cơ hội phát triển của Petrovietnam trong lĩnh vực năng lượng hydro nói chung và hydro “xanh” nói riêng.

Hydro không chỉ là nguồn nguyên/nhiên liệu quan trọng cho các lĩnh vực hoạt động của nền kinh tế nói chung (như sản xuất công nghiệp, giao thông, dân dụng, sản xuất và tích trữ năng lượng) mà còn là nguyên/nhiên liệu cho các hoạt động sản xuất kinh doanh của Petrovietnam nói riêng. Trong tương lai, hydro “xanh” sẽ dần thay thế các nguồn nhiên, nguyên liệu hóa thạch để hình thành thành một nền kinh tế hydro trong tương lai không xa. Ngoài các nguồn hydro sản xuất từ các quá trình tổng hợp trong công nghiệp, hydro còn được tìm thấy trong tự nhiên (dưới lòng đất) ở một số nơi trên thế giới và vấn đề tìm kiếm, thăm dò, khai thác hydro tự nhiên đã thu hút được nhiều sự quan tâm của các nhà khoa học và các doanh nghiệp trong thời gian gần đây. Ở Việt Nam, có nhiều khu vực có thể

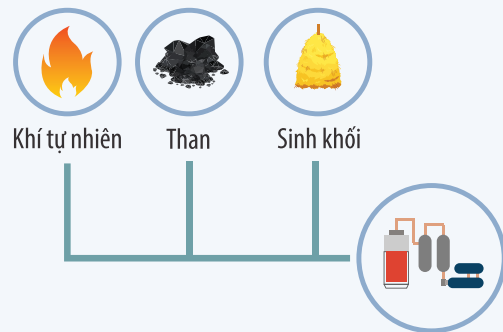
xuất hiện hydro tự nhiên như các khu vực có nhiều hoạt động núi lửa, các bể trầm tích liên quan đến thành tạo than, các thành tạo móng granite...

Kết luận Tọa đàm, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Hoàng Quốc Vương nhấn mạnh: Ngành công nghiệp hydro nói riêng hay nền kinh tế hydro nói chung đang phát triển nhanh trên phạm vi toàn cầu. Nhiều quốc gia đang chuẩn bị cho việc hình thành nền kinh tế hydro và các tập đoàn năng lượng, dầu khí trên thế giới bắt đầu triển khai phát triển hydro “xanh” sản xuất từ năng lượng tái tạo để chuẩn bị cho việc sản xuất thương mại sau năm 2030. Mặc dù việc phát triển hydro “xanh” còn nhiều thách thức, đặc biệt là vấn đề giá thành sản xuất còn cao, tuy nhiên với tốc độ phát triển của năng lượng tái tạo trong thời gian qua cùng với sự hoàn thiện công nghệ sẽ đẩy nhanh tốc độ phát triển của hydro “xanh” và có thể sản xuất quy mô thương mại từ sau năm 2030.

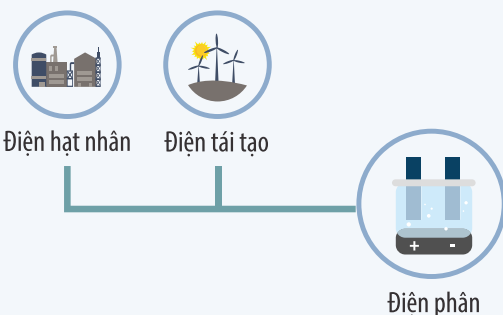
Để tiếp cận với xu hướng phát triển ngành công nghiệp hydro khi có điều kiện, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu Tập đoàn tiếp tục hoàn thiện báo cáo Xu hướng phát triển của công nghiệp hydro và triển vọng phát triển cho Petrovietnam để báo cáo Bộ Công Thương và các cơ quan liên quan về triển vọng phát triển hydro tại Việt Nam trong đó lưu ý một số nội dung sau:

SẢN XUẤT

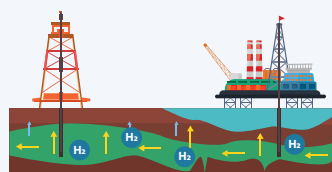
Tổng hợp từ nguyên liệu Hydrocacbon



Tổng hợp từ H₂O và điện năng



Hydro tự nhiên



Petrovietnam tham gia vào quá trình hoạch định chiến lược, chính sách để tạo khung pháp lý cần thiết cho việc phát triển năng lượng hydro thông qua việc kết hợp với các viện nghiên cứu, các bộ/ngành liên quan để thúc đẩy việc phát triển ngành công nghiệp hydro của Việt Nam.

Bằng các chương trình nghiên cứu khoa học công nghệ dài hạn, Tập đoàn tập trung nghiên cứu ứng dụng, tiếp cận các công nghệ mới trong chuỗi sản xuất,

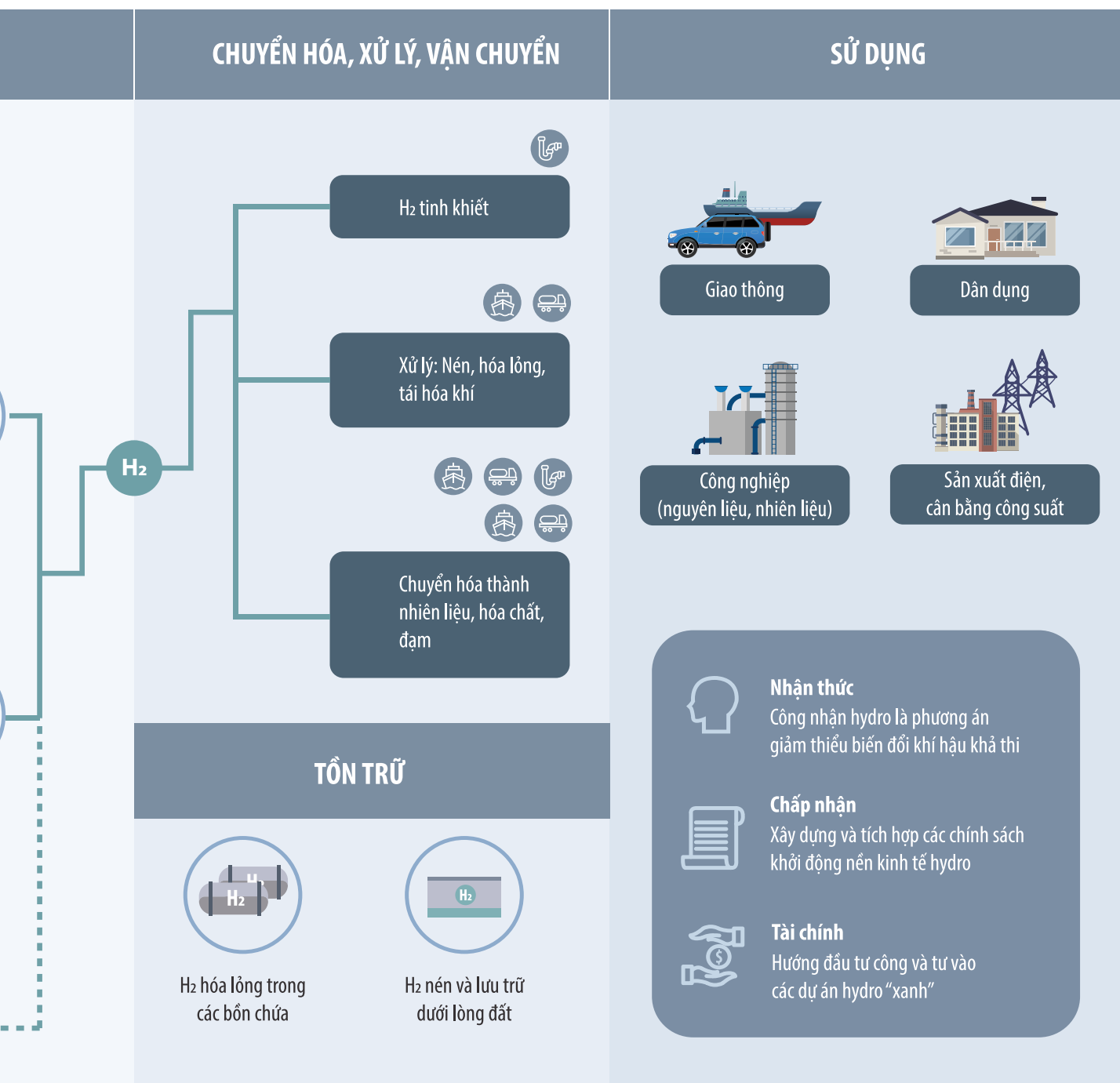
vận chuyển, lưu trữ và sử dụng/ứng dụng hydro để đón đầu và sẵn sàng tham gia sản xuất, kinh doanh hydro khi thị trường có đủ điều kiện.

Nghiên cứu xu thế phát triển hydro “xanh” trên cơ sở đặc thù chuyên ngành và các lợi thế sẵn có của hạ tầng ngành Dầu khí Việt Nam, trong đó tập trung: Xác định sự tồn tại của các mỏ/via hydro tự nhiên; Nghiên cứu phát triển chuỗi giá trị hydro, đặc biệt chuỗi năng lượng tái tạo - hydro

- (i) pin nhiên liệu (fuel cell)/sản xuất điện và (ii) sản xuất các sản phẩm hóa dầu (đạm, ammonia, methanol...).

Dựa trên kinh nghiệm trong thiết kế và chế tạo công trình biển, Tập đoàn tập trung triển khai các dự án điện gió ngoài khơi nhằm tạo tiền đề để phát triển năng lượng hydro, trong đó xây dựng kế hoạch triển khai cụ thể để đến năm 2030 đạt sản lượng 1.400 MW điện gió ngoài khơi.

Ban Chiến lược





PETROVIETNAM: SẢN LƯỢNG KHAI THÁC 8 THÁNG 2021 VƯỢT 12,7%

Trong 8 tháng đầu năm 2021, các chỉ tiêu sản xuất cơ bản của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đều đạt kế hoạch đề ra, khai thác dầu thô vượt 12,7% so với với kế hoạch 8 tháng; sản xuất các sản phẩm như đạm, xăng dầu, LPG... vượt kế hoạch từ 2 - 11%.



Mô Bạch Hồ. Ảnh: PVN

D iễn biến phức tạp của dịch bệnh Covid-19 đã tác động rất lớn đến thị trường, làm đứt gãy chuỗi cung ứng và ảnh hưởng trực tiếp đến việc sản xuất, tiêu thụ các sản phẩm chủ lực như: xăng

dầu, khí tự nhiên, khí hóa lỏng, điện, đạm... Trước thách thức này, Petrovietnam đã triển khai hiệu quả công tác phòng, chống dịch bệnh cùng với chiến lược đồng bộ trong xây dựng kịch bản, kế hoạch và tổ chức triển khai mô hình sản xuất phù hợp... giúp các công trình dầu khí hoạt động an toàn, liên tục, ổn định.

Trong 8 tháng đầu năm 2021, các chỉ tiêu sản xuất cơ bản của Petrovietnam đều vượt kế hoạch đề ra, khai thác dầu thô vượt 12,7% so với kế hoạch 8 tháng; sản xuất đạm, xăng dầu, LPG... đều vượt kế hoạch từ 2 - 11%. Các chỉ tiêu tài chính của Petrovietnam trong 8 tháng đầu năm 2021 đều vượt và tăng trưởng cao so với cùng kỳ với tổng doanh thu đạt trên 390,7 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 17%), nộp ngân sách Nhà nước đạt 56,9 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 38%), lợi nhuận trước thuế hợp nhất đạt 30,2 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 177%).

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết trong cuối năm 2021 sẽ duy trì hoạt động sản xuất ổn định, an toàn, đảm bảo hiệu quả, bên cạnh đó tập trung nguồn lực cho giải pháp lâu dài là gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác, mở rộng thị trường tiêu thụ... Tập trung phát triển chuỗi liên kết giá trị giữa các khâu thượng nguồn đến hạ nguồn trên cơ sở diễn biến của thị trường để điều phối hợp lý và hiệu quả.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị tăng cường quản trị biến động của thị trường, cập nhật diễn biến thị trường, linh hoạt trong điều chỉnh công tác tồn trữ, mua bán dầu thô và các sản phẩm, bảo đảm tối ưu hóa trong hoạt động sản xuất kinh doanh và đầu tư. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị triển khai đồng bộ công tác chuyển đổi số; số hóa toàn bộ nghiệp vụ, quy trình, hệ thống quản trị trong năm 2021; xây dựng cơ sở dữ liệu lớn cho các lĩnh vực.



ÔNG HOÀNG QUỐC VƯƠNG
CHỦ TỊCH HĐQT TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

“Trên tất cả các giàn khoan, dự án, công trường, cơ sở hoạt động dầu khí, cán bộ, người lao động dầu khí chủ động tiên phong thực hiện chiến lược vaccine + 5K, cùng nhiều biện pháp sáng tạo, quyết liệt duy trì trạng thái hoạt động bình thường, an toàn, ổn định; không để đứt gãy chuỗi sản xuất, đảm bảo cung ứng các mặt hàng chiến lược, góp phần bình ổn thị trường; chủ động giữ vững an ninh năng lượng, an ninh lương thực, đóng góp cao cho ngân sách Nhà nước và góp phần giữ gìn an ninh quốc gia trên biển”.

Trên cơ sở dự báo về kinh tế vĩ mô và thị trường, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị xây dựng kế hoạch sản xuất kinh doanh trong năm 2022, chuẩn bị các phương án ứng phó với từng kịch bản giá dầu, cập nhật danh mục sản phẩm chủ lực, sản phẩm thay thế và kế hoạch phát triển thị trường, thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng.

Hồng Minh



PV GAS ĐA DẠNG HÓA NGUỒN CUNG KHÍ TRONG NƯỚC

Sau 20 năm đưa vào vận hành thương mại, Kho cảng PV GAS Vũng Tàu là kho cảng chứa sản phẩm khí hóa lỏng (LPG) có quy mô lớn nhất Việt Nam, là mắt xích quan trọng trong dây chuyền khí Bạch Hổ và Nam Côn Sơn, cung cấp 60% sản lượng LPG cho thị trường trong nước.

Kho cảng PV GAS Vũng Tàu được đưa vào vận hành từ năm 2000, là kho chứa khí hóa lỏng và condensate lớn nhất Việt Nam, có nhiệm vụ chính là tàng chứa, xuất/nhập các sản phẩm LPG, condensate của Nhà máy xử lý khí Dinh Cố; condensate của

Nhà máy khí Nam Côn Sơn và cung cấp LPG nhập khẩu cho các tàu và xe bồn, vận chuyển đến các hộ tiêu thụ.

Để tăng cường khả năng tiếp nhận, tàng trữ và phân phối khí, Tổng công ty Khí Việt Nam (PV GAS) đã đầu tư xây dựng hệ thống kho chứa LPG lạnh tại cảng PV GAS Vũng Tàu để tàng chứa

LPG lạnh nhập khẩu với tổng sức chứa là 60.000 tấn. Đây là cơ sở quan trọng giúp sản lượng LPG luân chuyển thông qua Kho cảng Vũng Tàu đáp ứng 60% nhu cầu LPG trong nước, đồng thời mở ra cơ hội để PV GAS xuất khẩu LPG sang thị trường Đông Nam Á.

Kho cảng PV GAS Vũng Tàu đang



Kho cảng PV GAS Vũng Tàu. Ảnh: PV GAS

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

khẩu - tồn trữ - dịch vụ - kinh doanh khí và sản phẩm khí. Trong đó, PV GAS tập trung xây dựng hệ thống hạ tầng nhập khẩu LNG với 3 trung tâm tại Thị Vải (Bà Rịa - Vũng Tàu), Sơn Mỹ (Bình Thuận) và Hải Phòng, góp phần đa dạng hóa nguồn cung khí cho thị trường trong nước.

Với vị trí chiến lược trong tuyến luồng Vũng Tàu Cái Mép - Thị Vải, Kho cảng PV GAS Vũng Tàu được lựa chọn là địa điểm triển khai xây dựng Kho LNG đầu tiên của PV GAS có công suất của giai đoạn 1 là 1 triệu tấn/năm, dự kiến sẽ đưa vào vận hành trong Quý II/2022, sau đó nâng công suất lên 3 triệu tấn/năm (dự kiến trong giai đoạn 2024 - 2025).

Với tổng mức đầu tư giai đoạn 1 khoảng 285 triệu USD, Kho LNG Thị Vải có khả năng tiếp nhận được tàu vận chuyển LNG trọng tải lên đến 85.000 DWT, với các hạng mục chính gồm bồn chứa LNG sức chứa 180.000 m³ và các thiết bị công nghệ được thiết kế theo tiêu chuẩn quốc tế...

Sau khi hoàn thành vào năm 2022, Kho LNG Thị Vải sẽ bổ sung nguồn cung khoảng 1,4 tỷ m³ khí cấp cho các khách hàng tiêu thụ gồm: Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4, các khách hàng công nghiệp và bù đắp lượng khí thiếu hụt trong nước sau năm 2022.

quản lý và vận hành: Kho định áp (LPG và condensate bể Cửu Long/Nam Côn Sơn); Kho LPG lạnh Thị Vải; Kho LPG Gò Dầu (tại Đồng Nai) và các thiết bị phụ trợ; Trạm nạp LPG xe bồn Thị Vải; cầu cảng xuất/nhập sản phẩm bằng tàu với tải trọng lên tới 60.000 DWT. Đặc biệt, hệ thống kho chứa LPG sức chứa 75.000 tấn (chiếm khoảng 50% tổng công suất kho chứa LPG tại Việt Nam).

Hàng năm, Kho cảng PV GAS Vũng Tàu xuất/nhập LPG cho trên 1.000 chuyến tàu và khoảng 20.000 xe bồn với tổng sản lượng khoảng 1,5 triệu tấn/năm, xuất bán 100% sản lượng condensate chế biến từ

Nhà máy xử lý khí Dinh Cố và Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn với sản lượng khoảng 150.000 tấn/năm.

Việc vận hành, khai thác hiệu quả Kho cảng PV GAS Vũng Tàu giúp PV GAS mở rộng thị trường kinh doanh LPG tại Việt Nam, giữ vững thị phần, gia tăng khả năng tồn trữ, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

Thực hiện Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035, PV GAS đang tập trung nâng cao hiệu quả, sức cạnh tranh trong tất cả các khâu thu gom - vận chuyển - chế biến - xuất nhập

Kho chứa và cảng xuất sản phẩm lỏng LPG, condensate Thị Vải được PV GAS đưa vào chạy thử, xuất thành công chuyến tàu condensate đầu tiên vào ngày 28/10/2000.

2008 - 2013

- Tiếp nhận, vận hành tàu chứa LPG nổi đầu tiên và duy nhất tại Việt Nam (tàu Chelsea Bridge)

2009

- Vận hành trạm nạp xuất LPG cho xe bồn

2013

- Nâng công suất tiếp nhận tàu có trọng tải lên tới 60.000 DWT
- Đưa vào vận hành Kho chứa LPG lạnh đầu tiên và công suất lớn nhất Việt Nam với sức chứa 60.000 DWT

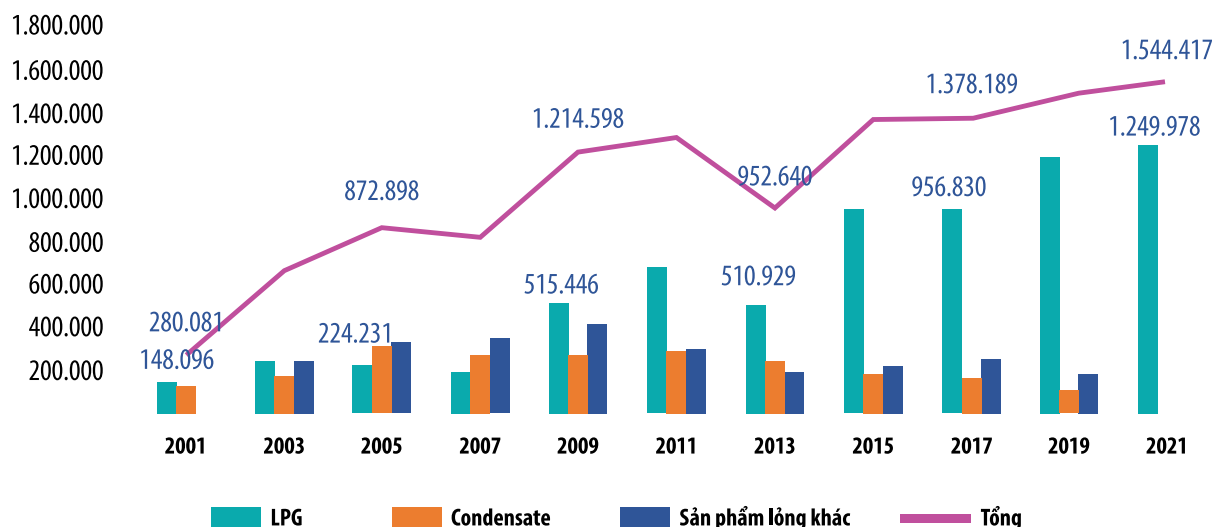


PV GAS đang triển khai các dự án khí mới, trong đó đặc biệt phát triển chuỗi giá trị LNG, góp phần đa dạng nguồn cung cho thị trường khí tại Việt Nam.

PV GAS triển khai xây dựng Kho LNG Thị Vải công suất của giai đoạn 1 là 1 triệu tấn/năm, dự kiến sẽ đưa vào vận hành trong Quý II/2022, sau đó nâng công suất lên 3 triệu tấn/năm (dự kiến từ năm 2024 - 2025).



Là kho cảng chứa sản phẩm khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG) có quy mô lớn nhất Việt Nam, Kho cảng PV GAS Vũng Tàu là mắt xích quan trọng trong dây chuyền khí Bạch Hổ và Nam Côn Sơn, cung cấp khoảng 60% sản lượng LPG cho thị trường Việt Nam.



Sản lượng LPG, condensate và sản phẩm lỏng khác xuất/nhập qua Kho cảng PV GAS Vũng Tàu (tấn/năm)



60%

Sản lượng LPG xuất/nhập qua Kho cảng PV GAS Vũng Tàu khoảng 1,5 triệu tấn/năm, đóng góp khoảng 60% nhu cầu LPG cho thị trường nội địa Việt Nam.



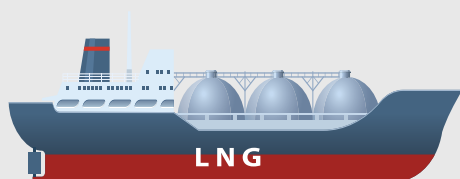
1.000
chuyến tàu



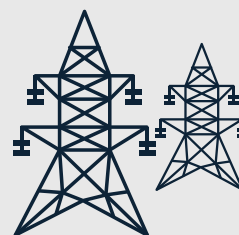
20.000
xe bồn



1,5
triệu tấn/năm



Kho LNG Thị Vải có khả năng tiếp nhận được tàu vận chuyển LNG trọng tải lên đến 85.000 DWT, gồm bốn chứa LNG sức chứa 180.000 m³ và các thiết bị công nghệ được thiết kế theo tiêu chuẩn quốc tế.



Sau khi hoàn thành giai đoạn 1 vào năm 2022, Kho LNG Thị Vải sẽ bổ sung nguồn cung khoảng 1,4 tỷ m³ khí cấp cho các khách hàng tiêu thụ gồm: Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4, các khách hàng công nghiệp và bù đắp lượng khí thiếu hụt trong nước sau năm 2022.

EXXONMOBIL MỞ RỘNG ĐẦU TƯ VÀO LĨNH VỰC NĂNG LƯỢNG TẠI VIỆT NAM

Ngày 8/9/2021 (giờ địa phương), tại Thủ đô Brussels (Bi), Chủ tịch Quốc hội Vương Đình Huệ đã tiếp ông Perer Lavoy - Giám đốc cấp cao khu vực châu Á - Thái Bình Dương của ExxonMobil (Mỹ).

Chủ tịch Quốc hội cho rằng dự án Cá Voi Xanh với tổng vốn đầu tư 20 tỷ USD để sản xuất khí tự nhiên ngoài khơi tại miền Trung Việt Nam, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, là điều kiện quan trọng để Việt Nam xây dựng và vận hành các nhà máy điện khí tại khu vực miền Trung.

Chủ tịch Quốc hội đề nghị ExxonMobil và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) tiếp tục phối hợp chặt chẽ để đảm bảo đúng tiến độ đưa dòng khí đầu tiên vào bờ vào năm 2024.

Chủ tịch Quốc hội cho biết chủ trương của Việt Nam là tăng sử dụng



Chủ tịch Quốc hội tiếp Giám đốc cấp cao khu vực châu Á - Thái Bình Dương của ExxonMobil. Ảnh: TTXVN

năng lượng điện gió, khí hóa lỏng, giảm dần điện than. Các dự án ExxonMobil dự kiến triển khai tại Việt Nam bị trì hoãn do ảnh hưởng của dịch bệnh kéo dài, Chủ tịch Quốc hội đề nghị sớm khởi động lại trong thời gian sớm nhất sau dịch bệnh.

Ghi nhận và ủng hộ kế hoạch xây dựng Nhà máy điện khí LNG Hải Phòng, Chủ tịch Quốc hội đề nghị các Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Công Thương và Thành phố Hải Phòng sớm xem xét cụ thể để đáp ứng yêu cầu điện năng của Hải Phòng và các tỉnh phía Bắc.

Kim Anh

KIỆN TOÀN BAN CHỈ ĐẠO NHÀ NƯỚC CÁC DỰ ÁN TRỌNG ĐIỂM VỀ DẦU KHÍ

Ngày 2/9/2021, Thủ tướng Chính phủ đã ký Quyết định số 1455/QĐ-TTg về việc kiện toàn Ban chỉ đạo Nhà nước các dự án trọng điểm về dầu khí, giao Phó Thủ tướng Lê Văn Thành là Trưởng Ban chỉ đạo.

Ban Chỉ đạo có nhiệm vụ chỉ đạo, kiểm tra, đôn đốc việc thực hiện các quyết định của Thủ tướng Chính phủ về việc đầu tư xây dựng các dự án trọng điểm về dầu khí; chỉ đạo các bộ, ngành, UBND các tỉnh liên quan cùng với chủ đầu tư, các tổ chức tư vấn trong nước và nước ngoài, các nhà thầu thực hiện các nội dung theo nhiệm vụ để bảo đảm tiến độ thi công và chất lượng công trình thuộc các dự án trọng điểm về dầu khí. Chỉ đạo, phối hợp các ngành, các địa phương liên quan giải quyết các vấn đề vướng mắc trong việc thực hiện bồi thường hỗ trợ, di dân, tái định cư, giải phóng mặt bằng các dự án trọng điểm về dầu khí.



Phó Thủ tướng Lê Văn Thành kiểm tra công trường xây dựng Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2. Ảnh: Đức Tuấn

Ban Chỉ đạo có quyền hạn sau: Thừa ủy quyền của Thủ tướng Chính phủ quyết định những cơ chế, chính sách và giải quyết các vấn đề cụ thể thuộc thẩm quyền của Thủ tướng Chính phủ trong quá trình tổ chức triển khai thực hiện các dự án trọng điểm về dầu khí; giải quyết các vấn đề có tính liên ngành liên quan đến các dự

án trọng điểm về dầu khí. Định kỳ và đột xuất báo cáo Thủ tướng Chính phủ về tiến độ xây dựng, chất lượng công trình thuộc các dự án trọng điểm về dầu khí; các nội dung vượt quá thẩm quyền, kiến nghị giải pháp trình Thủ tướng Chính phủ xem xét, quyết định.

Nguyễn Hoàng

BẢO DƯỠNG THIẾT BỊ, CÔNG NGHỆ TRÊN MỎ HẢI THẠCH - MỘC TINH

Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC) cho biết từ 0 giờ ngày 28/8/2021 đã triển khai chiến dịch bảo dưỡng sửa chữa lớn nhất kể từ ngày đưa dòng khí đầu tiên vào khai thác (9/2013) đến nay, đảm bảo hệ thống thiết bị, công nghệ trên cụm giàn khai thác mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh, FSO vận hành an toàn, ổn định và đạt độ tin cậy tuyệt đối.

Theo kế hoạch, BIENDONG POC sẽ bảo dưỡng sửa chữa 21 hạng mục công việc trong 10 ngày, trong đó có 3 hạng mục quan trọng là thay van SDV-2910 sau 9 năm sử dụng liên tục, kiểm tra bên trong các bình áp lực và nâng cấp hệ thống điều khiển trung tâm (ICSS).

Cụ thể, van SDV-2910 (trọng lượng 15,5 tấn, áp suất làm việc tới 125 atm) có nhiệm vụ cô lập hệ thống trước khi xuất khí vào đường ống Nam Côn Sơn; van sẽ tự động đóng để đảm bảo an toàn trong tình



Giàn xử lý trung tâm Hải Thạch. Ảnh: Lê Khoa

huống xảy ra sự cố phải dùng giàn khẩn cấp. Bình áp lực sau 5 năm hoạt động liên tục có thể có hư hỏng, khiếm khuyết bên trong dẫn đến nguy cơ rò rỉ khí cháy nổ, cần được kiểm định để đảm bảo an toàn theo quy định của đăng kiểm Việt Nam và quốc tế. Nâng cấp hệ thống điều khiển trung tâm (ICSS) nhằm đáp ứng công nghệ 4.0 và hệ thống lưu trữ dữ liệu lớn

(big data), tăng độ sẵn sàng, tin cậy làm nền tảng cho công tác bảo trì tiên đoán dựa trên trí tuệ nhân tạo AI.

Ngoài các hạng mục chính, BIENDONG POC sẽ thực hiện các công việc khác như: kiểm tra tháp đốt, thay thế bộ phận đánh lửa, hàn cắt đường ống và các van xả bị hỏng...

Liên Hằng

VIETSOVPETRO KHỞI CÔNG CHẾ TẠO CHÂN ĐẾ GIÀN ZWP 12 & ZWP 15

Ngày 8/9/2021, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã khởi công chế tạo 2 chân đế giàn ZWP 12 & ZWP 15 thuộc Dự án phát triển mỏ Zawtika giai đoạn 1D do PTTEP (Thái Lan) là chủ đầu tư, PT. Gunanusa Utama Fabricators (Indonesia) là Tổng thầu EPCIC.

Chân đế ZWP 12 & ZWP 15 sẽ được lắp đặt tại Lô M9 và M11 ở bể Martaban, vùng biển Myanmar ở mực nước sâu khoảng 132m và 156m. Chân đế ZWP 12 nặng khoảng 5.200 tấn, cọc 3.600 tấn. Chân đế ZWP 15 nặng khoảng 6.300 tấn, cọc 2.200 tấn. Kế hoạch thi công chế tạo và hạ thủy 2 chân đế trong vòng 15 tháng (9/2021 - 11/2022).

Trước ảnh hưởng của dịch bệnh Covid-19, Vietsovpetro đang triển khai đồng bộ các giải pháp để vừa hoàn thành công tác khoan, thăm dò, khai thác các mỏ



Mỏ Zawtika, ngoài khơi Moattama, Myanmar. Nguồn: MMTimes

dầu khí ngoài khơi, vừa đảm bảo tiến độ triển khai chế tạo chân đế ZWP 12 & ZWP 15 theo đúng Hợp đồng.

Việc được chủ đầu tư PTTEP, Tổng thầu EPCIC chấp thuận giao thầu cung cấp chế tạo 2 chân đế ZWP 12 & ZWP 15 đã chứng

minh năng lực, kinh nghiệm, uy tín của Vietsovpetro trong công tác thi công chế tạo, vận chuyển và hạ thủy các công trình dầu khí, đặc biệt là các giàn nước sâu, siêu trường siêu trọng tại Việt Nam và thị trường quốc tế.

Hồng Minh

PV DRILLING CUNG CẤP GIÀN KHOAN TỰ NÂNG CHO VIETSOVPETRO



Giàn khoan tự nâng PV Drilling I. Ảnh: PVD

Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã ký hợp đồng cung cấp giàn khoan biển tự nâng PV Drilling I cho Liên doanh Việt -

Nga “Vietsovpetro”, để triển khai chương trình khoan tại Lô 09-1 bắt đầu từ giữa tháng 9/2021.

Giàn PV Drilling I là giàn khoan biển tự nâng đầu tiên của PV Drilling, có khả năng thi công giếng khoan có độ sâu đến 25.000 ft (tương đương 7.600 m) và tối đa chứa được 120 người cùng tham gia làm việc trực tiếp trên giàn.

Hiện giàn PV Drilling I và II đang thực hiện chiến dịch khoan của Hoàng Long JOC; giàn PV Drilling III đang thực hiện chiến dịch khoan cho JVPC; giàn khoan đất liền PV Drilling 11 đang thực hiện chương trình khoan tại Algeria cho GBRS. Giàn khoan bán chìm PV Drilling V đang hoàn thiện đầu nổi cụm thiết bị khoan (DES) và Tender tại Singapore, sau đó sẽ được đưa sang Brunei để thực hiện chiến dịch khoan của Brunei Shell Petroleum từ tháng 10/2021...

Hồng Minh

BSR ĐẠT GIẢI CAO TẠI HỘI THI SÁNG TẠO KỸ THUẬT TỈNH QUẢNG NGÃI



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đạt 1 giải Nhất, 1 giải Nhì, 3 giải Ba và 2 giải Khuyến khích tại Hội thi Sáng tạo Kỹ thuật tỉnh Quảng Ngãi lần thứ 12 (2020 - 2021).

Trong đó, BSR đạt giải Nhất với giải pháp “Tăng nhiệt độ điểm chớp cháy cho sản phẩm dầu DCO đáp ứng tiêu chuẩn nền FO (FP) của BSR làm tiền đề cho việc nghiên cứu sản xuất MFO của BSR”; giải Nhì

là giải pháp “Tối ưu tần suất phân tích mẫu dựa trên khuynh hướng của kết quả thực nghiệm và mối tương quan giữa các chỉ tiêu của mẫu thông qua mô hình hồi quy”.

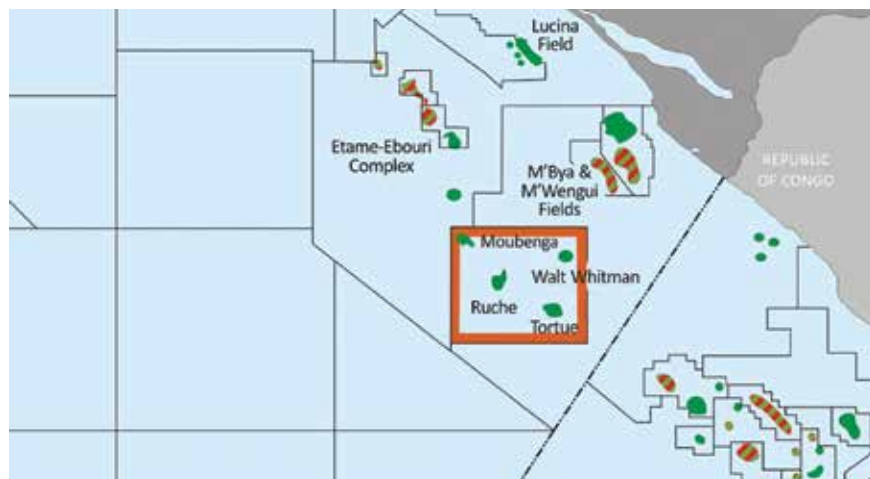
BSR cũng đạt 3 giải Ba với các giải pháp: “Thiết kế bổ sung logic điều khiển cho hệ thống lò hơi A-4001A/B/C/D để đa dạng phương thức vận hành và tự động điều khiển khi lưu lượng khí nhiên liệu sinh ra từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất tăng

cao, tránh lượng khí nhiên liệu thừa xả ra được đốt”; “Giải pháp cung cấp nhiệt bổ sung cho vòng HCO PA từ vòng HCO recycle để gia nhiệt cho tháp Debutaniser”; “Giải pháp sử dụng, ứng dụng thiết bị bay không người lái (drone) phục vụ công tác kiểm tra thiết bị trong nhà máy lọc dầu”.

BSR đạt 2 giải Khuyến khích với “Giải pháp phân tích hàm lượng plantin (Pt) trong xúc tác CCR nhằm chủ động kiểm soát chất lượng xúc tác tại phân xưởng CCR, phục vụ công tác vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, ổn định, hiệu quả”; “Giải pháp kỹ thuật để đảm bảo chỉ tiêu hàm lượng tro (ash content) của sản phẩm dầu cặn (clarified oil) đầu ra thiết bị tách xúc tác mịn trong dòng dầu cặn slurry (Gulftronic Separator X-1504) đạt tiêu chuẩn thiết kế (<100 ppmwt) tại phân xưởng RFCC, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất”.

Đức Chính

BW ENERGY PHÁT HIỆN DẦU NGOÀI KHƠI GABON



Vị trí lô Dussafu ngoài khơi Gabon. Nguồn: Panoro Energy

Hiện Hibiscus DHBM-1 khoảng 6 km về phía Bắc - Đông Bắc, được khoan đến độ sâu 115 m nước với tổng chiều sâu khoan là 3.500 m.

Trong quá trình khoan, giếng bắt gặp vỉa chứa Gamba tại độ sâu 2.794 m và cột dầu có bề dày tầng sản phẩm đạt 13,5 m tại vỉa cát kết Gamba trên.

Giếng dự kiến giúp tăng trữ lượng thu hồi tại Lô Dussafu lên 105 triệu thùng.

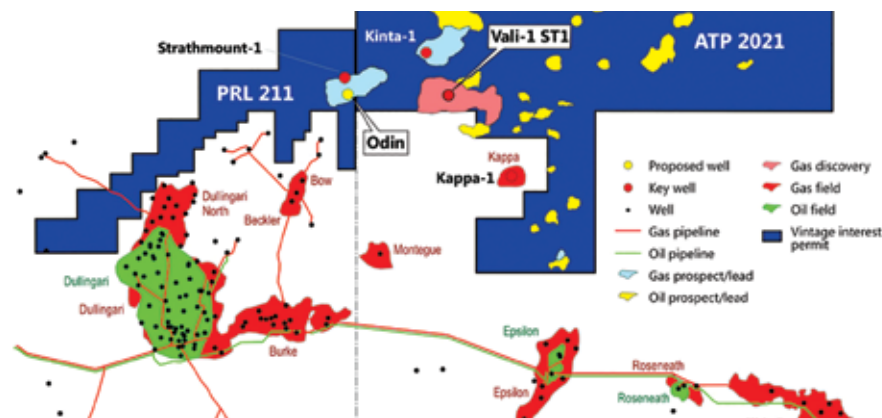
Lô Dussafu có diện tích 850 km² do BW Energy điều hành (73,5%), cùng các đối tác Panoro Energy (17,5%) và Gabonese Oil (9%).

Linh Chi (theo BW)

BW Energy Limited công bố phát hiện dầu tại giếng thăm dò Bắc

Hibiscus (DHBM-1) thuộc Lô Dussafu, ngoài khơi Gabon. Giếng nằm cách phát

VINTAGE ENERGY PHÁT HIỆN KHÍ TẠI GIẾNG THĂM LƯỢNG VALI-3



Khu vực giấy phép ATP 2021 tại bể Cooper. Nguồn: Vintage Energy

Vintage Energy công bố phát hiện mỏ khí Vali sau khi khoan giếng thăm lượng Vali-3, thuộc giấy phép ATP 2021, tại bể Cooper, phía Tây Nam Queensland.

Giếng Vali-3 được khoan tới tổng chiều sâu 3.186 m. Trong quá trình khoan, khí được phát hiện tại hệ tầng Toolachee, Epsilon, Patchawarra và vỉa cát kết Tirrawarra.

Giếng Vali-3 bắt gặp cột khí có bề dày tầng sản phẩm đạt 165 m tại hệ tầng Patchawarra và cột khí có bề dày tầng sản

phẩm đạt 13 m tại vỉa cát kết Tirrawarra. Vintage Energy cho biết vẫn tiếp tục khoan nhằm đánh giá và định lượng khí tại hệ tầng Epsilon và Toolachee.

Dầu cũng được phát hiện tại các trầm tích tuổi Cretaceous muộn, Jurassic và Triassic; các hệ tầng Toolachee tuổi Permian muộn.

Giấy phép ATP 2021 được điều hành bởi Vintage Energy (50%) cùng các đối tác Metgasco Ltd. (25%) và Bridgeport Cooper Basin Pty. Ltd. (25%).

Linh Chi (theo Vintage Energy)

88 ENERGY PHÁT HIỆN DẦU TẠI GIẾNG THĂM DÒ MERLIN-1, NORTH SLOPE



Vị trí giếng Merlin-1 tại North Slope. Nguồn: 88 Energy

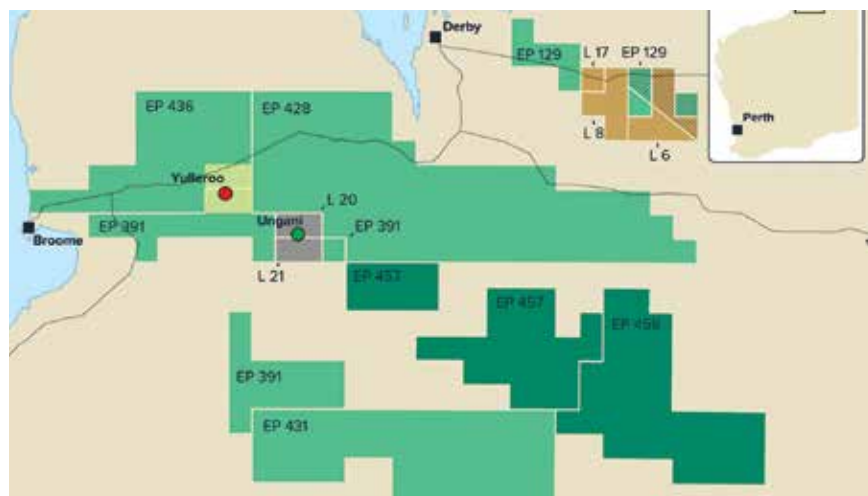
88 Energy công bố kết quả khoan giếng Merlin-1 và cho biết đã phát hiện dầu tại 2 đối tượng thăm dò N18 và N20, thuộc hệ tầng Cretaceous Nanushuk. Theo kết quả phân tích địa hóa, tại vỉa cát N19 (không thuộc đối tượng được đánh giá trước đó) cũng có phát hiện dầu khí. 88 Energy dự kiến khoan thêm giếng thăm lượng Merlin-2 vào Quý I/2022.

ERCE Australia Pty Ltd. ước tính trữ lượng tiềm năng chưa cập nhật tại dự án Peregrine là 1,6 tỷ thùng dầu, bao gồm trữ lượng tại giếng Merlin-1A và Merlin-2 cùng 2 vỉa chứa tại cấu tạo triển vọng Harrier được lên kế hoạch khoan trong năm 2022.

Dự án Peregrine có diện tích khoảng 195.000 mẫu Anh do 88 Energy điều hành (100%).

Trần Anh (theo 88 Energy)

BURU PHÁT HIỆN DẦU TẠI GIẾNG CURRAJONG-1



Vị trí giếng Ugani tại bể Canning. Nguồn: Buru Energy

Buru Energy phát hiện dầu tại giếng Currajong-1, thuộc giấy phép thăm dò 391 tại bể Canning, phía Tây Bắc Tây Australia.

Giếng được khoan bằng giàn Ensign 963, đến tổng chiều sâu 2.340 m. Dữ liệu cho thấy xuất hiện các vỉa rỗng chứa dầu tại nóc tập Ungani dolomite và các vỉ

chứa dầu tiềm năng xuất hiện tại các tập dolomite thấp hơn, gần giếng Praslin 1. Đặc biệt, 1 bộ phận phát hiện khí hydro chuyên dụng cũng được lắp đặt trên giàn khoan này. Thiết bị đã phát hiện khu vực khí bùn (mudgas) chứa hydro với tỷ lệ 6% trong khoảng cách 6 m từ độ sâu đo được 2.014 m.

Sau khi hoàn thiện khoan giếng Currajong-1, giàn khoan Ensign 963 sẽ khoan giếng Rafael 1.

Buru điều hành 3 giếng Currajong, Rafael and Ungani nắm giữ 50% quyền lợi. Origin Energy nắm giữ 50% quyền lợi tại giếng Currajong và Rafael. Roc nắm giữ 50% tại giếng Ungani.

Trần Anh (theo Buru Energy)

ENI PHÁT HIỆN DẦU NGOÀI KHƠI IVORY COAST



Tàu khoan Saipem 10000. Nguồn: Saipem

Eni công bố phát hiện dầu khổng lồ tại cấu tạo triển vọng Baleine, Lô CI-101 ngoài khơi Ivory Coast.

Giếng thăm dò Baleine-1x được khoan bằng tàu khoan Saipem 10000 tới tổng chiều sâu 3.445 m, tại khu vực nước sâu 1.200 m; phát hiện dầu nhẹ (40 °API) tại 2 địa tầng khác nhau.

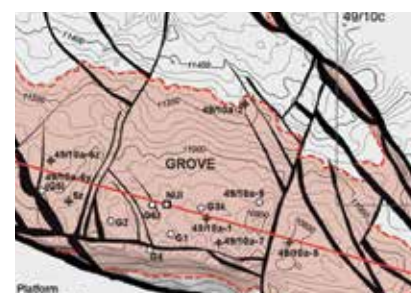
Dữ liệu đo ghi và thử nghiệm mẫu tại giếng phát hiện vỉa chứa dầu nhẹ (40 °API) tuổi Santonian và Cenomanian/Albian và vỉa tuổi Cenomanian/Albian muộn có đặc

tính vỉa tốt, có thể đưa vào khai thác. Trữ lượng tiềm năng tại phát hiện ước tính 1,5 - 2 tỷ thùng dầu tại chỗ và 1,8 - 2,4 nghìn tỷ ft³ khí đồng hành. Giếng Baleine là giếng thăm dò đầu tiên của Eni tại Ivory Coast.

Eni điều hành Lô CI-101 (90%) cùng đối tác Petroci Holding (10%). Eni và đối tác Petroci Holding cũng tham gia vào 4 lô khác ở khu vực nước sâu Ivorian là CI-205, CI-501, CI-504 và CI-802.

Trần Anh (theo Eni)

SPIRIT ENERGY PHÁT HIỆN KHÍ TẠI MỎ GROVE



Bản đồ mỏ Grove. Nguồn: The Geological Society of London

Spirit Energy công bố phát hiện khí tại mỏ Grove, thêm lục địa Vương quốc Anh.

Giếng phát triển Grove Northeast (49/10a-G7) được khoan bằng giàn khoan tự nâng hạng nặng Maersk Resolve của Maersk Drilling, bắt gặp vỉa cát kết chứa khí B&C có bề dày tầng sản phẩm khoảng 250 ft.

Khí từ mỏ Grove được đưa về xử lý tại Nhà máy Markham J6-A (Spirit Energy) và vận chuyển thông qua hệ thống đường ống dẫn khí Tây (West Gas Transport) đến terminal Den Helder ở Hà Lan.

Mỏ Grove và Grove Northeast được điều hành bởi Spirit Energy (92,5%), cùng đối tác RockRose (7,5%).

Linh Chi (theo Spirit Energy)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Trong Báo cáo thị trường dầu (Oil Market Report), Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) dự báo nhu cầu dầu toàn cầu chỉ đạt 96,2 triệu thùng/ngày vào năm 2021 và chỉ tăng thêm 3,2 triệu thùng/ngày vào năm 2022 [1].

Nguồn cung dầu toàn cầu tăng 1,7 triệu thùng/ngày trong tháng 7 lên 96,7 triệu thùng/ngày sau khi Saudi Arabia chấm dứt cắt giảm sản lượng tự nguyện bổ sung và hoạt động khai thác tại Biển Bắc phục hồi mạnh mẽ sau đợt tiến hành bảo trì. Sản lượng dầu toàn cầu được IEA dự báo sẽ tăng trong thời gian tới sau khi Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ và đồng minh (OPEC+) tiếp tục nới lỏng thỏa thuận cắt giảm sản lượng. Đáng chú ý, nguồn cung ngoài OPEC+ đã tăng 600 nghìn thùng/ngày trong năm 2021 và được báo sẽ tăng 1,7 triệu thùng/ngày vào năm 2022 (Mỹ chiếm gần 60%).

Hoạt động lọc dầu phục hồi chậm do làn sóng dịch bệnh Covid-19 mới khiến các nước áp dụng các biện pháp giãn cách, bao gồm cả lockdown trên diện rộng, dẫn đến tiêu thụ nhiên liệu giảm mạnh. Công suất các nhà máy lọc dầu toàn cầu được dự báo ở mức 77,9 triệu thùng/ngày trong

năm 2021 (tăng 3,7 triệu thùng/ngày so với năm trước), song vẫn thấp hơn 3,7 triệu thùng/ngày so với năm 2019.

Dự báo của IEA về tăng trưởng nhu cầu dầu toàn cầu cơ bản không thay đổi so với báo cáo trước đó, tăng 5,3 triệu thùng/ngày vào năm 2021 và tăng thêm 3,2 triệu thùng/ngày vào năm 2022. Tuy nhiên, tăng trưởng nhu cầu dầu cuối năm 2021 sẽ giảm mạnh do một số quốc gia tiêu thụ dầu lớn, đặc biệt là ở khu vực châu Á, áp dụng các biện pháp hạn chế di chuyển để giảm sự lây lan trước biến thể mới của virus SARS-CoV-2.

Tồn kho dầu toàn cầu giảm mạnh, các kho dự trữ của OECD đã giảm 50 triệu thùng, tương đương 1,7 triệu thùng/ngày, thấp hơn 131 triệu thùng so với mức tồn kho trung bình 5 năm. Tuy nhiên, lượng dầu tồn kho có thể gia tăng trong cuối năm nay với giả định các lệnh trừng phạt tiếp tục áp dụng đối với dầu thô Iran. OPEC+ có thể tạm dừng, tiếp tục hoặc thậm chí đảo ngược quyết định nới lỏng cắt giảm sản lượng trong năm 2022.

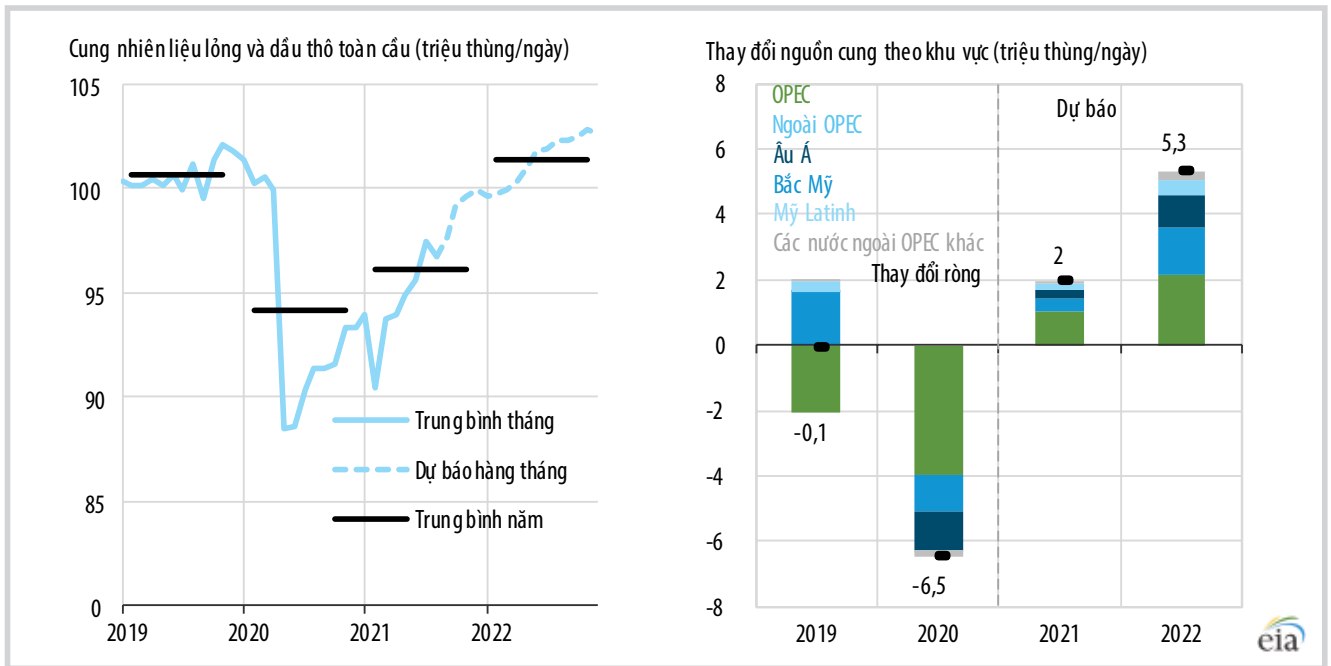
Trong Báo cáo "Macro oils short-term outlook" [2], Wood Mackenzie dự báo sản lượng dầu toàn cầu đã được điều chỉnh

tăng khoảng 60.000 thùng/ngày vào năm 2021 và 170.000 thùng/ngày vào năm 2022 lên mức trung bình lần lượt là 96 triệu thùng/ngày và 100,6 triệu thùng/ngày. Kết quả này được Wood Mackenzie giả định sản lượng OPEC+ sẽ tiếp tục tăng trong cuối năm 2021 và 2022, đồng thời UAE, Saudi Arabia, Liên bang Nga, Kuwait và Iraq tăng sản lượng trong năm 2022.

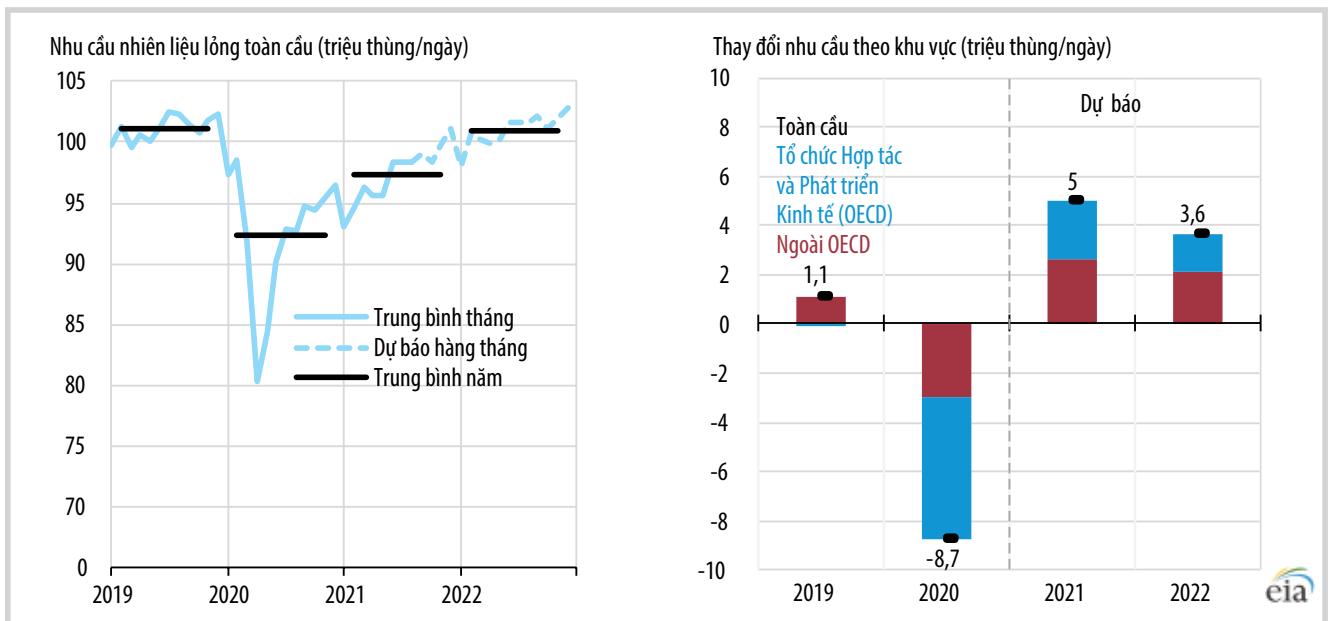
Wood Mackenzie dự báo nguồn cung ngoài OPEC đạt trung bình 58,5 triệu thùng/ngày trong năm 2021, tăng 430.000 thùng/ngày so với năm 2020, chủ yếu nhờ vào sản lượng gia tăng từ Liên bang Nga và Canada. Nguồn cung ngoài OPEC dự kiến sẽ đạt 60,9 triệu thùng/ngày vào năm 2022 [2].

Các doanh nghiệp dầu khí lớn trên toàn cầu vẫn duy trì đầu tư trong lĩnh vực thượng nguồn, đồng thời thúc đẩy các dự án chuyển dịch năng lượng. Các dự án phát triển mỏ Bacalhau giai đoạn 1 (Equinor), Mero giai đoạn 4 (Petrobras) và Patola (Karooon Energy) đã có quyết định đầu tư cuối cùng (FID) và dự kiến sẽ được đưa vào khai thác trong giai đoạn 2023 - 2024.

Wood Mackenzie kỳ vọng nhu cầu



Hình 1. Nguồn cung dầu và nhiên liệu lỏng đến năm 2022 [3].



Hình 2. Nhu cầu dầu và nhiên liệu lỏng đến năm 2022 [3].

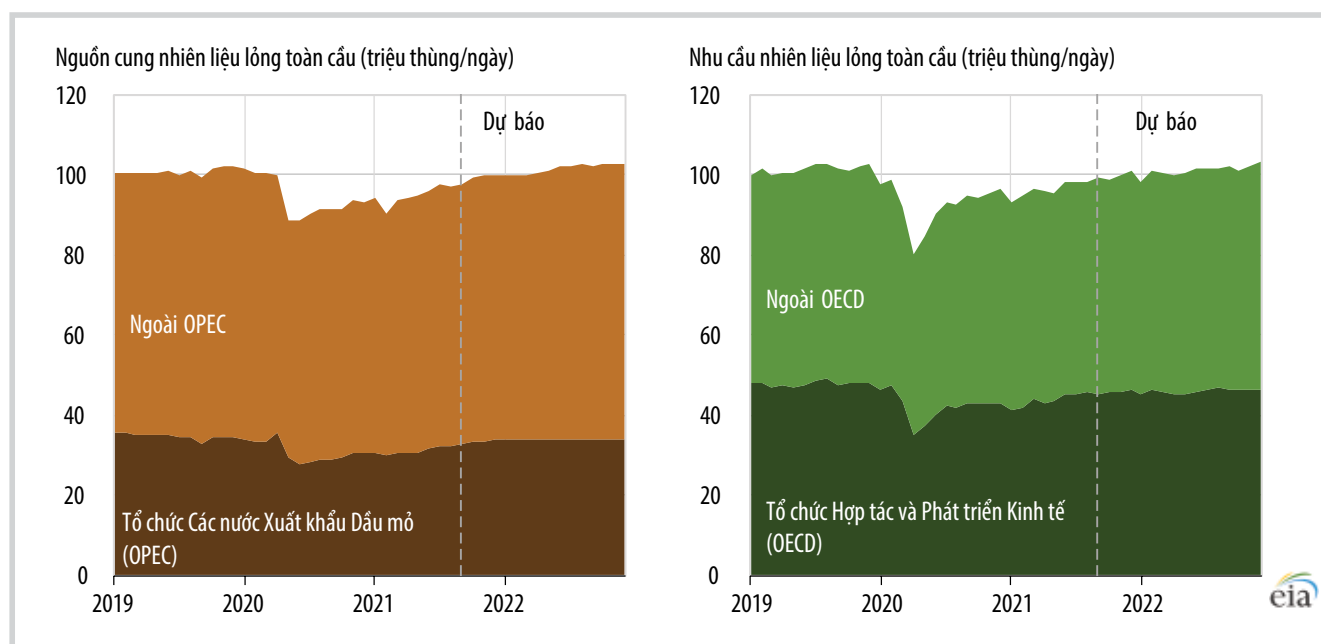
dầu toàn cầu năm 2021 sẽ đạt 95,8 triệu thùng/ngày, tăng 5,6 triệu thùng/ngày so với năm 2020. Bất chấp rủi ro của biến thể Delta, Wood Mackenzie cho rằng việc tăng tốc tiêm chủng vaccine ngừa Covid-19 trên phạm vi toàn cầu sẽ hỗ trợ sự phục hồi của thị trường. Wood Mackenzie dự báo nhu cầu dầu trong Quý IV/2021 sẽ tăng 2 triệu thùng/ngày so với

Quý III/2021, lên mức 99,3 triệu thùng/ngày, mức cao nhất kể từ năm 2019. Wood Mackenzie dự báo giá dầu Brent sẽ xoay quanh 70 USD/thùng cho đến cuối năm 2021 [2].

Báo cáo “Triển vọng năng lượng ngắn hạn” (STEO) của Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) cho rằng thị trường dầu mỏ

vẫn phải chịu mức độ không chắc chắn cao do tác động của đại dịch Covid-19 đến sự phục hồi kinh tế toàn cầu [3].

EIA dự báo nguồn cung dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu đạt trung bình 96,14 triệu thùng/ngày trong năm và đạt trung bình 101,45 triệu thùng/ngày vào năm 2022. Trong đó, nguồn cung từ OPEC là



Hình 3. So sánh cung - cầu nhiên liệu lỏng toàn cầu đến năm 2022 [3].

Bảng 1. Dự báo cung - cầu dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu đến năm 2022 [3]

Đơn vị: triệu thùng/ngày

Thời gian	2021				2022				2020	2021	2022
	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV			
CUNG	92,80	94,80	97,30	99,60	99,79	101,08	102,20	102,68	94,18	96,14	101,45
OECD	30,18	30,89	31,22	31,90	32,17	32,45	32,79	33,37	30,73	31,05	32,70
Mỹ	17,62	19,05	18,76	19,12	19,38	19,81	20,26	20,58	18,58	18,64	20,01
Canada	5,63	5,41	5,64	5,81	5,84	5,81	5,83	5,86	5,26	5,62	5,83
Mexico	1,93	1,95	1,86	1,90	1,88	1,84	1,81	1,77	1,94	1,91	1,82
Các nước OECD khác	5,00	4,48	4,96	5,07	5,08	5,00	4,89	5,16	4,95	4,88	5,03
Ngoài OECD	62,61	63,90	66,08	67,70	67,62	68,63	69,41	69,32	63,45	65,09	68,75
OPEC	30,37	30,78	32,30	33,53	33,71	33,80	33,97	34,01	30,71	31,76	33,87
Á - Âu	13,38	13,62	13,59	14,19	14,46	14,66	14,77	14,97	13,42	13,70	14,72
Trung Quốc	5,05	5,09	5,04	5,06	5,05	5,08	5,08	5,13	4,93	5,06	5,08
Các nước ngoài OECD khác	13,82	14,42	15,15	14,91	14,40	15,08	15,59	15,21	14,39	14,58	15,07
CẦU	94,66	96,49	98,55	99,77	99,59	100,62	101,79	102,00	92,42	97,38	101,01
OECD	42,30	43,68	45,48	45,89	45,51	45,25	46,30	46,36	42,02	44,35	45,86
Mỹ	18,45	20,03	20,30	20,15	20,01	20,51	21,02	20,94	18,19	19,74	20,63
Canada	2,12	2,09	2,29	2,31	2,27	2,22	2,32	2,31	2,19	2,20	2,28
Châu Âu	11,90	12,51	13,73	13,55	13,14	13,27	13,59	13,26	12,43	12,93	13,31
Nhật Bản	3,73	3,01	2,99	3,38	3,63	2,96	3,04	3,35	3,33	3,27	3,24
Các nước OECD khác	5,89	5,86	5,98	6,30	6,25	6,10	6,14	6,31	5,72	6,01	6,20
Ngoài OECD	52,37	52,81	53,07	53,88	54,08	55,37	55,49	55,64	50,40	53,04	55,15
Á - Âu	4,92	5,01	5,41	5,25	5,04	5,12	5,51	5,37	4,95	5,15	5,26
Châu Âu	0,73	0,73	0,74	0,75	0,74	0,74	0,74	0,75	0,71	0,74	0,74
Trung Quốc	15,26	15,46	14,77	15,30	15,75	16,01	15,71	15,99	14,43	15,20	15,86
Các nước khác ở châu Á	13,78	13,35	13,21	13,89	14,30	14,51	14,10	14,53	12,80	13,56	14,36
Các nước ngoài OECD khác	17,67	18,26	18,94	18,69	18,24	19,00	19,42	19,00	17,51	18,39	18,92



31,76 triệu thùng/ngày trong năm 2021 và 33,87 triệu thùng/ngày trong năm 2022. Nguồn cung từ các nước ngoài OPEC là 64,39 triệu thùng/ngày trong năm 2021 và 67,57 triệu thùng/ngày trong năm 2022.

Hơn 90% sản lượng dầu khai thác ở vịnh Mexico (GOM) đã dừng sản xuất do ảnh hưởng của cơn bão Ida, khiến sản lượng tại GOM chỉ đạt trung bình 1,5 triệu thùng/ngày trong tháng 8/2021, giảm 0,3 triệu thùng/ngày so với tháng 7/2021.

Cơ quan quản lý hoạt động khai thác dầu ngoài khơi của Mỹ cho biết các công ty năng lượng đang nỗ lực khởi động lại các cơ sở và đường ống dẫn dầu tại vịnh Mexico đang bị đóng cửa do tình trạng thiếu điện và nước. EIA kỳ vọng sản lượng tại GOM sẽ tăng trở lại và đạt mức trung bình 1,7 triệu thùng/ngày trong Quý IV/2021.

EIA cho biết tiêu thụ dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu trong tháng 8/2021 đạt 98,4 triệu thùng/ngày, tăng 5,7 triệu

thùng/ngày so với cùng kỳ năm 2020 nhưng vẫn thấp hơn 4 triệu thùng/ngày so với cùng kỳ năm 2019. EIA dự báo nhu cầu dầu và nhiên liệu lỏng toàn cầu sẽ đạt trung bình 97,38 triệu thùng/ngày cho cả năm 2021 (tăng 5 triệu thùng/ngày so với năm 2020) và tiếp tục tăng thêm 3,6 triệu thùng/ngày vào năm 2022 lên mức trung bình 101,01 triệu thùng/ngày.

Tại Hội nghị Bộ trưởng lần thứ 20, OPEC+ xác nhận kế hoạch điều chỉnh sản xuất và cơ chế điều chỉnh sản xuất hàng



trong Quý IV/2021 sẽ duy trì ở mức 71 USD/thùng. EIA cho rằng việc sản lượng tiếp tục tăng từ OPEC+, từ Mỹ (dầu chặt sít) và từ các nước ngoài OPEC, sẽ vượt quá nhu cầu dầu toàn cầu và giá dầu Brent sẽ chỉ đạt mức trung bình 66 USD/thùng trong năm 2022.

EIA dự báo giá dầu Brent sẽ duy trì ở mức 71 USD/thùng trong Quý IV/2021. Tuy nhiên sang năm 2022, EIA cho rằng tốc độ tăng trưởng sản lượng từ OPEC+, dầu chặt sít của Mỹ và các nước ngoài OPEC khác sẽ vượt qua tốc độ tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ dầu toàn cầu và đưa giá dầu Brent giảm xuống mức trung bình 66 USD/thùng [3].

Hạnh Nguyên

Tài liệu tham khảo

[1] IEA, "Oil market report", 8/2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-august-2021>.

[2] Wood Mackenzie, "Macro oils short-term outlook: August 2021", 8/2021.

[3] EIA, "Short-term energy outlook", 8/9/2021.

[4] OPEC, "20th OPEC and non-OPEC ministerial meeting concludes", 1/9/2021. [Online]. Available: https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/6567.htm.

[5] Rania El Gamal, Ahmad Ghaddar, and Alex Lawler, "OPEC+ sees tighter oil market until May 2022" 1/9/2021. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/business/energy/opec-committee-expects-market-return-surplus-2022-2021-08-31/>.

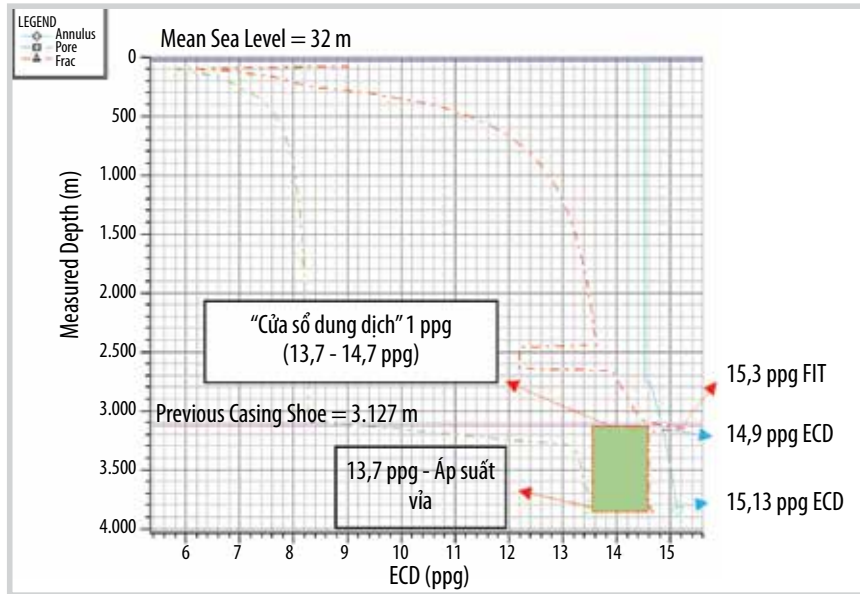
tháng đã được phê duyệt tại ONOMM lần thứ 19 và quyết định điều chỉnh tăng sản lượng mỗi tháng thêm 0,4 triệu thùng/ngày. OPEC+ cũng nâng dự báo nhu cầu dầu cho năm 2022, trong khi phải đứng trước sự hồi thúc tăng sản lượng từ Mỹ [4].

Theo Reuters, tại cuộc họp Ủy ban kỹ thuật chung (JTC) diễn ra ngày 31/8/2021, OPEC+ đã đánh giá tình hình thị trường giai đoạn 2021 - 2022, trong đó dự báo nguồn cung thiếu hụt 0,9 triệu thùng/ngày trong năm 2021 và dư thừa 1,6 triệu

thùng/ngày trong năm 2022. Tồn kho dầu thương mại ở các nước OECD được dự báo ở dưới mức trung bình giai đoạn 2015 - 2019 cho đến tháng 5/2022 [5].

Giá dầu thô Brent giao ngay đạt trung bình 71 USD/thùng trong tháng 8/2021, giảm 4 USD/thùng so với tháng 7 nhưng tăng 26 USD/thùng so với tháng 8/2020. Giá dầu Brent đã tăng trong thời gian qua do dự trữ dầu toàn cầu giảm ổn định 1,8 triệu thùng/ngày trong nửa đầu năm 2021. EIA dự báo giá dầu Brent trung bình

ỨNG DỤNG KỸ THUẬT KIỂM SOÁT ÁP SUẤT TRONG QUÁ TRÌNH BƠM TRÁM XI MẮNG CHO GIẾNG KHÍ ĐIỀU KIỆN NHIỆT ĐỘ CAO VÀ ÁP SUẤT CAO, MỎ SỬ TỬ TRẮNG



Hình 1. Kết quả mô phỏng thủy lực bơm trám xi măng ống chống lủng 7" với tỷ trọng dung dịch 13,9 ppg.

Trong quá trình khoan thân giếng đường kính 8½" qua 2 tập mục tiêu khai thác E và F giếng ST-2P mỏ Sử Tử Trắng, một mỏ khí - condensate có điều kiện nhiệt độ cao và áp suất cao, đã ghi nhận hiện tượng mất dung dịch với các thông số như sau:

- Tỷ trọng dung dịch khoan là 13,7 ppg (áp suất vỉa ước tính là 13,1 ppg);

- Tỷ trọng tuần hoàn tương đương (ECD - Equivalent Circulating Density) đo được là 14,66 ppg tương ứng với tốc độ bơm 430 gpm (so với áp suất vỡ vỉa tại chân đế ống chống 9⅝" của thân giếng trước đó là 15,3 ppg). Điều này đồng nghĩa là "cửa sổ dung dịch" trong thiết kế đã bị thu hẹp đáng kể, từ 2,2 ppg (chênh lệch giữa giá trị áp suất vỡ vỉa tính toán 15,3 ppg so với áp suất vỉa tính toán 13,1 ppg) còn 1,6 ppg (chênh lệch giữa giá trị áp suất vỡ vỉa thực tế 14,7 ppg so với áp suất vỉa tính toán 13,1 ppg).

Giếng ST-3P là giếng khoan phát triển khai thác tiếp theo giếng ST-2P, với

2 phương án thiết kế khoan qua 2 tập khai thác mục tiêu E và F như sau:

- Phương án thiết kế chính: Khoan thân giếng đường kính 8½" qua cả 2 tập E và F. Sau đó sẽ thả và bơm trám xi măng chuỗi ống lủng chuyển tiếp từ 4½" × 7" (đoạn ống lủng 7" sẽ cách ly tập E và đoạn ống lủng 4½" sẽ cách ly tập F).

- Phương án thiết kế dự phòng: Khoan thân giếng đường kính 8½" qua tập E, thả và bơm trám xi măng ống chống lủng 7". Sau đó, tập F sẽ được khoan với thân giếng đường kính 6", thả và bơm trám xi măng ống chống lủng 4½".

Rút kinh nghiệm về giá trị áp suất vỡ vỉa thực tế tại giếng khoan ST-2P, nguy cơ xảy ra sự cố mất dung dịch trong quá trình bơm trám xi măng ống chống lủng 7" của giếng ST-3P được đánh giá nghiêm trọng hơn do giá trị tính toán ECD vượt quá giá trị vỡ vỉa 14,7 ppg (với áp suất vỉa tính toán là 13,7 ppg, "cửa sổ dung dịch" cho tính toán thủy lực bơm trám xi măng chỉ còn 1 ppg):

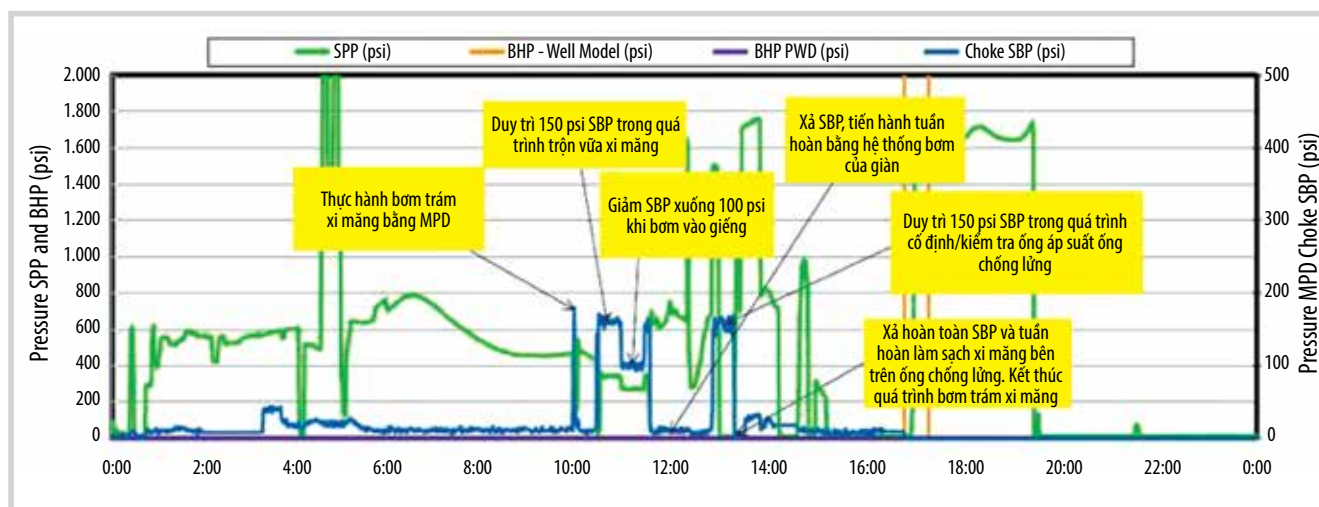
- Trong quá trình khoan thân giếng 8½": Tỷ trọng dung dịch sử dụng 12,8 ppg (ứng dụng kỹ thuật khoan MPD), với tốc độ bơm tuần hoàn dung dịch 550 gpm, ECD là 14,4 ppg;

- Kết thúc quá trình khoan, bơm tuần hoàn thay thế dung dịch khoan với tỷ trọng cao hơn là 13,9 ppg (để khống chế giếng khô phun trào với áp suất vỉa tính toán là 13,7 ppg) được bơm vào giếng với tốc độ 300 gpm, ECD là 14,7 ppg được ghi nhận mất dung dịch. Giảm tốc độ bơm tuần hoàn từ 300 gpm xuống còn 200 gpm, ECD giảm tương ứng còn 14,2 ppg thì hiện tượng mất dung dịch hoàn toàn biến mất.

- ECD tính toán mô phỏng trong quá trình bơm trám xi măng cao nhất là 14,9 ppg tại chân đế ống chống 9⅝" và 15,13 ppg tại đáy giếng với tốc độ bơm 250 gpm, tỷ trọng vỉa xi măng 15 ppg và tỷ trọng dung dịch khoan 13,9 ppg.

Nhóm tác giả thuộc Công ty Liên doanh Điều hành Dầu khí Cửu Long (Cửu Long JOC) nghiên cứu, đề xuất giải pháp Ứng dụng kỹ thuật kiểm soát áp suất trong quá trình bơm trám xi măng (MPC - Manage Pressure Cementing) để giải quyết thách thức kỹ thuật trên.

Tương tự như kỹ thuật MPD là kỹ thuật kiểm soát áp suất trong quá trình khoan, kỹ thuật MPC trong quá trình bơm trám xi măng cũng là kiểm soát và đảm bảo áp suất ở đáy giếng là không thay đổi (CBHP, Constant Bottom Hole Pressure), bằng cách điều chỉnh áp suất trên bề mặt (SBP, Surface Back Pressure) thông qua hệ thống Van điều tiết (Choke Manifold) nhằm đảm bảo ECD nằm trong giới hạn cho phép của "cửa sổ dung dịch" trong suốt quá trình bơm trám xi măng.



Hình 2. SBP áp dụng trong quá trình bơm trám xi măng.

Theo đó, sẽ có 2 thông số dùng để điều chỉnh và khống chế BHP nằm trong “cửa sổ dung dịch”:

- Tỷ trọng dung dịch: lựa chọn giá trị tỷ trọng dung dịch càng nhỏ càng tốt;
- Tổn thất áp suất dọc theo khoảng không vành xuyên trong quá trình bơm tuần hoàn dung dịch bơm, bằng cách điều chỉnh các thông số sau:

- + Tốc độ bơm: đây là thông số quan trọng nhất, do có tỷ lệ bậc 2;
- + Tỷ trọng dung dịch khoan;
- + Chiều dài giếng khoan, giếng khoan càng dài thì tổn thất áp suất dọc theo khoảng không vành xuyên càng lớn.

Với việc áp dụng kỹ thuật MPC sẽ cho phép bổ sung, bù trừ cho sự giảm áp suất như đã đề cập bằng cách bơm và giữ cố định SBP theo tính toán đảm bảo BHP là không đổi và luôn luôn đảm bảo nằm trong giới hạn “cửa sổ dung dịch” theo thiết kế.

Sau khi kết thúc công tác khoan thân giếng đường kính 8½”, hệ thống thiết bị MPD được giữ nguyên và giá trị SBP chính là giá trị tại van điều tiết A (Choke A) với yêu cầu thiết kế là bảo đảm giá trị ECD 14,2 ppg tại đáy giếng trong suốt quá

trình thả ống và bơm trám xi măng không thay đổi.

- Dung dịch khoan với tỷ trọng nhẹ 12,8 ppg (ứng dụng kỹ thuật MPD) trong quá trình khoan được bơm tuần hoàn, thay thế bằng dung dịch nặng hơn, có tỷ trọng là 13,9 ppg trước khi kéo cần và bộ khoan cụ 8½” ra khỏi giếng (để đảm bảo kiểm soát giếng khỏi sự cố phun trào với giá trị áp suất vỉa đo được là 13,7 ppg), chuẩn bị cho công tác thả ống chống lừng 7”.

Sau khi thả ống chống lừng 7” tới chiều sâu 3.831 m, dung dịch trong giếng được tuần hoàn thay đổi tỷ trọng từ 13,9 ppg xuống còn 13,7 ppg bằng hệ thống bơm của giàn với tốc độ bơm 150 gpm nhằm giữ ECD thấp hơn 14,6 ppg và đảm bảo giếng không mất dung dịch trong suốt thời gian tuần hoàn, làm sạch giếng.

Kết thúc quá trình tuần hoàn, làm sạch giếng, bơm giàn ngừng hoạt động và bơm của hệ thống MPD (auxiliary pump trong trường hợp này chính là bơm thứ 3 của giàn) được kích hoạt nhằm giữ cố định giá trị SBP 160 psi thông qua hệ thống van điều tiết A và vẫn đảm bảo giá trị 14,1 ppg ECD ở đáy giếng không đổi.

Tiến hành bơm 80 thùng dung dịch đệm (spacer) có tỷ trọng 14 ppg với tốc độ bơm 150 gpm bằng hệ thống bơm của giàn, tuần hoàn qua hệ thống van điều tiết A lúc này đã được mở hoàn toàn (SBP = 0 psi). SBP được áp dụng trở lại (150 psi) khi giàn dừng bơm và trong suốt thời gian trộn vữa xi măng.

Trong quá trình bơm xi măng có tỷ trọng 15 ppg bằng trạm bơm xi măng với tốc độ bơm 2,5 bpm, SBP được giảm xuống và giữ ổn định với giá trị là 100 psi (ECD = 13,87 ppg). Giá trị SBP này sẽ được duy trì trong suốt thời gian bơm hết thể tích xi măng bằng trạm bơm xi măng, trong quá trình thả nút bơm đẩy (wiper dart). Giá trị SBP này được xả hết (SBP = 0 psi) sau khi chuyển sang bơm đẩy xi măng bằng hệ thống bơm của giàn với tốc độ bơm 4 bpm. Giá trị SBP (150 psi) luôn luôn được áp dụng trở lại trong trường hợp ngừng bơm.

Sau khi bơm đẩy hoàn toàn thể tích xi măng theo tính toán, giá trị SBP lại được tăng lên 150 psi và áp suất trong khoảng không vành xuyên được kiểm soát chặt chẽ trong suốt thời gian cố định (set packer), kiểm tra áp suất (pressure testing) hệ thống ống chống lừng.

Bảng 1. Quá trình thi công trong trường hợp không và có ứng dụng MPC

Trước khi áp dụng MPC (Trường hợp mất dung dịch)	Sau khi áp dụng MPC (Trường hợp mất dung dịch)
Khoan thân giếng đường kính 8½" và mở rộng thành giếng khoan lên 9½"	Chỉ cần khoan thân giếng đường kính 8½"
Thả và xi măng ống chống lửng có thể giãn nở đường kính 7⅝"	Không cần phải thả và xi măng ống chống lửng 7⅝" trong trường hợp này
Khoan thân giếng đường kính 7⅝" và mở rộng thành giếng khoan lên 8½"	Không cần phải khoan và mở rộng thành giếng 7⅝" x 8½" trường hợp này
Bơm trám xi măng ống chống lửng đường kính 7"	Bơm trám xi măng ống chống lửng đường kính 7" bằng MPD

- Sau khi hệ thống ống chống lửng được treo thành công, van điều tiết A sẽ được mở hoàn toàn (SBP = 0 psi) khi tiến hành tuần hoàn làm sạch phần xi măng còn lại bên trên ống chống lửng bằng hệ thống bơm của giàn. Kết thúc quá trình bơm trám xi măng cho ống chống lửng.

Trong suốt quá trình bơm trám xi măng cho ống chống lửng, hiện tượng mất dung dịch đã không xảy ra đồng thời chất lượng bơm xi măng đạt chất lượng tốt thông qua kết quả đo đạt chất lượng xi măng (CBL, Casing Bond Log) thu được.

Sáng kiến cải tiến kỹ thuật tại Cửa Long JOC khi ứng dụng thành công công nghệ MPD vào trong quá trình bơm trám xi măng đối với giếng nhiệt độ cao và áp suất cao, tạo ra nền tảng kỹ thuật MPC, lần đầu tiên áp dụng tại Việt Nam, có tính ứng dụng thực tiễn cao.

Trong trường hợp không áp dụng công nghệ MPC trong quá trình bơm trám xi măng ở các giếng thuộc mỏ Sư Tử Trắng thì khả năng khoan thành công giếng theo thiết kế ban đầu sẽ không cao khi gặp hiện tượng mất dung dịch, đòi hỏi phải có phương án dự phòng cho thay đổi kết cấu giếng - đó là thêm một cấp ống chống lửng có đường kính 7⅝".

Giải pháp Ứng dụng kỹ thuật kiểm soát áp suất trong quá trình bơm trám xi măng MPC đã khắc phục được hiện tượng mất dung dịch mà phương pháp bơm trám xi măng thông thường không thể thực hiện được đối với các giếng có điều kiện phức tạp. Đảm bảo giếng được khoan và đạt được chiều sâu thiết kế, góp phần hạn chế/loại bỏ chi phí thuê thiết bị cho các phương án dự phòng khác; tiết kiệm chi phí giếng khoan so với phương án thêm một cấp ống chống lửng (Bảng 1);

góp phần mang lại thành công cho giếng đặc biệt là chất lượng xi măng cho ống chống lửng có đường kính 7" là rất tốt đảm bảo giếng khai thác được lâu dài, tránh rò rỉ khí (đặc biệt là giếng khí nhiệt độ cao - áp suất cao) từ các tầng sản phẩm đồng thời tránh được những chi phí rủi ro không cần thiết để xử lý các vấn đề liên quan đến chất lượng xi măng kém.

Giải pháp "Ứng dụng kỹ thuật kiểm soát áp suất trong quá trình bơm trám xi măng cho giếng khí có điều kiện nhiệt độ cao và áp suất cao đã tiết kiệm chi phí giếng khoan ước tính khoảng 3,53 triệu USD; giải pháp được công nhận Sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và có tính ứng dụng thực tiễn cao, đồng thời ứng dụng cho cả các giếng khoan thân vươn xa (ERD - extended reached drilling).

Nguyễn Hữu Nhiều (giới thiệu)

NGHIÊN CỨU KHẢ NĂNG ĐẦU TƯ (LẬP PRE-FS) NHÀ MÁY SẢN XUẤT ACID SULFURIC TỪ NGUYÊN LIỆU LƯU HUỖNH/CÓ CHỨA LƯU HUỖNH TỪ CÁC NHÀ MÁY LỌC DẦU CỦA PVN

Tại các nhà máy chế biến dầu và khí, lưu huỳnh là sản phẩm phụ của quá trình xử lý khí thải giàu H_2S trước khi thải ra môi trường. Lưu huỳnh chủ yếu được sử dụng để sản xuất acid sulfuric (H_2SO_4). H_2SO_4 được sử dụng chủ yếu để chế biến quặng phosphate nhằm sản xuất phân bón DAP (diamonium phosphate), SSP (single superphosphate) và TSP (triple superphosphate)...

Do đó, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã triển khai nghiên cứu khả năng đầu tư (lập Pre-FS) Nhà máy sản xuất H_2SO_4 từ nguyên liệu lưu huỳnh/có chứa lưu huỳnh từ các nhà máy lọc dầu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN). Nghiên cứu này nhằm đánh giá sơ bộ tính khả thi về kinh tế kỹ thuật của việc sản xuất H_2SO_4 từ lưu huỳnh và từ nguồn khí giàu H_2S của Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, giúp PVN có hướng nghiên cứu khác nhằm nâng cao hiệu quả sử dụng sản phẩm lưu huỳnh đồng thời phát triển công nghiệp hóa dầu.

Bên cạnh công nghệ sản xuất H_2SO_4

truyền thống từ nguồn nguyên liệu lưu huỳnh rắn/lỏng được chế biến từ khí giàu H_2S , các nhà bản quyền công nghệ (như Haldor Topsoe, KVT...) đã phát triển công nghệ sản xuất trực tiếp H_2SO_4 từ khí giàu H_2S mà không qua sản phẩm trung gian là lưu huỳnh. Các phương án sản xuất H_2SO_4 từ nguồn nguyên liệu chứa lưu huỳnh của các nhà máy lọc dầu được tóm tắt ở Hình 1.

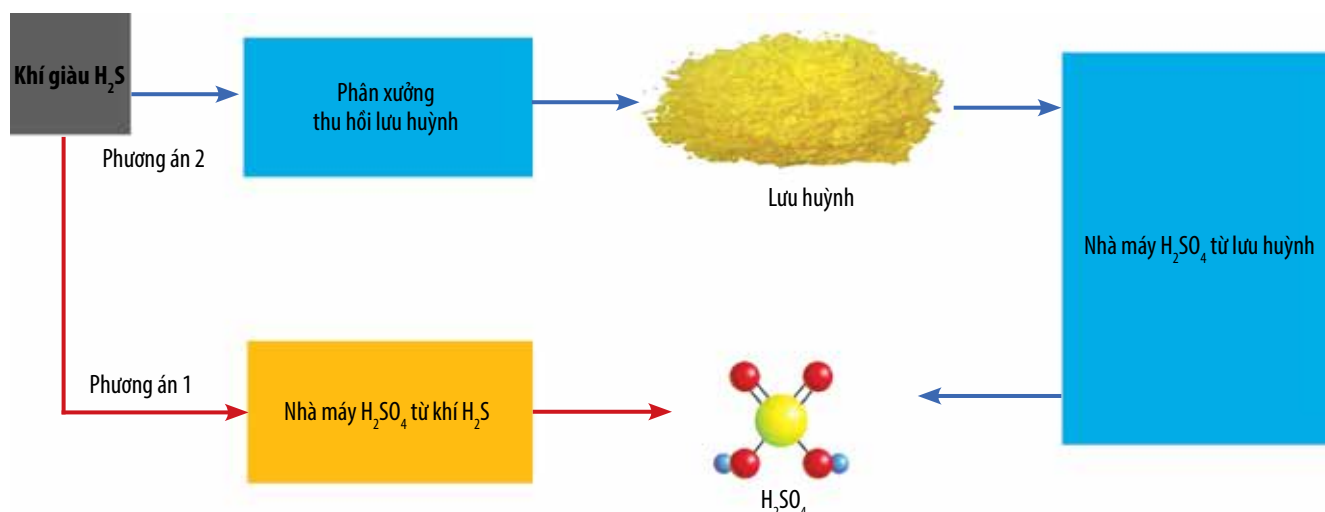
Trong quá trình thực hiện, VPI đã phối hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Nhà máy Đạm Phú Mỹ, các nhà bản quyền công nghệ, đơn vị nghiên cứu thị trường và thiết kế sơ bộ nhằm đánh giá tính khả thi của dự án dựa trên các yếu tố: Thị trường; chủng loại nguyên liệu và sản phẩm; địa điểm xây dựng; quy mô công suất; công nghệ kỹ thuật; chi phí đầu tư và hiệu quả kinh tế. Từ đó, đưa ra các phương án sản xuất sau:

- Sản xuất H_2SO_4 sử dụng nguyên liệu khí giàu H_2S từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau nâng cấp mở rộng: Quy mô công suất định hướng 200.000 tấn/năm. Khi đi vào hoạt động (dự kiến vào năm 2025),

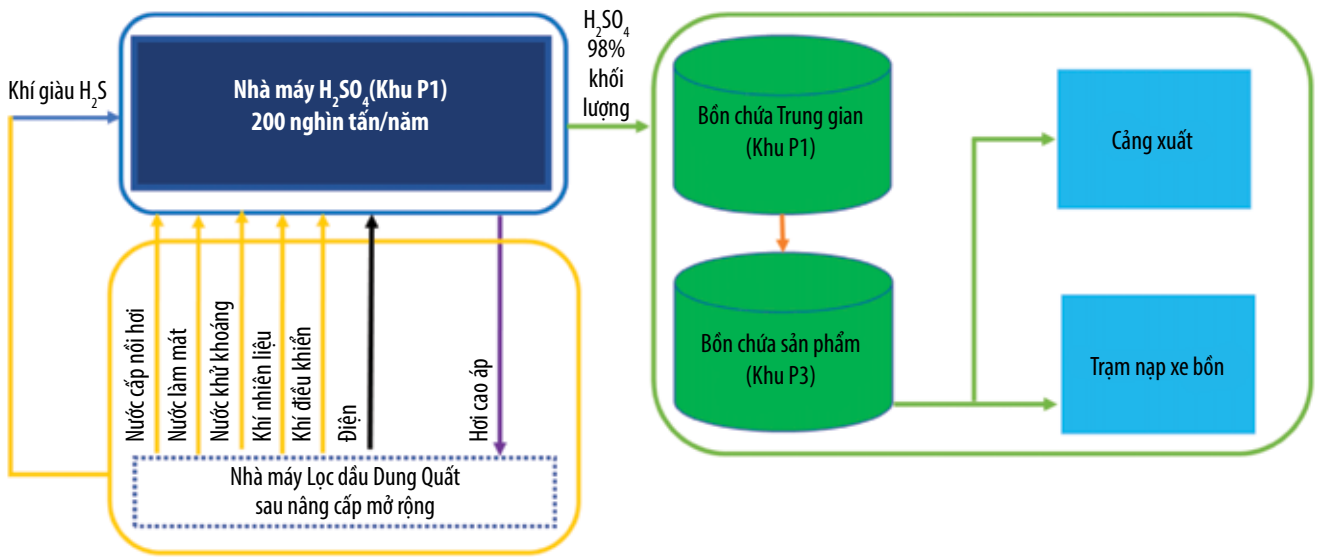
Dự án sẽ đáp ứng được khoảng 40% lượng H_2SO_4 thiếu hụt của thị trường (464.000 tấn). Địa điểm của Dự án nằm trong khu vực đất dành cho mở rộng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau nâng cấp mở rộng để dễ dàng kết nối với nguồn cung nguyên liệu và kết hợp sử dụng hơi từ Nhà máy H_2SO_4 . Cấu hình Nhà máy H_2SO_4 tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau nâng cấp mở rộng được thể hiện ở Hình 2.

- Sản xuất H_2SO_4 sử dụng nguyên liệu là lưu huỳnh từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau nâng cấp mở rộng: Trong trường hợp cần thiết có thể nhập nguyên liệu lưu huỳnh từ Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn hoặc đơn vị khác. Quy mô công suất định hướng là 200.000 tấn/năm, phù hợp với thị trường tiêu thụ. Dự án đặt trong khu đất còn trống hiện hữu của Nhà máy Đạm Phú Mỹ để tận dụng ưu thế về tiêu thụ sản phẩm cho sản xuất NPK và cơ sở hạ tầng sẵn có. Cấu hình của Nhà máy H_2SO_4 tích hợp với Nhà máy Đạm Phú Mỹ được thể hiện ở Hình 3.

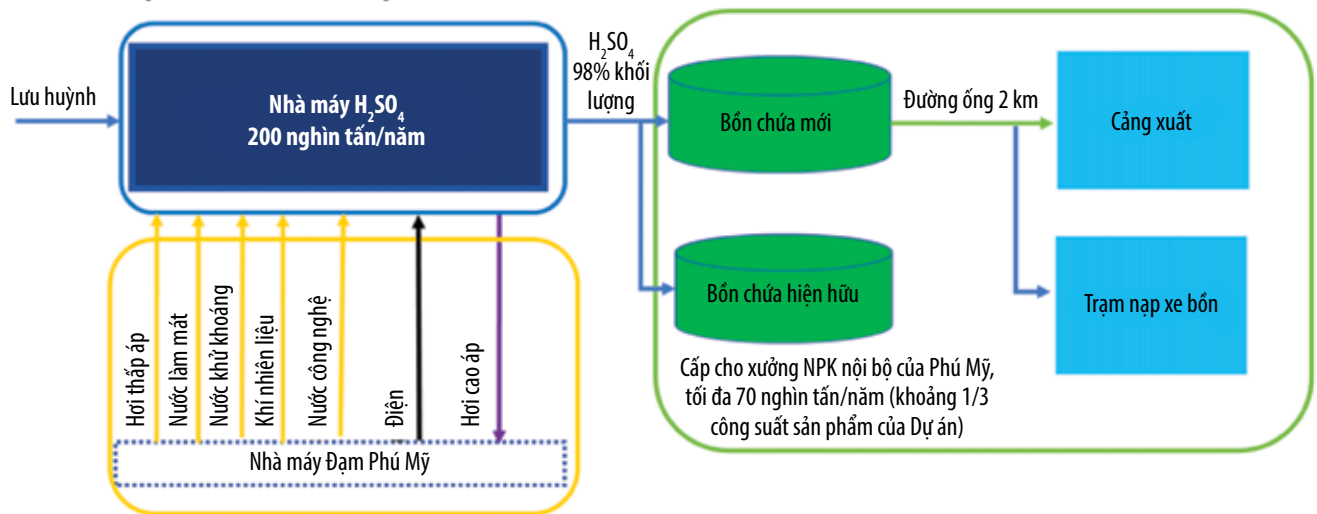
Công nghệ sản xuất H_2SO_4 vận hành



Hình 1. Các hướng sản xuất H_2SO_4 từ nguồn nguyên liệu chứa lưu huỳnh của các nhà máy lọc dầu.



Hình 2. Cấu hình nhà máy H₂SO₄ tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau nâng cấp mở rộng.



Hình 3. Cấu hình nhà máy H₂SO₄ tích hợp với Nhà máy Đạm Phú Mỹ.

theo nguyên lý chung là chuyển hóa lưu huỳnh có trong các nguyên liệu đầu vào khác nhau như: lưu huỳnh nguyên tố, quặng pyrite, các loại khí thải có chứa lưu huỳnh... thành khí SO₂. Tiếp theo, khí SO₂ sẽ được oxy hóa thành khí SO₃ dưới tác dụng của xúc tác. Cuối cùng, SO₃ sẽ được hấp thụ để tạo thành H₂SO₄. Đi từ nguồn nguyên liệu thu được từ các nhà máy lọc dầu và chế biến khí, có thể chia công nghệ sản xuất H₂SO₄ thành 2 nhóm chính sau: công nghệ sản xuất H₂SO₄ từ nguyên liệu lưu huỳnh và công nghệ sản xuất H₂SO₄ từ khí giàu H₂S.

Đánh giá 2 nhóm công nghệ sản xuất H₂SO₄ cho thấy, công nghệ sản xuất H₂SO₄ từ khí giàu H₂S đã được thương mại hóa bởi nhiều nhà sản xuất trên thế giới. Các nhà máy vận hành thương mại đã được chứng minh hoạt động hiệu quả trong thực tế. Dự án

sản xuất H₂SO₄ từ khí giàu H₂S khả thi về mặt kinh tế với tổng mức đầu tư khoảng 102 triệu USD. Trong đó, chi phí EPC là chi phí lớn nhất khoảng 58 triệu USD. IRR dự án đạt 16,3% (cao hơn IRRmin là 13,2%), NPV@IRRmin đạt 15,7 triệu USD và thời gian hoàn vốn là 5 năm 5 tháng.

VPI đã phân tích đánh giá đầy đủ các khía cạnh thị trường, địa điểm quy mô công suất, công nghệ, vốn đầu tư và hiệu quả kinh tế phương án sản xuất H₂SO₄ từ nguồn khí giàu H₂S của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau nâng cấp mở rộng. Kết quả này là thông tin hữu ích để PVN và Nhà máy Lọc dầu Dung Quất xem xét triển khai áp dụng với các nghiên cứu chi tiết hơn trong giai đoạn tiếp theo.

Trần Vĩnh Lộc (giới thiệu)