

# Dầu Khí



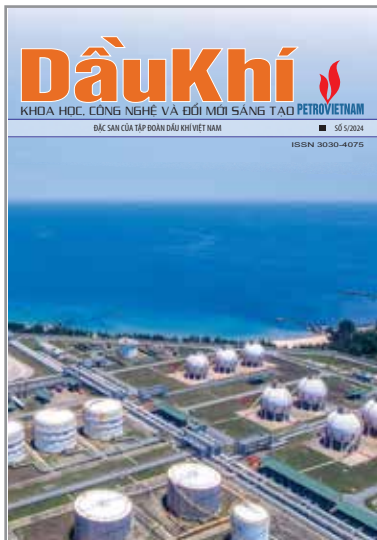
KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PETROVIETNAM

ĐẶC SAN CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

■ SỐ 5/2024

ISSN 3030-4075





**TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP**

TS. Lê Xuân Huyền

**PHÓ TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP**

TS. Lê Mạnh Hùng

ThS. Lê Ngọc Sơn

**BAN BIÊN TẬP**

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Vũ Đào Minh

ThS. Trần Thái Ninh

ThS. Dương Mạnh Sơn

PGS.TS. Lê Văn Sỹ

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

**BAN TRỊ SỰ**

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

ThS. Nguyễn Trung Đạt

**TỔ CHỨC THỰC HIỆN**

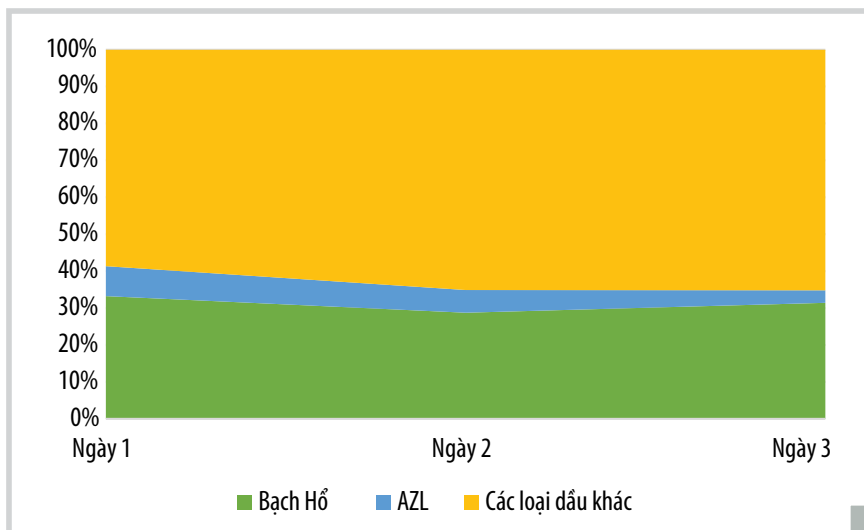
Viện Dầu khí Việt Nam

**BAN TRỊ SỰ**

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

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

Ảnh bìa: Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR



4



**4.** Nghiên cứu sản xuất nhiên liệu Jet A-1K tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất phục vụ cho quốc phòng an ninh

**12.** Nghiên cứu khả năng tích hợp sản xuất các sản phẩm hóa dầu với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất từ nguồn khí, condensate/ LPG khu vực miền Trung

**20.** Mô hình bảo dưỡng sửa chữa trong lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu: Kinh nghiệm quốc tế và đề xuất giải pháp cho Petrovietnam

**30.** Đánh giá khả năng ứng dụng công nghệ tách CO<sub>2</sub> từ khí thải của các nhà máy nhiệt điện than có phần vốn góp của Petrovietnam



**44.** Xây dựng công cụ giám sát tiêu thụ năng lượng trên nền tảng Power BI cho các nhà máy lọc dầu

**54.** Nghiên cứu giải pháp sửa chữa ống hơi trong cụm nồi hơi nhiệt thừa tại Nhà máy Đạm Cà Mau

**59.** Tiềm năng cung cấp nguyên liệu của Việt Nam cho sản xuất nhiên liệu hàng không bền vững HVO/SAF

**69.** Nghiên cứu ứng dụng robot và phương pháp kiểm tra không phá hủy trong đánh giá ăn mòn bồn chứa nhiên liệu



**79.** Nghiên cứu chế tạo và ứng dụng màng chọn lọc trong thu hồi hơi xăng dầu

**86.** Sử dụng thiết bị mô phỏng động trong điều kiện nhiệt độ cao áp suất cao để đánh giá chất ức chế ăn mòn trong phòng thí nghiệm

## LỜI GIỚI THIỆU

Trong Báo cáo “Triển vọng năng lượng thế giới” (WEO 2024), Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) cho biết tỷ trọng nhiên liệu hóa thạch trong thập kỷ qua chiếm trên 80% trong cơ cấu năng lượng sơ cấp, tuy nhiên đến năm 2050 con số này sẽ giảm xuống 58%. Nhu cầu năng lượng toàn cầu đã tăng 15% trong thập kỷ qua và 40% của mức tăng trưởng này được đáp ứng bởi năng lượng sạch, bao gồm năng lượng tái tạo, nhiên liệu phát thải thấp, thu giữ, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS)...

Trong lĩnh vực chế biến dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đang tập trung xây dựng định hướng chiến lược phát triển đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050, triển khai đồng bộ các giải pháp: tăng cường chế biến sâu, nâng cao chất lượng sản phẩm dầu khí, hiệu quả tồn trữ và phân phối sản phẩm dầu khí; nghiên cứu, đầu tư các dự án hóa dầu (bao gồm cả hóa dầu từ khí), hóa chất mới gắn với trung tâm chế biến dầu khí, trung tâm năng lượng tái tạo; chuyển đổi nhiên liệu, sản phẩm theo hướng xanh hóa, giảm phát thải CO<sub>2</sub>...

Trong số này, Đặc san Dầu khí tập trung giới thiệu kết quả nghiên cứu sản xuất nhiên liệu đặc chủng Jet A-1K tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất là bước tiến quan trọng trong việc tự chủ nguồn cung nhiên liệu cho trang thiết bị kỹ thuật quân sự, đảm bảo quốc phòng an ninh. Để tối ưu chi phí vận hành bảo dưỡng, Đặc san Dầu khí giới thiệu mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa bán tập trung, chuyên môn hóa, ứng dụng công nghệ tiên tiến; công cụ giám sát tiêu thụ năng lượng giúp các nhà máy lọc dầu theo dõi tiêu thụ năng lượng, chỉ số cường độ năng lượng EII, xác định những khu vực cần ưu tiên tiết kiệm năng lượng và sử dụng năng lượng hiệu quả hơn.

Các giải pháp công nghệ như giảm phát thải thông qua phương pháp thu giữ carbon sau khi đốt, sử dụng công nghệ hấp thụ bằng dung dịch amine với hiệu suất thu giữ đạt 90%; sử dụng thiết bị mô phỏng động trong điều kiện nhiệt độ cao áp suất cao để đánh giá chất ức chế ăn mòn trong phòng thí nghiệm; chế tạo và ứng dụng màng chọn lọc trong thu hồi hơi xăng dầu với hiệu suất thu hồi trên 90%; ứng dụng robot và phương pháp kiểm tra không phá hủy trong đánh giá ăn mòn... được nghiên cứu phù hợp với điều kiện thực tế, đảm bảo các nhà máy vận hành an toàn, hiệu quả.

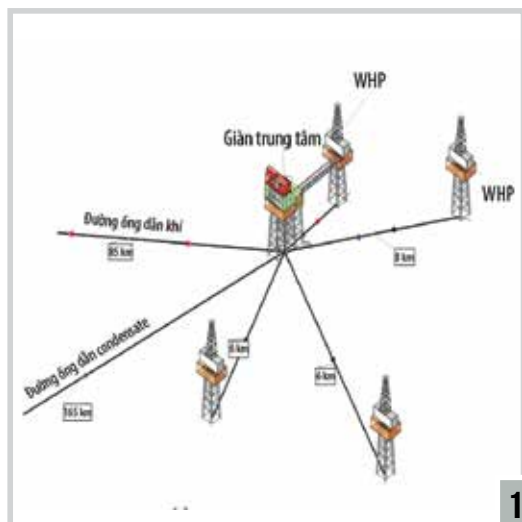
Ban Biên tập hy vọng rằng từ góc nhìn của các chuyên gia, nhà khoa học cùng với các giải pháp về quản lý, quản trị và công nghệ sẽ góp phần thúc đẩy lĩnh vực chế biến dầu khí phát triển bền vững, tập trung vào 3 trụ cột chính: (i) tối ưu hóa năng lượng và giảm phát thải carbon; (ii) đa dạng hóa sản phẩm theo hướng bền vững và thân thiện môi trường, và (iii) đẩy mạnh chuyển đổi số toàn diện trong quản trị, vận hành nhằm tối ưu nguồn lực và nâng cao năng lực cạnh tranh, thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng đang diễn ra mạnh mẽ trên toàn cầu.

### TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP

Phó Tổng giám đốc  
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



TS. Lê Xuân Huyền



12

**4.** Research on production of special fuel Jet A-1K at Dung Quat Refinery for national defense and security purposes

**12.** The possibility of integrating petrochemical production into Dung Quat Refinery from natural gas, condensate and LPG produced in central Vietnam

**20.** Maintenance models in the gas and petrochemical refining industry: International best practices and solutions for Petrovietnam

**30.** Evaluation of CO<sub>2</sub> capture technology application for exhaust gases from Petrovietnam’s coal-fired power plants

**44.** Developing an energy consumption monitoring tool based on the Power BI platform for refineries

**54.** A solution to repair riser pipe of waste heat boiler in fertilizer plant

**59.** Vietnam’s feedstock supply potential for sustainable aviation fuel HVO/SAF

**69.** Study the application of robotics and non-destructive testing methods to inspect corrosion of fuel tanks at member units of Petrovietnam

**79.** Research on the fabrication and application of selective membranes in gasoline vapor recovery

**86.** Modifying high-pressure high-temperature stirred autoclave for corrosion inhibitor evaluation

## NGHIÊN CỨU SẢN XUẤT NHIÊN LIỆU JET A-1K TẠI NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT PHỤC VỤ CHO QUỐC PHÒNG AN NINH

Lê Xuân Huyền<sup>1</sup>, Nguyễn Văn Hội<sup>2</sup>, Bùi Ngọc Dương<sup>2</sup>, Mai Tuấn Đạt<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

<sup>2</sup>Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR)

Email: datmt@bsr.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.05-01>

### Tóm tắt

Trước tình hình an ninh - chính trị thế giới biến động phức tạp, đồng thời thực hiện chủ trương của Chính phủ về việc tăng cường sử dụng hàng hóa trong nước thay thế hàng nhập khẩu, Cục Xăng dầu - Tổng cục Hậu cần, Bộ Quốc phòng đã phối hợp với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) nghiên cứu sản xuất thương mại loại nhiên liệu đặc chủng Jet A-1K tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất nhằm tự chủ nguồn cung trong nước, đảm bảo quốc phòng an ninh.

Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu các yếu tố ảnh hưởng đến quá trình sản xuất và chất lượng sản phẩm Jet A-1K; nghiên cứu các giải pháp điều chỉnh công nghệ để sản xuất nhiên liệu đặc chủng Jet A-1K đảm bảo tính tin cậy khi sử dụng cho trang thiết bị kỹ thuật quân sự; nghiên cứu phương án tận dụng hệ thống hiện có của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để vận chuyển, tồn chứa và xuất bán nhiên liệu Jet A-1K khi chưa có hệ thống riêng biệt.

**Từ khóa:** Nhiên liệu đặc chủng, Jet A-1K, TCVN/QS 1755:2014, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, quốc phòng an ninh.

### 1. Giới thiệu

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất là nhà máy lọc dầu đầu tiên của Việt Nam được Chính phủ giao cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) triển khai xây dựng tại Khu kinh tế Dung Quất, tỉnh Quảng Ngãi với tổng vốn đầu tư trên 3 tỷ USD, công suất chế biến 6,5 triệu tấn dầu thô/năm (tương đương 148.000 thùng/ngày). Sản phẩm của nhà máy bao gồm khí hóa lỏng (LPG), propylene, polypropylene, xăng RON 92, RON 95, nhiên liệu phản lực (Jet A-1), dầu hỏa dân dụng (KO), dầu động cơ ô tô (ADO), dầu đốt (FO), lưu huỳnh lỏng, nhiên liệu hàng hải (MFO), Mix C4, Treated Light Cycle oil.

Theo thiết kế, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất không sản xuất được các loại nhiên liệu đặc chủng dùng cho quốc phòng như nhiên liệu Jet A-1K dùng cho động cơ phản lực của máy bay chiến đấu, diesel DO L-62 dùng cho tàu ngầm do Liên bang Nga sản xuất. Các loại nhiên liệu đặc chủng này có quy trình sản xuất riêng biệt với yêu cầu kỹ thuật nghiêm ngặt và các chỉ tiêu chất lượng khác biệt so

với các sản phẩm nhiên liệu thông thường. Cụ thể như, dầu DO L-62 được sử dụng cho các loại tàu ngầm nên có nhiệt độ đông đặc rất thấp, nhiệt độ chớp cháy cốc hở cao; Jet A-1K dùng cho máy bay quân sự có nhiệt độ sôi đầu thấp, độ nhớt động học ở 20°C cao...

Hàng năm, Việt Nam nhập khẩu nhiên liệu đặc chủng Jet A-1K, DO L-62 và xăng ô tô RON 83 để dùng cho các phương tiện/thiết bị quân sự phục vụ quốc phòng, với tốc độ tăng trưởng nhu cầu nhiên liệu ước tính khoảng 5%/năm. Nhằm thực hiện chủ trương của Chính phủ về phát huy nguồn lực trong nước cung cấp cho quân đội, chủ động nguồn nhiên liệu đặc chủng bảo đảm cho máy bay phản lực, tàu chiến thực hiện nhiệm vụ bảo vệ vững chắc độc lập, chủ quyền Tổ quốc, trong giai đoạn 2012 - 2014, Cục Xăng dầu (Tổng cục Hậu cần, Bộ Quốc phòng) đã phối hợp với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) nghiên cứu sản xuất thử nghiệm thành công các loại nhiên liệu đặc chủng tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ngày 6/10/2014, Cục Nhiên liệu và Chất cháy tên lửa thuộc Bộ Tham mưu bảo đảm vật tư - kỹ thuật các lực lượng vũ trang Liên bang Nga đã công bố Quyết định số 70/14 và 71/14 về việc cấp phép cho nhiên liệu phản lực Jet A-1K theo TCVN/QS 1755:2014 và nhiên



Ngày nhận bài: 16/9/2024.

Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 16 - 27/9/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 27/9/2024.

liệu diesel L-62 theo TCVN/QS 1754:2014 do Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sản xuất sử dụng trên vũ khí trang bị, thiết bị quân sự và thiết bị đặc biệt. Năm 2016, Bộ Quốc phòng đã đề nghị Chính phủ phê duyệt chủ trương đầu tư sản xuất 2 loại nhiên liệu trên tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Tuy nhiên, do điều kiện chưa thuận lợi của BSR nên Chính phủ quyết định tạm thời chưa triển khai.

Do căng thẳng địa chính trị, việc nhập khẩu nhiên liệu đặc chủng ngày càng khó khăn. Từ năm 2019, Bộ Quốc phòng đã đề nghị Petrovietnam ủng hộ chủ trương sản xuất Jet A-1K, Diesel L-62 và xăng RON 83 tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để cung cấp cho quốc phòng. Nhiệm vụ này có ý nghĩa chính trị đặc biệt quan trọng, nhằm chủ động nguồn dự trữ quốc gia đối với các loại nhiên liệu đặc chủng trong bối cảnh tình hình an ninh - chính trị thế giới và trong khu vực diễn biến phức tạp, có nguy cơ gây đứt gãy chuỗi cung ứng và làm gián đoạn quá trình vận chuyển các nhiên liệu này từ nước ngoài.

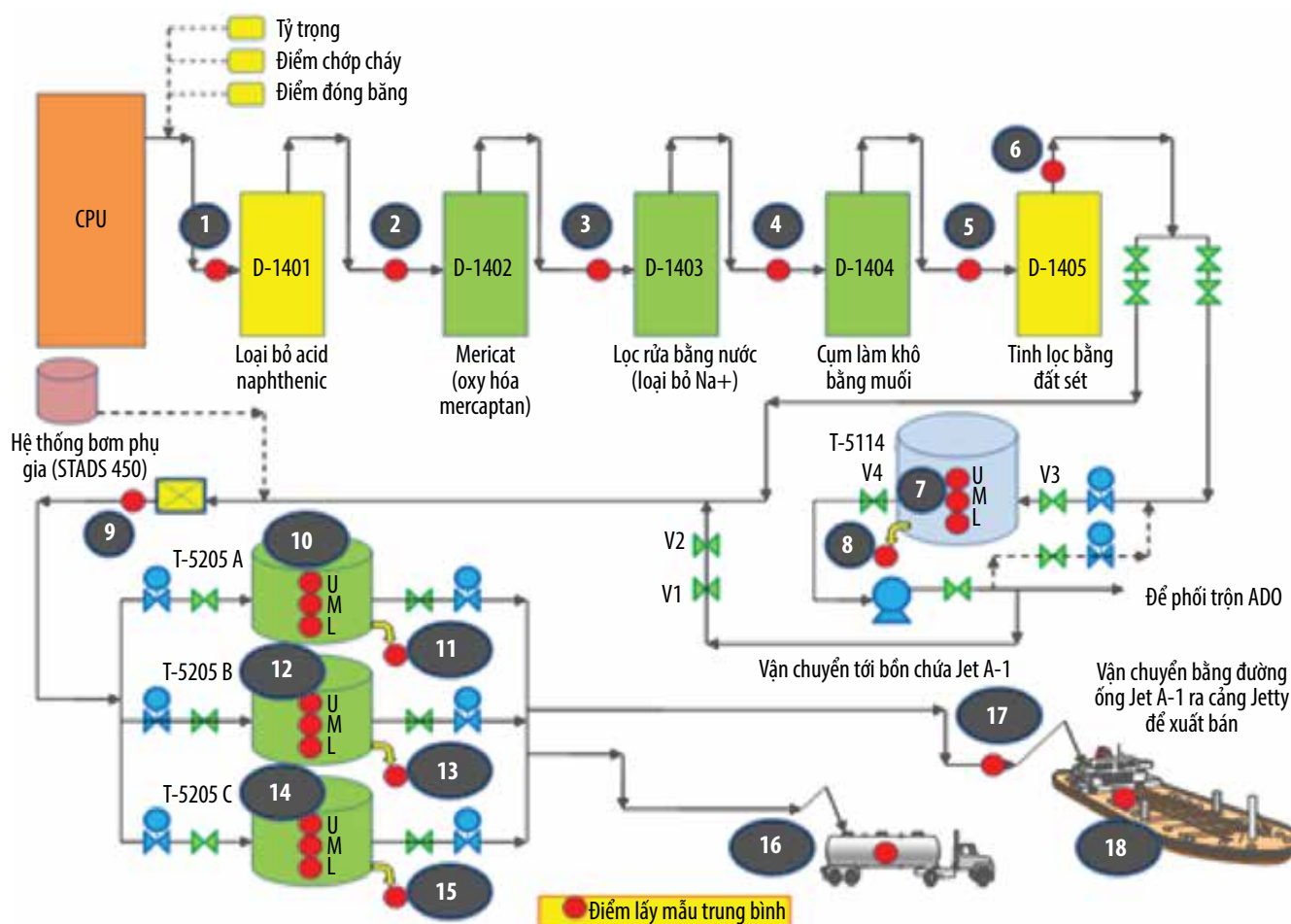
Từ phân tích trên, BSR đã tích cực chủ động triển khai nghiên cứu sản xuất quy mô thương mại các loại nhiên liệu đặc chủng trên dây chuyền công nghệ hiện có của

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, tập trung vào các đối tượng nghiên cứu, bao gồm nguồn nguyên liệu - sản phẩm, các phân xưởng công nghệ và hệ thống tồn chứa - vận chuyển - xuất bán sản phẩm.

Bài báo này tập trung trình bày kết quả nghiên cứu các yếu tố ảnh hưởng đến quá trình sản xuất và chất lượng sản phẩm Jet A-1K, các giải pháp điều chỉnh công nghệ để sản xuất nhiên liệu đặc chủng Jet A-1K đảm bảo tính tin cậy khi sử dụng cho trang thiết bị kỹ thuật quân sự và các phương án tận dụng hệ thống hiện hữu của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để vận chuyển, tồn chứa và xuất bán nhiên liệu Jet A-1K khi chưa có hệ thống riêng biệt.

## 2. Quy trình sản xuất nhiên liệu hàng không tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

Nhiên liệu hàng không Jet A-1 được sản xuất tại cụm phân xưởng Crude Distillation Unit và Kerosene Treating Unit (CDU-KTU) theo quy trình sau: phân đoạn kerosene được phân tách từ tháp chưng cất dầu thô ở áp suất khí quyển T-1101 của Phân xưởng CDU sau khi được kiểm soát các chỉ tiêu như điểm chớp cháy, điểm đông đặc



Hình 1. Hệ thống sản xuất sản phẩm Jet A-1 tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

và tỷ trọng sẽ được đưa qua phân xưởng xử lý kerosene KTU với công suất thiết kế là 10.000 thùng/ngày (tương đương 66,37 m<sup>3</sup>/giờ). Dòng nguyên liệu kerosene khi vào Phân xưởng KTU đầu tiên sẽ được rửa bằng kiềm để tách các naphthenic acid (NAPFININGSM) tại D-1401, sau đó sẽ được đi vào cụm Mericat D-1402 xử lý bằng kiềm và oxi hóa để chuyển lưu huỳnh dạng mercaptan thành dạng dầu disulfide (MERICAT-IISM). Dòng kerosene tiếp tục đưa qua hệ thống Aquafining D-1403 rửa bằng nước để tách Na+ (AQUFININGSM), và tiếp tục đi qua cụm làm khô bằng muối D-1404 và tinh lọc bằng đất sét D-1405 để tách nước tự do cùng các chất hoạt động bề mặt, loại bỏ các hạt rắn, ẩm, huyền phù để đáp ứng các tiêu chuẩn chất lượng. Dòng kerosene đã được xử lý đi ra khỏi KTU, một phần sẽ được chuyển qua bể chứa trung gian TK-5114 để làm cấu tử phối trộn dầu ADO, phần lớn còn lại sẽ được châm phụ gia chống tĩnh điện trước khi đưa ra các bể chứa sản phẩm TK-5205A/B/C và xuất bán theo đường thủy hoặc đường bộ.

Hệ thống quản lý chất lượng sản phẩm Jet A-1 của BSR đã được Shell Aviation và Hiệp hội Vận tải Hàng không Quốc tế (International Air Transport Association - IATA) kiểm tra, đánh giá và cấp chứng nhận Jet A-1 của BSR đáp ứng tất cả các tiêu chuẩn về chất lượng từ cuối năm 2010. Từ đầu năm 2011 đến nay, BSR đã cung cấp và xuất bán sản phẩm Jet A-1 cho các nhà phân phối nhiên liệu hàng không dân dụng lớn như: Petrolimex Aviation (PA), Skypex...

Sơ đồ quy trình sản xuất nhiên liệu bay Jet A-1 được mô tả như Hình 1.

### 3. Các yếu tố ảnh hưởng đến quá trình sản xuất và chất lượng sản phẩm Jet A-1K

Tương tự như quy trình sản xuất sản phẩm Jet A-1 truyền thống của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, nhiên liệu đặc chủng Jet A-1K được sản xuất từ phân đoạn kerosene của quá trình chưng cất dầu thô dưới áp suất khí quyển tại Phân xưởng CDU, sau đó dòng kerosene được xử lý các tạp chất như lưu huỳnh mercaptan, acid vô cơ, nước... tại

Phân xưởng KTU trước khi về bể chứa để xuất bán. Tuy nhiên, tiêu chuẩn chất lượng của sản phẩm Jet A-1K có những điểm khác biệt so với Jet A-1 (Bảng 1).

Về tiêu chuẩn chất lượng, 2 loại nhiên liệu Jet A-1K và Jet A-1 khác nhau ở nhiều chỉ tiêu nhưng theo thực tế nghiên cứu, đánh giá chất lượng các mẫu sản phẩm tại BSR thì Jet A-1 đạt hầu hết các chỉ tiêu chất lượng của Jet A-1K, trừ các chỉ tiêu nhiệt độ sôi đầu, độ nhớt động học ở 20°C và hàm lượng acid tổng. Ngoài ra, có 2 chỉ tiêu khác có thể sẽ bị ảnh hưởng khi điều chỉnh để đạt yêu cầu về nhiệt độ sôi đầu và độ nhớt là điểm chớp cháy cốc kín và nhiệt độ bắt đầu kết tinh. Từ các chỉ tiêu chưa đạt yêu cầu về chất lượng, nhóm tác giả đã nghiên cứu đánh giá các yếu tố ảnh hưởng làm cơ sở để xuất các giải pháp kỹ thuật nhằm đảm bảo chất lượng Jet A-1K, cụ thể như sau:

- Đối với nhiệt độ sôi đầu: Đây là thông số quan trọng giúp máy bay chiến đấu thực hiện quá trình khởi động/tăng tốc trong thời gian ngắn nên nhiệt độ sôi đầu của Jet A-1K yêu cầu thấp hơn 155°C. Khi tăng hàm lượng các hợp chất nhẹ, dễ bay hơi trong phân đoạn kerosene sẽ giúp giảm giá trị nhiệt độ sôi đầu.

- Đối với nhiệt độ bắt đầu kết tinh: Hàm lượng paraffin cao trong dầu thô là nguyên nhân dẫn đến nhiệt độ bắt đầu kết tinh của sản phẩm cao, dễ gây kết tinh nhiên liệu khi máy bay hoạt động ở vùng nhiệt độ thấp, ảnh hưởng đến động cơ. Do đó, cần điều chỉnh giảm hàm lượng paraffin có trong nguồn nguyên liệu.

- Đối với nhiệt độ chớp cháy cốc kín: Chỉ tiêu này phụ thuộc vào thành phần các hợp chất nhẹ, dễ bay hơi. Giá trị điểm chớp cháy thực tế của Jet A-1 cao hơn nhiều so với yêu cầu đối với Jet A-1K, nên chỉ tiêu này dễ điều chỉnh để đạt yêu cầu.

- Đối với độ nhớt động học ở 20°C: Đây là chỉ tiêu rất khó điều chỉnh bởi tương quan tỷ lệ thuận với chỉ tiêu nhiệt độ bắt đầu kết tinh - khi tăng độ nhớt động học thì nhiệt độ bắt đầu kết tinh sẽ tăng lên và ngược lại. Do đó

**Bảng 1.** So sánh các chỉ tiêu chất lượng cơ bản giữa Jet A-1K và Jet A-1

TT	Chỉ tiêu chất lượng	TCVN/QS 1755:2014	TCVN 6426:2020	Giá trị tiêu biểu của Jet A-1 (*)
		Jet A-1K	Jet A-1	
1	Nhiệt độ sôi đầu (°C)	≤ 155	-	150 - 165
2	Nhiệt độ chớp cháy cốc kín (°C)	≥ 28	≥ 38	>38
3	Nhiệt độ bắt đầu kết tinh (°C)	≤ -50	≤ -47	-53 - (-60)
4	Độ nhớt động học ở 20°C (cSt)	≥ 1,25	-	1,22 - 1,32
5	Acid tổng			
	mg KOH/100 ml	≤ 0,7		
	mg KOH/g		≤ 0,015	0,005 - 0,015

(\*) Nhiên liệu Jet A-1 được sản xuất tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

cần phải điều chỉnh thành phần phân đoạn kerosene bằng cách kết hợp lựa chọn dầu thô phù hợp và tối ưu hóa điểm cất kerosene và LGO để đồng thời vừa tăng giá trị độ nhớt động học vừa giảm nhiệt độ kết tinh của nhiên liệu nhằm đáp ứng yêu cầu của tiêu chuẩn TCVN/QS 1755:2014.

- Đối với hàm lượng acid tổng: Chỉ số này phụ thuộc phần lớn vào chủng loại dầu thô, các loại dầu thô có hàm lượng lưu huỳnh cao và thành phần acid hữu cơ cao sẽ dẫn đến hàm lượng acid tổng cao. Vì vậy, khi sản xuất sản phẩm Jet A-1K cần hạn chế tỷ lệ của các loại dầu thô có hàm lượng acid cao.

Từ những phân tích trên, nhóm tác giả xác định 2 yếu tố chính ảnh hưởng đến chất lượng sản phẩm Jet A-1K gồm: thành phần hỗn hợp dầu thô chế biến và các thông số vận hành của phân xưởng chưng cất CDU. Như vậy, cần thực hiện nghiên cứu đồng bộ các giải pháp về đánh giá, lựa chọn tỷ lệ dầu thô chế biến phù hợp và cải tiến quy trình vận hành/điều chỉnh các thông số kỹ thuật của Phân xưởng CDU-KTU để sản xuất nhiên liệu Jet A-1K đáp ứng tiêu chuẩn kỹ thuật nghiêm ngặt TCVN/QS 1755:2014.

**4. Các giải pháp điều chỉnh công nghệ để sản xuất nhiên liệu đặc chủng Jet A-1K**

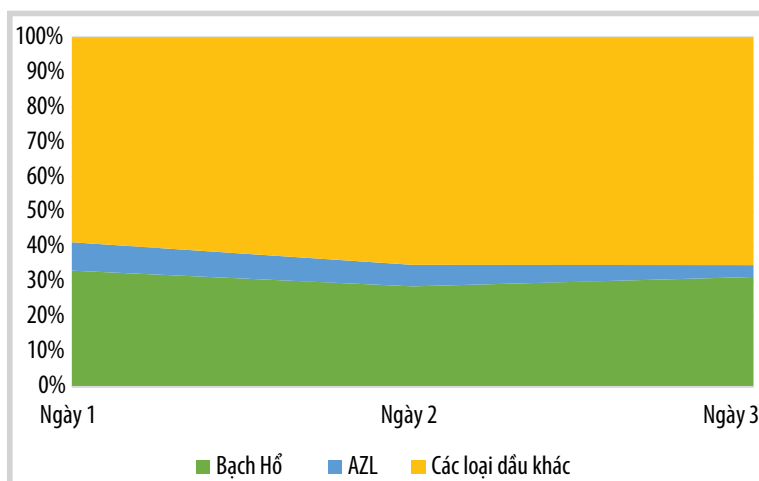
Nhóm tác giả đưa ra 2 nhóm giải pháp để thực hiện quá trình sản xuất sản phẩm Jet A-1K, cụ thể như sau:

**4.1. Lựa chọn chủng loại dầu thô chế biến**

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được thiết kế để chế biến 100% dầu Bạch Hổ hoặc hỗn hợp 85% dầu Bạch Hổ + 15% dầu chua Dubai. Dầu

Bạch Hổ thuộc loại ngọt, nhẹ, chứa nhiều paraffin (trung bình khoảng 26% khối lượng) nên có khối lượng riêng thấp, nhiệt độ đông đặc cao, không phù hợp để sản xuất nhiên liệu dùng cho máy bay phản lực quân sự Jet A-1K. Do đó, để đáp ứng các tiêu chuẩn kỹ thuật của nhiên liệu Jet A-1K cần tối ưu hóa thành phần hóa học của hỗn hợp dầu thô theo hướng giảm hàm lượng paraffin, tăng hàm lượng các hợp chất thơm. Các chỉ tiêu chất lượng của các loại dầu thô chế biến được trình bày như Bảng 2.

Tại thời điểm sản xuất nhiên liệu Jet A-1K, BSR đã nghiên cứu mở rộng giỏ dầu thô và chế biến thành công nhiều loại dầu hơn so với thiết kế ban đầu nhằm giảm bớt sự phụ thuộc vào dầu Bạch Hổ đang trên đà suy giảm sản lượng. Các loại dầu thô khai thác trong nước như Bạch Hổ và các loại dầu thô có ký hiệu 1, 2, 3 đều sở hữu tính chất đặc trưng như ngọt, nhẹ và có nhiệt độ đông đặc cao do giàu paraffin. Nếu chỉ chế biến dầu thô trong nước thì sản phẩm Jet A-1K sẽ không đáp ứng các chỉ tiêu như nhiệt độ bắt đầu kết tinh, độ nhớt động học. Do đó nhóm tác giả đã nghiên cứu, đánh giá tính chất của một số loại dầu thô nhập khẩu như Azeri Light (AZL) và dầu có ký hiệu 4. Về cơ bản các loại dầu này đều thuộc loại ngọt, nhẹ, và có nhiệt độ đông đặc thấp, nghĩa là trong thành phần của chúng chứa ít paraffin hơn và có hàm lượng chất thơm cao hơn, nên thích hợp để phối trộn vào hỗn hợp dầu thô chế biến, giúp điều chỉnh nhiệt độ bắt đầu kết tinh và độ nhớt động học cho sản phẩm Jet A-1K. Tuy nhiên, các loại



Hình 2. Hỗn hợp dầu thô chế biến trong quá trình sản xuất Jet A-1K.

Bảng 2. Các chỉ tiêu chất lượng cơ bản của các loại dầu thô chế biến (\*\*)

TT	Chỉ tiêu chất lượng	Loại dầu thô					
		Bạch Hổ	1	2	3	AZL	4
1	Khối lượng riêng ở 15°C (kg/l)	0,8247	0,8434	0,8100	0,8223	0,8305	0,8159
2	Nhiệt độ đông đặc (°C)	36	24	30	24	-33	-21
3	Độ nhớt động học ở 50°C (cSt)	5,356	2,542	3,494	3,994	2,627	3,719
4	Hàm lượng lưu huỳnh tổng (% khối lượng)	0,041	0,077	0,0298	0,047	0,15	0,071
5	Acid tổng (mg KOH/g)	0,037	0,242	0,0532	0,117	0,496	0,017

(\*\*) Jet A-1K là loại nhiên liệu đặc biệt, phục vụ cho quốc phòng nên trong bài báo này nhóm tác giả không nêu rõ tên chủng loại dầu thô và thành phần nguyên liệu chế biến nhằm đảm bảo bí mật quân sự.



dầu này lại có hàm lượng lưu huỳnh và chỉ số acid tổng cao hơn dầu thô trong nước nên cần giới hạn ở tỷ lệ nhỏ trong hỗn hợp chế biến. Thành phần hỗn hợp dầu thô chế biến trong quá trình sản xuất Jet A-1K được mô tả như Hình 2.

Trong giai đoạn sản xuất nhiên liệu Jet A-1K tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, thành phần dầu thô được duy trì ở tỷ lệ nhất định, bao gồm 29 - 33% thể tích dầu thô Bạch Hổ, 3 - 8% thể tích dầu thô Azeri Light và 59 - 65% thể tích các loại dầu khác.

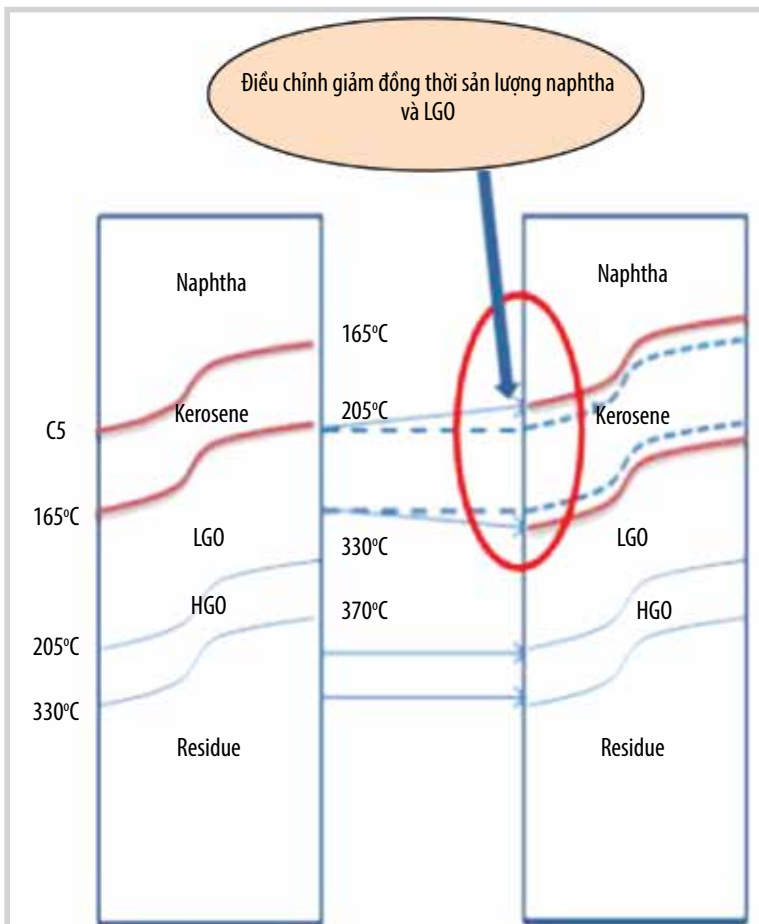
**4.2. Điều chỉnh thông số vận hành Phân xưởng CDU**

Nhóm tác giả đã thực hiện giải pháp điều chỉnh thông số vận hành tại Phân xưởng CDU như sau:

- Điều chỉnh giảm điểm cắt giữa naphtha và kerosene sao cho điểm sôi đầu của kerosene nằm trong khoảng 152 - 154°C (trong khi theo thiết kế, điểm cắt giữa naphtha và kerosene là 165°C) để đạt đồng thời chỉ tiêu nhiệt độ sôi đầu của Jet A-1K và nhiệt độ chớp cháy cốc kín của Jet A-1 (tối thiểu 38°C).

- Điều chỉnh tăng điểm cắt giữa kerosene và light gas oil (LGO) sao cho kerosene đạt đồng thời chỉ tiêu độ nhớt động học 20°C và nhiệt độ bắt đầu kết tinh của Jet A-1K (tối đa -50°C).

Tuy nhiên, việc điều chỉnh đồng thời giảm điểm cắt naphtha/



Hình 3. Điều chỉnh điểm cắt các phân đoạn naphtha/kerosene và kerosene/LGO.

kerosene và tăng điểm cắt kerosene/LGO để đạt các chỉ tiêu chất lượng Jet A-1K sẽ làm tăng sản lượng phân đoạn kerosene (ước tính khoảng 130 - 140% tính theo công suất KTU). Các giải pháp xử lý sản lượng kerosene tăng khi sản xuất sản phẩm Jet A-1K như sau:

Phương án 1: Điều chỉnh phân đoạn kerosene vừa đủ vận hành Phân xưởng KTU ở công suất tối đa (130%) kết hợp tối ưu phối trộn tỷ lệ dầu thô chế biến theo hướng tạo ra phân đoạn kerosene có độ nhớt cao. Phương án này ít linh động, có thể không đảm bảo đáp ứng chỉ tiêu độ nhớt Jet A-1K khi tính chất dầu thô không phù hợp.

Phương án 2: Điều chỉnh tăng sản lượng kerosene cao hơn 130% (khoảng 135 - 140% tính theo công suất KTU) và vẫn duy trì vận hành KTU ở 130%, đồng thời chuyển phần kerosene dư 5 - 10% (3,3 - 6,5 m³/giờ) từ Phân xưởng CDU ra bể chứa trung gian TK-5114 theo đường bypass KTU đang có để phối trộn ADO hoặc sản xuất kerosene. Phương án này có ưu điểm dễ điều chỉnh các chỉ tiêu Jet A-1K hơn so với phương án 1, nhưng cần thực hiện cải tiến một số thiết bị như: van điều khiển 011-LIC011 tại CDU, van bypass về bể TK5114 để đáp ứng việc tăng lưu lượng của Jet A-1K.

Với việc thực hiện các biện pháp kiểm soát trên, sản phẩm Jet A-1K sẽ được sản xuất đạt đồng thời chất lượng Jet A-1K và Jet A-1 để thuận tiện trong quá trình tồn chứa, cấp chứng thư chất lượng (CoQ) và xuất bán xen kẽ 2 sản phẩm này trên cùng hệ thống khi dự án xây dựng đường ống, bồn bể riêng biệt cho Jet A-1K chưa hoàn thành. Bảng 3 là kết quả phân tích các chỉ tiêu chất lượng của lô sản phẩm Jet A-1K đầu tiên. Chất lượng sản phẩm đáp ứng yêu cầu của Tiêu chuẩn cơ sở TCCS 13:2022/BSR (tương đương TCVN/QS 1755:2014).

**5. Phương án tận dụng hệ thống hiện có của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để vận chuyển, tồn chứa và xuất bán nhiên liệu Jet A-1K**

Khi đạt tiêu chuẩn chất lượng như sản phẩm Jet A-1, sản phẩm Jet A-1K sẽ được vận chuyển từ Phân xưởng KTU qua tuyến ống Jet A-1 đến khu bể chứa sản phẩm (P3) và lưu chứa

Bảng 3. Các chỉ tiêu chất lượng của nhiên liệu đặc chủng Jet A-1K

TT	Chỉ tiêu chất lượng	Phương pháp thử	TCVN/QS 1755:2014 (TCCS 13:2022/BSR)	TCVN 6426:2020 (TCCS 03:2024/BSR)	Kết quả
			Jet A-1K	Jet A-1	
1	<b>Ngoại quan</b>	TCVN 7759 (ASTM D4176)	Trong, sáng, không có hạt rắn và nước không hòa tan ở nhiệt độ môi trường	Trong, sáng, không có hạt rắn và nước không hòa tan ở nhiệt độ môi trường	Trong, sáng, không có hạt rắn và nước không hòa tan ở nhiệt độ môi trường
	Màu	TCVN 4354 (ASTM D156)	Ghi kết quả	Ghi kết quả	+ 30
2	<b>Tạp chất dạng hạt</b>				
	Tạp chất dạng hạt (mg/l)	ASTM D5452	≤ 1	≤ 1	0,13
	Đếm hạt tự động tại nơi sản xuất	IP 565			
	+ ISO Code: ≥ 4µm		≤ 19	≤ 19	17
	≥ 6µm		≤ 17	≤ 17	16
	≥ 14µm		≤ 14	≤ 14	13
	≥ 21µm		Ghi kết quả	Ghi kết quả	10
	≥ 25µm		Ghi kết quả	Ghi kết quả	10
	≥ 30µm		≤ 13	≤ 13	9
	+ Counts/mL: ≥ 4µm				864
	≥ 6µm		Ghi kết quả	Ghi kết quả	453,2
	≥ 14µm		Ghi kết quả	Ghi kết quả	58,1
≥ 21µm	Ghi kết quả		Ghi kết quả	7,4	
≥ 25µm	Ghi kết quả	Ghi kết quả	6		
≥ 30µm	Ghi kết quả	Ghi kết quả	4,2		
3	<b>Thành phần</b>				
	Acid tổng	TCVN 7419 (ASTM D3242)			
	mg KOH/100 ml		≤ 0,7		0,1
	mg KOH/g			≤ 0,015	
	Hydrocarbon thơm (% thể tích)	TCVN 7330 (ASTM D1319)	≤ 25	≤ 25	13
	Hàm lượng lưu huỳnh tổng (% khối lượng)	TCVN 7760 (ASTM D5453)	≤ 0,25	≤ 0,3	0,0071
Hàm lượng lưu huỳnh mercaptan (% khối lượng)	TCVN 2685 (ASTM D3227)	≤ 0,003	≤ 0,003	0,0015	
4	<b>Tính bay hơi</b>				
	Thành phần cất				
	Điểm sôi đầu (°C)	TCVN 2698 (ASTM D86)	≤ 155	Báo cáo	151,4
	10% thể tích (°C)		≤ 170	≤ 205	163
	50% thể tích (°C)		≤ 195	Báo cáo	175,3
	90% thể tích (°C)		≤ 230	Báo cáo	193,7
	98% thể tích (°C)		≤ 250	-	207
	Khối lượng riêng ở 15°C (kg/m³)	TCVN 8314 (ASTM D4052)	775 - 840	775 - 840	780,1
Nhiệt độ chớp cháy cốc kín (°C)	TCVN 6608 (ASTM D3828)	≥ 28	≥ 38	40	
5	<b>Tính chảy</b>				
	Nhiệt độ bắt đầu kết tinh (°C)	ASTM D7153	≤ -50	≤ -47	-59
	Độ nhớt động học (cSt)				
	Ở -20°C	TCVN 3171 (ASTM D445)	≤ 8,000	≤ 8,000	2,696
Ở 20°C	≥ 1,25		-	1,319	
6	<b>Tính cháy</b>				
	Nhiệt lượng cháy nhỏ nhất (kJ/kg)	ASTM D3338	≥ 42.900	-	43.452
	Chiều cao ngọn lửa không khói (mm)	TCVN 7418 (ASTM D1322)	≥ 25	≥ 25	27,7
Hàm lượng naphthalene (% thể tích)	TCVN 7989 (ASTM D1840)	≤ 3	≤ 3	0,33	

TT	Chỉ tiêu chất lượng	Phương pháp thử	TCVN/QS 1755:2014 (TCCS 13:2022/BSR)	TCVN 6426: 2020 (TCCS03:2024/BSR)	Kết quả
			Jet A-1K	Jet A-1	
<b>7</b>	<b>Tính ăn mòn</b>				
	Thí nghiệm ăn mòn mảnh đồng ở 100°C ± 1°C; 2 giờ ± 5 phút	TCVN 2694 (ASTM D130)	≤ 1	≤ 1	1a
	Độ ổn định oxy hóa nhiệt (JFTOT), nhiệt độ thử ở 260°C:				
	- Chênh lệch áp suất qua màng lọc, Pa (mmHg)	TCVN 7487 (ASTM D3241)	≤ 25	≤ 25	0
	- Mức cặn ống (nhìn bằng mắt thường)		< 3	< 3	< 1
<b>8</b>	<b>Tạp chất</b>				
	Hàm lượng nhựa thực tế (mg/100 ml)	TCVN 6593 (ASTM D381)	≤ 5	≤ 7	1
	Trị số tách nước tại nơi sản xuất (MSEP):	TCVN 7272 (ASTM D3948)			
	Nhiên liệu có phụ gia chống tĩnh điện		≥ 70	≥ 70	99
	Khả năng bôi trơn (BOCLE), đường kính vết mòn (mm)	ASTM D5001	≤ 0,85	≤ 0,85	0,71
	Độ dẫn điện riêng của nhiên liệu có chứa phụ gia chống tĩnh điện (pS/m):	TCVN 6609 (ASTM D2624)			
	+ Ở nhiệt độ tra nạp		≥ 50	≥ 50	397
	+ Ở nhiệt độ 20°C		≤ 600	≤ 600	330
<b>9</b>	<b>Phụ gia</b>				
	Phụ gia chống tĩnh điện (SDA), pha lần đầu (mg/l)		≤ 3	≤ 3	0,7068

tại 1 trong 3 bể chứa sản phẩm Jet A-1 (TK-5205 A/B/C). Sau khi được cấp chứng thư chất lượng, sản phẩm Jet A-1K sẽ được vận chuyển bằng đường ống Jet A-1 ra cảng jetty để xuất bán.

Đặc biệt, BSR áp dụng các giải pháp để kiểm soát chất lượng trong quá trình vận chuyển, lưu chứa và xuất bán Jet A-1K theo trình tự như sau:

- Vận chuyển, lưu chứa và cấp CoQ tại bể chứa sản phẩm P3:

+ Bơm vét 1 bể TK-5205 để chứa riêng sản phẩm Jet A-1K;

+ Dùng Jet A-1K để bơm đuổi sản phẩm Jet A-1 (chưa đạt chất lượng Jet A-1K) trong đường ống từ P1 ra P3 vào các bể chứa Jet A-1, sau đó bơm tiếp Jet A-1K vào bể chứa dành riêng cho Jet A-1K tại P3;

+ Cấp CoQ cho bể chứa Jet A-1K.

- Xuất bán sản phẩm Jet A-1K:

+ Đối với lô hàng Jet A-1 trước khi xuất bán Jet A-1K: ở giai đoạn cuối của lô hàng Jet A-1, dùng Jet A-1K để bơm đuổi Jet A-1 trong đường ống từ P3 ra jetty vào lô

hàng Jet A-1 (Jet A-1K đạt chất lượng Jet A-1 nên không vướng về vấn đề nhiễm lẫn Jet A-1K vào Jet A-1);

+ Xuất bán Jet A-1K lên tàu của Bộ Quốc phòng;

+ Sau khi hoàn thành xuất bán lô hàng Jet A-1K, đoạn ống từ bể chứa sản phẩm P3 ra jetty sẽ chứa Jet A-1K. Do Jet A-1K đạt chất lượng Jet A-1 nên không ảnh hưởng đến chất lượng lô hàng Jet A-1 sau đó.

## 6. Kết luận

Việc nghiên cứu sản xuất thương mại thành công sản phẩm Jet A-1K trên dây chuyền công nghệ của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất là kết quả của sự hợp tác tích cực, hiệu quả giữa Bộ Quốc phòng/Cục Xăng dầu và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/BSR để nghiên cứu sản xuất các chủng loại nhiên liệu đặc chủng phục vụ quốc phòng nhằm từng bước chủ động, tự chủ nguồn nhiên liệu cho hoạt động quân sự, đảm bảo an ninh, chủ quyền quốc gia. Cụ thể là:

- Đánh giá, lựa chọn được nguồn nguyên liệu thô phù hợp với đặc tính chuyên biệt của nhiên liệu Jet A-1K; ưu tiên phối trộn các loại dầu thô nhập khẩu có hàm lượng

hợp chất thơm cao hơn so với các loại dầu thô trong nước theo tỷ lệ chế biến phù hợp;

- Xây dựng, cập nhật quy trình vận hành các phân xưởng công nghệ liên quan và tiêu chuẩn cơ sở cho nhiên liệu Jet A-1K;
- Cải tiến thành công các thiết bị tại các phân xưởng công nghệ để đáp ứng yêu cầu sản xuất nhiên liệu mới;
- Cải tiến quy trình tồn chứa, vận chuyển, xuất bán xen kẽ nhiên liệu đặc chủng và sản phẩm truyền thống của BSR khi dự án xây dựng bể chứa riêng cho Jet A-1K chưa hoàn thành.

Đặc biệt, việc sản xuất thành công nhiên liệu đặc chủng Jet A-1K có ý nghĩa quan trọng về chính trị - xã hội và hiệu quả kinh tế cho đất nước, cụ thể:

Về chính trị - xã hội, việc nghiên cứu sản xuất thành công sản phẩm Jet A-1K giúp tạo ra sản phẩm thay thế hàng nhập khẩu trong bối cảnh chính trị - kinh tế thế giới bất ổn, biến động khó lường, gây ảnh hưởng tới nguồn cung. Việc sản xuất và cung cấp kịp thời nhiên liệu đặc chủng Jet A-1K phục vụ cho quốc phòng có ý nghĩa đặc biệt quan trọng, nâng cao tính sẵn sàng chiến đấu cho quân chủng phòng không - không quân, đảm bảo an ninh, chủ quyền Tổ quốc. Bên cạnh đó, việc sản xuất thương mại nhiên liệu Jet A-1K còn giúp BSR đa dạng hóa cơ cấu sản phẩm, khẳng định vai trò quan trọng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất trong việc đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước.

Về hiệu quả kinh tế, giá bán các loại nhiên liệu đặc chủng được BSR và Bộ Quốc phòng thống nhất dựa trên

nguyên tắc bán bằng giá với các sản phẩm truyền thống tương tự của BSR, ví dụ như Jet A-1K cùng giá với Jet A-1. Nhờ đó, Việt Nam tiết kiệm được đáng kể chi phí mua ngoại tệ, tiết kiệm thời gian và chi phí vận chuyển so với việc sử dụng nhiên liệu nhập khẩu.

#### Tài liệu tham khảo

- [1] Scribd, "Process standard design guidelines No. 8474L-000-CN-0008-003-0". [Online]. Available: <https://www.scribd.com/document/721106172/8474L-000-CN-0008-003-0-Design-Guidelines>.
- [2] BSR, "Sổ tay vận hành phân xưởng CDU - 8474L-011-ML-001-1".
- [3] BSR, "Sổ tay vận hành phân xưởng KTU - 8474L-014-ML-001-1".
- [4] BSR, "Sổ tay vận hành phân xưởng bể chứa sản phẩm số 8474L-052-ML-001-3".
- [5] BSR, "Sổ tay vận hành phân xưởng cảng xuất sản phẩm số 8474L-052-ML-001-3".
- [6] Bộ Quốc phòng, "Ban hành tiêu chuẩn TCVN/QS 1755:2014, nhiên liệu Jet A-1K - Yêu cầu kỹ thuật và phương pháp thử", Thông tư số 128/2014/TT-BQP ngày 23/09/2014.
- [7] Tiêu chuẩn Quốc gia, "Nhiên liệu phân lực tước bin hàng không JET A-1 - Quy định kỹ thuật", TCVN 6426:2020.
- [8] BSR, "Phương án sản xuất nhiên liệu Jet A-1K cung cấp cho quốc phòng với cấu hình hiện hữu của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất", Báo cáo số 297/BC-NCPT-ĐĐSX-VHSX-QLCL ngày 19/5/2022.

## RESEARCH ON PRODUCTION OF SPECIAL FUEL JET A-1K AT DUNG QUAT REFINERY FOR NATIONAL DEFENSE AND SECURITY PURPOSES

**Le Xuan Huyen<sup>1</sup>, Nguyen Van Hoi<sup>2</sup>, Bui Ngoc Duong<sup>2</sup>, Mai Tuan Dat<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Vietnam Oil and Gas Group

<sup>2</sup>Binh Son Refining & Petrochemical Joint Stock Company (BSR)

Email: datmt@bsr.com.vn

### Summary

Amid the complex global security and political situation, and in line with the Government's policy to increase the use of domestic goods to replace the imported, the Department of Petroleum - General Department of Logistics, Ministry of National Defense in collaboration with Vietnam Oil and Gas Group (Petrovietnam) and Binh Son Refining and Petrochemical Joint Stock Company (BSR) have conducted research and commercially produce the special fuel Jet A-1K at Dung Quat Refinery to ensure self-sufficiency in domestic supply and national defense security. The paper presents the results of the research on: factors affecting the production process and quality of Jet A-1K, technological adjustments for producing special Jet A-1K fuel to ensure reliability when used in military technical equipment, and plans to utilize the existing systems of Dung Quat Refinery for transporting, storing, and distributing Jet A-1K fuel in the absence of a dedicated system.

**Key words:** Special fuel, Jet A-1K, TCVN/QS 1755:2014, Dung Quat Refinery, national defense and security.

## NGHIÊN CỨU KHẢ NĂNG TÍCH HỢP SẢN XUẤT CÁC SẢN PHẨM HÓA DẦU VỚI NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẮT TỪ NGUỒN KHÍ, CONDENSATE/LPG KHU VỰC MIỀN TRUNG

Lê Dương Hải<sup>1</sup>, Trần Vinh Lộc<sup>1</sup>, Huỳnh Minh Thuận<sup>1</sup>, Nguyễn Đại Long<sup>1</sup>, Trương Văn Nhân<sup>1</sup>  
Cao Hoàng Cảnh Dương<sup>1</sup>, Phạm Thanh Hải<sup>2</sup>, Đinh Văn Nhân<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)

<sup>2</sup>Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR)

Email: haild.pvpro@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.05-02>

### Tóm tắt

Các nguồn nguyên liệu hóa dầu tiềm năng nhất có thể sử dụng để phát triển hóa dầu tại khu vực miền Trung gồm LPG, condensate (từ mỏ khí Kèn Bầu), condensate (từ mỏ khí Cá Voi Xanh), LPG, propylene và naphtha nhẹ (từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất). Việc sản xuất các sản phẩm hóa dầu đang thiếu hụt lớn ở thị trường Việt Nam và có xu hướng phát triển trong tương lai (gồm PE, PP, PS, ABS và SBR) đòi hỏi vốn đầu tư tương đối lớn, dao động trong khoảng 5 - 7 tỷ USD. Phương án sử dụng toàn bộ nguồn condensate, LPG được sản xuất từ các mỏ khí Kèn Bầu - Đền Đáy, Cá Voi Xanh và Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có hiệu quả kinh tế cao nhất với IRR đạt 11,4%.

**Từ khóa:** Hóa dầu từ condensate, steam cracking, tích hợp lọc - hóa dầu, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

### 1. Giới thiệu

Việc sản xuất hóa dầu từ nguồn khí khai thác ở khu vực miền Trung, đặc biệt từ khi phát hiện mỏ khí Kèn Bầu năm 2020 cần được nghiên cứu đầy đủ trong bối cảnh có sự thay đổi về xu hướng sử dụng năng lượng trên thế giới và Việt Nam cùng với sự điều chỉnh phương án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.



Hình 1. Vị trí các mỏ khí khu vực miền Trung.



Ngày nhận bài: 4/1/2024.

Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 4/1 - 2/2/2024.

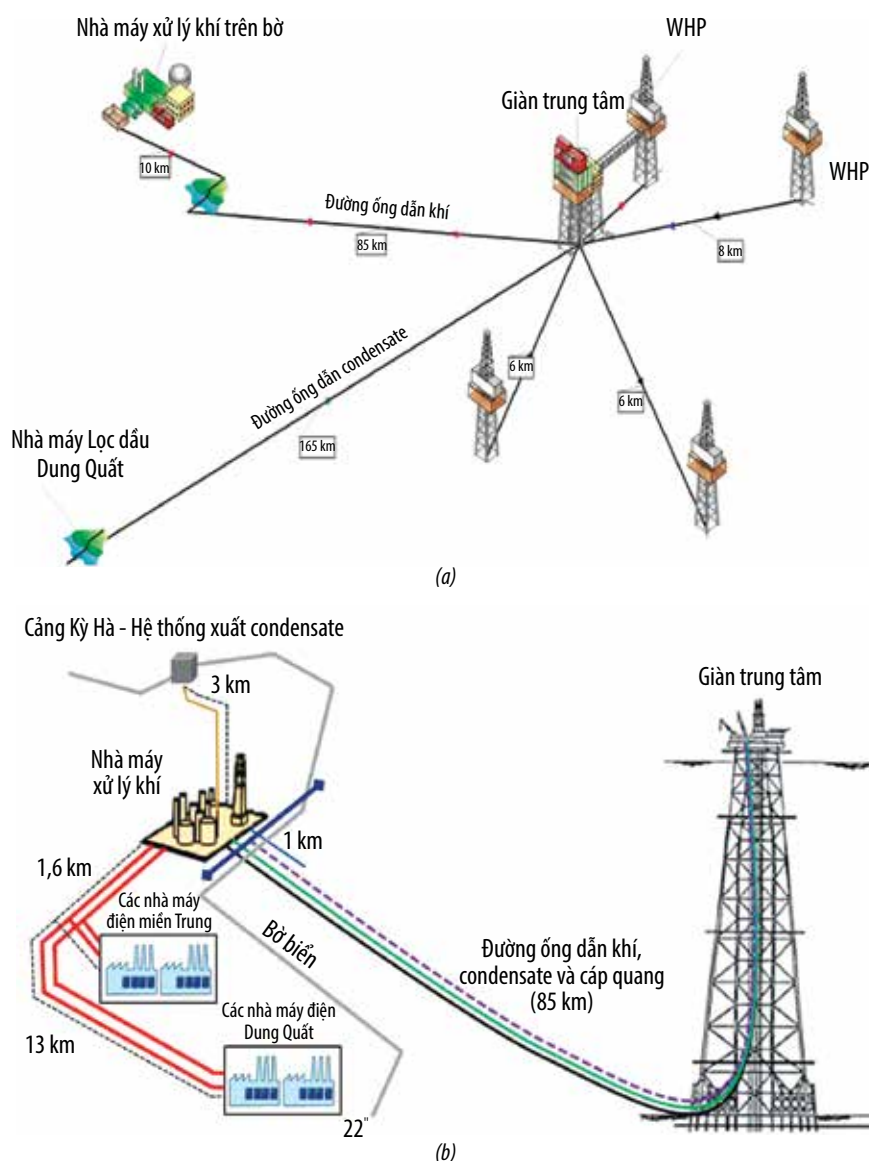
Ngày bài báo được duyệt đăng: 2/10/2024.

Bên cạnh đó, xu hướng sản xuất sản phẩm hóa dầu là hướng đi lâu dài nhằm gia tăng hiệu quả hoạt động chế biến dầu khí. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) có định hướng tăng tỷ lệ sản phẩm hóa dầu/lọc dầu qua việc thực hiện các dự án sản xuất sản phẩm hóa dầu tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và đầu tư các dự án mới.

Bài báo trình bày nghiên cứu khả năng tích hợp sản xuất lọc hóa dầu với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất khi sử dụng nguồn nguyên liệu được khai thác, chế biến ở khu vực miền Trung.

### 2. Các nguồn nguyên liệu tiềm năng có thể dùng để sản xuất hóa dầu tại khu vực miền Trung

Phát hiện mỏ khí Cá Voi Xanh tại Lô 118 - 119 vào năm 2011 và mỏ khí Kèn Bầu trong khu vực Lô 114 - 115 năm 2020 đã gia tăng tiềm năng khai thác và sử dụng khí ở khu vực miền Trung. Ngoài ra, khu vực còn có mỏ Bảo Vàng thuộc Lô 112, 113 được Vietgazprom phát hiện trong giai đoạn 2007 - 2010. Vị trí các mỏ khí khu vực miền Trung và sơ bộ phương án phát triển mỏ khí Kèn Bầu và Cá Voi Xanh thể hiện ở Hình 1 và 2.



**Hình 2.** Phương án phát triển sơ bộ mỏ khí Kèn Bầu (a) và mỏ khí Cá Voi Xanh (b). Nguồn: ExxonMobil Vietnam, 2021 và ENI Vietnam, 2020.

**Bảng 1.** Trữ lượng và khả năng cung cấp nguyên liệu cho sản xuất hóa dầu khu vực miền Trung

Mỏ khí	Trữ lượng	Khả năng cung cấp nguyên liệu cho sản xuất hóa dầu
Bảo Vàng	18,5 tỷ m <sup>3</sup>	Nguồn khí dự kiến chỉ dành cho sản xuất điện (340 MW), không có kế hoạch sử dụng cho sản xuất hóa dầu.
Cá Voi Xanh	15,4 nghìn tỷ ft <sup>3</sup> hydrocarbon ~ 8,9 nghìn tỷ ft <sup>3</sup> )	Nguồn khí từ nhà máy xử lý khí trên bờ (GTP) sẽ được sử dụng tại các nhà máy điện miền Trung 1, 2 và Dung Quất 1, 2, 3. Nguồn condensate khoảng 100 nghìn tấn/năm được vận chuyển từ GTP đến cảng Kỳ Hà hoặc có thể xuất qua xe bồn đến các hộ tiêu thụ như Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Đây là nguồn nguyên liệu tiềm năng cho sản xuất hóa dầu.
Kèn Bầu - Đàn Đáy	Khí từ 7 - 9 nghìn tỷ ft <sup>3</sup> và condensate từ 400 - 500 triệu thùng	Khí từ GTP được dùng cho sản xuất điện và/hoặc sản xuất LNG. Nguồn LPG, condensate từ GTP và condensate ngoài giàn có sản lượng lần lượt khoảng 0,3 - 1 triệu tấn/năm, 0,7 - 0,8 triệu tấn và 2,2 triệu tấn/năm có thể được dùng cho sản xuất hóa dầu.

Tiềm năng dầu khí và khả năng cung cấp nguyên liệu cho sản xuất hóa dầu của các mỏ khí khu vực miền Trung được tóm tắt ở Bảng 1.

### 3. Xu hướng thị trường hóa dầu thế giới và Việt Nam

#### 3.1. Xu hướng thị trường

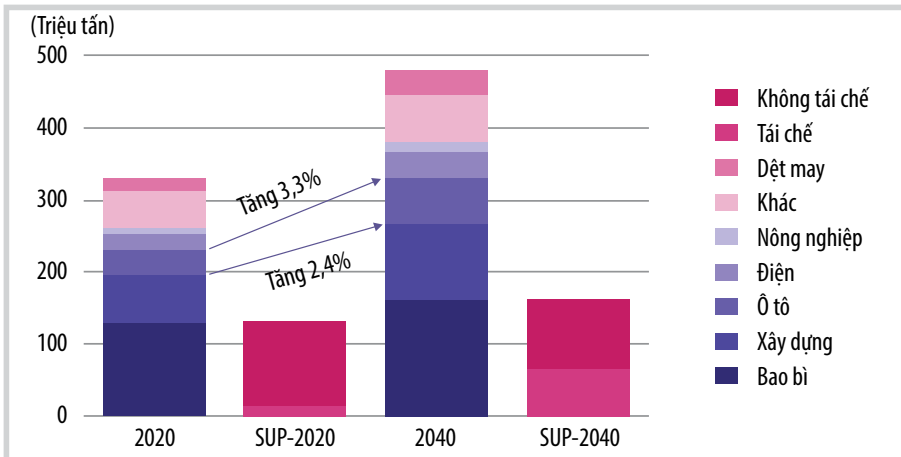
Thị trường các sản phẩm hóa dầu thế giới đã hồi phục nhưng diễn biến khó lường. Sự thay đổi mạnh giá dầu thô và các sản phẩm hóa dầu, phát triển các sản phẩm hóa dầu mới có giá trị gia tăng cao, sản xuất nhựa sinh học và tái chế nhựa thải là các xu hướng chính của thị trường thế giới. Mặc dù có sự giảm giá trong giai đoạn 2022 - 2024 nhưng về lâu dài, giá các sản phẩm hóa dầu đều tăng trong giai đoạn 2024 - 2042 [1].

Một số xu hướng chính về thị trường được S&P Global nhận định như sau:

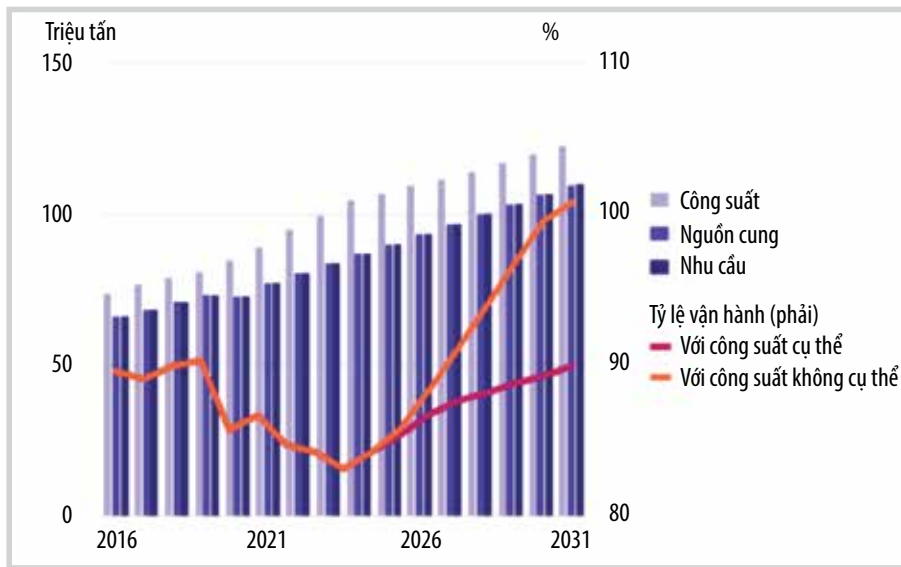
- Nhu cầu nhựa gia tăng từ 320 triệu tấn năm 2020 lên 480 triệu tấn năm 2040. Nhựa ứng dụng trong công nghiệp bao bì chiếm tỷ lệ lớn nhất, 35% (Hình 3).

- Trong tương lai, khu vực châu Á tiếp tục là khu vực có nhu cầu lớn nhất trên thế giới, với nhu cầu vượt qua cung cấp nên có khoảng thiếu hụt gấp 3 lần từ năm 2021 - 2031. Việc gia tăng khả năng sản xuất trong thời gian gần sẽ có thể giảm tỷ lệ hoạt động trong ngắn hạn của các nhà máy. Tuy nhiên, nhu cầu lớn của Trung Quốc trong dài hạn sẽ thúc đẩy tỷ lệ hoạt động của các nhà máy trong nước và vượt quá khả năng đáp ứng từ các nhà máy mới của các quốc gia trong khu vực như Hàn Quốc. Do đó, châu Á vẫn cần phải nhập khẩu từ các khu vực khác.

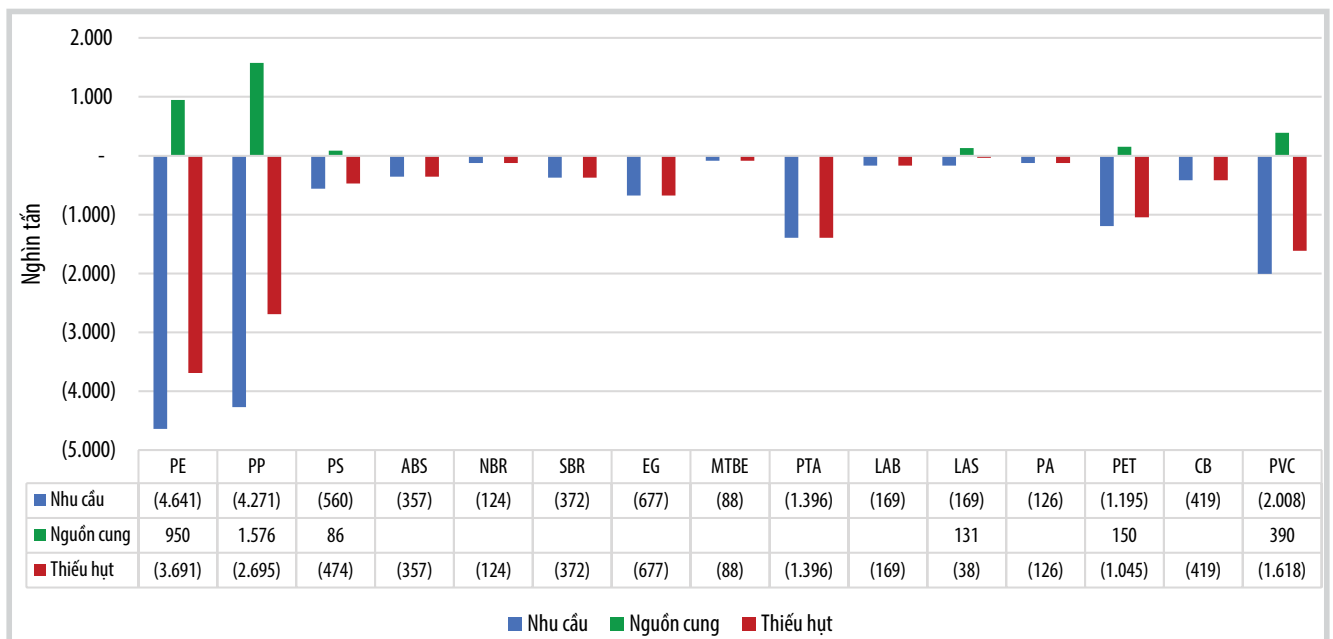
Thị trường hóa dầu Việt Nam tăng trưởng tốt với cán cân thương mại nghiêng về nhập khẩu, mặc dù



Hình 3. Nhu cầu các sản phẩm nhựa thế giới giai đoạn 2020 - 2040. Nguồn: S&P Global 2021.



Hình 4. Cân bằng cung - cầu và tỷ lệ vận hành các nhà máy sản xuất nhựa PP. Nguồn: S&P Global 2021.



Hình 5. Cân bằng cung - cầu thị trường sản phẩm hóa dầu trong nước. Nguồn: VPI tổng hợp.

có một số dự án sản xuất PP, PE đã và sắp đi vào hoạt động. PE, PP có sản lượng tiêu thụ lớn nhất, trong khi đó PTA, SBR, PE có tốc độ tăng trưởng trung bình cao [2]. Tái chế nhựa thải, sản xuất nhựa xanh và các sản phẩm có giá trị gia tăng cao đang là xu hướng phát triển các sản phẩm hóa dầu, cần theo dõi trong thời gian tới.

**3.2. Định hướng của Petrovietnam, BSR trong phát triển hóa dầu và dự án nâng cấp mở rộng**

Đánh giá tiềm năng phát triển lĩnh vực chế biến, tồn trữ và phân phối sản phẩm dầu khí, trước xu thế chuyển dịch năng lượng, song song với việc tối ưu nâng cao hiệu quả sản xuất của các nhà máy lọc dầu, cần nâng cao hiệu quả và giá trị chuỗi chế biến theo định hướng chế biến sâu. Hiện nay, Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đang có bước tiến trong việc chuyển đổi năng lượng như: (i) Nghiên cứu nâng tỷ trọng sản phẩm hóa dầu so với lọc dầu trong cơ cấu sản phẩm của nhà máy; (ii) Cải tiến tối ưu

hóa, giảm tiêu hao năng lượng; (iii) Nâng cấp chất lượng sản phẩm nhiên liệu của nhà máy lên tiêu chuẩn EURO 5 (Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất); (iv) Đẩy mạnh nghiên cứu sản xuất hydrogen, sản xuất năng lượng tái tạo tích hợp với quá trình công nghệ của nhà máy, giảm sự phụ thuộc vào năng lượng hóa thạch. Ngoài ra, việc phát hiện tiềm năng khí/condensate lớn sau giếng khoan Kèn Bàu-1X và 2X tại Lô 114, cùng với nguồn khí/condensate của mỏ Cá Voi Xanh sẽ tạo nền tảng cho việc nghiên cứu, phát triển hóa dầu từ khí/condensate tại khu vực miền Trung, trong đó khả năng phát triển cụm hóa dầu tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cũng là phương án cần nghiên cứu, xem xét nhằm tận dụng hệ thống cơ sở hạ tầng hiện hữu.

Với vai trò là tập đoàn kinh tế lớn của đất nước, Petrovietnam đã đặt mục tiêu phát triển các lĩnh vực trong đó có lĩnh vực chế biến, tồn trữ và phân phối sản phẩm dầu khí với một số điểm chính sau đây liên quan đến phát triển hóa dầu [3]:

- Đẩy mạnh việc tích hợp, tổ hợp lọc - hóa dầu với các nguồn khí tự nhiên nhằm nâng cao hiệu quả công trình, dự án đã đầu tư và phát triển các dự án mới cả về quy mô, mức độ chế biến sâu, có sức cạnh tranh trong khu vực và quốc tế.

- Tập trung phát triển lĩnh vực hóa dầu (bao gồm cả hóa dầu từ khí), hóa chất để nâng cao giá trị gia tăng sản phẩm dầu khí, tạo ra các nguyên, nhiên liệu, vật liệu để phục vụ tối đa nhu cầu sản xuất công nghiệp trong nước, hướng tới xuất khẩu.

Chiến lược phát triển Petrovietnam đang được hoàn thiện, việc phát triển hóa dầu trong đó có hóa dầu từ khí/condensate khu vực miền Trung và tích hợp lọc hóa dầu đã được đặt ra.

Định hướng chiến lược phát triển BSR đến năm 2030, tầm nhìn 2045 đã cơ bản hình thành và đang được hoàn thiện. Trong thời gian qua, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã xây dựng nền tảng cho sự phát triển của ngành công nghiệp lọc hóa dầu Việt Nam, đóng góp quan trọng vào việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia và trong tương lai BSR tiếp tục trở thành đơn

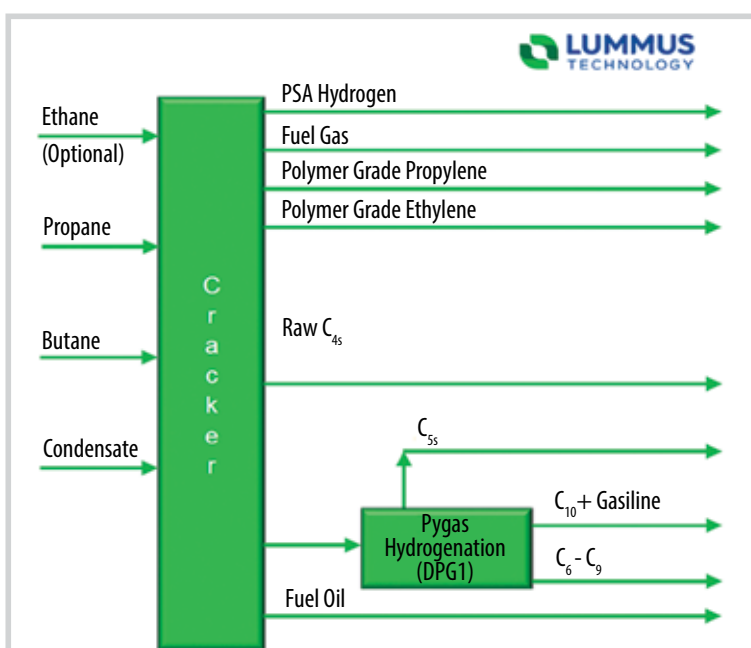
vị đi đầu trong công tác chuyển dịch năng lượng. BSR đặt mục tiêu trở thành đơn vị dẫn đầu trong khu vực và đang xây dựng để hình thành trung tâm lọc hóa dầu quốc gia tại khu vực miền Trung. Để đảm bảo phát triển bền vững trong tương lai, cũng như tích cực tham gia vào việc hiện thực hóa cam kết phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 của Việt Nam tại COP26, BSR sẽ tập trung đầu tư vào lĩnh vực hóa dầu và từng bước mở rộng sang lĩnh vực sản xuất năng lượng tái tạo, cũng như cung cấp dịch vụ kỹ thuật cao, phù hợp với chiến lược phát triển chung của Petrovietnam trong trung hạn, BSR tiến hành nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất với mục tiêu đáp ứng yêu cầu chất lượng sản phẩm và môi trường ngày càng nghiêm ngặt hơn [4]. Hiện nay, BSR đang nghiên cứu triển khai Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Dự án đang được Bộ Kế hoạch Đầu tư xin ý kiến các bộ ban ngành nhằm triển khai báo cáo thẩm định trình Thủ tướng Chính phủ [5].

#### 4. Đề xuất phương án tích hợp hóa dầu vào Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

##### 4.1. Khả năng sử dụng nguồn nguyên liệu cho hóa dầu từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

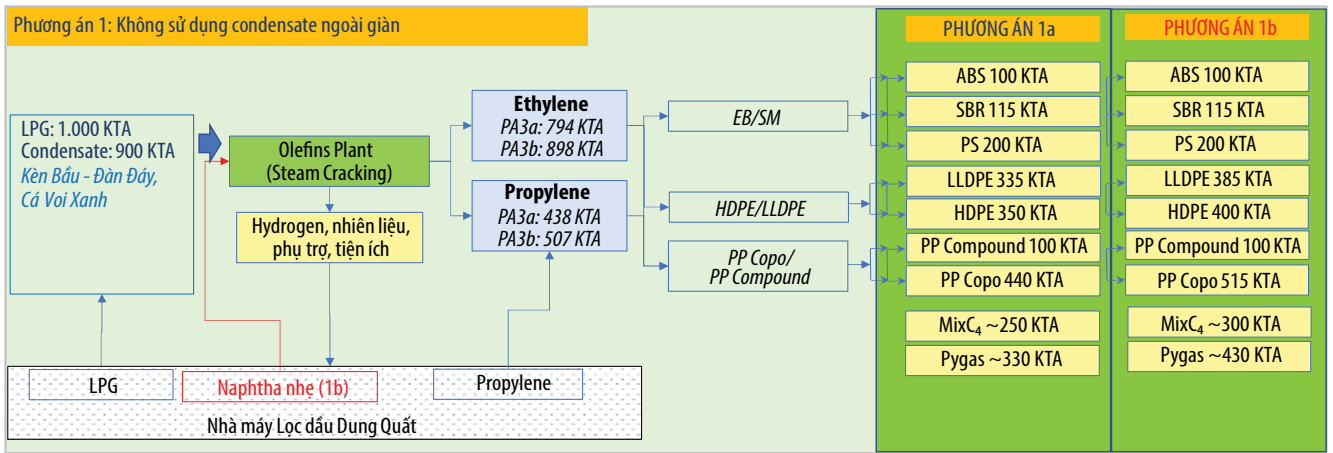
Sản lượng khí, condensate, LPG được sản xuất từ các mỏ khí miền Trung và Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có thể dùng làm nguyên liệu hóa dầu được đánh giá ở mức tối đa. Hiệu quả kinh tế dự án sẽ tăng theo quy mô công suất nên việc đánh giá ở mức công suất cao nhất này sẽ giúp xác định tính khả thi cao nhất về hiệu quả kinh tế kỹ thuật của việc sản xuất các sản phẩm hóa dầu.

Để có thể sử dụng đồng thời các nguồn nguyên liệu LPG, condensate thì sử dụng công nghệ cracking hơi nước sản xuất olefins (ethylene, propylene) cho sản xuất polyolefins (PE, PP) kết hợp với

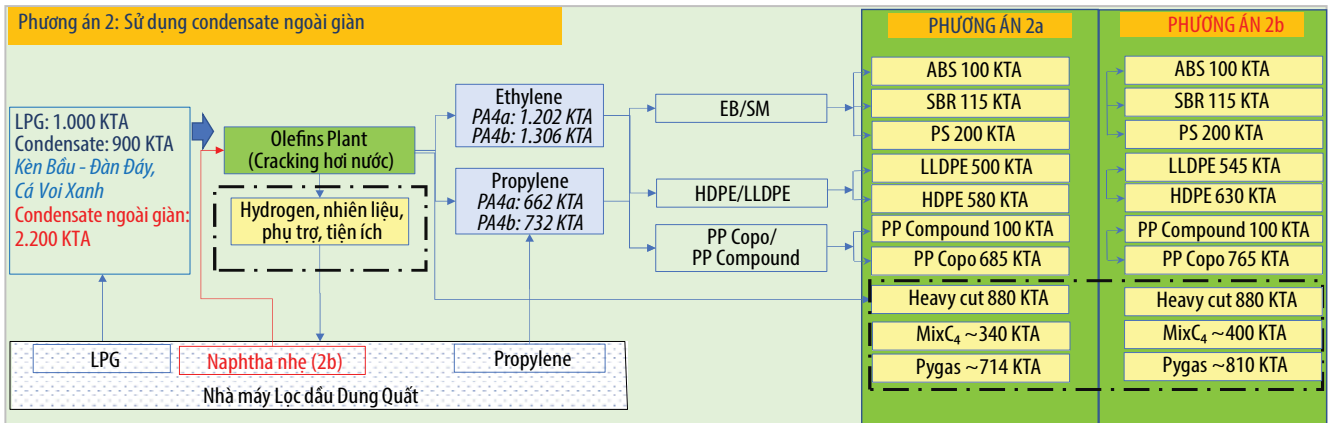


Hình 6. Cấu hình tiêu biểu của Phân xưởng cracking hơi nước. Nguồn Lummus Technology, 2022.





Hình 7. Phương án tích hợp sử dụng tối đa LPG và condensate trên bờ (phương án 1a và 1b).



Hình 8. Phương án tích hợp sử dụng tối đa LPG và condensate (phương án 2a và 2b).

nguồn BTX (như benzene) để sản xuất nhựa ABS, PS và cao su SBR. Cấu hình tiêu biểu của Phân xưởng cracking hơi nước của nhà bản quyền công nghệ thể hiện ở Hình 6 [6].

Nguồn nguyên liệu hóa dầu tiềm năng từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có thể xem xét gồm:

- Các sản phẩm cuối: LPG làm nguyên liệu cho Phân xưởng cracking hơi nước hoặc PDH (propane dehydrogenation) và propylene thương phẩm làm nguyên liệu cho Phân xưởng Polypropylen (PP). Việc sử dụng LPG và propylene thương phẩm sẽ không tác động đến cấu hình công nghệ của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất;

- Các sản phẩm trung gian: Quá trình tích hợp lọc hóa dầu sử dụng naphtha nhẹ làm nguyên liệu cho Phân xưởng cracker hơi nước, do đó có thể xem xét sử dụng naphtha nhẹ từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Nguồn nguyên liệu này hiện được sử dụng chính cho sản xuất isomerate pha xăng và 1 phần được dùng để pha xăng nên việc sử dụng nguồn naphtha nhẹ cho hóa dầu sẽ làm thay đổi cân bằng phối trộn xăng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, cụ thể sẽ thay đổi theo hướng giảm tổng sản lượng

xăng, tăng tỷ lệ xăng RON95 và giảm tỷ lệ xăng RON92. Vì vậy, việc sử dụng naphtha nhẹ cho hóa dầu có thể được xem xét cho trường hợp khi xu hướng chuyển dịch năng lượng diễn ra nhanh, nhu cầu thị trường về xăng giảm mạnh dẫn đến yêu cầu Nhà máy Lọc dầu Dung Quất phải điều chỉnh cơ cấu sản phẩm, cắt giảm sản lượng xăng và sử dụng cấu tử pha xăng cho các mục đích khác.

#### 4.2. Phương án đề xuất

Trong các phương án kỹ thuật sử dụng nguồn nguyên liệu khác nhau được đề xuất (Hình 7 và 8), khác biệt giữa phương án 1 và phương án 2 là việc không và có sử dụng condensate Kèn Bầu - Đàn Đáy được khai thác ngoài giàn; khác biệt giữa phương án a và phương án b là việc không và có sử dụng nguồn naphtha nhẹ được sản xuất tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (phương án b được đề xuất cho trường hợp giả định trong tương lai khi Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cần giảm sản lượng xăng để thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng). Các sản phẩm hóa dầu được xem xét trong phương án là sản phẩm thiếu hụt lớn ở thị trường Việt Nam và có xu hướng phát triển trong tương lai gồm PE, PP, PS, ABS và SBR.

### 4.3. Khả năng tích hợp về cơ sở hạ tầng, tiện ích dùng chung

Địa điểm phù hợp đặt dự án hóa dầu được xem xét là khu vực dành cho phát triển hóa dầu theo quy hoạch của Khu kinh tế Dung Quất nằm xung quanh Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (Hình 9) [7]. Khi đó, dự án có thể xem xét kết hợp các cơ sở hạ tầng dùng chung với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Trong khi đánh giá chi tiết cần phải được triển khai trong các bước tiếp theo thì đánh giá sơ bộ khả năng tích hợp giữa dự án hóa dầu với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cho kết quả như sau:

- Nguồn hydrocarbon: BSR cung cấp propylene thương phẩm, LPG và naphtha nhẹ làm nguyên liệu cho dự án hóa dầu và có thể xem xét tiếp nhận 1 phần hoặc toàn bộ các nguồn heavy cut, pygas, mixed C<sub>4</sub> để tiếp tục quá trình chế biến trong Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

- Nguồn phụ trợ, tiện ích: Các nguồn phụ trợ, tiện ích Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau nâng cấp mở rộng được thiết kế để vừa đủ sử dụng cho nhà máy nên không có khả năng cung cấp nguồn này cho dự án hóa dầu.

- Hệ thống cảng: Nâng cấp mở rộng hệ thống cảng SPM và cảng xuất sản phẩm của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để dùng chung cho dự án hóa dầu.

## 5. Xác định vốn đầu tư và hiệu quả kinh tế

### 5.1. Vốn đầu tư

Tổng mức đầu tư cố định sẽ bao gồm: chi phí EPC (chi phí



Hình 9. Khu vực quy hoạch dành cho phát triển hóa dầu xung quanh Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Nguồn: Ban quản lý khu kinh tế Dung Quất, 2022.

xây dựng, chi phí thiết bị, chi phí thiết kế); chi phí chủ đầu tư (chi phí quản lý dự án, chi phí tư vấn đầu tư xây dựng, chi phí khác); chi phí dự phòng. Số liệu tính toán cho dự án được thu thập từ nguồn PEP Yearbook 2021 nhằm có cùng cơ sở mặt bằng tính toán.

Kết quả ước tính tổng mức đầu tư cố định của các phương án (AACE class 5) trình bày ở Bảng 2.

Kết quả tính toán sơ bộ cho thấy tổng vốn đầu tư các phương án hóa dầu lớn, dao động khoảng 5 - 7 tỷ USD tùy thuộc vào phương án.

### 5.2. Hiệu quả kinh tế sơ bộ

Hiệu quả kinh tế sơ bộ các phương án hóa dầu được xác định dựa trên các cơ sở sau đây:

- Dự án được triển khai từ năm 2023, có vòng đời 20 năm trong đó thời gian xây dựng (EPC) là 54 tháng, đi vào vận hành dự kiến từ năm 2028 sau khi các dự án nâng cấp mở rộng và khai thác chế biến mỏ khí Kèn Bầu được triển khai;

- Giá nguyên liệu và giá sản phẩm được lấy theo dự báo của Nexant;

- Tổng vốn đầu tư và chi phí hoạt động sản xuất được xác định căn cứ theo quy định của pháp luật hiện hành và dựa trên bộ dữ liệu PEP Yearbook 2021 của IHS Markit;

- Thời gian vận hành của nhà máy theo thiết kế là 8.000 giờ/năm.

Kết quả tính toán hiệu quả kinh tế của các phương án sản xuất hóa dầu tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất thể hiện ở Bảng 3.

Nếu sử dụng nguồn nguyên liệu không bao gồm condensate ngoài giàn thì các phương án không có hiệu quả kinh tế (IRR thấp hơn WACC). Việc sử dụng tối đa nguồn nguyên liệu bao gồm cả condensate ngoài giàn giúp dự án hóa dầu có hiệu quả kinh tế.

Bảng 2. Ước tính tổng mức đầu tư cố định của các phương án (triệu USD)

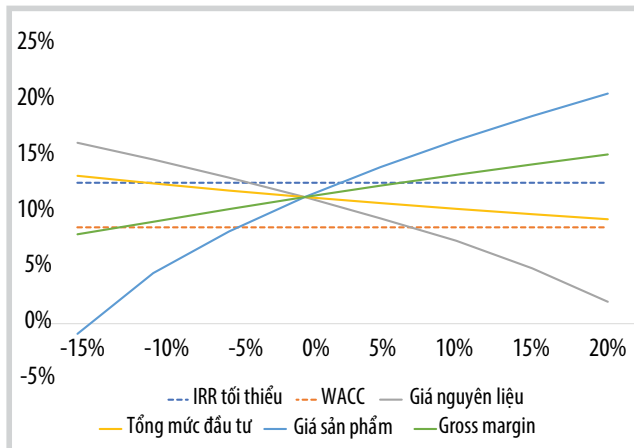
TT	Chi phí	PA1a	PA1b	PA2a	PA2b
1	Chi phí EPC	3.154	3.379	4.317	4.538
	ISBL	1.986	2.130	2.728	2.870
	OSBL	1.169	1.250	1.589	1.668
2	Chi phí chủ đầu tư	946	1.014	1.295	1.361
3	Chi phí dự phòng	820	879	1.122	1180
4	<b>Tổng mức đầu tư cố định</b>	<b>4.920</b>	<b>5.272</b>	<b>6.734</b>	<b>7.080</b>

**Bảng 3.** Hiệu quả đầu tư các phương án sản xuất hóa dầu tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

Phương án	IRR dự án (%)	NPV dự án (triệu USD)	IRR chủ đầu tư (%)	NPV @IRR min (triệu USD)	Thời gian hoàn vốn (năm)	Vốn đầu tư (triệu USD)
PA1a	8,6	(13)	9,0	(1.161)	9	4.920
PA1b	8,4	(95)	8,7	(1.297)	8	5.272
PA2a	11,4	1.584	13,5	(541)	6	6.734
PA2b	10,7	1.236	12,4	(851)	8	7.080

**Bảng 4.** Hiệu quả kinh tế của phương án 2a khi thay đổi giá condensate trên bờ

Phương án	IRR dự án (%)	NPV dự án (triệu USD)	IRR chủ đầu tư (%)	NPV@IRR min (triệu USD)
PA2a gốc	11,4	1.584	13,5	-541
PA2a mới	13,4	2.900	16,9	318
Thay đổi	2,0	1.316	3,4	859



**Hình 10.** Độ nhạy hiệu quả kinh tế của phương án 2a.

Ngoài ra, các phương án có sử dụng naphtha nhẹ cho hiệu quả kinh tế thấp hơn so với không sử dụng nguyên liệu này. Nguyên nhân có thể là tương quan giá naphtha nhẹ với giá condensate khi giá naphtha được xác định là giá CFR tại cổng nhà máy, cao hơn giá condensate được xác định bằng giá dầu Brent.

Kết quả phân tích hiệu quả kinh tế của phương án tốt nhất (2a) theo các yếu tố đầu vào bao gồm giá nguyên liệu, sản phẩm, gross margin (chênh lệch doanh thu sản phẩm và chi phí nguyên liệu) và tổng mức đầu tư được thể hiện trong Hình 10.

Phương án có hiệu quả tốt nhất sẽ không còn hiệu quả khi giá sản phẩm giảm khoảng 5% hoặc giá nguyên liệu tăng khoảng 7% hoặc gross margin giảm khoảng 13% hoặc tổng mức đầu tư tăng hơn 20%. Dự án sẽ đạt IRR tối thiểu khi giá sản phẩm tăng 2% hoặc giá nguyên liệu giảm 3% hoặc gross margin tăng 6% hay tổng mức đầu tư giảm 10%.

Có thể thấy rằng với phương án tốt nhất thì sơ bộ tổng vốn đầu tư của dự án lớn (6,7 tỷ USD) trong khi áp lực cạnh tranh về sản phẩm hóa dầu sẽ ngày càng cao nên cần xem xét khả năng hợp tác với đối tác có kinh nghiệm, tiềm lực tài chính. Khi đó, cần tiến hành các nghiên cứu tiếp theo (lập báo nghiên cứu cơ hội đầu tư, báo cáo đầu tư xây dựng công trình) để tăng độ tin cậy của các kết quả nghiên cứu. Ngoài ra, dự án đầu tư xây dựng tại Khu kinh tế Dung Quất sẽ được hưởng mức ưu đãi đầu tư tối đa tương đương với mức ưu đãi của địa bàn có điều kiện kinh tế - xã hội đặc biệt khó khăn (Luật Đầu tư 61/2021/QH14). Các ưu đãi đầu tư cho dự án đã được áp dụng khi ước tính đầu tư và hiệu quả kinh tế. Do đó, nhóm tác giả đưa ra các đề xuất sau cho dự án trong quá trình đầu tư xây dựng và vận hành thương mại.

- Giai đoạn chuẩn bị dự án:

- + Ưu tiên bổ sung dự án vào quy hoạch Khu kinh tế Dung Quất làm cơ sở pháp lý cho các giai đoạn đầu tư tiếp theo, tránh rủi ro trượt tiến độ khi phải điều chỉnh quy hoạch;

- + Liên kết dự án vào chuỗi dự án khí Lô 114, đảm bảo ổn định và ưu đãi về lượng và giá cho cả dự án Lô 114 và dự án sản xuất hóa dầu, hài hòa lợi ích cho toàn bộ chuỗi dự án.

- Giai đoạn vận hành thương mại: Chính sách tăng ưu đãi với các doanh nghiệp thuộc ngành công nghiệp hỗ trợ sản xuất sản phẩm từ nguyên liệu có nguồn gốc nội địa nhằm:

- + Đảm bảo hiệu quả đầu tư cho dự án sản xuất hóa dầu, gia tăng giá trị nguồn tài nguyên quốc gia;

+ Giảm phụ thuộc vào nguồn nhập khẩu, tăng tính tự chủ về nguyên liệu cho ngành công nghiệp hỗ trợ.

Trong các yếu tố trên, việc liên kết dự án vào chuỗi dự án khí Lô 114 sẽ là yếu tố rất quan trọng. Trong trường hợp giảm được giá nguyên liệu cung cho dự án hóa dầu, sẽ giúp gia tăng hiệu quả đầu tư dự án, thúc đẩy các đối tác khác ngoài Petrovietnam cùng tham gia hợp tác đầu tư.

Khi giả thiết giá nguyên liệu condensate trên bờ có thể bán như phương án giá bán condensate từ GTP Dinh Cố, hiệu quả của phương án 2a có sự gia tăng (Bảng 4), dự án đạt tiêu chí về hiệu quả kinh tế (IRR > IRRmin).

## 6. Kết luận

Nghiên cứu sản xuất các sản phẩm hóa dầu sử dụng nguồn nguyên liệu được khai thác và chế biến tại miền Trung, tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất phù hợp với định hướng phát triển hóa dầu của Petrovietnam và BSR. Kết quả nghiên cứu thể hiện nguồn nguyên liệu hóa dầu tiềm năng nhất là từ mỏ khí Kèn Bầu bên cạnh nguồn condensate từ mỏ khí Cá Voi Xanh, nguồn LPG, propylene và naphtha nhẹ được sản xuất tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Việc sản xuất các sản phẩm hóa dầu có sự thiếu hụt lớn ở thị trường Việt Nam và có xu hướng phát triển trong tương lai gồm PE, PP, PS, ABS và SBR từ nguồn LPG, naphtha nhẹ, condensate qua công nghệ cracking hơi nước. Dự án hóa dầu có vốn đầu tư tương đối lớn, dao động trong khoảng 5 - 7 tỷ USD tùy theo phương án. Phương án sử dụng toàn bộ nguồn condensate, LPG được

sản xuất từ các mỏ khí Kèn Bầu - Đền Đáy và Cá Voi Xanh, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có hiệu quả kinh tế cao nhất với IRR đạt 11,4%.

## Tài liệu tham khảo

[1] SP Global, "Global polypropylene outlook, 2021 - 2031", 2021.

[2] Huỳnh Minh Thuận, Lê Dương Hải, Võ Thị Thương, Trương Văn Nhân, Nguyễn Mạnh Huấn, Nguyễn Thị Châu Giang, Nghiêm Thị Ngoan, Hứa Duy Đạt, Đinh Văn Nhân, và Nguyễn Hữu Lương, "Xu hướng phát triển hóa dầu và khả năng tích hợp vào nhà máy lọc dầu có phần góp vốn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam", *Tạp chí Dầu khí*, Số 11, trang 33 - 42, 2022.

[3] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, "*Dự thảo Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam*", 2021.

[4] Tạp chí Năng lượng Việt Nam, "*BSR sẽ tập trung đầu tư vào hóa dầu và mở rộng sản xuất năng lượng tái tạo*", 2022.

[5] Bộ Xây dựng, "*Thẩm định điều chỉnh chủ trương đầu tư Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất*", 25/10/2022.

[6] Lummus Technology, "*Steam cracker preliminary proposal for VPI*", 2022.

[7] UBND tỉnh Quảng Ngãi, "*Tờ trình về việc trình thẩm định đồ án Điều chỉnh Quy hoạch chung xây dựng Khu kinh tế Dung Quất, tỉnh Quảng Ngãi đến năm 2035, tầm nhìn đến năm 2050*", 2022.

# THE POSSIBILITY OF INTEGRATING PETROCHEMICAL PRODUCTION INTO DUNG QUAT REFINERY FROM NATURAL GAS, CONDENSATE AND LPG PRODUCED IN CENTRAL VIETNAM

Le Duong Hai<sup>1</sup>, Tran Vinh Loc<sup>1</sup>, Huynh Minh Thuan<sup>1</sup>, Nguyen Dai Long<sup>1</sup>, Truong Van Nhan<sup>1</sup>  
Cao Hoang Canh Duong<sup>1</sup>, Pham Thanh Hai<sup>2</sup>, Dinh Van Nhan<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Vietnam Petroleum Institute (VPI)

<sup>2</sup>Binh Son Refining and Petrochemical Joint Stock Company (BSR)

Email: haild.pvpro@vpi.pvn.vn

## Summary

The most potential sources of raw materials for petrochemical projects in central Vietnam are LPG, condensate from Ken Bau gas field, condensate from Ca Voi Xanh gas field, and LPG, propylene and light naphtha from Dung Quat Refinery. PE, PP, PS, ABS and SBR are proposed products for petrochemical projects based on their current large shortage and potential development in the future market in Vietnam. The total investment cost of these projects are relatively high, 5 - 7 billion USD. Using all condensate and LPG sources produced from Ken Bau - Dan Day and Ca Voi Xanh gas fields, Dung Quat Refinery is the case showing the highest economic efficiency with an IRR of 11.4%.

**Key words:** Petrochemicals from condensate, steam cracking, refining - petrochemicals integration, Dung Quat Refinery.

## MÔ HÌNH BẢO DƯỠNG SỬA CHỮA TRONG LĨNH VỰC CÔNG NGHIỆP KHÍ VÀ LỌC HÓA DẦU: KINH NGHIỆM QUỐC TẾ VÀ ĐỀ XUẤT GIẢI PHÁP CHO PETROVIETNAM

Hoàng Thị Đào<sup>1</sup>, Chu Thiên Ân<sup>2</sup>, Lê Thị Mai Hương<sup>1</sup>, Đào Diệp Vân<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)

<sup>2</sup>Công ty Khí Cà Mau (KCM)

Email: daoht@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.05-03>

### Tóm tắt

Bài báo phân tích thực trạng công tác quản lý bảo dưỡng sửa chữa tại các nhà máy thuộc lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam), tham khảo các mô hình quốc tế và bài học kinh nghiệm từ các tập đoàn dầu khí lớn. Kết quả nghiên cứu cho thấy mô hình quản lý bảo dưỡng phân tán hiện tại của Petrovietnam - các nhà máy tự thực hiện phần lớn hoạt động bảo dưỡng sửa chữa - dẫn đến sự thiếu hiệu quả trong việc phát huy nguồn lực, ứng dụng công nghệ và chuyên môn hóa.

Trên cơ sở đó, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) nghiên cứu đề xuất Petrovietnam áp dụng mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa bán tập trung, kết hợp giữa tự thực hiện và thuê ngoài, với việc thành lập doanh nghiệp chuyên trách quản lý hoạt động bảo dưỡng tổng thể và tư vấn kỹ thuật cho bảo dưỡng thường xuyên. Mô hình này sẽ giúp Petrovietnam tối ưu hóa nguồn lực, nâng cao hiệu quả và chất lượng bảo dưỡng sửa chữa, đảm bảo các nhà máy vận hành an toàn, ổn định và hiệu suất cao.

**Từ khóa:** Bảo dưỡng sửa chữa, công nghiệp khí, lọc hóa dầu, mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa bán tập trung.

### 1. Giới thiệu

Công tác bảo dưỡng sửa chữa hiệu quả không chỉ giúp kéo dài tuổi thọ của thiết bị, giảm khả năng xảy ra sự cố, mà còn nâng cao năng suất, chất lượng sản phẩm, giúp nhà máy duy trì hoạt động an toàn, ổn định và hiệu quả, tối ưu hóa chi phí sản xuất. Trong bối cảnh lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu ngày càng phát triển, quy mô mở rộng, công nghệ phức tạp, yêu cầu về an toàn, hiệu quả ngày càng cao, việc nâng cao năng lực bảo dưỡng trở thành yêu cầu cấp thiết.

Để tổ chức công tác bảo dưỡng hiệu quả, các doanh nghiệp thường áp dụng một số mô hình chính:

- Mô hình phân tán: Mỗi nhà máy/đơn vị tự tổ chức, quản lý và thực hiện bảo dưỡng. Mô hình này linh hoạt, thích ứng với điều kiện cụ thể của từng đơn vị, nhưng dễ dẫn đến sự thiếu đồng bộ, lãng phí nguồn lực, khó khăn trong việc áp dụng công nghệ mới và khó kiểm soát chất lượng bảo dưỡng.

- Mô hình tập trung: Hoạt động bảo dưỡng được tập trung vào 1 đơn vị chuyên trách. Mô hình này giúp tối ưu hóa nguồn lực, tập trung chuyên môn hóa, ứng dụng công nghệ tiên tiến và nâng cao chất lượng bảo dưỡng. Tuy nhiên, mô hình tập trung có thể thiếu linh hoạt, phản ứng chậm với các nhu cầu bảo dưỡng phát sinh đột xuất.

- Mô hình hỗn hợp: Kết hợp giữa mô hình tập trung và mô hình phân tán, một số hoạt động bảo dưỡng được quản lý tập trung, một số do các nhà máy/đơn vị tự thực hiện. Đây là mô hình tận dụng được ưu điểm của cả 2 mô hình phân tán và tập trung khi vừa đảm bảo tính tập trung, chuyên môn hóa, vừa duy trì sự linh hoạt, phản ứng nhanh. Tuy nhiên, mô hình hỗn hợp đòi hỏi cơ chế phối hợp chặt chẽ, thông tin liên lạc hiệu quả giữa đơn vị tập trung và các đơn vị/nhà máy liên quan.

Thực tế tại Petrovietnam, công tác bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy thuộc lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu được thực hiện theo mô hình phân tán, từng nhà máy/đơn vị tự tổ chức thực hiện dẫn đến thiếu hiệu quả trong việc phát huy nguồn lực, ứng dụng công nghệ và chuyên môn hóa... Việc thiếu đơn vị chuyên trách, có năng



Ngày nhận bài: 5/10/2024.

Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 5 - 16/10/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 16/10/2024.

lực quản lý và điều phối bảo dưỡng tập trung dẫn đến việc nguồn lực bảo dưỡng sửa chữa chưa được phát huy tối đa để tạo ra các lợi thế cạnh tranh nhằm gia tăng giá trị của toàn lĩnh vực trong bối cảnh hội nhập quốc tế.

Nghiên cứu này tập trung phân tích thực trạng bảo dưỡng trong ngành công nghiệp khí và lọc hóa dầu của Petrovietnam, đồng thời đánh giá các mô hình bảo dưỡng tiên tiến trên thế giới. Từ đó, phù hợp với bối cảnh và năng lực hiện tại của Petrovietnam, nghiên cứu đề xuất áp dụng mô hình hỗn hợp nhằm nâng cao hiệu quả bảo dưỡng, tiết kiệm chi phí, tạo ra lợi thế cạnh tranh cho lĩnh vực.

Phạm vi nghiên cứu của bài báo tập trung vào các nhà máy/đơn vị sản xuất thuộc lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu của Petrovietnam, bao gồm: Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (BSR), các công trình khí (PV GAS), các nhà máy đạm (PVFCCo, PVCFC) và nhà máy xơ sợi (VNPoly). Nghiên cứu này không bao gồm các hoạt động bảo dưỡng cho lĩnh vực dầu khí thượng nguồn và dịch vụ kỹ thuật dầu khí ngoài khơi. Kết quả nghiên cứu cung cấp cơ sở khoa học cho Petrovietnam trong việc hoàn thiện chiến lược, mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa, với mục tiêu phát triển lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu hiệu quả, bền vững.

## 2. Mô hình bảo dưỡng sửa chữa trong lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu tại SK Energy, Petronas và SCG Chemicals

Để nâng cao hiệu quả, giảm chi phí và tăng cường năng lực cạnh tranh, các tập đoàn dầu khí lớn trên thế giới đã chuyển đổi từ mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa phân tán sang mô hình tập trung, chuyên môn hóa và ứng dụng công nghệ tiên tiến. Bài báo nghiên cứu kinh nghiệm quản lý bảo dưỡng sửa chữa của SK Energy (Hàn Quốc), Petronas (Malaysia) và SCG Chemicals (Thái Lan), rút ra những bài học kinh nghiệm để tối ưu hóa hoạt động bảo dưỡng sửa chữa.

### 2.1. SK Energy

SK Energy đã chuyển đổi từ mô hình bảo dưỡng sửa chữa phân tán tự thực hiện sang mô hình bán tập trung, kết hợp giữa tự thực hiện và thuê ngoài, tập trung vào chuyên môn hóa và tối ưu hóa nguồn lực. SK Energy quản lý hoạt động bảo dưỡng sửa chữa thông qua 2 đơn vị chính: Đơn vị Bảo dưỡng Dầu khí (thuộc Ban Sản xuất) và Phòng Quản lý Kỹ thuật Bảo dưỡng (thuộc Ban Dịch vụ Kỹ thuật Sản xuất) [1].

- Tự thực hiện: SK Energy tự thực hiện bảo dưỡng thường xuyên và sửa chữa nhỏ, duy trì đội ngũ nhân sự giàu kinh nghiệm, am hiểu thiết bị.

- Thuê ngoài: Các công việc bảo dưỡng quan trọng, đòi hỏi chuyên môn cao (máy nén, turbine...) và bảo dưỡng tổng thể được triển khai theo hình thức thuê các nhà thầu chuyên nghiệp bên ngoài.

- Chuyên môn hóa: SK Energy tập trung phát triển chuyên môn sâu trong từng lĩnh vực bảo dưỡng, xây dựng đội ngũ chuyên gia có khả năng đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật phức tạp.

- Công nghệ: SK Energy ứng dụng hệ thống quản lý bảo dưỡng bằng máy tính CMMS (computerized maintenance management system), tích hợp công nghệ tiên tiến vào quy trình bảo dưỡng sửa chữa.

Mô hình bảo dưỡng hiệu quả của SK Energy được hỗ trợ bởi hệ sinh thái công nghiệp phát triển tại khu vực Ulsan. Khu liên hợp lọc hóa dầu Ulsan, nơi đặt trụ sở của SK Energy, sở hữu vị trí địa lý chiến lược với cảng biển nước sâu, thuận lợi cho việc tiếp nhận thiết bị và vật tư. Hệ sinh thái công nghiệp tại Ulsan, với nhiều nhà cung cấp dịch vụ kỹ thuật chuyên nghiệp, nguồn nhân lực có trình độ kỹ thuật cao, tạo điều kiện thuận lợi cho SK Energy trong việc tiếp cận nhanh chóng các nguồn lực cần thiết. Bên cạnh đó, SK Energy đã chủ động ứng dụng công nghệ và kỹ thuật mới vào quy trình bảo dưỡng, góp phần nâng cao hiệu quả và tối ưu hóa chi phí.

### 2.2. Petronas

Petronas, áp dụng mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa tập trung, thông qua công ty con GTS và đội ngũ bảo dưỡng tại từng nhà máy thực hiện bảo dưỡng thường xuyên và sửa chữa nhỏ. Petronas xây dựng cấu trúc quản lý bảo dưỡng thống nhất, chuẩn hóa quy trình, giám sát hiệu suất, mua sắm tập trung, chia sẻ kiến thức, đào tạo và phát triển, áp dụng công nghệ và đổi mới [1, 2].

- Năng lực và kinh nghiệm: GTS là đơn vị chuyên trách cung cấp dịch vụ kỹ thuật và bảo dưỡng cho toàn tập đoàn, sở hữu đội ngũ chuyên gia, kỹ sư giàu kinh nghiệm, am hiểu sâu sắc về công nghệ và thiết bị. Năng lực chuyên môn cao của GTS là yếu tố then chốt để Petronas triển khai mô hình bảo dưỡng sửa chữa tập trung.

- Thuê ngoài: Dịch vụ kỹ thuật chuyên sâu, sửa chữa lớn và bảo dưỡng tổng thể được các nhà thầu chuyên nghiệp thực hiện.

- Hệ thống quản lý tiên tiến: Petronas đã xây dựng

hệ thống quản lý bảo dưỡng thống nhất, chuẩn hóa quy trình, giám sát hiệu suất và ứng dụng công nghệ thông tin (CMMS, RBI - risk based inspection) một cách hiệu quả. Hệ thống quản lý hiện đại này giúp tối ưu hóa hoạt động bảo dưỡng, nâng cao chất lượng dịch vụ và kiểm soát rủi ro.

- Mua sắm tập trung: Petronas áp dụng chiến lược mua sắm tập trung, tận dụng lợi thế quy mô lớn để đàm phán giá cả tốt hơn với các nhà cung cấp, giảm thiểu chi phí và đảm bảo tối ưu số lượng vật tư, thiết bị lưu kho.

- Quản lý tài sản: Petronas chú trọng quản lý vòng đời tài sản, từ thiết kế, mua sắm, vận hành, bảo dưỡng đến thanh lý, nhằm tối ưu hóa chi phí và hiệu suất.

Mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa tập trung của Petronas, với sự hỗ trợ đắc lực từ GTS, đã góp phần nâng cao hiệu quả hoạt động bảo dưỡng, tối ưu hóa chi phí và duy trì hoạt động ổn định của các nhà máy. Sự thành công này được thúc đẩy bởi nhiều yếu tố như: dễ dàng tiếp cận các nguồn lực cần thiết nhờ vị trí địa lý thuận lợi, gần Singapore - là trung tâm cung ứng vật tư, thiết bị công nghiệp lớn nhất trong khu vực; sở hữu nguồn nhân lực chất lượng cao; hệ sinh thái dịch vụ bảo dưỡng sửa chữa phát triển; có chiến lược hợp tác dài hạn với các nhà thầu bảo dưỡng sửa chữa, các nhà sản xuất thiết bị gốc...

**2.3. SCG Chemicals**

SCG Chemicals đã thực hiện bước chuyển đổi chiến lược từ mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa phân tán, sang mô hình tập trung từ năm 2001. SCG Chemicals đã phát triển và tích hợp các nền tảng bằng cách áp dụng

học máy, mô phỏng kỹ thuật số (digital twins), robot và internet vạn vật (IoT) để tối ưu hóa quy trình kinh doanh và tối đa hóa độ tin cậy với các giải pháp [3]:

- Quản lý hiệu suất tài sản (APM - asset performance management), có thể dự đoán tình trạng thiết bị, giám sát hiệu suất và cho phép bảo trì nâng cao trên các hoạt động để giảm thiểu thời gian ngừng hoạt động ngoài kế hoạch.

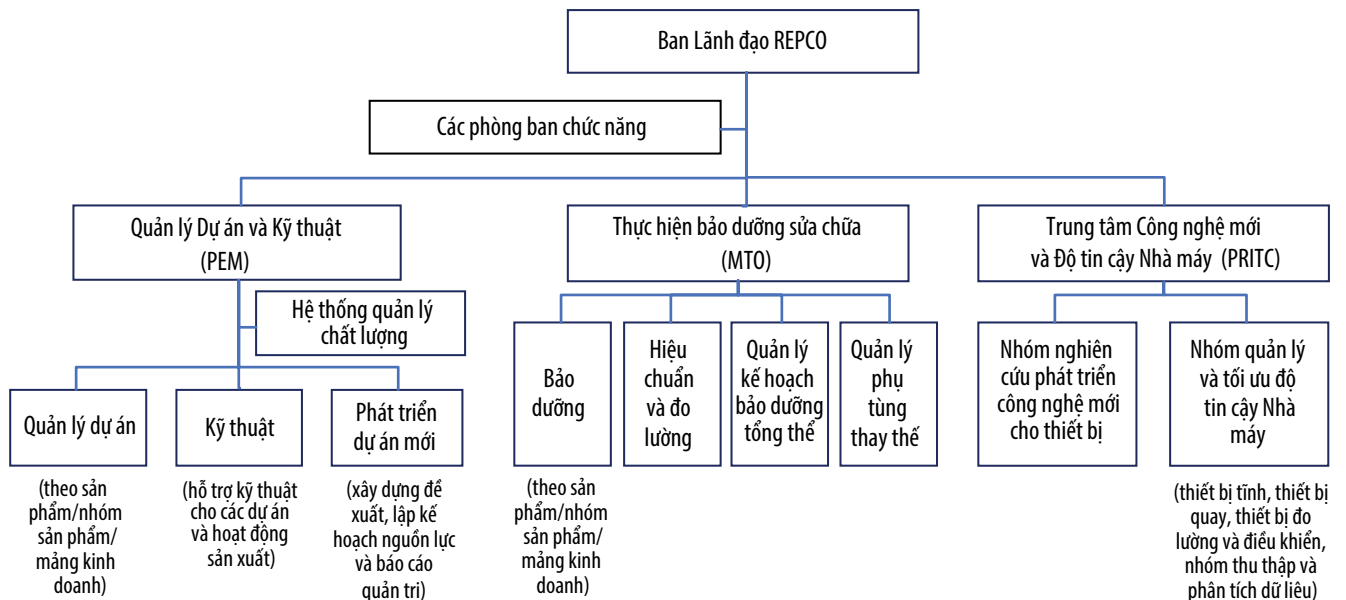
- Mô phỏng kỹ thuật số được trang bị trí tuệ nhân tạo (AI - artificial intelligence) theo thời gian thực để giải quyết các vấn đề phát sinh từ quy trình sản xuất nhằm tối đa hóa hiệu quả và chất lượng sản xuất.

- Giám sát bằng AI để phân tích tiêu thụ năng lượng giúp tối ưu các giải pháp tiết kiệm năng lượng và giảm phát thải khí nhà kính.

Để quản lý tập trung, SCG Chemical thành lập công ty con REPCO (Rayong Engineering and Plant Service Co., Ltd.) chuyên trách quản lý và thực hiện bảo dưỡng sửa chữa, bao gồm cung cấp dịch vụ kỹ thuật vận hành, bảo dưỡng và kiểm tra thông qua việc ứng dụng công nghệ và giải pháp kỹ thuật số [4].

- Tập trung nguồn lực: REPCO quản lý tập trung nguồn lực, chuyên môn và công nghệ, giúp tối ưu hóa chi phí và nâng cao chất lượng dịch vụ.

- Chuyên môn hóa: REPCO tập trung phát triển chuyên môn sâu trong từng dịch vụ, thông qua việc chia thành 3 lĩnh vực hoạt động chính: Quản lý dự án và kỹ thuật; quản lý hoạt động bảo dưỡng và Trung tâm công nghệ mới & Độ tin cậy nhà máy như Hình 1.



Hình 1. Cơ cấu tổ chức của REPCO. Nguồn: SCG Chemicals.

- Phát triển nguồn nhân lực: REPCO xây dựng chiến lược phát triển nguồn nhân lực, chú trọng việc lập kế hoạch nhân sự, đào tạo và phát triển, tạo điều kiện cho đội ngũ nhân sự nâng cao trình độ, linh hoạt thích ứng với sự thay đổi của thị trường.

#### 2.4. Bài học kinh nghiệm

Từ kinh nghiệm của SK Energy, Petronas và SCG Chemicals cho thấy, mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa phân tán có nhiều hạn chế, cản trở hiệu quả và năng lực cạnh tranh, cụ thể:

- Lãng phí nguồn lực: Mỗi đơn vị phải duy trì nguồn lực riêng (nhân sự, thiết bị, vật tư...), dẫn đến sự trùng lặp, kém hiệu quả trong sử dụng và chi phí bảo dưỡng sửa chữa cao.

- Thiếu nhất quán: Mỗi đơn vị áp dụng chính sách và quy trình bảo dưỡng khác nhau, gây khó khăn trong việc thống nhất phương thức làm việc và kiểm soát chất lượng.

- Hạn chế chia sẻ kiến thức: Hoạt động độc lập tại từng đơn vị cản trở việc chia sẻ kinh nghiệm, phương pháp thực hành tốt nhất và chuyển giao kiến thức.

- Khó khăn trong phát triển chuyên môn: Thiếu cơ hội tương tác và học hỏi lẫn nhau khiến việc phát triển đội ngũ chuyên gia bảo dưỡng sửa chữa gặp nhiều khó khăn.

Việc chuyển đổi sang mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa tập trung hoặc kết hợp giữa tự thực hiện và thuê ngoài, mang lại nhiều lợi ích:

- Tối ưu hóa nguồn lực: Chia sẻ nguồn lực giữa các đơn vị, giảm bớt sự trùng lặp, tối ưu hóa chi phí và nâng cao hiệu quả sử dụng.

- Thống nhất các hoạt động: Xây dựng mục tiêu, định hướng, phương pháp và quy trình bảo dưỡng chung nhằm đảm bảo tính nhất quán, minh bạch và hiệu quả.

- Thúc đẩy chia sẻ kiến thức: Tạo điều kiện thuận lợi cho việc trao đổi, chia sẻ kiến thức chuyên môn, kinh nghiệm và phương pháp thực hành tốt nhất, từ đó nâng cao chất lượng công việc và khuyến khích đổi mới.

- Nâng cao chuyên môn: Tập trung nguồn lực để đào tạo, phát triển đội ngũ chuyên gia bảo dưỡng, nâng cao năng lực tổng thể và chuyên môn hóa.

- Thúc đẩy ứng dụng công nghệ: Tích hợp hệ thống quản lý bảo dưỡng hiện đại (CMMS), kết hợp với các công nghệ tiên tiến như internet vạn vật, trí tuệ nhân tạo (AI) và phân tích dữ liệu lớn (big data) vào quy trình quản lý bảo dưỡng, nhằm nâng cao hiệu quả, tự động hóa quy trình và hỗ trợ ra quyết định.

Mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa tập trung là xu hướng tất yếu, do đó, việc nghiên cứu và áp dụng mô hình quản lý phù hợp, kết hợp với việc ứng dụng công nghệ nhằm thúc đẩy nâng cao năng lực nhân sự, tăng cường hợp tác, chia sẻ, để tối ưu hóa hoạt động bảo dưỡng sửa chữa sẽ giúp các đơn vị của Petrovietnam nâng cao năng lực cạnh tranh và thúc đẩy phát triển lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu.

### 3. Tổ chức bảo dưỡng sửa chữa trong lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu tại Petrovietnam

#### 3.1. Thực trạng quản lý bảo dưỡng

Petrovietnam đang quản lý và vận hành các nhà máy lọc dầu (Dung Quất, Nghi Sơn), các nhà máy xử lý khí và hệ thống vận chuyển khí (PV GAS), các nhà máy sản xuất đạm (PVFCCo, PVCFC) và nhà máy sản xuất xơ sợi (VNPoly) (Bảng 1). Hoạt động sản xuất của các nhà máy này diễn ra liên tục, yêu cầu cao về độ ổn định, an toàn và hiệu suất, do đó, công tác bảo dưỡng sửa chữa đóng vai trò then chốt trong việc đảm bảo vận hành hiệu quả và bền vững.

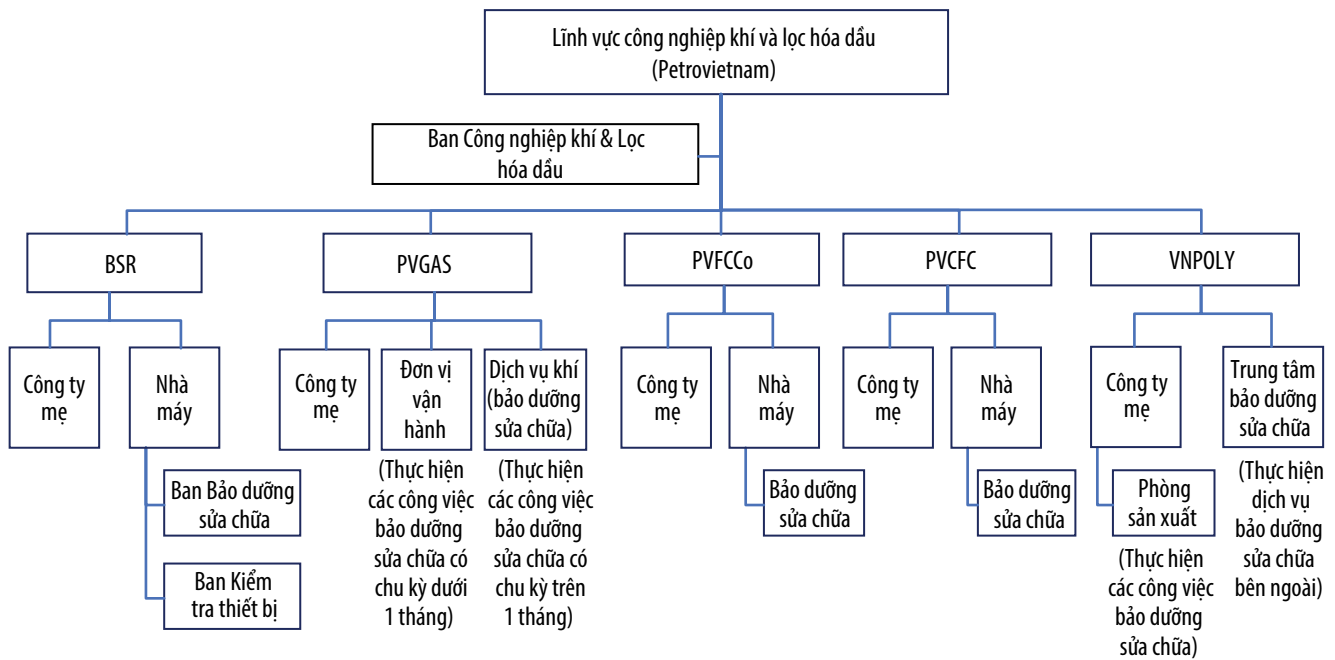
Tính đến nay, tổng tài sản của các nhà máy thuộc lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu của Petrovietnam (không bao gồm Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn) đã vượt 220 nghìn tỷ đồng [5]. Các nhà máy này, hoạt động dưới sự quản lý của các công ty cổ phần do Petrovietnam nắm giữ cổ phần chi phối, đều được trang bị cơ sở hạ tầng hiện đại, bao gồm xưởng gia công chế tạo (cơ khí, điện, tự động hóa) và hơn 1.000 thiết bị/dụng cụ chuyên dụng phục vụ bảo dưỡng sửa chữa [6]. Tổng số nhân sự bảo dưỡng sửa chữa trong toàn Tập đoàn ước tính khoảng 2.500 người [6], trong đó riêng lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu có trên 1.200 nhân sự tại các nhà máy lọc dầu Dung Quất, Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Nhà máy Đạm Cà Mau và các nhà máy/công trình khí [6].

Petrovietnam, với vai trò là công ty mẹ, quản lý các công ty con (hoạt động dưới hình thức công ty cổ phần) trong lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu thông qua việc cử người đại diện vốn. Các công ty con chịu trách nhiệm báo cáo định kỳ với Petrovietnam về hoạt động kinh doanh, tài chính và các vấn đề quan trọng khác. Petrovietnam ban hành các quy định, chuẩn mực, hướng dẫn, và chính sách chung cho các công ty con, đảm bảo sự nhất quán và phù hợp với chiến lược chung của Tập đoàn. Mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa hiện tại chủ yếu áp dụng mô hình phân tán, trong đó, mỗi đơn vị/nhà máy tự tổ chức, quản lý và thực hiện bảo dưỡng sửa chữa cho hệ thống thiết bị của mình theo quy trình riêng (Hình 1) [7].



**Bảng 1.** Các nhà máy/đơn vị thuộc lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu của Petrovietnam

TT	Đơn vị	Nhà máy	Tỷ lệ sở hữu của Petrovietnam (% vốn điều lệ)
1	Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR)	- Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (công suất 6,5 triệu tấn/năm); - Nhà máy Polypropylene Dung Quất (công suất 150 nghìn tấn/năm).	Petrovietnam: 92,12%
2	Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS)	- Nhà máy xử lý khí Đình Cố; - Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn; - Nhà máy xử lý khí Cà Mau; - 5 Hệ thống khí (Cửu Long, Nam Côn Sơn, PM3-Cà Mau, Hàm Rồng - Thái Bình, Nam Côn Sơn 2).	Petrovietnam: 95,76%
3	Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo)	- Nhà máy Đạm Phú Mỹ (công suất 800 nghìn tấn/năm); - Nhà máy NPK Phú Mỹ (công suất 250 nghìn tấn/năm).	Petrovietnam: 59,59%
4	Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC)	- Nhà máy Đạm Cà Mau (công suất 800 nghìn tấn/năm); - Nhà máy NPK Cà Mau (công suất 300 nghìn tấn/năm).	Petrovietnam: 75,56%
5	Công ty CP Hóa dầu và Xơ sợi Việt Nam (VNPoly)	- Nhà máy Xơ sợi Đình Vũ (công suất 175 nghìn tấn/năm).	Petrovietnam: 74,006%



**Hình 2.** Mô hình tổ chức bảo dưỡng sửa chữa trong lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

- Tổ chức thực hiện: Các nhà máy thuộc lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu thuộc Petrovietnam đều áp dụng mô hình tổ chức bảo dưỡng sửa chữa tự thực hiện, với bộ phận/ban bảo dưỡng sửa chữa chuyên trách trực thuộc nhà máy. Cơ cấu tổ chức thường chia theo chuyên ngành kỹ thuật (cơ khí, điện, tự động hóa...) hoặc theo loại hình thiết bị (tính, quay). Cụ thể:

+ Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR): Ban Bảo dưỡng sửa chữa trực tự thực hiện bảo dưỡng sửa chữa thường xuyên và phần lớn bảo dưỡng định kỳ. Thuê ngoài những công việc đơn giản không cần chuyên môn kỹ thuật hoặc công việc phức tạp đòi hỏi kỹ thuật tiên tiến.

+ Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) áp dụng mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa hỗn hợp, linh hoạt theo loại hình sở hữu của công trình/nhà máy. Mô hình này cho phép PV GAS tối ưu hóa nguồn lực và chuyên môn hóa, đồng thời đảm bảo tính linh hoạt và khả năng đáp ứng nhanh chóng với nhu cầu bảo dưỡng phát sinh tại các công trình. Đối với các công trình/nhà máy PV GAS sở hữu 100%, Chi nhánh Tổng công ty khí Việt Nam - Công ty Dịch vụ Khí (DVK) chủ trì/phối hợp với đơn vị vận hành lập kế hoạch và tổ chức thực hiện công việc bảo dưỡng sửa chữa có chu kỳ trên 1 tháng, Đơn vị vận hành chịu trách nhiệm thực hiện công việc bảo dưỡng sửa chữa có chu kỳ dưới 1 tháng. Đối với các công trình/nhà máy PV

GAS sở hữu dưới 100% (công ty cổ phần/góp vốn), đơn vị vận hành tự tổ chức thực hiện bảo dưỡng sửa chữa, dịch vụ khí có thể tham gia thông qua đấu thầu.

+ Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo): Tự thực hiện phần lớn công việc bảo dưỡng sửa chữa, với hệ thống phòng ban chuyên môn và xưởng bảo dưỡng trực thuộc Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Thuê ngoài một số hạng mục như phục hồi, gia công cơ khí chính xác, và bảo dưỡng tổng thể, gồm giàn giáo, bảo ôn, kiểm tra không phá hủy, kiểm định thiết bị... Tổng công ty định hướng chiến lược, kế hoạch, chính sách bảo dưỡng; kiểm tra, thẩm định kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa và kế hoạch mua sắm của nhà máy. Nhà máy xây dựng kế hoạch bảo dưỡng tổng thể, bảo dưỡng định kỳ và đột xuất, kiểm tra đánh giá tình trạng thiết bị và tổ chức thực hiện bảo dưỡng sửa chữa (thông qua các xưởng).

+ Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC): Tự thực hiện phần lớn công việc bảo dưỡng sửa chữa, với hệ thống phòng ban chuyên môn và xưởng bảo dưỡng. Chỉ thuê dịch vụ tư vấn/hỗ trợ từ nhà sản xuất thiết bị gốc (OEM) cho một số hạng mục (van an toàn, thiết bị điều khiển, máy xử lý nhiệt, lò nhiệt) và các dịch vụ khác như chuyên gia, bảo ôn, giàn giáo...

- Năng lực nhân sự: Nhân sự bảo dưỡng sửa chữa làm việc tại các nhà máy có trình độ chuyên môn, kinh nghiệm thực tế, được đào tạo bài bản. Tuy nhiên, vẫn thiếu hụt nhân sự chất lượng cao, đặc biệt là chuyên gia trong lĩnh vực bảo dưỡng tổng thể, công nghệ mới và quản lý dự án.

- Trang thiết bị/công cụ: Các nhà máy được trang bị tương đối đầy đủ máy móc, thiết bị phục vụ bảo dưỡng sửa chữa thường xuyên. Tuy nhiên, việc đầu tư cho thiết bị công nghệ cao, chuyên dụng còn hạn chế, dẫn đến việc phải thuê ngoài một số dịch vụ bảo dưỡng đặc thù.

- Hệ thống quản lý: Các nhà máy ứng dụng phần mềm quản lý bảo dưỡng CMMS (như Maximo, SAP-PM). Tuy nhiên, mức độ ứng dụng, tích hợp dữ liệu và hiệu quả sử dụng còn khác nhau giữa các đơn vị.

Công tác triển khai hoạt động bảo dưỡng sửa chữa trong lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu có những yếu tố thuận lợi như:

- Am hiểu sâu sắc về thiết bị: Do trực tiếp vận hành, các đơn vị sở hữu nhà máy nắm rõ đặc điểm, tính năng, quy trình công nghệ của thiết bị, giúp xử lý sự cố nhanh chóng, hiệu quả. Sự am hiểu này cho phép họ đưa ra các giải pháp phù hợp, tiết kiệm thời gian, chi phí và giảm thiểu tối đa ảnh hưởng đến sản xuất.

- Linh hoạt và chủ động: Các đơn vị tự chủ trong việc lập kế hoạch và triển khai bảo dưỡng sửa chữa, dễ dàng điều chỉnh kế hoạch cho phù hợp với nhu cầu sản xuất; đảm bảo tính linh hoạt, kịp thời, đáp ứng nhu cầu sản xuất liên tục và giảm thiểu thời gian dừng máy ngoài kế hoạch...

- Kinh nghiệm: Qua nhiều năm bảo dưỡng, các đơn vị đã tích lũy được kinh nghiệm bảo dưỡng sửa chữa, nắm bắt đặc thù, yêu cầu kỹ thuật của từng nhà máy.

Tuy nhiên vẫn còn một số hạn chế sau đây:

- Phân tán và thiếu liên kết: Petrovietnam đang áp dụng mô hình quản lý bảo dưỡng phân tán, mỗi đơn vị tự quản lý và thực hiện bảo dưỡng sửa chữa cho các nhà máy. Mô hình này dẫn đến sự thiếu liên kết trong việc chia sẻ nguồn lực, kinh nghiệm và công nghệ giữa các đơn vị, dẫn đến lãng phí về nhân lực, thiết bị và vật tư, cũng như khó khăn trong việc kiểm soát chất lượng và tiến độ bảo dưỡng.

- Hạn chế về chuyên môn: Việc mỗi đơn vị tập trung bảo dưỡng sửa chữa cho từng nhà máy dẫn đến khó khăn trong việc xây dựng đội ngũ bảo dưỡng chuyên sâu, đặc biệt cho các công việc phức tạp và đòi hỏi trình độ cao.

- Hạn chế trong việc cập nhật công nghệ: Việc ít tiếp cận, ứng dụng công nghệ bảo dưỡng tiên tiến, hiện đại trên thế giới cũng như thiếu đầu tư và thử nghiệm công nghệ mới dẫn đến chậm đổi mới, cải tiến quy trình bảo dưỡng.

- Tình trạng dư thừa/thiếu hụt nguồn lực tùy thời điểm: Việc duy trì đội ngũ nhân sự và trang thiết bị/dụng cụ lớn riêng biệt tại mỗi đơn vị dẫn đến có thể dư thừa ở thời điểm bình thường nhưng thiếu hụt khi bảo dưỡng tổng thể. Việc thiếu cơ chế điều phối và chia sẻ nguồn lực giữa các đơn vị gây lãng phí và khó khăn trong việc triển khai bảo dưỡng tổng thể một cách hiệu quả.

### **3.2. Đề xuất mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa bán tập trung cho lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu của Petrovietnam**

Mô hình quản lý phân tán hiện tại đang bộc lộ nhiều hạn chế, cản trở việc tối ưu hóa nguồn lực, ứng dụng công nghệ và nâng cao năng lực cạnh tranh. Sự thiếu liên kết, chia sẻ, cùng với việc ứng dụng công nghệ chậm trễ và thiếu hụt nhân sự chất lượng cao, đang là rào cản lớn đối với sự phát triển bền vững của lĩnh vực.

Do đó, việc tìm kiếm và áp dụng một mô hình quản

lý bảo dưỡng sửa chữa hiệu quả hơn là nhu cầu cấp thiết. Xu hướng quốc tế hiện nay cho thấy mô hình quản lý tập trung, kết hợp giữa tự thực hiện và thuê ngoài, đã được áp dụng thành công bởi nhiều tập đoàn dầu khí lớn, mang lại hiệu quả rõ rệt trong việc tối ưu hóa nguồn lực, nâng cao chất lượng dịch vụ và thúc đẩy ứng dụng công nghệ. Do đó, việc chuyển đổi sang mô hình quản lý tập trung là xu hướng tất yếu và là giải pháp chiến lược để Petrovietnam nâng cao hiệu quả hoạt động bảo dưỡng sửa chữa, phát triển bền vững lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu.

Quy định pháp lý hiện hành cho phép Petrovietnam thành lập doanh nghiệp mới để thực hiện dịch vụ bảo dưỡng sửa chữa các công trình/nhà máy thuộc lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu, dưới hình thức là công ty TNHH một thành viên, công ty TNHH hai thành viên trở lên, công ty cổ phần và chi nhánh [8 - 12].

Từ thực trạng và bài học kinh nghiệm quốc tế, nhóm tác giả đề xuất Petrovietnam áp dụng mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa bán tập trung cho lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu. Mô hình này được lựa chọn dựa trên những cân nhắc:

- Phù hợp với tình hình thực tế: Hiện tại, các nhà máy đã có đội ngũ bảo dưỡng riêng, sở hữu nguồn lực và kinh nghiệm nhất định. Việc chuyển đổi đột ngột sang mô hình tập trung toàn diện có thể gây xáo trộn hoạt động, khó khăn trong công tác quản lý.

- Tập trung vào bảo dưỡng tổng thể: Giai đoạn đầu, đơn vị bảo dưỡng sửa chữa sẽ tập trung vào quản lý và thực hiện bảo dưỡng tổng thể - hoạt động quan trọng, phức tạp, và đòi hỏi chuyên môn cao. Điều này giúp doanh nghiệp mới nhanh chóng khẳng định vai trò, vị trí và tích lũy kinh nghiệm.

- Duy trì sự linh hoạt: Các nhà máy vẫn tự thực hiện bảo dưỡng thường xuyên và sửa chữa nhỏ, đảm bảo tính chủ động và khả năng đáp ứng nhanh chóng với các sự cố phát sinh.

- Tạo tiền đề phát triển: Mô hình bán tập trung là bước đệm quan trọng để chuyển đổi sang mô hình tập trung toàn diện trong tương lai khi đơn vị bảo dưỡng sửa chữa đã phát triển đủ năng lực, kinh nghiệm và uy tín.

Để hiện thực hóa mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa bán tập trung, căn cứ khung pháp lý hiện hành, đề xuất thành lập Công ty TNHH MTV Dịch vụ Kỹ thuật Công nghiệp khí và Lọc hóa dầu (Công ty) trực thuộc Petrovietnam với chức năng và nhiệm vụ gồm:

- Giai đoạn đầu: Tập trung vào quản lý và thực hiện

bảo dưỡng tổng thể cho các công trình/nhà máy công nghiệp khí và lọc hóa dầu của Petrovietnam.

- Giai đoạn sau: Mở rộng phạm vi hoạt động sang bảo dưỡng thường xuyên, sửa chữa, kiểm tra, đánh giá, tư vấn kỹ thuật, đào tạo, chuyển giao công nghệ, nghiên cứu và phát triển giải pháp bảo dưỡng sửa chữa.

Quan hệ giữa Công ty mới với các bên liên quan:

- Quan hệ với các nhà máy lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu: Là đối tác chiến lược, cung cấp dịch vụ bảo dưỡng, tư vấn kỹ thuật, đào tạo, chuyển giao công nghệ và hỗ trợ quản lý bảo dưỡng, đảm bảo chất lượng và tuân thủ pháp luật. Chia sẻ thông tin, kinh nghiệm, phối hợp kế hoạch bảo dưỡng và ứng dụng công nghệ mới. Thiết lập cơ chế chia sẻ nguồn lực để tối ưu hóa hiệu quả.

- Quan hệ với Công ty mẹ Petrovietnam: Là công ty con do Petrovietnam sở hữu 100% vốn, tuân thủ chiến lược, chính sách và báo cáo định kỳ về hoạt động, hiệu quả kinh doanh theo quy định của Petrovietnam.

- Quan hệ với các đơn vị cung cấp dịch vụ bảo dưỡng sửa chữa trong Tập đoàn: Hợp tác bình đẳng, cùng có lợi, tham gia đấu thầu liên danh, chia sẻ nhân lực, thiết bị, công nghệ và kinh nghiệm, nâng cao năng lực cạnh tranh.

### **3.3. Lộ trình và giải pháp triển khai hiệu quả mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa bán tập trung**

Để triển khai hiệu quả mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa bán tập trung, đề xuất lộ trình phát triển Công ty theo 3 giai đoạn (Hình 3).

Để thúc đẩy và triển khai mô hình bảo dưỡng sửa chữa tập trung, nâng cao hiệu quả hoạt động và chuyên môn hóa, cần tập trung vào các giải pháp nâng cao năng lực cốt lõi và mở rộng hợp tác chiến lược. Đặc biệt, việc đầu tư vào nguồn lực nhân sự, công nghệ và cơ sở hạ tầng được xem là yếu tố then chốt. Cụ thể:

- Phát triển nguồn nhân lực: Ưu tiên thu hút, đào tạo, trọng dụng chuyên gia, kỹ sư đầu ngành về bảo dưỡng tổng thể, quản lý dự án và các lĩnh vực kỹ thuật chuyên ngành. Bên cạnh việc tuyển dụng nhân sự mới, việc điều động cán bộ, kỹ sư giỏi, giàu kinh nghiệm từ các nhà máy là giải pháp quan trọng để nhanh chóng xây dựng đội ngũ chuyên gia chất lượng cao. Đồng thời, tổ chức các chương trình đào tạo thường xuyên và nâng cao để phát triển kỹ năng và kiến thức liên quan đến các công nghệ mới và phương pháp bảo dưỡng hiện đại.

- Đầu tư vào công nghệ và cơ sở hạ tầng: Đầu tư trang thiết bị hiện đại, chuyên dụng, đặc biệt là công nghệ

- Tiến hành cổ phần hóa, niêm yết (nếu đủ điều kiện).
- Cung cấp dịch vụ bảo dưỡng sửa chữa toàn diện, trọn gói.
- Mở rộng thị trường quốc tế; tham gia các dự án vận hành, bảo dưỡng ở nước ngoài.
- Ứng dụng công nghệ tiên tiến: triển khai rộng rãi IoT, AI, Big Data, Digital Twin...

**Giai đoạn 3: 2030 - 2035**

*Phát triển thị trường*

- Đầu tư nguồn lực (nhân sự, thiết bị, công nghệ) song song với việc xây dựng hệ thống quản lý.
- Hợp tác, phối hợp với các nhà máy để triển khai bảo dưỡng tổng thể của các nhà máy thông qua hợp đồng.
- Mở rộng dịch vụ mới (tư vấn, đào tạo...) đáp ứng nhu cầu Petrovietnam và thị trường.
- Nâng cao năng lực cạnh tranh: Đầu tư ứng dụng công nghệ mới (IoT, AI, big data).
- Chuẩn bị phương án cổ phần hóa: Lập đề án, phê duyệt đề án, lựa chọn phương án cổ phần hóa.

**Giai đoạn 2: 2028 - 2030**

*Tăng cường năng lực và mở rộng hoạt động*

- Chuẩn bị nguồn lực và hoàn thiện pháp lý: Hoàn thiện cơ sở pháp lý, xây dựng đề án chi tiết, phê duyệt đề án và thành lập Công ty Dịch vụ Kỹ thuật công nghiệp khí và lọc hóa dầu
- Xây dựng hệ thống quản lý: Xây dựng và ban hành hệ thống quản lý, quy trình/quy chế và định mức chi phí bảo dưỡng sửa chữa
- Nâng cao năng lực bảo dưỡng tổng thể (BDTT): tuyển dụng/luân chuyển và đào tạo nhân sự, nâng cao năng lực quản lý và chuyên môn phục vụ BDTT.
- Hợp tác chiến lược: Xây dựng mối quan hệ đối tác chiến lược win-win với các nhà máy/đơn vị; liên danh với các công ty dịch vụ có kinh nghiệm để tham gia đấu thầu, bổ sung năng lực, kinh nghiệm.

**Giai đoạn 1: 2025 - 2028**

*Khởi động và xây dựng nền tảng*

**Hình 3.** Lộ trình triển khai mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa để xuất cho lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu.

cao, có khả năng dùng chung cho nhiều nhà máy nhằm tối ưu hóa chi phí và nâng cao hiệu quả bảo dưỡng. Lựa chọn, triển khai hệ thống CMMS phù hợp cho toàn lĩnh vực, tích hợp dữ liệu, quy trình, báo cáo... giúp nâng cao năng lực quản lý và tạo cơ sở dữ liệu thống nhất; phát triển cơ sở hạ tầng bao gồm các trung tâm bảo trì, kho vật tư và nhà xưởng để hỗ trợ cho việc bảo dưỡng tập trung, giảm thiểu thời gian và chi phí trong quản lý và vận hành.

- Hoàn thiện hệ thống quản lý: Xây dựng hệ thống quản lý khoa học, minh bạch, hiệu quả, tuân thủ các tiêu chuẩn quốc tế.

- Thiết lập quan hệ đối tác chiến lược, ký kết hợp đồng dịch vụ bảo dưỡng tổng thể rõ ràng, minh bạch và cùng có lợi. Cung cấp dịch vụ tư vấn, hỗ trợ kỹ thuật, giúp các nhà máy nâng cao năng lực tự thực hiện bảo dưỡng thường xuyên.

- Hợp tác liên danh với PTSC, PVMR, PVChem... để tham gia đấu thầu và thực hiện các dự án bảo dưỡng sửa chữa lớn, phức tạp; tăng cường trao đổi kinh nghiệm, chia sẻ nguồn lực (nhân sự, thiết bị, vật tư)...

Một số giải pháp nâng cao hiệu quả công tác bảo dưỡng sửa chữa trong lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu của Petrovietnam:

- Nâng cao vai trò quản lý của Petrovietnam thông qua việc ban hành các quy chế/quy định về bảo dưỡng sửa chữa trong việc quản lý, thực hiện, giám sát và đánh giá hoạt động bảo dưỡng sửa chữa, mua sắm, quản lý vật tư, ứng dụng công nghệ... thống nhất, minh bạch và hiệu quả.

- Thúc đẩy hợp tác và chia sẻ nguồn lực để tối ưu hóa chi phí, nâng cao năng lực và thúc đẩy ứng dụng công nghệ thông qua các cơ chế chính sách hợp tác, chia sẻ nhân lực, thiết bị, vật tư, kinh nghiệm và giải pháp kỹ thuật giữa các các nhà máy/đơn vị, công ty dịch vụ bảo dưỡng sửa chữa trong toàn Tập đoàn.

- Có định hướng rõ ràng về thị trường và hoạt động mục tiêu cho các công ty dịch vụ bảo dưỡng sửa chữa trong Tập đoàn, dựa trên năng lực thế mạnh của mỗi công ty nhằm chuyên môn hóa.

- Ban hành quy chế nội bộ, hướng dẫn chi tiết về việc áp dụng Luật Đấu thầu linh hoạt đối với các công ty dịch vụ bảo dưỡng sửa chữa. Quy chế này cần đảm bảo tính minh bạch, cạnh tranh, và tuân thủ các quy định pháp luật.

#### 4. Kết luận và khuyến nghị

Nghiên cứu đã phân tích ưu điểm, nhược điểm của các mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa tập trung, phân tán, hỗn hợp. Từ kinh nghiệm quốc tế cho thấy mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa tập trung/hỗn hợp, kết hợp giữa tự thực hiện và thuê ngoài, đã được nhiều tập đoàn dầu khí lớn áp dụng thành công, mang lại hiệu quả rõ rệt trong việc tối ưu hóa chi phí đầu tư, phát huy hiệu quả các nguồn lực, thúc đẩy ứng dụng công nghệ, tạo ra các lợi thế cạnh tranh.

Từ kết quả nghiên cứu và phân tích, nhóm tác giả đề xuất Petrovietnam chuyển đổi từ mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa phân tán hiện nay sang mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa bán tập trung, thông qua việc thành lập Công ty. Với vai trò chủ lực trong quản lý hoạt động bảo dưỡng tổng thể, công ty này sẽ hỗ trợ triển khai bảo dưỡng sửa chữa thường xuyên, đào tạo, nghiên cứu, chuyển giao công nghệ, phát triển bền vững ngành công nghiệp khí và lọc hóa dầu thông qua:

- Tối ưu hóa nguồn lực: Tập trung nhân sự, thiết bị, vật tư, giảm thiểu lãng phí và nâng cao hiệu quả sử dụng.
- Nâng cao hiệu quả và chất lượng bảo dưỡng sửa chữa: Đảm bảo tính chuyên nghiệp, áp dụng công nghệ tiên tiến và nâng cao chất lượng dịch vụ.
- Tăng cường tính chuyên môn hóa: Xây dựng đội ngũ chuyên gia và nâng cao trình độ kỹ thuật cho nhân sự bảo dưỡng sửa chữa.
- Thúc đẩy ứng dụng công nghệ: Ứng dụng công nghệ mới (IoT, AI, big data, digital twin...), thực hiện chuyển đổi số trong vận hành và bảo dưỡng.
- Tạo ra lợi thế cạnh tranh: Cải thiện hiệu quả và chất lượng dịch vụ bảo dưỡng sửa chữa thông qua việc áp dụng các tiêu chuẩn quốc tế, công nghệ tiên tiến và quy trình quản lý hiện đại nhằm tiết giảm chi phí, nâng cao hiệu quả sản xuất góp phần tạo ra lợi thế cạnh tranh trên thị trường.
- Gia tăng giá trị: Mở rộng thị trường dịch vụ bảo dưỡng, hướng tới cung cấp dịch vụ cho các ngành công nghiệp khác trong nước và thị trường quốc tế.

Để công ty mới hoạt động hiệu quả và đạt được mục tiêu đề ra, đòi hỏi sự chuẩn bị kỹ lưỡng về nguồn lực, nhân sự, công nghệ và khung pháp lý. Cụ thể:

- Nguồn lực tài chính: Petrovietnam cần đảm bảo nguồn vốn đầu tư ban đầu cho đơn vị mới chuyên trách bảo dưỡng sửa chữa, bao gồm chi phí thành lập, mua sắm trang thiết bị, tuyển dụng và đào tạo nhân sự, xây dựng hệ thống quản lý...

- Nhân sự: Cần thu hút và trọng dụng chuyên gia, kỹ sư đầu ngành về bảo dưỡng sửa chữa, quản lý dự án, và các kỹ thuật chuyên ngành để xây dựng năng lực cốt lõi cho đơn vị. Bên cạnh đó, cần có phương án đào tạo và bố trí kỹ sư thường trú tại các nhà máy để hỗ trợ kỹ thuật, giám sát và phối hợp với nhà máy trong hoạt động bảo dưỡng sửa chữa.

- Công nghệ: Cần lựa chọn và triển khai hệ thống CMMS phù hợp, tích hợp dữ liệu, quy trình và báo cáo để nâng cao năng lực quản lý. Đồng thời, nghiên cứu và ứng dụng các công nghệ tiên tiến (IoT, AI, big data, digital twin...) vào quản lý bảo dưỡng sửa chữa để nâng cao hiệu quả và tối ưu hóa hoạt động.

- Khung pháp lý: Hoàn thiện khung pháp lý về quản lý bảo dưỡng trong lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu, đảm bảo tính minh bạch, cạnh tranh, và phù hợp với Luật Doanh nghiệp, Luật Đấu thầu, Luật Cạnh tranh...

- Xây dựng cơ chế chia sẻ nguồn lực giữa các đơn vị trong Tập đoàn, đảm bảo tính linh hoạt và hiệu quả.

Để triển khai thành công mô hình đề xuất, Petrovietnam nên tập trung vào các nhóm giải pháp chính sau:

Nâng cao vai trò quản lý của Petrovietnam: Ban hành "Quy định về quản lý bảo dưỡng trong lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu" để chuẩn hóa quy trình, tiêu chuẩn, cơ chế phối hợp, chia sẻ, kiểm tra, giám sát, và đánh giá hoạt động bảo dưỡng sửa chữa; thành lập Ban/Tổ chuyên trách về bảo dưỡng thuộc Ban Công nghiệp khí và Lọc hóa dầu để tham mưu, giúp việc cho lãnh đạo Petrovietnam, giám sát hoạt động bảo dưỡng của lĩnh vực và quản lý hệ thống thông tin, cơ sở dữ liệu về bảo dưỡng.

Thúc đẩy hợp tác và chia sẻ: Ban hành chính sách, cơ chế khuyến khích hợp tác, chia sẻ nguồn lực (nhân sự, thiết bị, vật tư, kinh nghiệm, giải pháp kỹ thuật) giữa các nhà máy, đơn vị và công ty dịch vụ; xây dựng cơ sở dữ liệu trực tuyến về nhân sự và thiết bị/công cụ để dễ dàng tra cứu, tìm kiếm, và kết nối.

Nâng cao năng lực vận hành và bảo dưỡng: Xây dựng chương trình đào tạo bài bản, dài hạn, cập nhật kiến thức, công nghệ mới cho đội ngũ nhân sự bảo dưỡng sửa chữa; Ban hành tiêu chuẩn, quy trình vận hành bảo dưỡng tiên tiến, tham khảo kinh nghiệm quốc tế.

Việc triển khai đồng bộ các khuyến nghị và giải pháp nêu trên sẽ góp phần quan trọng vào việc hiện thực hóa mô hình quản lý bảo dưỡng sửa chữa tập trung, nâng cao hiệu quả hoạt động bảo dưỡng sửa chữa và thúc đẩy sự phát triển bền vững của ngành công nghiệp khí và lọc hóa dầu, đóng góp tích cực vào sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước.

### Tài liệu tham khảo

[1] BSR, "Nghiên cứu phương án tổ chức công tác bảo dưỡng, sửa chữa các nhà máy của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam", 2014.

[2] PGTSSB, "Petronas global technical solutions Sdn. Bhd.". [Online]. Available: <https://pgtssb.com>.

[3] SCG Chemical, "Innovation that's real - Chemicals business for sustainability", 2021.

[4] SCG Chemicals, "Maintenance resource management", 2018.

[5] BSR, PV GAS, PVFCCo, PVCFC, VNPOLY, "Báo cáo tài chính kiểm toán", 2023.

[6] VPI, "Báo cáo khảo sát các đơn vị công nghiệp khí và lọc hóa dầu của Petrovietnam", 2023.

[7] Viện Dầu khí Việt Nam, "Nghiên cứu xây dựng mô hình đơn vị quản lý vận hành, bảo dưỡng sửa chữa (không sở hữu) các nhà máy thuộc lĩnh vực công nghiệp khí và lọc hóa dầu", 2024.

[8] Petrovietnam, "Điều lệ tổ chức và hoạt động của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam", Nghị định số 07/2018/NĐ-CP ngày 10/1/2018.

[9] Quốc hội, "Luật Doanh nghiệp", Luật số 59/2020/QH14 ngày 17/6/2020.

[10] Chính phủ, "Quy định chi tiết một số điều của Luật Doanh nghiệp", Nghị định số 47/2021/NĐ-CP ngày 1/4/2021.

[11] Quốc hội, "Luật Đấu thầu", Luật số 22/2023/QH15 ngày 26/6/2023.

[12] Quốc hội, "Luật Cạnh tranh", Luật số 23/2018/QH14 ngày 12/6/2018.

## MAINTENANCE MODELS IN THE GAS AND PETROCHEMICAL REFINING INDUSTRY: INTERNATIONAL BEST PRACTICES AND SOLUTIONS FOR PETROVIETNAM

Hoang Thi Dao<sup>1</sup>, Chu Thien An<sup>2</sup>, Le Thi Mai Huong<sup>1</sup>, Dao Diep Van<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Vietnam Petroleum Institute (VPI)

<sup>2</sup>PV GAS Ca Mau Company

Email: [daoht@vpi.pvn.vn](mailto:daoht@vpi.pvn.vn)

### Summary

The paper analyzes the current situation of maintenance management at the gas, refining and petrochemical plants within Petrovietnam, referencing best practices from major oil and gas corporations. The research indicates that Petrovietnam's current decentralized maintenance management model, wherein individual plants carry out mostly its own maintenance activities, leads to inefficiencies in resource allocation, technology adoption, and specialization.

Therefore, the Vietnam Petroleum Institute (VPI) recommends that Petrovietnam implement a semi-centralized maintenance management model, combining in-house and outsourced services. This model includes establishing a dedicated entity to manage overall maintenance activities and provide technical consultation for routine maintenance. Such a model would optimize resource utilization, improve maintenance efficiency and quality, and ensure the safe, stable, and high-performance operation of facilities within Petrovietnam's portfolio.

**Key words:** Maintenance, gas industry, petrochemical refining, maintenance management model.

# ĐÁNH GIÁ KHẢ NĂNG ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ TÁCH CO<sub>2</sub> TỪ KHÍ THẢI CỦA CÁC NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN THAN CÓ PHẦN VỐN GÓP CỦA PETROVIETNAM

**Nguyễn Hữu Lương**

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)

Email: luongnh.pvpro@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.05-04>

## Tóm tắt

Việt Nam có tiềm năng lưu trữ CO<sub>2</sub>, tập trung tại các bể Sông Hồng, Cửu Long và Nam Côn Sơn với công suất lưu trữ có thể lên đến ~ 41 - 110 tỷ tấn CO<sub>2</sub> và đã được định hướng phát triển trong Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) có lợi thế khi tích hợp CCUS vào chuỗi giá trị hoạt động dầu khí hiện tại. Quá trình thu giữ CO<sub>2</sub> từ khí thải của nhà máy nhiệt điện có thể được thực hiện bằng các phương pháp như thu giữ trước khi đốt (pre-combustion), thu giữ sau khi đốt (post-combustion) hoặc đốt cháy nhiên liệu bằng oxygen (oxy-fuel combustion), trong đó, phương pháp thu giữ sau khi đốt được áp dụng rộng rãi nhất do thuận lợi khi tích hợp vào các nhà máy hiện hữu. Các nhà máy điện than của Petrovietnam có thể giảm phát thải thông qua phương pháp thu giữ carbon sau khi đốt, sử dụng công nghệ hấp thụ bằng dung dịch amine với hiệu suất thu giữ đạt 90%. Tổng mức đầu tư của phân xưởng thu hồi CO<sub>2</sub> khoảng 1,8 tỷ USD/nhà máy. Quá trình thu giữ carbon dẫn đến tăng LCOE ~ 62 - 94% với chi phí thu giữ carbon LCOC ~ 50 - 60 USD/tấn CO<sub>2</sub> (bao gồm chi phí năng lượng sử dụng từ nhà máy điện ~ 30%). Tăng số giờ vận hành nhà máy điện than và thời gian khấu hao cụm thu giữ CO<sub>2</sub> có thể giúp giảm 15 - 20% chi phí thu giữ CO<sub>2</sub>. Để triển khai giải pháp thu giữ carbon từ khí thải của các nhà máy nhiệt điện than, cần hoàn thiện khung pháp lý, chính sách và khoa học công nghệ, đồng thời xây dựng lộ trình tổng thể để phát triển toàn diện chuỗi giá trị CCUS.

**Từ khóa:** CCUS, hấp thụ, nhiệt điện than, thu hồi CO<sub>2</sub>.

## 1. Giới thiệu

Chuyển dịch năng lượng là sự thay đổi đáng kể về cấu trúc của một hệ thống năng lượng, dẫn đến một chuỗi thay đổi về quy mô hệ thống, kinh tế và chính sách năng lượng. Cùng với các xu hướng chuyển dịch năng lượng khác, quá trình thu hồi, lưu giữ và/hoặc sử dụng CO<sub>2</sub> (CCUS) là một lựa chọn công nghệ quan trọng để giảm phát thải CO<sub>2</sub> trong ngành năng lượng và là yếu tố cần thiết để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng "0" (net zero). CCUS là quá trình thu giữ CO<sub>2</sub> từ các điểm nguồn lớn và vận chuyển đến nơi lưu trữ, là các cấu trúc địa chất dưới lòng đất hoặc sử dụng carbon cho các mục đích như tăng cường thu hồi dầu hay tổng hợp nhiên liệu, sản xuất hóa chất... Vai trò CCUS trong quá trình hướng đến phát

thải ròng bằng "0" bao gồm: (i) giải quyết vấn đề phát thải đối với các hoạt động năng lượng, nhà máy hiện tại; (ii) là giải pháp cho các lĩnh vực khó hoặc không thể giảm phát thải hoàn toàn như công nghiệp sản xuất xi măng; (iii) là nền tảng để sản xuất hydrogen sạch. Mức độ đóng góp của CCUS vào việc giảm phát thải ngày càng cao khi công nghệ ngày càng phát triển, chi phí giảm và chưa có các phương án khử carbon hoàn toàn khác với chi phí thấp hơn. Theo ước tính của IEA (2020) và IRENA (2022), trong các giải pháp nhằm hướng đến mục tiêu đạt Net zero vào năm 2050, CCUS góp phần khoảng 20 - 25% [1, 2]. CCUS không phải là một khái niệm hay công nghệ hoàn toàn mới, những dự án CCUS đã xuất hiện từ những năm 1970 tại Mỹ, nơi có nhu cầu về CO<sub>2</sub> cho hoạt động tăng cường thu hồi dầu. Tuy nhiên, ngày nay, với các cam kết về chống biến đổi khí hậu, chính sách khuyến khích đầu tư và sự phát triển công nghệ đã đang và sẽ tạo động lực mới cho công nghệ CCUS. Ủy ban chuyển đổi năng lượng ETC



Ngày nhận bài: 12/10/2024.

Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 12 - 18/10/20224.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 18/10/2024.

(Energy Transition Commission) ước tính đến năm 2050, thế giới cần thu giữ và sử dụng hoặc lưu trữ từ 7 - 10 Gt CO<sub>2</sub> mỗi năm so với mức 40 triệu tấn CO<sub>2</sub> mỗi năm đến từ khoảng 30 hệ thống CCS/CCUS như hiện nay [3]. Đến năm 2030, công suất thu giữ carbon cao hơn gấp 20 lần so với hiện tại, đạt mức 800 triệu tấn CO<sub>2</sub> mỗi năm đến từ 300 hệ thống CCUS. Như vậy, tốc độ phát triển hiện tại của CCUS là còn quá thấp so với yêu cầu, triển khai phát triển CCUS ngay từ bây giờ là cơ sở để có thể đạt công suất cần thiết vào năm 2050 và giảm chi phí tổng thể. Để đạt được điều này, đòi hỏi các chính phủ, các ngành phải có hành động để tăng tốc độ phát triển dự án, phát triển cơ sở hạ tầng vận tải và lưu trữ dùng chung và tăng cường đầu tư trong lĩnh vực này.

Việt Nam đã chủ động hội nhập quốc tế từ nhiều năm qua và nền kinh tế Việt Nam có liên hệ rất mật thiết với kinh tế toàn cầu. Với nhận thức sâu sắc về biến đổi khí hậu và chuyển dịch năng lượng, trong Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính trị về định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn năm 2045, Việt Nam đặt mục tiêu chú trọng phát triển năng lượng tái tạo, năng lượng sạch, nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng và bảo đảm an ninh năng lượng. Việt Nam phải đáp ứng nhu cầu công suất hệ thống điện tăng gấp đôi trong vòng 10 năm tới, từng bước từ bỏ điện than, không xây dựng các nhà máy điện than mới, đạt trung hòa carbon vào năm 2050, giảm 30% phát thải methane vào năm 2030 (so với 2020). Do đó, các lĩnh vực liên quan đến việc sử dụng các nguồn hóa thạch và tạo ra phát thải sẽ được khảo sát, đánh giá và đề xuất các giải pháp nhằm giảm thiểu lượng phát thải khí nhà kính.

Hiện nay, phát thải của công nghiệp sản xuất điện từ nhiên liệu hóa thạch chiếm khoảng 40% tổng phát thải của thế giới trong lĩnh vực năng lượng, trong đó, mỗi kWh điện than được sản xuất sẽ có 0,9 - 1 kg CO<sub>2</sub> được thải ra môi trường [4]. Tại Điều 6 Nghị định số 06/2022/NĐ-CP về quy định giảm nhẹ phát thải khí nhà kính và bảo vệ tầng ozone có quy định các cơ sở phải thực hiện kiểm kê khí nhà kính, bao gồm: (i) Các cơ sở có tổng lượng phát thải khí nhà kính hàng năm từ 3.000 tấn CO<sub>2</sub> tương đương trở lên; (ii) các cơ sở có tổng tiêu thụ năng lượng hàng năm từ 1.000 tấn dầu tương đương; (iii) các cơ sở xử lý chất thải rắn có công suất hoạt động hàng năm từ 65.000 tấn trở lên.

Theo đó, các nhà máy nhiệt điện than sẽ thuộc phạm vi các đối tượng áp dụng nghị định nói trên. Hiện tại, điện than chiếm khoảng 50 - 60% trong cơ cấu phát điện của Việt Nam và góp phần 84% vào tổng phát thải của ngành

điện [5]. Vì vậy, việc xanh hóa các nhà máy nhiệt điện than là một vấn đề thách thức và cần giải quyết cấp bách của Việt Nam. Bên cạnh các giải pháp về tiết kiệm năng lượng, chuyển đổi nhiên liệu, phát triển/tích hợp năng lượng tái tạo..., CCUS đóng vai trò quan trọng trong việc xanh hóa ngành điện nói chung và điện than nói riêng. Quy hoạch Tổng thể về Năng lượng Quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quyết định số 893/QĐ-TTg ngày 26/7/2023) đã đặt ra mục tiêu thu giữ CO<sub>2</sub> đạt công suất 1 triệu tấn/năm vào năm 2040 và 3 - 6 triệu tấn/năm vào năm 2050. Một số định hướng phát triển trong lĩnh vực CCUS tại Việt Nam như sau:

- Thu hồi CO<sub>2</sub> trong sản xuất công nghiệp, nhà máy điện và các quá trình sản xuất hydrogen từ than và khí tự nhiên;
- Sử dụng CO<sub>2</sub> trong sản xuất hóa chất, vật liệu xây dựng, hoạt động nông nghiệp, quá trình sản xuất nhiên liệu tổng hợp...;
- Thực hiện các biện pháp lưu giữ CO<sub>2</sub>.

Kế hoạch hành động giảm thiểu, thích ứng với biến đổi khí hậu giai đoạn 2018 - 2030 đã được Petrovietnam triển khai từ năm 2019 và đang được cập nhật để phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng. Với định hướng của Chính phủ về việc cắt giảm khí nhà kính từ lĩnh vực năng lượng, việc nghiên cứu các công nghệ tách CO<sub>2</sub> từ khí thải của các nhà máy nhiệt điện than là cần thiết. Hiện tại, Petrovietnam đang vận hành 3 nhà máy nhiệt điện than là Vũng Áng 1, Sông Hậu 1 và Thái Bình 2) với lượng phát thải khoảng 7,2 triệu tấn CO<sub>2</sub>/năm (năm 2022) và dự kiến vận hành vào năm 2026 nhà máy nhiệt điện than Long Phú 1. Khi các nhà máy này hoạt động toàn công suất theo thiết kế, tổng lượng phát thải CO<sub>2</sub> đạt xấp xỉ 22,5 triệu tấn/năm. Vì vậy, việc tìm kiếm các giải pháp phù hợp để xanh hóa các nhà máy này là hết sức cần thiết, góp phần vào việc đạt mục tiêu chung của quốc gia về phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050.

## 2. Tình hình triển khai các dự án CCUS tại khu vực châu Á

Tại khu vực châu Á, Trung Quốc là quốc gia có tiềm năng lớn về khả năng lưu giữ CO<sub>2</sub> ước tính lên đến 1.800 - 3.000 Gt CO<sub>2</sub>, cao hơn hàng trăm lần so với lượng khí thải CO<sub>2</sub> hàng năm hiện tại [6]. Chính phủ Trung Quốc đã hỗ trợ nghiên cứu cơ bản, đột phá công nghệ và hoạt động thương mại của CCUS thông qua các chương trình khác nhau. Trung Quốc đẩy nhanh việc phát triển thí điểm quy mô lớn, toàn quy trình và xây dựng thu hồi,



sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS) trong các ngành công nghiệp điện, thép, xi măng và hóa chất nhằm mục đích phát triển hơn nữa các công nghệ thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS). Năm 2050, tỷ lệ thâm nhập CCS trong sản xuất thép dự kiến đạt 67% và 77% sản lượng xi măng áp dụng công nghệ CCS. Tương tự, Nhật Bản cũng đã đưa định hướng phát triển CCUS vào chiến lược chuyển dịch năng lượng của mình để giảm phát thải từ hoạt động sản xuất công nghiệp và sản xuất hydrogen sạch [7]. Theo IEA, Nhật Bản có thể đạt được công suất lưu giữ 120 - 240 triệu tấn CO<sub>2</sub>/năm vào năm 2050, tương đương 10 - 20% tổng lượng phát thải hiện tại. Từ năm 2020, Chính phủ Nhật Bản đã phát triển đối tác chiến lược về chuỗi giá trị hydrogen sạch với các quốc gia như Australia và Saudi Arabia. Theo đó, hydrogen có thể được sản xuất từ các nguồn nhiên liệu hóa thạch dồi dào tại các quốc gia này và kết hợp với quá trình CCUS tại chỗ, sau đó, hydrogen sạch sẽ được vận chuyển về Nhật Bản. Một số công ty của Nhật Bản như JOGMEC và JX cũng đã và đang thực hiện các dự án hợp tác với Malaysia, Indonesia và Việt Nam về nghiên cứu thử nghiệm khả năng phát triển chuỗi giá trị CCUS.

Đông Nam Á được xem là khu vực có tốc độ tăng trưởng cao nhất thế giới với nhu cầu năng lượng tăng 80% trong giai đoạn 2000 - 2020, trong đó hơn 70% nguồn cung năng lượng được đáp ứng từ các nguồn hóa thạch (than, dầu và khí thiên nhiên) [7]. Việc áp dụng quá trình CCUS trong khu vực giúp giảm phát thải từ các hoạt động sử dụng năng lượng và đảm bảo phát triển bền vững. Mặt khác, với tiềm năng to lớn về lưu giữ CO<sub>2</sub> tại một số quốc gia như Malaysia, Indonesia và Việt Nam, khu vực này có tiềm năng phát triển các trung tâm CCUS (CCUS hubs) để giảm chi phí lưu giữ carbon cũng như tạo cơ hội phát triển dịch vụ lưu giữ carbon từ các khu vực khác. Vào tháng 9/2020, Tập đoàn Pertamina (Indonesia) đã phối hợp với các công ty J-Power và JANUS (Nhật Bản) thực hiện dự án thu hồi và lưu giữ CO<sub>2</sub> từ nhà máy chế biến khí thiên nhiên tại khu vực miền Trung Java (Indonesia). Tập đoàn Petronas (Malaysia) hiện đang xây dựng bản đồ về tiềm năng lưu giữ CO<sub>2</sub> của Malaysia và dự kiến thực hiện một dự án CCS ở quy mô lớn tại Sarawak (Malaysia). Việt Nam, với tiềm năng lưu giữ carbon lên đến 41 - 110 tỷ tấn CO<sub>2</sub> tại các bể Sông Hồng, Cửu Long và Nam Côn Sơn, thời gian lưu giữ CO<sub>2</sub> từ phát thải của lĩnh vực năng lượng của các khu vực có thể kéo dài trên 100 năm [8].

Từ năm 2007, Petrovietnam, JX NIPPON, JOGMEC đã tiến hành nghiên cứu khả thi CO<sub>2</sub>-EOR và triển khai thử nghiệm thí điểm tại mỏ dầu Rạng Đông vào năm 2011.

Trong một nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) về đánh giá khả năng sản xuất hydrogen sạch tại Việt Nam (2022), chi phí cho quá trình thu hồi và lưu giữ CO<sub>2</sub> để sản xuất hydrogen lam làm tăng 30% chi phí sản xuất so với hydrogen xám sản xuất từ khí thiên nhiên tại thời điểm năm 2025, trong đó, chi phí cho quá trình tách CO<sub>2</sub> khoảng 0,37 USD/kg hydrogen lam, tương đương 46 USD/tấn CO<sub>2</sub> được tách ra khỏi khí thải của quá trình sản xuất hydrogen [9].

Trong lĩnh vực ứng dụng chuyển hóa CO<sub>2</sub>, năm 2012 - 2013, VPI đã nghiên cứu và phát triển hệ xúc tác trên cơ sở các kim loại Al, Zn, Cu và Ce kết hợp ứng dụng công nghệ lò phản ứng màng để chuyển hóa hiệu quả CO<sub>2</sub> thành methanol. Kết quả nghiên cứu cho thấy việc ứng dụng lò phản ứng màng trên cơ sở vật liệu zeolite giúp tăng hiệu suất tạo methanol 17% so với loại lò phản ứng thông thường [10]. Tuy nhiên, tại thời điểm năm 2013, quá trình này chỉ đạt hiệu quả kinh tế nếu chi phí hydrogen giảm đi 2,5 lần hoặc thị trường chấp nhận được giá bán methanol cao hơn 2 lần so với methanol truyền thống đi từ nguồn nhiên liệu hóa thạch (than hoặc khí thiên nhiên). Năm 2021, Petrovietnam đã ban hành Khung chương trình nghiên cứu khoa học dài hạn giai đoạn 2021 - 2025 của Petrovietnam, trong đó, vấn đề chuyển hóa CO<sub>2</sub> được xác định là một trong các chủ đề quan trọng, cần được nghiên cứu để tạo ra bước phát triển đột phá cho Petrovietnam trong bối cảnh diễn ra xu hướng chuyển dịch năng lượng (Quyết định số 3379/QĐ-DKVN ngày 17/6/2021). Theo đánh giá của VPI (2022), Petrovietnam có thể phát triển và ứng dụng các công nghệ mới để chuyển hóa CO<sub>2</sub> thành các loại hóa chất, nhiên liệu sạch và vật liệu tiên tiến như methanol, dimethyl ether (DME), carbon nanotubes (CNTs), nhựa... để phục vụ nhu cầu thị trường trong nước, góp phần giảm gần 37 triệu tấn CO<sub>2</sub>/năm vào năm 2030 [11].

### 3. Công nghệ thu hồi CO<sub>2</sub> từ khí thải

CO<sub>2</sub> phát thải từ nhà máy nhiệt điện than có thể được giảm bằng một trong ba phương pháp sau: (1) Tách và thu hồi CO<sub>2</sub> từ dòng khí thải (Post-combustion); (2) Khí hóa than thành hỗn hợp chứa H<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> được phân tách ra khỏi hỗn hợp và H<sub>2</sub> được sử dụng làm nhiên liệu để phát điện (Pre-combustion); hoặc (3) Thay thế không khí bằng oxy giúp quá trình thu hồi CO<sub>2</sub> từ khí thải dễ dàng hơn (Oxy-fuel combustion) [12]. Xét về khía cạnh tiêu hao năng lượng khi kết hợp quá trình thu hồi CO<sub>2</sub> tại các nhà máy điện hiện hữu, công nghệ thu tách CO<sub>2</sub> trước khi đốt có mức tiêu hao năng lượng bổ sung thấp nhất (18,4% ±

4,4%), công nghệ đốt cháy oxygen có mức tiêu hao năng lượng bổ sung trung bình (21,6% ± 5,5%) và công nghệ thu tách CO<sub>2</sub> sau khi đốt có mức tiêu hao năng lượng bổ sung cao nhất (24,7% ± 7,9%) [13]. Tuy nhiên, xét về khía cạnh chi phí đầu tư bổ sung, công nghệ thu tách CO<sub>2</sub> trước khi đốt và công nghệ đốt cháy oxygen sẽ có mức CAPEX cao nhất do cần bổ sung các hệ thống công nghệ khí hóa than hoặc tách oxygen từ không khí. Vì vậy, việc lựa chọn công nghệ thu hồi CO<sub>2</sub> phù hợp sẽ phụ thuộc vào các yếu tố như công suất hiện hữu của nhà máy, khả năng cung cấp nguồn năng lượng bổ sung, thị trường điện và các chính sách liên quan. Đối với các nhà máy nhiệt điện than đang hoạt động, công nghệ thu tách CO<sub>2</sub> sau khi đốt thường được lựa chọn do sự thuận lợi khi tích hợp phân xưởng thu hồi CO<sub>2</sub> và mức độ trưởng thành công nghệ cũng như áp dụng thực tế cao hơn. Có 4 công nghệ chính để tách CO<sub>2</sub> từ dòng khí thải, bao gồm: hấp thụ, hấp phụ, màng và tách lạnh. Bảng 1 so sánh các ưu, nhược điểm của những công nghệ này.

Có thể thấy rằng, công nghệ màng có mức tiêu hao năng lượng thấp nhất, thường được áp dụng ở quy mô

công suất lớn và yêu cầu về mức độ tách CO<sub>2</sub> không quá cao. Trong khi đó, công nghệ hấp thụ có mức tiêu hao năng lượng cao hơn nhưng vẫn được áp dụng rộng rãi do đạt được sự trưởng thành về mặt công nghệ, áp dụng được cho dải rộng về công suất và hàm lượng CO<sub>2</sub> của nguồn khí chứa CO<sub>2</sub> và có thể tách triệt để CO<sub>2</sub> ra khỏi nguồn khí. Hiện nay, để giảm mức tiêu hao năng lượng đối với công nghệ hấp thụ, nhiều loại dung môi hấp thụ trên cơ sở amine đã được phát triển nhằm nâng cao hiệu quả hấp phụ và giảm tiêu hao năng lượng trong quá trình tái sinh dung môi. Ngoài ra, việc kết hợp các quá trình màng và hấp thụ cũng sẽ giúp tối ưu hóa tiêu hao năng lượng cho quá trình tách CO<sub>2</sub> tùy theo đặc điểm của nguồn khí chứa CO<sub>2</sub> và yêu cầu về mức độ tách CO<sub>2</sub>. Trong các nhà máy nhiệt điện than hiện hữu, con đường Post-combustion được áp dụng rộng rãi để giảm phát thải và phương pháp hấp thụ bằng dung dịch amine (MEA) thường được sử dụng để tách và thu hồi CO<sub>2</sub>.

Gần đây, loại vật liệu khung cơ kim (MOF) cũng được quan tâm ứng dụng cho quá trình tách CO<sub>2</sub>. Vật liệu MOF có các ưu điểm vượt trội so với các loại vật liệu hấp phụ rắn

**Bảng 1.** Ưu, nhược điểm của các công nghệ thu hồi CO<sub>2</sub>

Hệ tiêu chí	Hấp thụ	Hấp phụ	Màng	Tách lạnh
Trưởng thành công nghệ (TRL)	9	7	8	6
Hiệu suất thu giữ	> 90%	> 90%	50 - 80%	> 90%
Nồng độ CO <sub>2</sub> áp dụng	≥ 3	≥ 12	> 15	> 15
Quy mô hiện tại	≥ 1,4 triệu tấn/năm	4 tấn/năm	60 tấn/năm	Không có
Khả năng mở rộng	Có thể mở rộng	Dạng module	Dạng module	Có thể mở rộng
Tiền xử lý khí thải	Có, các tạp chất như SO <sub>x</sub> và NO <sub>x</sub> có thể ảnh hưởng đến hiệu suất, suy giảm dung môi.	Có, các tạp chất như SO <sub>x</sub> và NO <sub>x</sub> có thể ảnh hưởng đến hiệu suất, suy giảm dung môi.	Không, SO <sub>x</sub> và NO <sub>x</sub> không ảnh hưởng đến hiệu suất.	Không, SO <sub>x</sub> và NO <sub>x</sub> không ảnh hưởng đến hiệu suất.
Yêu cầu về diện tích thiết bị	Lớn: Tháp hấp thụ và tái sinh kế bên nhau; quạt, máy nén, hệ thống loại nhiệt.	Trung bình: Module hấp phụ kế bên và chồng lên nhau; quạt, máy nén, hệ thống làm mát.	Trung bình: Ngân hàng màng xếp chồng, quạt, máy nén.	Lớn: Hệ thống đông lạnh, hệ thống phân tách, quạt, máy nén.
Nhu cầu tiện ích (nhiệt, điện, nước)	75 - 125 kWh/tấn CO <sub>2</sub> thu giữ: Quạt thổi, gia nhiệt, tái chế dung môi [14].	1.800 - 2.400 kWh/tấn CO <sub>2</sub> : Quạt thổi, hút chân không, gia nhiệt [15].	270 - 290 kWh/tấn CO <sub>2</sub> : Máy nén và làm mát [16].	220 - 240 kWh/tấn CO <sub>2</sub> : Máy nén và làm mát [17].
Suất đầu tư (Capex)	100 - 125 USD/tấn CO <sub>2</sub> : Tháp hấp thụ/tái sinh đơn giản [14].	1.600 - 1.700 USD/tấn CO <sub>2</sub> : Nhiều module với lợi thế quy mô [15].	40-50 USD/tấn CO <sub>2</sub> : Máy nén HP và màng đặc biệt [18].	50 - 60 USD/tấn CO <sub>2</sub> : Hệ thống đông lạnh phức tạp [17].
Chi phí vận hành và bảo trì (O&M)	Thấp: Dung môi cần bổ sung, bảo trì thấp chứa	160 - 180 USD/tấn CO <sub>2</sub> : Độ bền chất hấp phụ, bảo trì module [15].	1 - 10 USD/tấn CO <sub>2</sub> : Độ bền màng [18].	1 - 10 USD/tấn CO <sub>2</sub> : Hệ thống đông lạnh phức tạp [17, 18].
Kết luận	Công nghệ đã thương mại hóa và áp dụng quy mô lớn ở thực tế (> 1,4 triệu tấn/năm), chi phí O&M thấp và suất đầu tư trung bình.	Công nghệ mới nổi với cơ hội module hóa; chưa được chứng minh ở quy mô lớn; rủi ro về độ bền của chất hấp phụ.	Công nghệ đã chứng minh với nồng độ CO <sub>2</sub> thấp; cần nén cao; màng cần bảo trì bổ sung, lưu ý về độ bền.	Công nghệ chưa được chứng minh ở quy mô lớn, nhưng cần đầu tư vào thiết bị phức tạp.

truyền thống như diện tích bề mặt cao, độ xốp lớn và có cấu trúc đa dạng tùy thuộc vào thành phần tổng hợp. Một số nghiên cứu cho thấy các loại vật liệu MOF như ZIP-8, MIL-53(Al), MIL-101(Cr), MOF-177, MOF-210, HKUST-1, NU-100 có thể mang lại dung tích hấp phụ cao hơn 1,5 - 7,5 lần so với vật liệu zeolite [19, 20]. Hiện tại, các nghiên cứu về khả năng ứng dụng vật liệu MOF cho quá trình tách CO<sub>2</sub> chủ yếu mới dừng ở quy mô phòng thí nghiệm. Bên cạnh đó, vật liệu MOF cũng có thể được ứng dụng làm xúc tác cho các quá trình chuyển hóa CO<sub>2</sub> thành các sản phẩm như CO, methanol... Việc kết hợp các quá trình phân tách và chuyển hóa CO<sub>2</sub> trong một hệ thống thiết bị thông qua ứng dụng vật liệu MOF hứa hẹn một con đường giảm phát thải carbon hiệu quả cho các nguồn thải từ hoạt động sản xuất công nghiệp nói chung và nhiệt điện than nói riêng trong tương lai. Để triển khai ứng dụng vật liệu MOF trong thực tế, hai vấn đề sau cần được giải quyết: (1) giảm chi phí sản xuất vật liệu MOF và (2) cải thiện độ bền của vật

liệu MOF trong điều kiện có mặt hơi nước và các loại khí acid ở nhiệt độ cao [21].

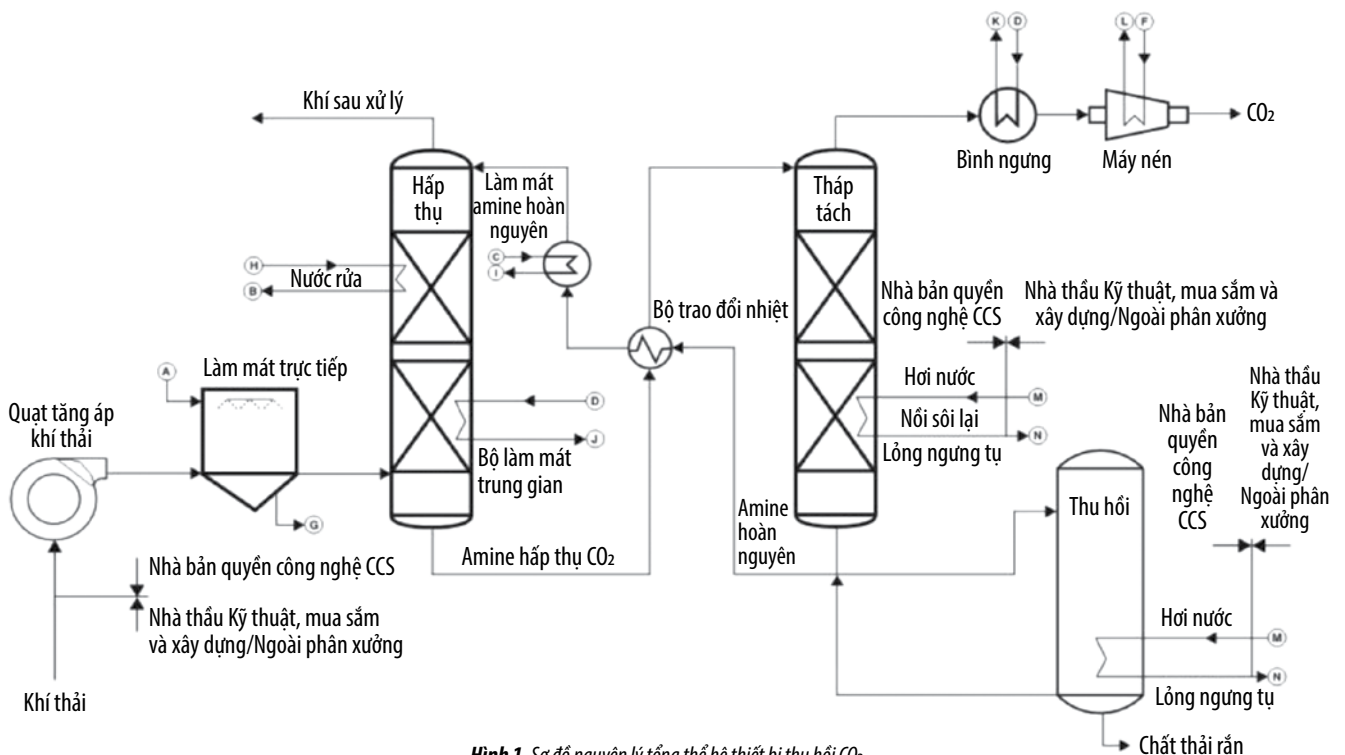
#### 4. Ứng dụng công nghệ tách CO<sub>2</sub> từ khí thải của các nhà máy nhiệt điện than có phần vốn góp của Petrovietnam

Thiết kế sơ bộ hệ thống thu hồi CO<sub>2</sub> tại các nhà máy nhiệt điện than có phần vốn góp của Petrovietnam được dựa trên các yếu tố sau:

- Tỷ lệ phát thải CO<sub>2</sub>: Xác định lượng CO<sub>2</sub> thải ra từ quá trình đốt than tại các nhà máy. Điều này phụ thuộc vào hiệu suất của nhà máy, loại than sử dụng và lượng điện sản xuất.
- Thành phần khí thải: Phân tích thành phần khí thải giúp xác định các tạp chất khác như NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, bụi mịn... cần được xử lý trước khi thực hiện quá trình thu giữ CO<sub>2</sub>.

**Bảng 2.** Cơ sở thiết kế sơ bộ cho các nhà máy điện than có vốn góp của Petrovietnam

Hạng mục	Nhà máy Nhiệt điện			
	Vũng Áng 1	Thái Bình 2	Sông Hậu 1	Long Phú 1
Công suất thiết kế (MW)	1.200	1.200	1.200	1.200
Net Power (MW)	1.106	1.106	1.115	1.115
Tỷ lệ tiêu thụ than (tấn/giờ)	57	56	58	58
Nồng độ CO <sub>2</sub> trong khí thải (% thể tích)	11,96	14,6	14,27	14,27
Lưu lượng CO <sub>2</sub> (tấn/giờ)	874,3	874,3	811,2	811,2
Hệ số công suất năm (%)	68,5	74,2	74,2	74,2
Lượng phát thải CO <sub>2</sub> (triệu tấn/năm)	5,22	6,48	5,48	5,48



**Hình 1.** Sơ đồ nguyên lý tổng thể hệ thống thiết bị thu hồi CO<sub>2</sub>.

- Công suất của nhà máy điện than: Quy mô nhà máy ảnh hưởng lớn đến việc lựa chọn công nghệ và thiết kế hệ thống thu giữ CO<sub>2</sub>. Với các nhà máy có công suất lớn, phương pháp hấp thụ dung môi (amine) thường được ưu tiên, do khả năng mở rộng tốt và hiệu suất cao.

Bảng 2 trình bày thông tin phát thải của các nhà máy/ dự án nhiệt điện than có phần vốn góp của Petrovietnam.

Sơ đồ nguyên lý quá trình thu hồi CO<sub>2</sub> từ khí thải của nhà máy điện than được thể hiện ở Hình 1. Sơ đồ thể hiện 1 dây chuyền (train) cho quá trình thu hồi CO<sub>2</sub> (dự kiến bao gồm 4 dây chuyền trong mỗi phân xưởng thu hồi CO<sub>2</sub>).

Nhu cầu năng lượng cho hoạt động của hệ thống thu giữ CO<sub>2</sub> bao gồm các nguồn điện và hơi được trình bày trong Bảng 3:

- Hơi nước bão hòa được sử dụng trong cột tái sinh và bộ tái chế amine;
- Nhiệt lượng từ quy trình được loại bỏ qua vòng làm mát tuần hoàn kín (CCCW);
- Điện sử dụng cho các thiết bị bao gồm bơm tuần hoàn, quạt tăng áp khí thải, thiết bị loại nhiệt và nén CO<sub>2</sub>.

Có thể thấy, nhu cầu hơi cho phân xưởng thu hồi CO<sub>2</sub> được tính cho 1 Tổ máy 600 MW là khoảng 490 - 525 tấn/giờ, do đó, cho cả nhà máy CCS (với 1.200 MW) từ 980 - 1.050 tấn/giờ. Tương tự, nhu cầu điện cho cả phân xưởng thu hồi CO<sub>2</sub> (tính cho 1.200 MW) là khoảng 162-175 MW. Yêu cầu về điện và hơi là đang được tính cho riêng phân xưởng thu hồi CO<sub>2</sub> (standalone). Tác động của việc áp

dụng quá trình thu hồi CO<sub>2</sub> đến hiệu suất tổng thể của các nhà máy điện than được thể hiện ở Bảng 4.

Kết quả cho thấy sản lượng điện sẽ giảm từ 320 - 365 MW khi xây dựng phân xưởng thu hồi CO<sub>2</sub> ở các nhà máy điện hiện hữu (tương ứng 160 - 182 MW cho 1 tổ máy 600 MW). Việc giảm sản lượng điện tổng thể do ảnh hưởng của việc sử dụng hơi cũng như điện phụ trợ cho các thiết bị của CCS.

Sơ bộ yêu cầu về diện tích đất cho nhà máy CCS là khoảng 70.000 m<sup>2</sup> (7 ha) cho 4 dây chuyền. Diện tích của CCS phụ thuộc vào công nghệ được chọn và yêu cầu thiết bị cũng như không gian của nhà cung cấp. Diện tích này có thể tối ưu bằng cách sắp xếp, bố trí thiết bị tùy theo vị trí diện tích đất trống ở khu vực lân cận nhà máy. Với Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2, đề xuất sơ bộ vị trí phân xưởng thu hồi CO<sub>2</sub> để phù hợp với vị trí hiện có, sử dụng 60.000 m<sup>2</sup> ở phía Tây và 10.000 m<sup>2</sup> ở phía Đông của nhà máy. Cơ sở thu hồi carbon dự kiến gồm 4 dây chuyền, diện tích khu đất khoảng 70.000 m<sup>2</sup>. Khoảng 210 m ống dẫn hình vuông 8,5 m x 8,5 m được dự kiến để dẫn khí thải từ nhà máy nhiệt điện đến phân xưởng thu hồi CO<sub>2</sub>. Hình 2 trình bày sơ bộ về vị trí dự kiến của phân xưởng thu hồi CO<sub>2</sub> ở Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2. Tương tự cho một cơ sở thu hồi CO<sub>2</sub> tại chỗ ở Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1, phân xưởng dự kiến cũng gồm 4 dây chuyền và 70.000 m<sup>2</sup> diện tích khu đất, 200 m ống dẫn có kích thước 8,5 m x 8,5 m để dẫn khí thải từ nhà máy đến phân xưởng này (Hình 3). Các nhà máy nhiệt điện Vũng Áng 1 và dự án Long Phú 1 sẽ được thực hiện tương tự.

**Bảng 3.** Nhu cầu điện và hơi cho cụm thiết bị thu hồi CO<sub>2</sub>

Tiện ích cho 1 tổ máy (600 MW)	Vũng Áng 1	Thái Bình 2	Sông Hậu 1	Long Phú 1
Yêu cầu hơi cho phân xưởng thu hồi CO <sub>2</sub> (tấn/giờ)	524	524	487	487
Nhu cầu điện (kW)	87.340	87.340	81.120	81.120

**Bảng 4.** Kết quả đánh giá tổng thể ảnh hưởng của CCS đến nhà máy hiện hữu

Chỉ tiêu	Vũng Áng 1/Thái Bình 2		Sông Hậu 1/Long Phú 1	
	Không thu hồi CO <sub>2</sub>	Tích hợp thu hồi CO <sub>2</sub>	Không thu hồi CO <sub>2</sub>	Tích hợp thu hồi CO <sub>2</sub>
Công suất turbine (MW)	600	505	600	521
Hơi quá trình đến phân xưởng thu hồi CO <sub>2</sub> (tấn/giờ)	-	524	-	486
Nhu cầu điện của nhà máy (không bao gồm thu hồi CO <sub>2</sub> ), (MW)	46,8	46,8	42,5	42,5
Nhu cầu điện cho phân xưởng thu hồi CO <sub>2</sub> (MW)	-	87,4	-	81,1
Công suất nhà máy (MW)	553,2	370,8	553,2	397,4
Ảnh hưởng thu hồi CO <sub>2</sub> đến 1 tổ máy 600 MW (MW)	-	-182,4	-	-160
Ảnh hưởng thu hồi CO <sub>2</sub> đến cả nhà máy 1.200 MW (MW)		- 364,8		- 320



Hình 2. Dự kiến vị trí lắp đặt phân xưởng thu hồi CO<sub>2</sub> tại Nhà máy Nhiệt điện Thới Bình 2.



Hình 3. Dự kiến bố trí phân xưởng thu hồi CO<sub>2</sub> tại Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1.

## 5. Điều kiện để triển khai áp dụng công nghệ thu hồi CO<sub>2</sub> tại các nhà máy nhiệt điện than có phần vốn góp của Petrovietnam

### 5.1. Ước tính sơ bộ tổng mức đầu tư

Để phản ánh và xác định tính khả thi của việc triển khai công nghệ CCS cho các nhà máy nhiệt điện than hiện có của Petrovietnam hoạt động hiện có, ước tính sơ bộ chi phí lắp đặt (TIC - Total Installed Cost) của hệ thống CCS được trình bày trong Bảng 5. Lưu ý phần tổng mức đầu tư này chưa bao gồm các chi phí liên quan đến tài chính và chi phí chủ đầu tư.

### 5.2. Ước tính sơ bộ chi phí vận hành và bảo dưỡng

Chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M) liên quan đến công nghệ thu hồi CO<sub>2</sub> bằng dung môi amine gồm chi phí nguyên vật liệu và nhân công cần thiết cho phân xưởng thu hồi CO<sub>2</sub>. Các chi phí này thường được phân loại thành chi phí O&M cố định hàng năm (chi phí chung và nhân công) và chi phí biến đổi (hóa chất quá trình, vật tư tiêu hao, và xử lý chất thải). Bảng 6 cung cấp mô tả về các yếu tố O&M cho các cơ sở thu hồi CO<sub>2</sub> và các chi phí hàng năm liên quan. Có thể thấy, chi phí vận hành cố định và các biến phí (không bao gồm chi phí năng lượng) khoảng 7,04 - 7,3

Bảng 5. Tổng mức đầu tư cho dự án CCS

Hạng mục	Vũng Áng 1	Thái Bình 2	Sông Hậu 1	Long Phú 1
Công suất thiết kế (MW)	1.200	1.200	1.200	1.200
Công nghệ	Cận tới hạn		Siêu tới hạn	
Công nghệ CCS lựa chọn	Công nghệ thu tách CO <sub>2</sub> sau khi đốt			
Công suất thu hồi (tấn CO <sub>2</sub> /ngày)	20.983	20.983	19.470	19.470
Mức độ sai số (%)	Mức 5 (+/- 50%)			
Tổng chi phí lắp đặt (TIC), (triệu USD)	1.840	1.840	1.760	1.760

Bảng 6. Chi phí vận hành phân xưởng thu hồi CO<sub>2</sub>

Hạng mục	Vũng Áng 1/Thái Bình 2		Sông Hậu 1/Long Phú 1	
	Chi phí hàng năm (USD/năm)	Chi phí (USD/tấn CO <sub>2</sub> )	Chi phí hàng năm (USD/năm)	Chi phí (USD/tấn CO <sub>2</sub> )
<b>Chi phí vận hành cố định</b>	<b>41.905.000</b>	<b>5,7</b>	<b>40.305.000</b>	<b>5,67</b>
Nhân công vận hành	4.641.000	0,61	4.641.000	0,65
Dịch vụ hỗ trợ và bảo dưỡng cố định	464.000	0,06	464.000	0,07
Chi phí O&M cố định (phân xưởng thu hồi CO <sub>2</sub> )	36.800.000	4,80	35.200.000	4,95
<b>Chi phí vận hành biến động</b>	<b>12.038.000</b>	<b>1,57</b>	<b>11.509.000</b>	<b>1,62</b>
Vật tư tiêu hao	9.992.000	1,3	9.553.000	1,34
Xử lý chất thải	2.046.000	0,27	1.956.000	0,28
<b>Tổng chi phí vận hành và bảo dưỡng</b>	<b>53.943.000</b>	<b>7,04</b>	<b>51.814.000</b>	<b>7,29</b>

USD/tấn CO<sub>2</sub> thu giữ. Trong đó, chi phí vận hành và bảo dưỡng định kỳ hệ thống CCS theo kế hoạch chiếm khoảng gần 70%, trong khi đó, các biến phí như vật tư tiêu hao và xử lý chất thải (không bao gồm điện) chiếm khoảng 20%. Lưu ý ở phần chi phí vận hành và bảo dưỡng, chưa đề cập đến chi phí năng lượng cho vận hành nhà máy.

### 5.3. Đánh giá chi phí thu giữ carbon

LCOC (Levelized Cost of Capture) là chỉ số quan trọng trong các dự án thu hồi CO<sub>2</sub>, dùng để đánh giá chi phí bình quân trên mỗi tấn CO<sub>2</sub> được thu hồi từ các nguồn khí thải. Chỉ số này giúp các nhà đầu tư xác định hiệu quả kinh tế của quá trình thu hồi CO<sub>2</sub> trong một thời gian dài, đặc biệt khi có sự đầu tư lớn ban đầu và những yếu tố chi phí khác nhau theo thời gian. Chỉ số này rất hữu ích để so sánh giữa các dự án hoặc công nghệ thu hồi CO<sub>2</sub> khác nhau, giúp tối ưu hóa chi phí và quyết định đầu tư.

LCOC được tính toán dựa trên các yếu tố sau:

- Chi phí vốn ban đầu: Chi phí để xây dựng hệ thống thu hồi CO<sub>2</sub>, bao gồm các hạng mục như thiết bị, cơ sở hạ tầng và lắp đặt.
- Chi phí vận hành và bảo trì (O&M): Bao gồm cả chi phí cố định và biến đổi cho việc vận hành hệ thống, chẳng hạn như chi phí cho nguyên liệu (amine), điện năng, nhân công, bảo dưỡng và xử lý chất thải.
- Thời gian hoàn vốn và tuổi thọ hệ thống: Thời gian hoạt động dự kiến của hệ thống thu hồi CO<sub>2</sub> sẽ ảnh hưởng đến việc phân bổ chi phí theo năm.
- Khối lượng CO<sub>2</sub> thu hồi: Đây là yếu tố quan trọng trong việc tính toán chi phí bình quân. Khối lượng CO<sub>2</sub> được thu hồi càng nhiều, chi phí bình quân trên mỗi tấn CO<sub>2</sub> sẽ giảm đi.

Bên cạnh LCOC, một chỉ số khác cũng thường sử dụng để đánh giá hiệu quả kinh tế của dự án là LCOE. LCOE

(Levelized Cost of Electricity) hay "Chi phí sản xuất điện bình quân" là một chỉ số quan trọng để đánh giá chi phí tổng thể sản xuất điện từ một nhà máy trong suốt vòng đời của nó. Chỉ số này giúp xác định mức giá trung bình mà nhà máy cần bán điện để bù đắp cho toàn bộ chi phí, bao gồm chi phí xây dựng, vận hành, bảo trì và nhiên liệu. LCOE thường được sử dụng để so sánh giữa các công nghệ sản xuất điện khác nhau (than, khí, năng lượng tái tạo,...) và để đánh giá tác động kinh tế của việc bổ sung các hệ thống như CCS (Carbon Capture and Storage). Ở nghiên cứu này, nhóm tác giả sử dụng Chênh lệch LCOE ( $\Delta$ LCOE) để đánh giá hiệu quả kinh tế của việc lắp đặt hệ thống CCS vào nhà máy điện than hiện có. Để đơn giản cho việc tính toán,  $\Delta$ LCOE được tính là phần chi phí bình quân sau khi tích hợp thu hồi CO<sub>2</sub> vào nhà máy hiện hữu so với sản lượng điện đầu ra của nhà máy sau khi tích hợp. Kết quả tính toán LCOC và chênh lệch LCOE được thể hiện ở Bảng 7.

Kết quả Bảng 7 cho thấy:

- Chi phí LCOC khoảng 49 - 58 USD/tấn CO<sub>2</sub> thu hồi, trong đó, LCOC của Vũng Áng 1 là 58,1 USD/tấn, cao nhất trong số các nhà máy, tiếp theo là Sông Hậu 1 và Long Phú 1 (52,8 USD/tấn) và Thái Bình 2 thấp nhất (48,9 USD/tấn).
- LCOC (TIPC): Chi phí đầu tư chiếm một phần trong LCOC, trong đó Vũng Áng 1 có mức chi phí đầu tư trên mỗi tấn CO<sub>2</sub> thu hồi cao nhất (17,6 USD/tấn) và Thái Bình 2 thấp nhất (14,2 USD/tấn).
- LCOC (O&M, không bao gồm năng lượng): Chi phí vận hành và bảo trì cho mỗi tấn CO<sub>2</sub> không bao gồm năng lượng dao động từ 8,3 USD/tấn (Thái Bình 2) đến 10,3 USD/tấn (Vũng Áng 1).
- LCOC (năng lượng): Chi phí năng lượng trên mỗi tấn CO<sub>2</sub> thu hồi cũng khác nhau, với Vũng Áng 1 cao nhất (30,2 USD/tấn) và Thái Bình 2 thấp nhất (26,4 USD/tấn). Điều này phản ánh tác động của mức giảm năng lượng

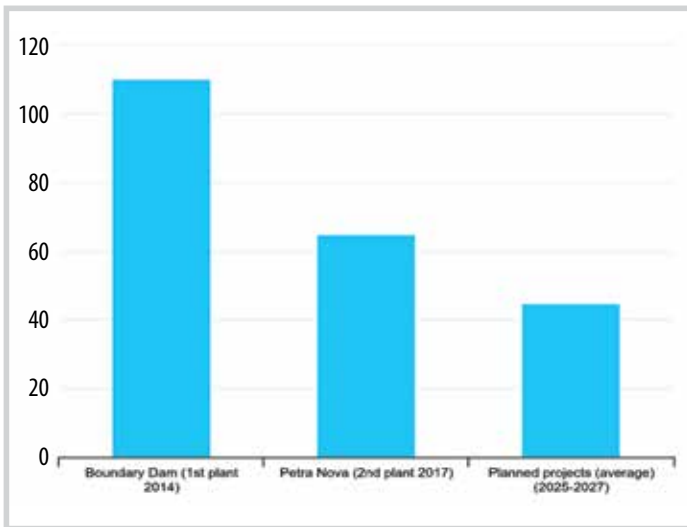
**Bảng 7.** LCOC và chênh lệch LCOE khi thực hiện thu hồi CO<sub>2</sub> (Kịch bản cơ sở)

Hạng mục	Đơn vị	Vũng Áng 1	Thái Bình 2	Sông Hậu 1	Long Phú 1
Tổng lượng CO <sub>2</sub> thu hồi (TCC)	Tấn/năm	5.220.000	6.470.000	5.480.000	5.480.000
Tổng mức đầu tư dự án (TIPC)	Triệu USD	1.840	1.840	1.760	1.760
Tổng chi phí O&M (TIOMC)	Triệu USD	53,943	53,943	51,814	51,814
Tổng giảm năng lượng do thu hồi CO <sub>2</sub>	MW	364,8	364,8	320,0	320,0
Vòng đời dự án (PDL)	Năm	20			
<b>Chi phí thu hồi CO<sub>2</sub> (LCOC)</b>	<b>USD/tấn</b>	<b>58,1</b>	<b>48,9</b>	<b>52,8</b>	<b>52,8</b>
LCOC (TIPC)	USD/tấn	17,6	14,2	16,1	16,1
LCOC (O&M, không gồm năng lượng)	USD/tấn	10,3	8,3	9,5	9,5
LCOC (năng lượng)	USD/tấn	30,2	26,4	27,3	27,3
<b>Chênh lệch giá điện do thu hồi CO<sub>2</sub> (<math>\Delta</math>LCOE)</b>	<b>USD/kWh</b>	<b>0,068</b>	<b>0,066</b>	<b>0,056</b>	<b>0,056</b>

lớn hơn tại Vũng Áng 1. Tổng LCOC (năng lượng) chiếm hơn 50% tổng chi phí LCOC tổng.

Kết quả cho thấy, LCOC từ các dự án ở Việt Nam vào năm 2024 nằm trong khoảng LCOC so với các tính toán trên thế giới (khoảng 40 - 60 USD/tấn, tùy thuộc vào công nghệ và địa điểm). Điều này cho thấy các dự án tại Việt Nam nằm trong khoảng trung bình, mặc dù Vũng Áng 1 cao hơn một chút so với các dự án khác. Theo IEA, chi phí LCOC của 2 dự án CCS trên thế giới thể hiện ở Hình 4, trong đó, dự án Boundary Dam năm 2014 với LCOC = 110 USD/tấn CO<sub>2</sub>, dự án Petra Nova năm 2017 chi phí LCOC = 64 USD/tấn CO<sub>2</sub> và dự án tương lai được dự báo có thể giảm còn 45 USD/tấn CO<sub>2</sub> trong giai đoạn 2025 - 2027 [22].

Mặc dù, chi phí LCOC khi triển khai thu hồi CO<sub>2</sub> tại các nhà máy nhiệt điện than có phần vốn góp của Petrovietnam tương đồng với kết quả trên thế giới, để giảm thêm LCOC và LCOE, một phương án được đề xuất bao gồm việc vận hành phân xưởng thu hồi CO<sub>2</sub> ở chế độ vận hành tối đa (8.760 giờ/năm) và tăng vòng đời dự án lên 30 năm (Bảng 8).



Hình 4. LCOC (USD/tấn CO<sub>2</sub>) của một số nhà máy CCS từ nhà máy điện than thương mại và dự báo đến năm 2027 [22].

Kết quả cho thấy với phương án nêu trên, nhờ tăng thời gian vận hành và vòng đời dự án, chi phí thu giữ carbon giảm đáng kể khi CCS vận hành ở thời gian cao (đến 8.760 giờ) và vòng đời dự án 30 năm, cụ thể LCOC từ 46 - 48 USD/tấn CO<sub>2</sub> và chênh lệch LCOE từ 45 - 53 cent/kWh. Do đó, giải pháp nêu trên sẽ hợp lý và khả thi để giảm LCOC và ΔLCOE, giúp nâng cao hiệu quả kinh tế của hệ thống thu hồi carbon. Một số lưu ý và đánh giá kỹ hơn ở giai đoạn tiếp theo của Dự án.

- Việc duy trì vận hành 365 ngày/năm sẽ yêu cầu quản lý bảo trì và giám sát vận hành tốt để tránh gián đoạn.

- Khấu hao thiết bị: Khi vòng đời dự án kéo dài, cần tính toán kỹ lưỡng khấu hao thiết bị CCS và chi phí bảo trì dài hạn.

Chi phí thu hồi 1 tấn CO<sub>2</sub>, hay LCOC cho các nhà máy dao động từ 49 - 58 USD/tấn CO<sub>2</sub>. Đây là mức chi phí cạnh tranh nếu so sánh với các dự án CCS tương tự trên thế giới. Các dự án lớn như Petra Nova và Boundary Dam cũng có LCOC trong cùng mức này, cho thấy hiệu quả kinh tế của công nghệ hấp thụ dung môi. Những dự án quy mô lớn hơn có xu hướng đạt được lợi thế kinh tế tốt hơn so với các dự án quy mô nhỏ hơn là do việc chia sẻ chi phí cố định và tận dụng tối đa cơ sở hạ tầng hiện có, dẫn đến giảm LCOC tổng thể. Việc lắp đặt hệ thống CCS sẽ làm tăng chi phí sản xuất điện của các nhà máy, với chênh lệch giá điện (ΔLCOE) tăng thêm từ 4,5 - 6,8 cents/kWh. Điều này tương đương với mức tăng 62 - 94% so với giá điện trước khi lắp đặt phân xưởng thu hồi CO<sub>2</sub> với giả định LCOE trước khi thực hiện thu hồi CO<sub>2</sub> là 7,2 cent/kWh. Dù mức tăng này là đáng kể, nhưng trong phạm vi chấp nhận được khi so sánh với các dự án CCS quốc tế có chi phí tương tự. Mặc dù CCS là công nghệ cần

Bảng 8. LCOC và chênh lệch LCOE khi thực hiện thu hồi CO<sub>2</sub> (Kịch bản cao)

Hạng mục	Đơn vị	Vũng Áng 1	Thái Bình 2	Sông Hậu 1	Long Phú 1
Tổng lượng CO <sub>2</sub> thu hồi (TCC)	Tấn/năm	7.276.000	7.276.000	6.751.000	6.751.000
Tổng mức đầu tư dự án (TIPC)	Triệu USD	1.840	1.840	1.760	1.760
Tổng chi phí O&M (TIOMC)	Triệu USD	53,943	53,943	51,814	51,814
Tổng giảm năng lượng do thu hồi CO <sub>2</sub>	MW	364,8	364,8	320,0	320,0
Vòng đời dự án (PDL)	Năm	30			
<b>Chi phí thu hồi carbon (LCOC)</b>	<b>USD/tấn</b>	<b>47,5</b>	<b>47,5</b>	<b>46,3</b>	<b>46,3</b>
LCOC (TIPC)	USD/tấn	8,4	8,4	8,7	8,7
LCOC (O&M, không có năng lượng)	USD/tấn	7,4	8,3	7,7	7,7
LCOC (năng lượng)	USD/tấn	31,6	26,4	29,9	29,9
<b>Chênh lệch giá điện do CCS (ΔLCOE)</b>	<b>USD/kWh</b>	<b>0,053</b>	<b>0,053</b>	<b>0,045</b>	<b>0,045</b>

thiết để đáp ứng các cam kết về giảm phát thải khí nhà kính (cụ thể hàng năm hơn 5 triệu tấn CO<sub>2</sub>/mỗi nhà máy), nhưng chi phí đầu tư lớn và chi phí thu hồi CO<sub>2</sub> cao có thể làm giảm hiệu quả kinh tế của nhà máy. Để duy trì tính khả thi về kinh tế, cần có các cơ chế chính sách hỗ trợ như:

- Định giá CO<sub>2</sub>: Đưa ra các chính sách định giá carbon đánh vào lượng phát thải CO<sub>2</sub>, giúp tạo động lực kinh tế cho các nhà máy đầu tư vào CCS. Định giá carbon cần được áp dụng ở mức tối thiểu bằng chi phí giảm phát thải xét trên toàn chuỗi giá trị của quá trình CCUS. Theo đó, đối với các nhà máy nhiệt điện có phần vốn góp của Petrovietnam, với chi phí thu giữ CO<sub>2</sub> ở mức 50 - 60 USD/tấn CO<sub>2</sub>, ước tính sơ bộ cho chi phí của toàn chuỗi giá trị CCS, bao gồm các công đoạn thu hồi, vận chuyển và lưu chứa CO<sub>2</sub> có thể đạt khoảng 1,5 lần chi phí thu giữ CO<sub>2</sub>, tương đương 75 - 90 USD/tấn CO<sub>2</sub> [23]. Chi phí này phù hợp với công bố của IEA (2021) và BloombergNEF (2022) về khoảng giá trị của chi phí CCS đối với các nhà máy nhiệt điện than. Vì vậy, định giá carbon để có thể áp dụng quá trình CCS cho các nhà máy này được đề xuất ở mức 80 - 100 USD/tấn CO<sub>2</sub> từ năm 2040. Mức định giá carbon này có thể so sánh được với lộ trình áp dụng dự kiến định mức carbon được công bố bởi một số quốc gia như Singapore (37 - 59 USD/tấn CO<sub>2</sub> từ năm 2030), Nam Phi (30 USD/tấn CO<sub>2</sub> từ năm 2030 và tăng lên 120 USD/tấn CO<sub>2</sub> trước năm 2050), Trung Quốc (52 USD/tấn CO<sub>2</sub> từ năm 2035), Ấn Độ (80 USD/tấn CO<sub>2</sub> từ năm 2040 và tăng lên 130 USD/tấn CO<sub>2</sub> từ năm 2050)... [24 - 26].

- Hỗ trợ về chi phí đầu tư và vận hành: Chính phủ có thể cung cấp các khoản hỗ trợ hoặc ưu đãi về thuế cho việc triển khai CCS, giúp giảm bớt gánh nặng tài chính cho các nhà đầu tư.

Bên cạnh đó, việc tăng thời gian vận hành CCS lên 365 ngày/năm và kéo dài vòng đời dự án lên 30 năm là một trong những biện pháp hiệu quả nhất để giảm LCOC. Khi kéo dài thời gian vận hành, tổng lượng CO<sub>2</sub> thu hồi sẽ tăng lên, giúp giảm chi phí trung bình trên mỗi tấn CO<sub>2</sub>. Tương tự, kéo dài vòng đời dự án sẽ giúp phân bổ chi phí đầu tư

ban đầu trong thời gian dài hơn, từ đó làm giảm tổng chi phí cho mỗi tấn CO<sub>2</sub> thu hồi.

## 6. Lộ trình triển khai các dự án tách CO<sub>2</sub> từ khí thải các nhà máy nhiệt điện than có phần vốn góp của Petrovietnam

### 6.1. Cơ sở đề xuất

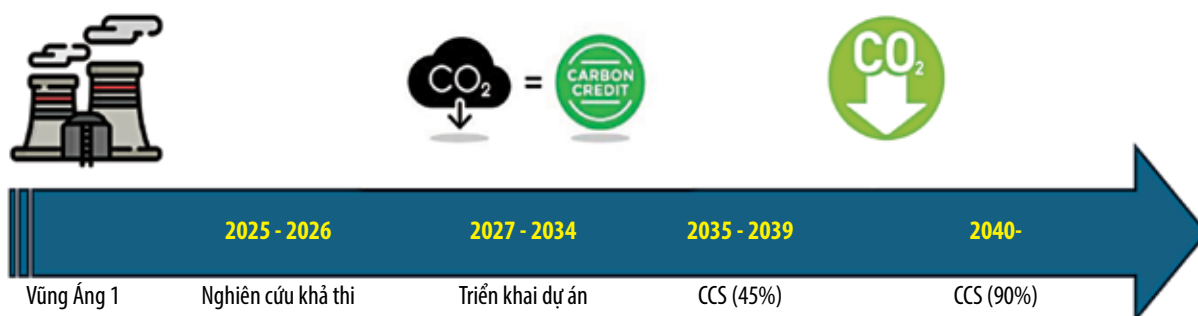
- Thực hiện CCUS từ năm 2040 (Quy hoạch Năng lượng tổng thể quốc gia);
- Nhà máy điện bắt đầu giảm phát thải sau 20 năm hoạt động (Quy hoạch Điện 8);
- Cam kết của Việt Nam hướng về mục tiêu đạt phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050;
- Thời gian triển khai dự án CCUS tại Indonesia: 7 năm (IESR, 2024) [27].

### 6.2. Giả định

- Đã hình thành luật và các tiêu chuẩn, quy chuẩn về CCUS sau năm 2030;
- Đã cập nhật Luật Điện lực về quy định định mức tiêu hao trong sản xuất điện theo mức phát thải;
- Đã quy hoạch các khu vực lưu trữ CO<sub>2</sub> và trung tâm CCUS;
- Đã áp dụng mức giới hạn phát thải đối với các nhà máy điện than sau năm 2030;
- Đã hình thành thị trường carbon và mức giá carbon áp dụng trong lĩnh vực điện khoảng 80 - 100 USD/tấn;
- Kéo dài tuổi thọ của các dự án nhiệt điện than đến 40 năm.

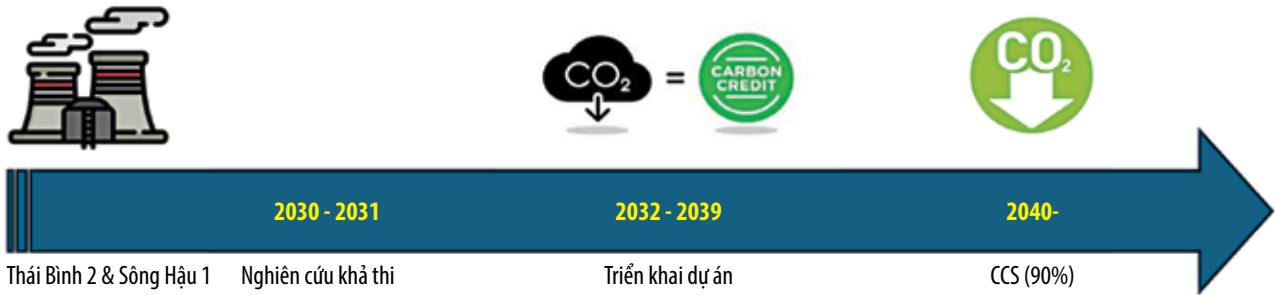
### 6.3. Lộ trình

- Đối với nhà máy nhiệt điện Vũng Áng 1: nghiên cứu tính khả thi (2025 - 2026), triển khai dự án (2027 - 2034), đưa vào hoạt động từ năm 2035 (thu hồi 45% CO<sub>2</sub>) và từ năm 2040 (thu hồi 90% CO<sub>2</sub>).

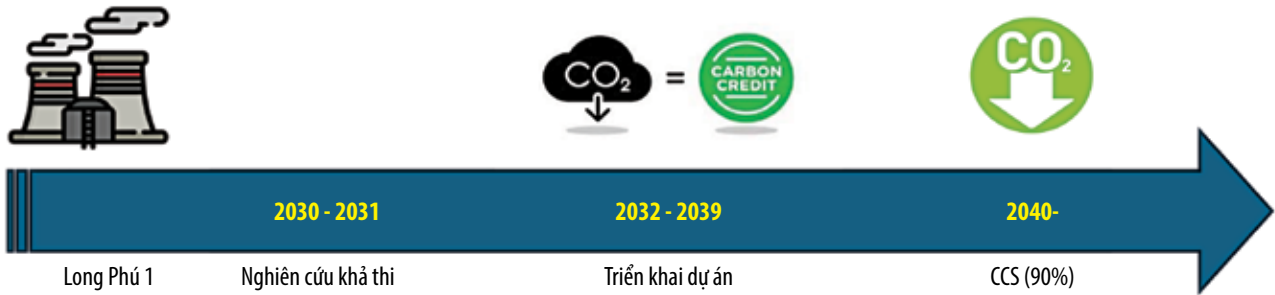


Hình 5. Lộ trình triển khai dự án tách CO<sub>2</sub> tại Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1.





Hình 6. Lộ trình triển khai dự án tách CO<sub>2</sub> tại Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 và Sông Hậu 1.



Hình 7. Lộ trình triển khai dự án tách CO<sub>2</sub> tại Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1.

- Đối với nhà máy nhiệt điện Thái Bình 2 và Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1: nghiên cứu tính khả thi (2030 - 2031), triển khai dự án (2032 - 2039), đưa vào hoạt động từ năm 2040 (thu hồi 90% CO<sub>2</sub>).
- Đối với Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1: nghiên cứu tính khả thi (2030 - 2031), triển khai dự án (2032 - 2039), đưa vào hoạt động từ năm 2040 (thu hồi 90% CO<sub>2</sub>).

#### 6.4. Chính sách

Xu hướng chuyển dịch năng lượng hướng đến một nền kinh tế giảm phát thải và cuối cùng là không phát thải đang tác động đến mọi lĩnh vực hoạt động của các quốc gia và Việt Nam không nằm ngoài xu thế này. Tại Hội nghị COP 26 (2021, Vương quốc Anh), Việt Nam đã đưa ra cam kết hướng đến mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050. Để đạt được mục tiêu này, ngay từ bây giờ, Việt Nam cần có chiến lược và các chính sách phù hợp để loại dần các nguồn phát thải carbon ra khỏi nền kinh tế của mình. Bên cạnh các giải pháp khác như phát triển năng lượng tái tạo, điện khí hóa và hydrogen sạch (bao gồm hydrogen lam và hydrogen xanh), quá trình thu hồi, lưu trữ và sử dụng CO<sub>2</sub> (CCUS) phải được xem là một trong các giải pháp quan trọng của quá trình chuyển dịch năng lượng nhằm hướng đến mục tiêu trung hòa phát thải carbon vào năm 2050. Quy hoạch Tổng thể về Năng lượng Quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quyết định 893/QĐ-TTg ngày 26/7/2023) đã đặt ra mục tiêu thu giữ CO<sub>2</sub> đạt công suất 1 triệu tấn/năm vào năm 2040 và 3 - 6 triệu tấn/năm vào năm 2050. Việt Nam có tiềm năng

tốt về công suất lưu trữ CO<sub>2</sub> trong các tầng địa chất cũng như khả năng chuyển hóa CO<sub>2</sub> thành các sản phẩm hữu ích phục vụ đời sống con người. Quá trình CCUS có thể là một giải pháp phù hợp để giảm thiểu phát thải trong các lĩnh vực có nguồn phát thải lớn như các nhà máy nhiệt điện than. Tuy nhiên, chuỗi giá trị hoàn chỉnh của CCUS chưa được hình thành tại Việt Nam. Bên cạnh các cơ hội, việc phát triển công nghiệp CCUS tại Việt Nam đối diện với các thách thức về sự chưa hoàn thiện của chính sách hiện hành, cơ sở hạ tầng chưa phát triển và nguồn lực cần thiết về tài chính, nhân lực và công nghệ. Vì vậy, một chiến lược và kế hoạch tổng thể cần được xây dựng trên cơ sở phát huy nguồn nội lực của các thành phần trong và ngoài nước, tận dụng được các cơ hội và đảm bảo sự phát triển hài hòa trên các lĩnh vực của nền kinh tế, tạo ra sức bật tổng hợp từ đòn bẩy CCUS. Theo đó, sự phát triển chuỗi giá trị CCUS cần được chú trọng trong các khía cạnh về chính sách, công nghệ, nhân sự, tài chính và hợp tác quốc tế.

- Về chính sách, hiện tại, Việt Nam chưa có luật và các tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật, an toàn, môi trường về CCUS. Vì vậy, cần hoàn thiện hệ thống khung pháp lý cho quá trình này tại Việt Nam. Hiện tại, CCUS đã được đưa vào Quy hoạch tổng thể Năng lượng quốc gia với vai trò là một giải pháp để xanh hóa ngành công nghiệp năng lượng quốc gia. Chính phủ cần xây dựng chiến lược và lộ trình phát triển CCUS với các mục tiêu cụ thể, đồng thời, có thể xem xét xây dựng quy hoạch về khu vực lưu trữ CO<sub>2</sub>, hình thành các trung tâm CCUS, cơ sở hạ tầng đi kèm

và các chính sách phù hợp để phát triển CCUS. Các chính sách phát triển CCUS phải hướng đến hình thành chuỗi giá trị CCUS hoàn chỉnh tại Việt Nam. Các chính sách được xây dựng trên cơ sở kết hợp tính khuyến khích và bắt buộc để đảm bảo phát triển hài hòa trong tất cả các lĩnh vực và mục tiêu phát triển chung của quốc gia như ưu đãi các loại thuế, phí, thực thi chính sách định giá carbon (~ 80 - 100 USD/tấn CO<sub>2</sub>) và lộ trình về tỷ lệ giảm phát thải carbon bắt buộc trong các lĩnh vực. Việc áp dụng các chính sách khuyến khích và bắt buộc nhằm đảm bảo sự cạnh tranh của các quá trình có áp dụng CCUS so với các quá trình khác có phát thải từ hoạt động sản xuất. Việt Nam cần sớm hình thành cơ chế và thị trường trao đổi/mua bán tín chỉ CO<sub>2</sub>/carbon. Các chính sách này sẽ được áp dụng trong những thời hạn cụ thể, có thể được thay đổi linh hoạt tùy theo sự phát triển của thị trường và công nghệ trong lĩnh vực CCUS để đảm bảo sự phát triển hài hòa trong các lĩnh vực, thu hút được các nguồn đầu tư và mục tiêu phát triển chung của Việt Nam.

- Về khoa học công nghệ, Việt Nam cần tận dụng các thành tựu khoa học công nghệ trong lĩnh vực phát triển CCUS của thế giới để áp dụng hiệu quả trong điều kiện của Việt Nam trên cơ sở đẩy mạnh các hoạt động về thử nghiệm công nghệ ở các quy mô pilot, trình diễn đối với các công nghệ đang phát triển và chuyển giao công nghệ đối với các công nghệ đã thương mại hóa. Một chương trình khoa học công nghệ quốc gia về phát triển và ứng dụng chuỗi giá trị CCUS trong các lĩnh vực nên được xây dựng và triển khai. Với các cam kết về phát triển bền vững, Việt Nam có thể tranh thủ các nguồn tài chính từ các quỹ tài chính về hoạt động xanh trên thế giới cho các hoạt động này.

- Để đẩy mạnh huy động các nguồn lực về tài chính và nhân lực từ các thành phần kinh tế trong nước và hợp tác quốc tế, Việt Nam cần xây dựng các chương trình thu hút các chuyên gia và nguồn tài chính trong lĩnh vực này thông qua sự hỗ trợ từ các tổ chức quốc tế như ADB, UNIDO, UK-PACT, GIZ... Phát triển CCUS cần được xem là một trong những cột trụ phát triển kinh tế để thu hút đầu tư, hướng đến Việt Nam trở thành thị trường phát triển bền vững và là "CCUS hub" của khu vực.

## 7. Kết luận và kiến nghị

Việt Nam có tiềm năng tốt về lưu trữ CO<sub>2</sub>, tập trung tại các bể Sông Hồng, Cửu Long và Nam Côn Sơn với công suất lưu trữ có thể lên đến ~ 41 - 110 tỷ tấn CO<sub>2</sub> và đã được định hướng phát triển trong Quy hoạch Năng lượng tổng thể quốc gia. Petrovietnam có lợi thế khi tích hợp CCUS vào chuỗi giá trị hoạt động dầu khí hiện tại. Quá

trình CCUS có thể cạnh tranh so với các giải pháp giảm phát thải carbon khác cho nhà máy điện than. Hiện tại, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang vận hành 3 nhà máy nhiệt điện than (Vũng Áng 1, Sông Hậu 1 và Thái Bình 2) với lượng phát thải khoảng 7,2 triệu tấn CO<sub>2</sub>/năm (năm 2022) và trong tương lai là nhà máy nhiệt điện than Long Phú 1 (dự kiến vận hành vào năm 2026). Khi các nhà máy hoạt động toàn công suất theo thiết kế, tổng lượng phát thải CO<sub>2</sub> từ các nhà máy này đạt xấp xỉ 22,5 triệu tấn/năm. Vì vậy, việc tìm kiếm các giải pháp phù hợp để xanh hóa các nhà máy này là hết sức cần thiết, góp phần vào việc đạt mục tiêu chung của quốc gia về phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050.

Quá trình thu giữ CO<sub>2</sub> từ khí thải của nhà máy nhiệt điện có thể được thực hiện bằng các phương pháp như thu giữ trước khi đốt (pre-combustion), thu giữ sau khi đốt (post-combustion) hoặc đốt cháy nhiên liệu bằng oxygen (oxy-fuel combustion), trong đó, phương pháp thu giữ sau khi đốt được áp dụng rộng rãi nhất do sự thuận lợi khi tích hợp vào các nhà máy hiện hữu. Hiện tại, có 4 công nghệ được phát triển và áp dụng để tách CO<sub>2</sub> từ dòng khí thải của nhà máy, bao gồm: hấp thụ, hấp phụ, màng và phân tách nhiệt độ thấp. Công nghệ hấp thụ CO<sub>2</sub> bằng dung môi amine đang được áp dụng rộng rãi nhất do có khả năng tách loại CO<sub>2</sub> triệt để (> 90%) và mức độ trưởng thành công nghệ cao nhất. Công nghệ này đã được ứng dụng trong các nhà máy đạm tại Việt Nam.

Các nhà máy điện than của Petrovietnam có thể được giảm phát thải thông qua phương pháp thu giữ carbon sau khi đốt, sử dụng công nghệ hấp thụ bằng dung dịch amine với hiệu suất thu giữ đạt 90%. Tổng mức đầu tư của phân xưởng thu hồi CO<sub>2</sub> khoảng 1,8 tỷ USD/nhà máy. Quá trình thu giữ carbon dẫn đến tăng LCOE ~ 62 - 94% với chi phí thu giữ carbon LCOC ~ 50 - 60 USD/tấn CO<sub>2</sub> (bao gồm chi phí năng lượng sử dụng từ nhà máy điện ~ 30%). Tăng số giờ vận hành nhà máy điện than và thời gian khấu hao cụm thu giữ CO<sub>2</sub> có thể giúp giảm 15-20% chi phí thu giữ CO<sub>2</sub>.

Để triển khai giải pháp thu giữ carbon từ khí thải của các nhà máy nhiệt điện than, cần hoàn thiện khung pháp lý, chính sách và khoa học công nghệ; xây dựng lộ trình tổng thể để phát triển toàn diện chuỗi giá trị CCUS. Theo đó, lộ trình áp dụng CCUS cho các nhà máy nhiệt điện than có phần vốn góp của Petrovietnam như sau:

- + Đối với Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1: nghiên cứu tính khả thi (2025 - 2026), triển khai dự án (2027 - 2034), bắt đầu hoạt động từ năm 2035 (thu hồi 45% CO<sub>2</sub>) và từ năm 2040 (thu hồi 90% CO<sub>2</sub>);

+ Đối với các nhà máy nhiệt điện Thái Bình 2 và Sông Hậu 1: nghiên cứu tính khả thi (2030 - 2031), triển khai dự án (2032 - 2039), bắt đầu hoạt động từ năm 2040 (thu hồi 90% CO<sub>2</sub>);

+ Đối với Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1: nghiên cứu tính khả thi (2030 - 2031), triển khai dự án (2032 - 2039), bắt đầu hoạt động từ năm 2040 (thu hồi 90% CO<sub>2</sub>).

Để hiện thực hóa lộ trình ứng dụng CCUS, các chính sách phát triển CCUS phải hướng đến hình thành chuỗi giá trị CCUS hoàn chỉnh tại Việt Nam. Các chính sách được xây dựng trên cơ sở kết hợp tính khuyến khích và bắt buộc để đảm bảo phát triển hài hòa trong tất cả các lĩnh vực và mục tiêu phát triển chung của quốc gia như ưu đãi các loại thuế, phí, thực thi chính sách định giá carbon (~80 - 100 USD/tấn CO<sub>2</sub>) và lộ trình về tỷ lệ giảm phát thải carbon bắt buộc trong các lĩnh vực.

Trong giai đoạn tiếp theo, Petrovietnam và các đơn vị nhiệt điện than có phần vốn góp của Petrovietnam xem xét thực hiện các công việc sau:

+ Lựa chọn 1 nhà máy điện than điển hình để tối ưu hóa nhằm giảm chi phí và đánh giá khả năng phát triển toàn chuỗi giá trị CCUS;

+ Đánh giá khả năng cạnh tranh giữa phương pháp CCUS và các giải pháp khác (ngừng/giảm công suất hoạt động, đốt kèm, tích hợp năng lượng tái tạo hoặc kết hợp các giải pháp);

+ Kiến nghị Chính phủ hoàn thiện khung pháp lý và cơ chế chính sách phù hợp để thúc đẩy sự phát triển quá trình CCUS tại Việt Nam, trong đó chú trọng đến các vấn đề: luật CCUS, chiến lược phát triển CCUS, chính sách định giá carbon, quy hoạch nguồn cung năng lượng sạch/năng lượng tái tạo cho hoạt động CCUS, quy hoạch về vị trí chôn lấp CO<sub>2</sub> và trung tâm CCUS.

### Tài liệu tham khảo

[1] IEA, "Energy technology perspectives 2020", 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>.

[2] IRENA, "Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal, Part 1: Trade outlook for 2050 and way forward", 2022. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2022/May/Global-hydrogen-trade-Cost>.

[3] Energy Transitions Commission, "Carbon capture, utilisation and storage in the energy transition: Vital but limited", 2022. [Online]. Available: <https://www>.

[energy-transitions.org/publications/carbon-capture-use-storage-vital-but-limited/](https://www.energy-transitions.org/publications/carbon-capture-use-storage-vital-but-limited/).

[4] IEA, "The role of CCUS in low-carbon power systems", 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/the-role-of-ccus-in-low-carbon-power-systems>.

[5] Cục Biến đổi khí hậu, Bộ Tài nguyên và Môi trường, "Thông báo kết quả tính toán hệ số phát thải của lưới điện Việt Nam năm 2019", 2021.

[6] Xueyan Zhang, Xin Ma, and Huimin Song, "Quality degradation of alfalfa caused by CO<sub>2</sub> leakage from carbon capture and storage", *Ecotoxicology and Environmental Safety*, Volume 246, 2022. DOI: 10.1016/j.ecoenv.2022.114147.

[7] Global CCS Institute, "Global status of CCS 2020", 2020. [Online]. Available: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/global-status-of-ccs-report-2020/>.

[8] VPI and JOGMEC, "Preliminary CCS potential study in Vietnam", 2022.

[9] VPI and PECC4, "Pre-feasibility study for hydrogen production in Vietnam", 2022.

[10] Tri Van Tran, Nguyen Le-Phuc, Thu Hoai Nguyen, Tung Thanh Dang, Phuong Thuy Ngo, and Duc Anh Nguyen, "Application of NaA membrane reactor for methanol synthesis in CO<sub>2</sub> hydrogenation at low pressure", *International Journal of Chemical Reactor Engineering*, 2017. DOI: 10.1515/ijcre-2017-0046.

[11] VPI, "Carbon neutral LNG study in Vietnam", 2024.

[12] Shadia Moazzem, Mohammad Rasul, and M. Masud Kamal Khan, "A review on technologies for reducing CO<sub>2</sub> emission from coal fired power plants", *Thermal Power Plants*, 2012. DOI: 10.5772/31876.

[13] Anders Thorbjörnsson, "Carbon capture and storage - energy penalties and their impact on global coal consumption", Uppsala Universitet, 2014.

[14] NETL, "Cost performance baseline for fossil energy plants Volume 1: Bituminous coal & natural gas to electricity", 2022.

[15] NETL, "Direct air capture case studies: Sorbent system", 2022.

[16] MTR, "Large pilot testing of the MTR membrane post-combustion CO<sub>2</sub> capture process (DE-FE0031587: FOA 1788)", 2018.

- [17] Christopher Hoeger, "Cryogenic carbon capture from cement production", SES Innovation, 2023.
- [18] MTR, "Scale-up testing of advanced polaris membrane CO<sub>2</sub> capture technology (DE-FE0031591)", 2023.
- [19] Jian Liu, Praveen K. Thallapally, B. Peter McGrail, Daryl R. Brown, and Jun Liu, "Progress in adsorption-based CO<sub>2</sub> capture by metal-organic frameworks", *Chemical Society Reviews*, 2012.
- [20] Salma Ehab Mohamed Elhenawy, Majeda Khraish, Fares AlMomani, and Gavin Walker, "Metal-organic frameworks as a platform for CO<sub>2</sub> capture and chemical processes: Adsorption, membrane separation, catalytic-conversion, and electrochemical reduction of CO<sub>2</sub>", *Catalysts*, Volume 10, Issue 11, 2020. DOI: 10.3390/catal10111293.
- [21] Fanyi Kong, Wenqian Chen, "Carbon dioxide capture and conversion using metal-organic framework (MOF) materials: A comprehensive review", *Nanomaterials*, Volume 14, Issue 16, 2024. DOI: 10.3390/nano14161340.
- [22] IEA, "Cost of CO<sub>2</sub> capture from large-scale coal-fired power plants", 2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/cost-of-co2-capture-from-large-scale-coal-fired-power-plants>.
- [23] BloombergNEF, "Energy transition factbook", 2022.
- [24] World Bank, "State and trends of carbon pricing", 2022.
- [25] IEA, "The role of China's ETS in power sector decarbonisation", 2021.
- [26] World Bank, "Why carbon prices should and will be different across countries", 2018.
- [27] ERIA, "Economic impact of the early retirement of fossil power plants", 2024.

## EVALUATION OF CO<sub>2</sub> CAPTURE TECHNOLOGY APPLICATION FOR EXHAUST GASES FROM PETROVIETNAM'S COAL-FIRED POWER PLANTS

**Nguyen Huu Luong**

Vietnam Petroleum Institute (VPI)

Email: luongnh.pvpro@vpi.pvn.vn

### Summary

Vietnam has excellent CO<sub>2</sub> storage potential, concentrated in the Song Hong, Cuu Long, and Nam Con Son basins, with their total potential storage capacity reaching ~41 - 110 billion tons of CO<sub>2</sub>, and has been oriented for its development in the National Energy Master Plan. Petrovietnam has an advantage in integrating CCUS into its current petroleum value chain. CO<sub>2</sub> capture from power plant exhaust gases can be implemented through methods such as pre-combustion capture, post-combustion capture, or oxy-fuel combustion, with post-combustion capture being the most widely applied due to its ease of integration with existing power plants. Petrovietnam's coal-fired power plants can reduce emissions through post-combustion carbon capture, using amine solution absorption technology with a capture efficiency of 90%. The total investment for a CO<sub>2</sub> recovery plant is approximately 1.8 billion USD/plant. Carbon capture results in a 62 - 94% increase in LCOE with a carbon capture cost (LCO<sub>C</sub>) of ~ 50 - 60 USD/ton CO<sub>2</sub> (included power plant energy usage costs of ~ 30%). Increasing coal-fired power plant operating hours and CO<sub>2</sub> capture unit depreciation time can help reduce CO<sub>2</sub> capture costs by 15 - 20%. To deploy carbon capture solutions from coal-fired power plant exhaust, on one hand, legal, policy, and scientific-technological improvements are needed at the government level; on the other hand, coal-fired power plants and Petrovietnam in general need to develop a comprehensive roadmap for the full development of the CCUS value chain.

**Key words:** CCUS, absorption, coal-fired power, CO<sub>2</sub> recovery.

# XÂY DỰNG CÔNG CỤ GIÁM SÁT TIÊU THỤ NĂNG LƯỢNG TRÊN NỀN TẢNG POWER BI CHO CÁC NHÀ MÁY LỌC DẦU

**Lê Hồng Nguyên, Đặng Thị Bích Phương, Lưu Thị Ánh Trinh**

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)

Email: [nguyenlh.pvpro@vpi.pvn.vn](mailto:nguyenlh.pvpro@vpi.pvn.vn)

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.05-05>

## Tóm tắt

Việc theo dõi mức độ tiêu thụ và hiệu quả sử dụng năng lượng tại các nhà máy lọc dầu là rất quan trọng do mức độ tiêu thụ năng lượng lớn. Tuy các công cụ truyền thống như Excel vẫn có thể đáp ứng được mục đích giám sát cơ bản nhưng với sự phát triển của các công cụ chuyển đổi số, một số công cụ mới với nhiều tính năng vượt trội đã dần thay thế.

Công cụ giám sát tiêu thụ năng lượng được xây dựng dưới dạng mô hình chung (template), theo dõi tiêu thụ năng lượng, chỉ số cường độ năng lượng EII (energy intensity index) và các thông số liên quan trong nhà máy lọc dầu. Dữ liệu đầu vào được thu thập, lưu trữ đám mây, tự động cập nhật và trực quan hóa bằng công cụ Power BI. Mô hình tích hợp quá trình xử lý, chuyển đổi số liệu và tính toán các thông số cần thiết dựa trên chuẩn Solomon - tương tự cách tính tại các nhà máy.

Với việc sử dụng công cụ giám sát tiêu thụ năng lượng, nhà máy lọc dầu sẽ theo dõi được cơ cấu và hiệu quả năng lượng của các cụm phân xưởng, khu vực và toàn nhà máy, xác định những khu vực cần ưu tiên tiết kiệm năng lượng và sử dụng năng lượng hiệu quả hơn. Đồng thời, mô hình cũng tính toán lượng CO<sub>2</sub> phát thải từ việc tiêu thụ năng lượng trong nhà máy, hỗ trợ việc theo dõi khí nhà kính khi các quy định pháp lý về quản lý phát thải CO<sub>2</sub> và tín chỉ carbon được ban hành và áp dụng.

**Từ khóa:** Nhà máy lọc dầu, giám sát tiêu thụ năng lượng, Solomon, EII, Power BI.

## 1. Giới thiệu

Sử dụng năng lượng tiết kiệm hiệu quả đã, đang và sẽ là xu hướng chung cho các nhà máy công nghiệp nói chung và nhà máy lọc dầu nói riêng. Việc kiểm soát và giảm thiểu tiêu thụ năng lượng sẽ góp phần tăng hiệu quả hoạt động, cải thiện chỉ số đánh giá tiêu thụ năng lượng và góp phần giảm phát thải cho các nhà máy lọc dầu.

Các nhà máy lọc dầu chủ yếu dùng chỉ số cường độ năng lượng Solomon (Solomon energy intensity index, EII) để đánh giá hiệu quả sử dụng năng lượng của các quá trình công nghệ trong nhà máy. Phương pháp đánh giá của Solomon đã được chuẩn hóa và sử dụng phổ biến trên thế giới. EII được định nghĩa là chỉ số hiệu suất năng lượng của nhà máy lọc dầu bằng cách so sánh mức tiêu thụ năng lượng thực tế của nhà máy lọc dầu với mức tiêu thụ năng

lượng "tiêu chuẩn" của các nhà máy lọc dầu có quy mô và cấu hình tương tự. Năng lượng "tiêu chuẩn" được tính toán dựa trên phương pháp tính toán và cơ sở dữ liệu của Hiệp hội Solomon. Các nhà máy đều có các quy trình kiểm soát, theo dõi năng lượng theo cách riêng. Lấy ý tưởng từ việc có thể theo dõi mức độ tiêu thụ năng lượng cũng như chỉ số cường độ năng lượng EII theo thời gian trên báo cáo số trực quan và sinh động, mô hình giám sát tiêu thụ năng lượng được xây dựng thông qua việc thu thập dữ liệu, đưa vào Excel, sau đó xử lý và trực quan hóa trên công cụ Power BI. EII sẽ được tính toán theo chuẩn Solomon [1]. Cấu trúc chung của mô hình có thể áp dụng cho các nhà máy lọc dầu.

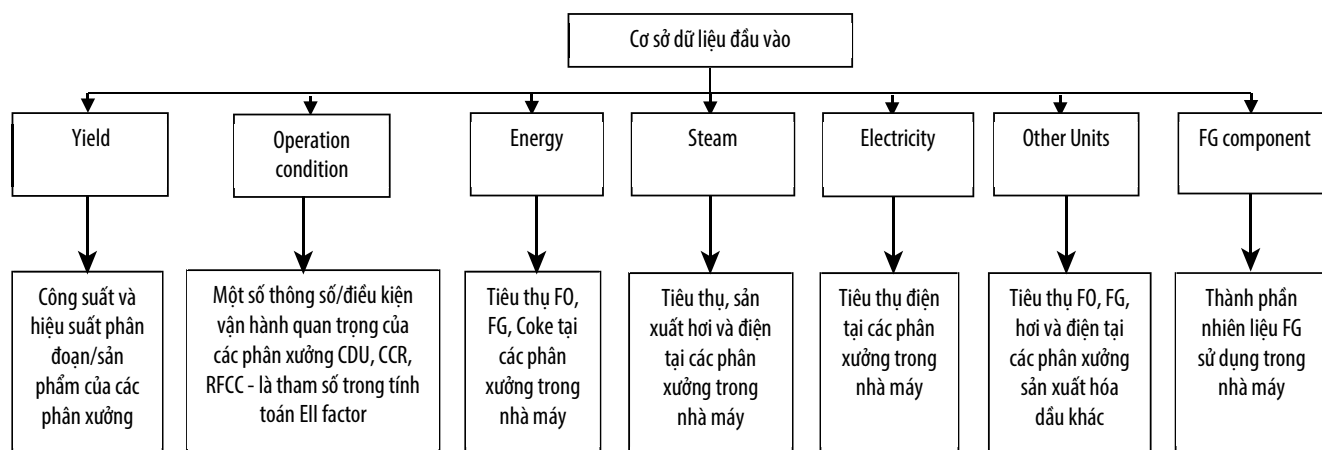
Power BI có khả năng xử lý, tổ chức, phân tích và trực quan hóa dữ liệu, để dữ liệu từ dạng thô trở thành các thông tin hữu ích hỗ trợ việc ra quyết định của các công ty, tổ chức, doanh nghiệp. Các công cụ trực quan hóa trong Power BI là các biểu đồ, bảng điều khiển (dashboard)... cung cấp thông tin, hình ảnh trực quan hơn giúp người dùng diễn giải, kiểm soát, theo dõi các thông tin, số liệu



Ngày nhận bài: 6/5/2024.

Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 6/5 - 29/7/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 29/7/2024.



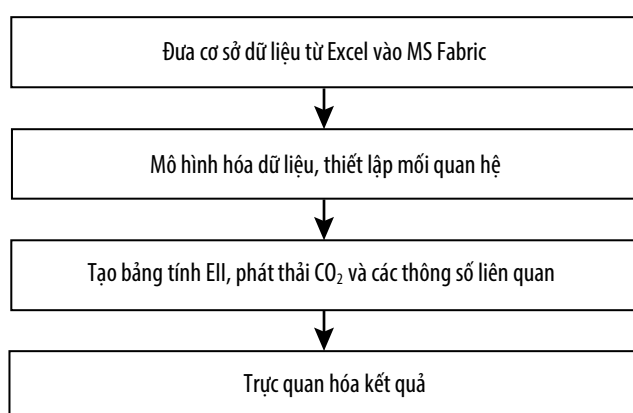
Hình 1. Cơ sở dữ liệu đầu vào của mô hình.

và dự báo tốt hơn so với Excel. Power BI có thể tham gia xuyên suốt quá trình từ xác định nguồn dữ liệu thô, làm sạch, biến đổi dữ liệu, tổ chức, quản lý, xây dựng mô hình dữ liệu,... đến thiết lập báo cáo, trực quan hóa, phân tích dữ liệu để hỗ trợ cho việc đưa ra các nhận định, quyết định.

Mô hình giám sát tiêu thụ năng lượng được xây dựng nhằm tạo ra một công cụ giám sát tiêu thụ năng lượng cho các nhà máy lọc dầu, không chỉ áp dụng cho các dự án hiện tại mà còn các dự án mới trong tương lai. Trong đó, yếu tố chính để đánh giá việc tiêu thụ năng lượng là chỉ số cường độ năng lượng EII của từng khu vực/cụm phân xưởng công nghệ và của toàn bộ nhà máy. Kết quả của mô hình sẽ giúp nhận diện được khu vực/phân xưởng nào có trọng số tiêu thụ năng lượng lớn, sử dụng năng lượng chưa hiệu quả, xác định được cụm nào cần tập trung tối ưu hóa để tăng hiệu quả sử dụng năng lượng và giảm năng lượng tiêu thụ.

Mô hình xây dựng dựa trên dữ liệu đầu vào trên nền tảng Excel, được xử lý và trực quan hóa bởi Power BI với các biểu đồ sinh động, giúp cho người dùng dễ dàng giám sát việc tiêu thụ năng lượng và hiệu quả tiêu thụ năng lượng tại các khu vực và trong toàn nhà máy theo thời gian. Bên cạnh đó, mô hình cũng tính toán lượng CO<sub>2</sub> phát thải từ việc tiêu thụ năng lượng trong nhà máy, là cơ sở cho việc theo dõi phát thải khí nhà kính khi các quy định pháp lý về quản lý phát thải CO<sub>2</sub> và tín chỉ carbon được ban hành và áp dụng.

Dữ liệu đầu vào để xây dựng mô hình được thu thập và cập nhật dựa trên nền tảng Excel và được phân chia theo các bảng [2]. Trong trường hợp này, dữ liệu đầu vào sử dụng cho việc xây dựng mô hình được thu thập theo ngày. Đối với các thông số thống kê theo tháng, giá trị trung bình theo ngày sẽ được tính toán và sử dụng, đảm



Hình 2. Sơ đồ khối các bước xây dựng mô hình.

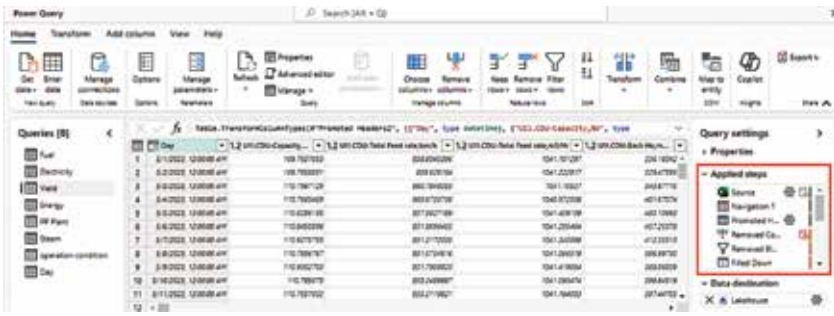
bảo các thông số thay đổi đều được thống kê theo từng ngày. Cấu trúc cơ sở dữ liệu đầu vào và tóm tắt nội dung của các bảng thể hiện trong Hình 1.

Các thông số và các bảng dữ liệu được chọn lọc dựa trên các số liệu đầu vào yêu cầu để tính toán EII theo chuẩn Solomon, do đó các bảng này mang định dạng dữ liệu chung (template), có thể dùng chung cho việc tính toán EII, tiêu thụ năng lượng của nhiều nhà máy lọc dầu khác nhau. Định dạng của các bảng dữ liệu sẽ được giữ cố định để việc cập nhật dữ liệu vào mô hình không bị lỗi và gián đoạn.

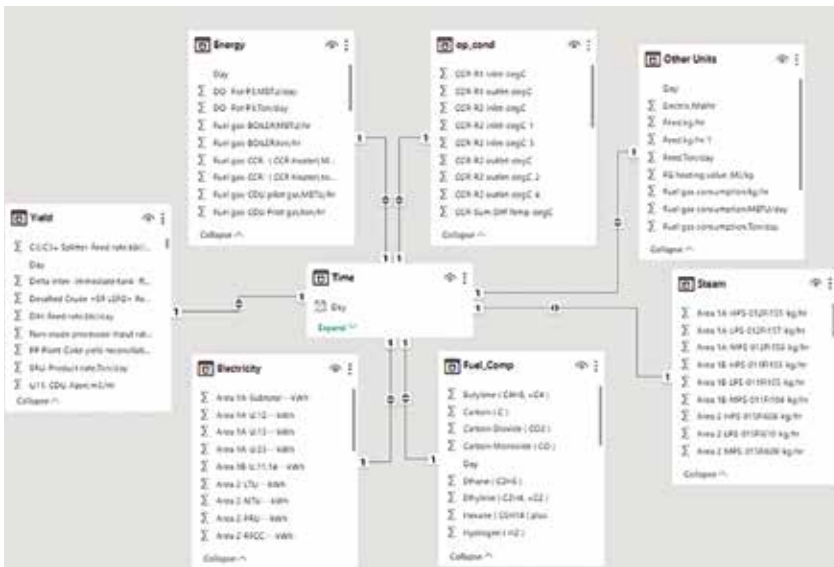
Mô hình tính toán, giám sát tiêu thụ năng lượng được xây dựng dựa trên việc thống kê và tính toán lượng năng lượng tiêu thụ và EII theo các khu vực trong nhà máy và cho toàn nhà máy. Sơ đồ khối các bước xây dựng mô hình được thể hiện như Hình 2.

- Bước 1: Dữ liệu đầu vào từ file Excel sẽ được đưa vào Power BI

Tại đây, sử dụng các công cụ có sẵn của Power BI để đưa dữ liệu về định dạng duy nhất với các cột là các thông số của nhà máy và các hàng là dữ liệu của các thông số



Hình 3. Minh họa các bước chuẩn hóa dữ liệu cho bảng số liệu với trường hợp cụ thể là bảng "Yeild"

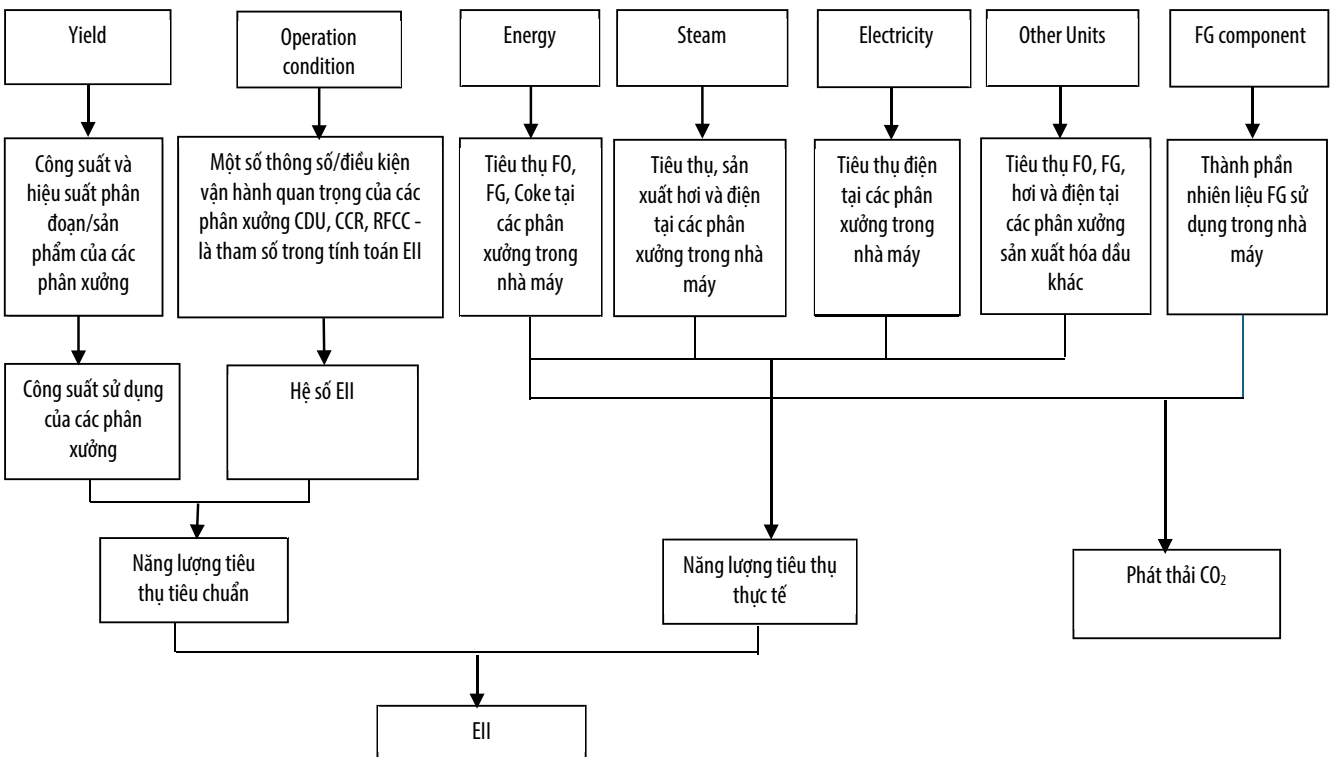


Hình 4. Mô hình dữ liệu được xây dựng trong Power BI.

được thu thập theo thời gian. Các bước xử lý biến đổi và chuẩn hóa dữ liệu cho từng bảng được lưu lại trong Power BI, khi có dữ liệu mới được thêm vào cơ sở dữ liệu trong Excel, Power BI sẽ tự động cập nhật và chuẩn hóa dữ liệu theo các bước đã được xác định sẵn ở lần thiết lập chuẩn hóa đầu tiên. Hình 3 thể hiện các bước xử lý, chuẩn hóa dữ liệu của bảng dữ liệu.

- Bước 2: Mô hình hóa dữ liệu, thiết lập các mối liên kết dữ liệu (data relationship)

Mối liên kết giữa các dữ liệu (data relationship) là yếu tố quan trọng khi phân tích dữ liệu bởi đảm bảo tính nhất quán và toàn vẹn về dữ liệu, tránh trùng lặp, nhầm lẫn hoặc sai sót khi làm việc với dữ liệu về sau [3]. Các bảng có thể kết nối với nhau thông qua các trường dữ liệu chung, có cùng định dạng. Khi thực hiện tính toán và trực quan hóa, dữ liệu giữa các bảng trong cơ sở dữ liệu được biểu diễn theo thời gian để theo dõi lịch sử hoạt động tiêu thụ năng lượng, mối liên kết giữa các



Hình 5. Các bước và dữ liệu sử dụng trong tính toán EII và phát thải CO2.

đối tượng dữ liệu trong các bảng dữ liệu trong trường hợp này được thiết lập thông qua trường dữ liệu thời gian, cụ thể ở đây là cột "Day" (được định dạng theo ngày) của bảng "Time" với ngày bắt đầu được chọn là ngày sớm nhất tồn tại trong tập dữ liệu và ngày kết thúc là ngày mới nhất tồn tại trong tập dữ liệu. Mối quan hệ trong mô hình dữ liệu sau khi liên kết được thể hiện như Hình 4.

Khi truy xuất dữ liệu, có thể truy xuất từ các bảng, các thông số mới được tính toán... thông qua việc lọc theo thời gian. Việc này sẽ giúp nâng cao tính đồng bộ của dữ liệu trong tính toán và trực quan hóa.

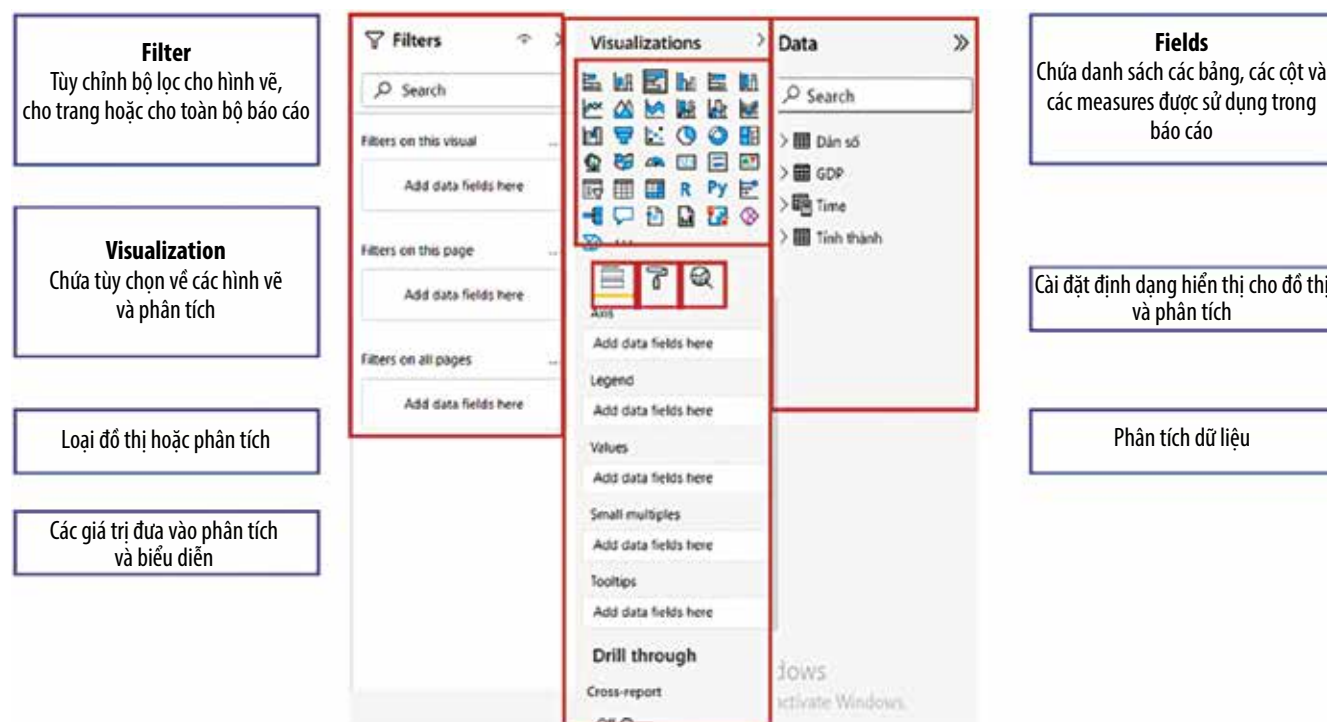
- Bước 3: Tạo các bảng mới để tính toán EII, phát thải CO<sub>2</sub> và một số thông số cần thiết khác

Việc tính toán EII và phát thải CO<sub>2</sub> được dựa trên các

bảng cơ sở dữ liệu vừa được nhập vào Power BI. Các bước tính toán EII phát thải CO<sub>2</sub> và dữ liệu sử dụng được thể hiện như Hình 5.

- Bước 4: Thiết lập báo cáo và trực quan hóa dữ liệu

Dữ liệu về EII, thực tế tiêu thụ năng lượng và phân bố loại năng lượng tiêu thụ sẽ được trực quan hóa và phân tích xu hướng theo thời gian, cơ cấu tiêu thụ năng lượng các khu vực trong nhà máy thể hiện tỷ lệ tiêu thụ năng lượng thực tế theo khoảng thời gian khảo sát. Dựa trên các biểu đồ trực quan hóa, có thể thấy thời gian nhà máy tiêu thụ năng lượng kém hiệu quả và cơ cấu tiêu thụ năng lượng tại thời điểm đó. Một số thành phần trong công cụ thiết lập báo cáo trên Power BI được thể hiện như Hình 6.



Hình 6. Một số thành phần trong công cụ thiết lập báo cáo trên Power BI.

Bảng 1. Nội dung các trang (page) trong mô hình

TT	Tên	Nội dung
1	Home page	Trang chủ (Home page) cung cấp thông tin tổng quan.
2	EII	Trực quan hóa các thông tin liên quan đến EII của nhà máy, các khu vực, công suất của nhà máy...
3	Energy consumption	Tiêu thụ năng lượng của các khu vực, cơ cấu năng lượng của nhà máy, tỷ lệ năng lượng tiêu thụ nội bộ so với tổng nguyên liệu đầu thô, tỷ lệ sử dụng điện năng nội bộ và nhập ngoài (nếu có).
4	Area EII and actual energy consumption	Biểu diễn mối tương quan giữa EII và tiêu thụ năng lượng thực tế của từng khu vực.
5	CO <sub>2</sub> emission	Cung cấp thông tin phát thải CO <sub>2</sub> của nhà máy và từng khu vực, lượng nhiên liệu tiêu thụ để xác định lượng phát thải.
6	Area 1A, Area 1B, Area 2, Area 3, Hot utility, Cold utility, Offsite	Cung cấp thông tin chi tiết hóa của từng phân xưởng gồm: Công suất các phân xưởng trong khu vực, lượng hơi, lượng điện tiêu thụ/sản xuất, nhiên liệu tiêu thụ.
7	Other areas/Units	Cung cấp thông tin cụ thể về năng lượng tiêu thụ, công suất của các phân xưởng thuộc hóa dầu hoặc các phân xưởng khác tùy theo từng nhà máy.



Mô hình được xây dựng bao gồm 13 trang (page) với các mục đích trực quan hóa riêng (Bảng 1).

**2. Phân tích, đánh giá cho đối tượng điển hình là nhà máy lọc dầu**

Mô hình đã xây dựng được áp dụng để phân tích và đánh giá tiêu thụ năng lượng cho nhà máy lọc dầu. Dữ liệu đầu vào về hoạt động của nhà máy lọc dầu thu thập trong 2 tháng vận hành được tổ chức vào các bảng theo định dạng dữ liệu chung (template) đã được thiết lập từ trước trong file Excel. Sau đó, dữ liệu này sẽ được đưa vào Power BI. Trong Power BI, với các bước chuẩn hóa, xử lý dữ liệu đã được thiết lập sẵn, công cụ sẽ tự động hóa tính toán và cập nhật dữ liệu mới vào trong báo cáo dashboard (Hình 7 – 19).

Hình 8 cung cấp thông tin tổng quan về EII và năng lượng tiêu thụ thực tế trong nhà máy. Trong đó:

- Time slicer giúp lọc/thu hẹp phần dữ liệu được thể hiện trong các biểu đồ trong báo cáo, cụ thể trong trường hợp này, dữ liệu sẽ được lọc theo thời gian. Khi thay đổi thời gian trên slicer, các biểu đồ và số liệu hiển thị trong các đối tượng khác như biểu đồ, card... sẽ tự động thay đổi tương ứng. Ví dụ có thể trong 1 ngày, vài ngày, 1 tuần, vài tuần, 1 tháng...
- Các biểu đồ gauge thể hiện giá trị EII trung bình của toàn nhà máy và tương quan với giá trị EII nhỏ nhất, lớn nhất và giá trị EII mục tiêu; các đối tượng card hiển thị lượng năng lượng tiêu thụ thực tế trung bình và trung bình lượng điện nhà máy nhập từ EVN trong khoảng thời gian khảo sát thể hiện trong time slicer. Khi người dùng trỏ chuột vào các đối tượng trên biểu đồ sẽ có các chú thích (tooltip) hiện ra để cung cấp thông tin cụ thể hơn.
- Biểu đồ Refinery EII Report thể hiện giá trị EII của toàn nhà máy theo từng ngày và sự biến động trong một khoảng thời gian.
- Biểu đồ Average Actual Energy Consumption hiển thị lượng năng lượng tiêu thụ thực tế của nhà máy theo ngày và



Hình 7. Giao diện của trang chủ trong mô hình.

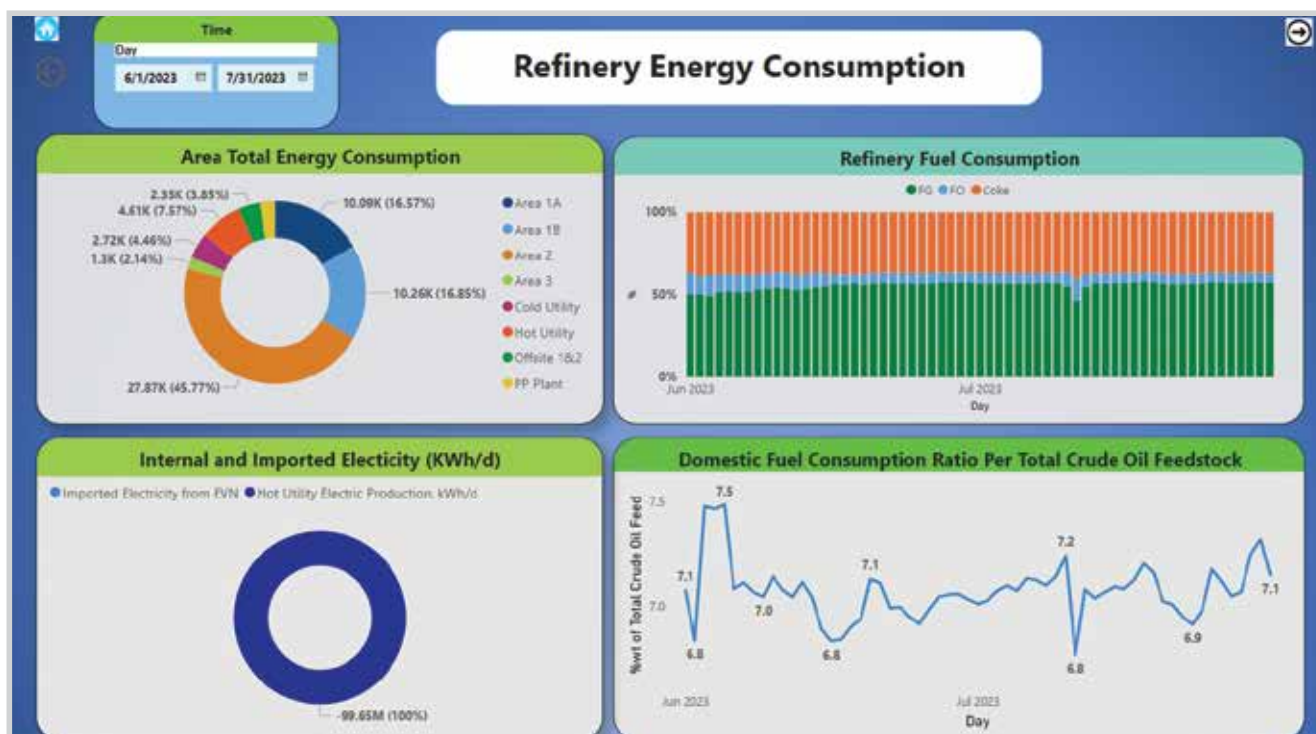


Hình 8. Dashboard tổng quan về lượng năng lượng tiêu thụ và EII của toàn nhà máy.

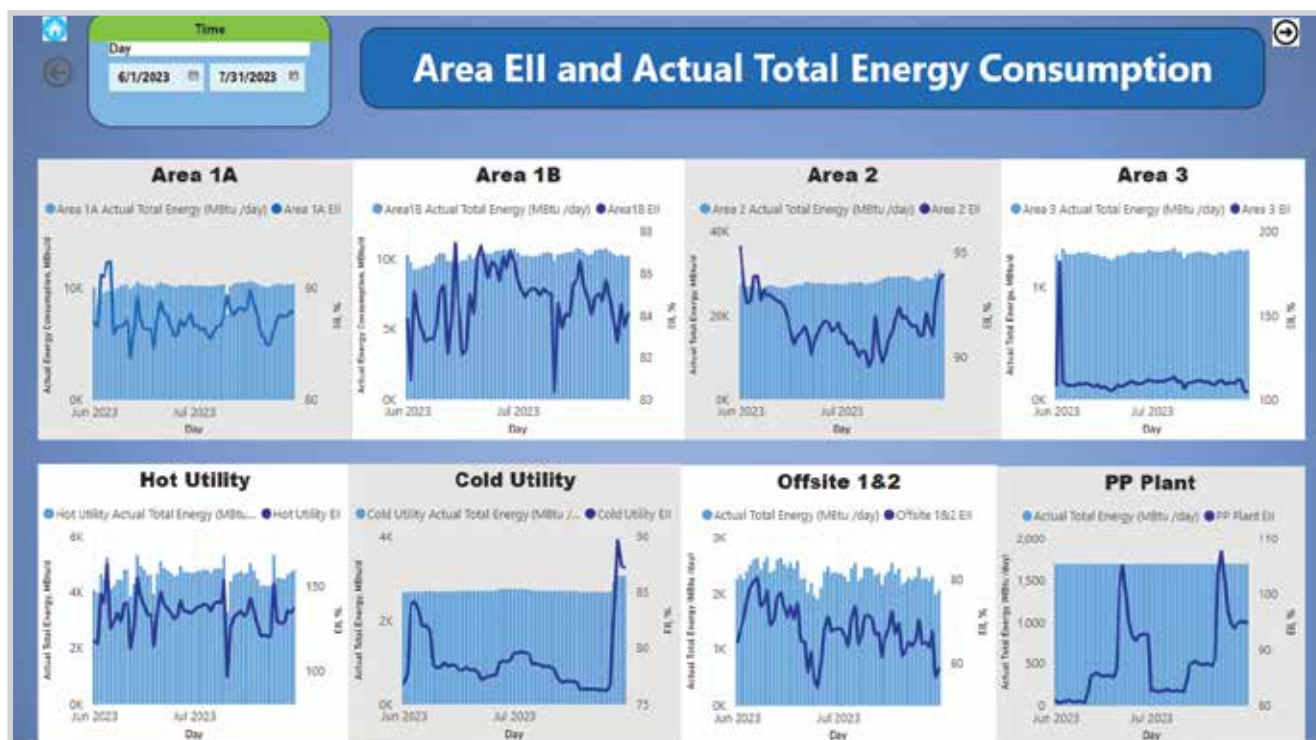
sự biến động trong một khoảng thời gian.

- Biểu đồ Refinery Standard Energy thể hiện năng lượng tiêu thụ tiêu chuẩn của nhà máy theo ngày sự biến động trong một khoảng thời gian;
- Biểu đồ Average EII by Month thể hiện EII trung bình từng khu vực công nghệ của nhà máy theo tháng.
- Ngoài ra, trên mỗi trang đều có các nút tương tác ở góc trên bên trái và bên phải để có thể quay về trang chủ (biểu tượng “home”) hoặc quay lại trang liền trước, liền sau (các biểu tượng dấu mũi tên).

Từ dashboard, có thể thấy rằng: EII của nhà máy trong thời gian khảo sát; EII trung bình 2 tháng là khoảng 105% và tất cả các ngày trong 2 tháng khảo sát EII đều trên 100%. Trung bình EII từng khu vực của nhà máy trong tháng cho thấy EII của khu vực Hot Utility là cao nhất dao động trong khoảng 131 - 135%, tiếp đến là khu vực 3 (Area 3) với giá trị khoảng 104%, điều này cho thấy hiệu quả sử dụng năng lượng của 2 khu vực này cần được chú ý hơn để áp dụng các giải pháp nhằm cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng và chỉ số EII. Bên cạnh đó, các khu vực khác vẫn cần tiếp tục tối ưu thêm để không ngừng cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng.



Hình 9. Năng lượng tiêu thụ thực tế, phân bố và cơ cấu năng lượng tiêu thụ trong nhà máy.



Hình 10. EII và tiêu thụ năng lượng thực tế tại từng khu vực trong nhà máy.

Hình 9 trình bày cụ thể hơn về năng lượng tiêu thụ thực tế, phân bố và cơ cấu năng lượng tiêu thụ trong nhà máy. Trong đó:

- Biểu đồ Average Total Energy Consumption thể hiện trung bình tỷ lệ tiêu thụ năng lượng của từng khu vực trong nhà máy so với tổng lượng năng lượng tiêu thụ toàn

nhà máy trong khoảng thời gian khảo sát. Khu vực 2 (Area 2) tiêu thụ nhiều năng lượng nhất (khoảng 45,8%), chiếm gần một nửa tỷ trọng tiêu thụ năng lượng toàn nhà máy, tiếp theo là khu vực 1B (Area 1B) gồm Phân xưởng chưng cất dầu thô (CDU) và Phân xưởng xử lý phân đoạn kerosen (KTU) (khoảng 16,8%) và khu vực 1A (Area 1A) gồm Phân

xưởng xử lý naphtha bằng hydrogen (NHT), Phân xưởng reforming xúc tác liên tục (CCR), Phân xưởng đồng phân hóa (ISOM) [4] và DIH (khoảng 16,6%). Như vậy, các phương án tiết kiệm và sử dụng năng lượng hiệu quả nên cần tập trung vào các khu vực/phân xưởng trên để đạt được hiệu quả. Khu vực Hot Utility và Area 3 tuy tỷ trọng tiêu thụ năng lượng so với toàn nhà máy không cao bằng các khu vực trên nhưng chỉ số EI của 2 khu vực này khá cao, nên các biện pháp cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng cũng cần được xem xét.

- Biểu đồ Refinery Fuel Consumption thể hiện cơ cấu nguồn năng lượng sử dụng trong nhà máy theo ngày. Trong đó, năng lượng tiêu thụ trong nhà máy chủ yếu từ cốc (coke) và khí nhiên liệu (FG), năng lượng từ dầu nhiên liệu (FO) chỉ chiếm tỷ lệ nhỏ (dưới 15%).

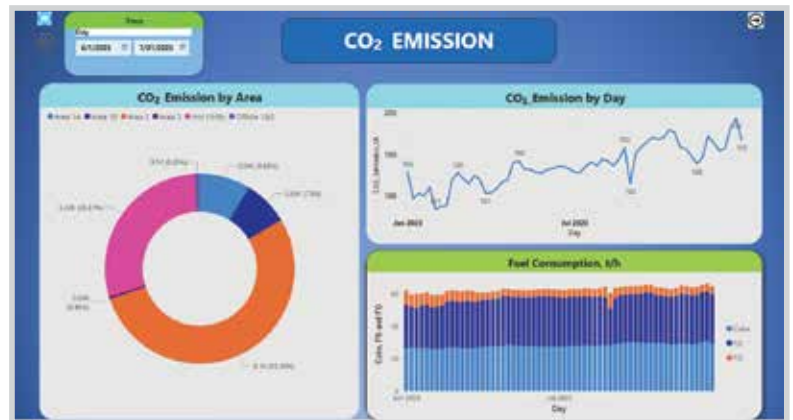
- Tỷ lệ sử dụng năng lượng nội bộ trong nhà máy dao động từ 6,8 - 7,5% trong khoảng thời gian khảo sát. Thời điểm tỷ lệ này đạt giá trị cao nhất 7,5% là ngày 5/6, cùng thời điểm với giá trị EI cao nhất. Tương tự, giá trị tỷ lệ thấp nhất 6,8% cũng trùng với thời điểm giá trị EI thấp nhất trong khoảng thời gian khảo sát.

Hình 10 trình bày tổng quan về EI, năng lượng tiêu thụ thực tế của từng khu vực trong nhà máy theo thời gian.

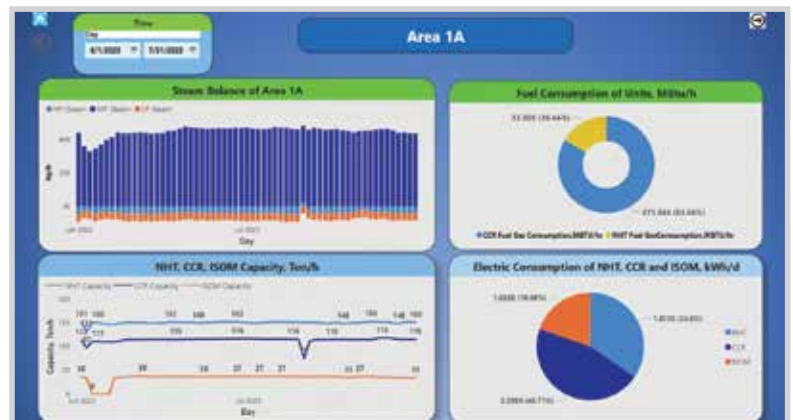
Hình 11 thể hiện lượng CO<sub>2</sub> phát thải toàn nhà máy theo khu vực và theo thời gian. Việc phát thải CO<sub>2</sub> trong nhà máy chủ yếu từ việc đốt nhiên liệu. Xu hướng phát thải CO<sub>2</sub> theo thời gian khá tương đồng với đường thể hiện lượng nhiên liệu tiêu thụ của nhà máy theo thời gian, tuy nhiên không hoàn toàn trùng khớp do cơ cấu loại năng lượng sử dụng từng thời điểm là khác nhau. Mỗi loại nhiên liệu phát thải lượng CO<sub>2</sub> cũng khác nhau, trong đó cốc phát thải CO<sub>2</sub> nhiều nhất (khoảng 3,5 tấn CO<sub>2</sub>/1 tấn cốc), tiếp đến là FO (khoảng 2,9 tấn CO<sub>2</sub>/1 tấn FO) và FG (khoảng 2,5 tấn CO<sub>2</sub>/1 tấn FG) [5]. Với số liệu khảo sát trong trường hợp này, biểu đồ CO<sub>2</sub> emission by area thể hiện cơ cấu phát thải theo khu

vực, trong đó khu vực 2 (Area 2) có Phân xưởng RFCC sử dụng năng lượng từ quá trình đốt cốc là lớn nhất, sẽ là nguồn phát thải CO<sub>2</sub> chủ yếu trong nhà máy lọc dầu đang khảo sát. Khu vực Hot Utility có lượng phát thải lớn thứ 2 chiếm khoảng 30% tổng lượng phát thải toàn nhà máy. Tiếp đến là khu vực 1A (Area 1A) chiếm khoảng 8% và khu vực 1B (Area 1B) chiếm khoảng 7,5% tổng lượng phát thải toàn nhà máy. Tiêu thụ năng lượng tại từng khu vực được thể hiện trong các Hình 12 - 19.

Khu vực 1A gồm các phân xưởng NHT, CCR, ISOM và DIH, trong đó DIH là 1 phần của Phân xưởng ISOM. Hơi tiêu thụ trong khu vực 1A chủ yếu là hơi MP, trong khi đó 1 phần hơi HP và LP được sinh ra tại khu vực



Hình 11. Phát thải CO<sub>2</sub> trong nhà máy theo thời gian.



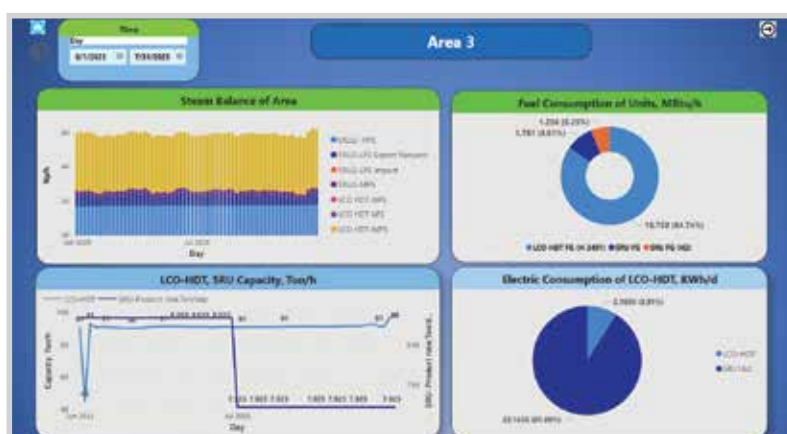
Hình 12. Thống kê tiêu thụ năng lượng tại khu vực 1A.



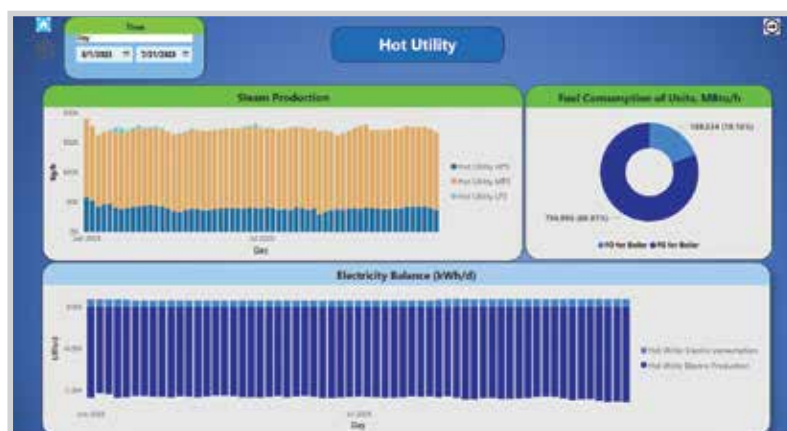
Hình 13. Thống kê tiêu thụ năng lượng tại khu vực 1B.



Hình 14. Thống kê tiêu thụ năng lượng tại khu vực 2.



Hình 15. Thống kê tiêu thụ năng lượng tại khu vực 3.



Hình 16. Thống kê tiêu thụ năng lượng tại Hot Utility.

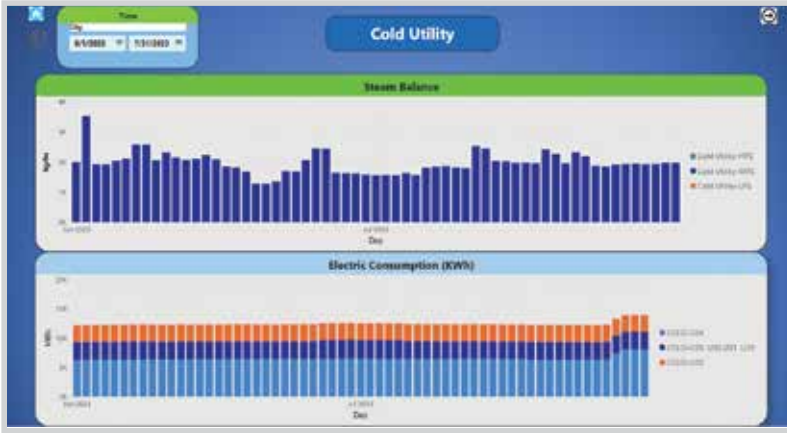
này. Khí nhiên liệu là nhiên liệu được tiêu thụ chính trong khu vực này với nhu cầu chủ yếu từ các lò đốt gia nhiệt cho thiết bị phản ứng của Phân xưởng CCR, với tỷ trọng khoảng 83,6% (tính trung bình trong khoảng thời gian khảo sát). Phân xưởng NHT chỉ tiêu thụ khoảng 16,4% tổng lượng khí nhiên liệu cả khu vực và Phân xưởng ISOM không sử dụng khí nhiên liệu. Lượng điện tiêu thụ trong khu vực 1A tính trung bình trong khoảng thời gian khảo sát, chủ yếu từ Phân xưởng CCR và NHT với tỷ trọng lần lượt khoảng 45,7% và 34,6%; lượng điện ISOM tiêu thụ chỉ chiếm khoảng 19,7% với số liệu trong giai đoạn khảo sát. Khu vực 1A đứng thứ 3 trong danh sách các khu vực chiếm tỷ trọng cao trong năng lượng tiêu thụ toàn nhà máy. Do đó, khi xem xét các phương án tối ưu hóa tiêu thụ năng

lượng cho khu vực này, cần chú trọng đến Phân xưởng CCR, tiếp đến là NHT.

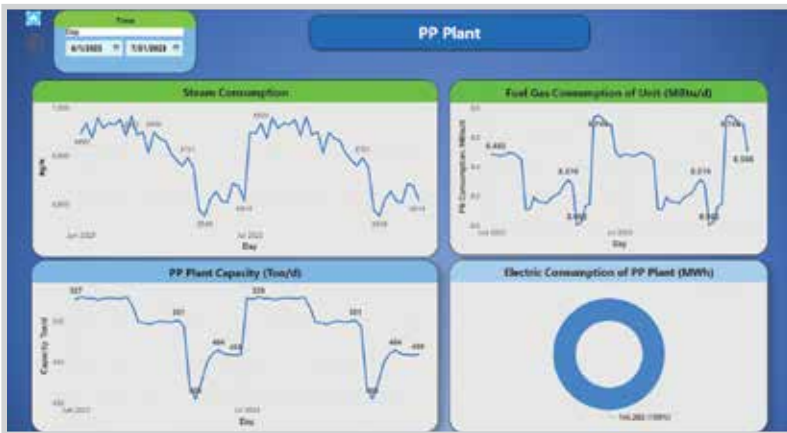
Khu vực 1B bao gồm các phân xưởng CDU, KTU. Hơi tiêu thụ trong khu vực này chủ yếu là hơi HP và LP, còn hơi MP chỉ chiếm 1 tỷ lệ rất nhỏ. Khí nhiên liệu được tiêu thụ chủ yếu trong khu vực này với nhu cầu chính từ lò đốt gia nhiệt dầu thô của Phân xưởng CDU, với tỷ trọng khoảng 99,5% tính trung bình trong khoảng thời gian khảo sát. Phân xưởng KTU không sử dụng khí nhiên liệu. Lượng điện tiêu thụ trong khu vực 1B tính trung bình trong khoảng thời gian khảo sát, chủ yếu từ Phân xưởng CDU, lượng điện tiêu thụ tại Phân xưởng KTU rất nhỏ, chỉ chiếm khoảng 3% tổng lượng điện tiêu thụ tại khu vực 1B. Khu vực 1B đứng thứ 2 trong danh sách các khu vực chiếm tỷ trọng cao trong tổng năng lượng tiêu thụ toàn nhà máy. Bên cạnh đó, năng lượng tiêu thụ của khu vực này tập trung chủ yếu ở Phân xưởng CDU là phân xưởng có công suất cao nhất trong nhà máy lọc dầu. Do đó, cần xem xét các phương án tối ưu hóa tiêu thụ năng lượng cho Phân xưởng CDU.

Khu vực 2 bao gồm các phân xưởng RFCC, PRU, NTU, LTU. Hơi tiêu thụ trong khu vực 2 chủ yếu là MP và LP. Cốt là nhiên liệu chính trong khu vực này, khoảng 95,2% năng lượng phục vụ cho hoạt động của Phân xưởng RFCC đến từ việc đốt cốc trong quá trình tái sinh xúc tác, tính trung bình trong khoảng thời gian khảo sát. Khí nhiên liệu cũng được sử dụng trong Phân xưởng RFCC, với tỷ trọng khoảng 4,8% lượng năng lượng tiêu thụ của khu vực. Lượng điện tiêu thụ trong khu vực 2 tính trung bình trong khoảng thời gian khảo sát, cũng chủ yếu đến từ Phân xưởng RFCC và thấp hơn là PRU với tỷ trọng lần lượt khoảng 93,6% và 5,4%. Khu vực 2 chiếm tỷ trọng cao nhất trong tổng năng lượng tiêu thụ toàn nhà máy, năng lượng tiêu thụ của khu vực này tập trung chủ yếu ở Phân xưởng RFCC với năng lượng tiêu thụ chính đến từ việc đốt cốc. Do đó, các phương án cải thiện hiệu suất sử dụng năng lượng cho khu vực 2 cần chú trọng hơn vào Phân xưởng RFCC.

Khu vực 3 bao gồm các phân xưởng SRU 1, SRU 2 và LCO-HDT. Phân xưởng LCO-HDT chủ yếu tiêu thụ hơi MP, chiếm 1/2 lượng hơi tiêu thụ toàn khu vực, trong khi đó Phân xưởng SRU 2 tiêu thụ hơi HP, MP và cả LP. Khí nhiên liệu được tiêu thụ chủ yếu trong khu vực này với nhu cầu đến chủ yếu từ lò gia nhiệt thiết bị phản ứng của Phân xưởng LCO-HDT, với tỷ trọng khoảng 84,7% tính trung bình trong khoảng thời gian khảo sát. Phân xưởng SRU 2 chỉ tiêu thụ khoảng 15,3% lượng khí nhiên liệu cả khu vực. Lượng điện tiêu thụ trong khu vực 3 tính trung bình trong khoảng thời gian khảo sát, chủ yếu đến từ Phân xưởng LCO-HDT.



Hình 17. Tiêu thụ năng lượng tại Cold utility (Phụ trợ nguội).



Hình 18. Tiêu thụ năng lượng tại Phân xưởng PP.



Hình 19. Tiêu thụ năng lượng tại các khu vực Offsite.

Hình 16 và 17 thống kê tiêu thụ năng lượng bao gồm lượng hơi, điện và nhiên liệu tiêu thụ tại khu vực phụ trợ Hot utility và Cold utility. Trong đó, cụm Hot utility sản xuất hơi và điện sử dụng trong nhà máy và cụm Cold utility cung cấp các phụ trợ khác cho nhà máy. Hình 16 cho thấy cụm Hot utility sản xuất hơi siêu cao áp HHP để phát điện, đồng thời còn có hơi MP và HP cung cấp cho hoạt động của nhà máy và nhiên liệu đốt sử dụng là khí nhiên liệu và dầu nhiên liệu. Trong đó, nhiệt lượng từ khí nhiên liệu chiếm khoảng 80,9% tổng lượng năng lượng sử dụng trong khu vực, dầu nhiên liệu chỉ chiếm khoảng 19,1%. Biểu đồ Electric Balance với giá trị Hot utility electric production nằm bên dưới trục  $y = 0$  thể hiện lượng điện được sản xuất ra trong cụm Hot Utility, lượng điện tiêu thụ bởi cụm Hot utility nằm bên trên trục  $y = 0$  thể hiện giá trị dương. Hình 17 cho thấy lượng điện và hơi được tiêu thụ tại cụm Cold utility, cụm này không sử dụng nhiên liệu trong vận hành.

Hình 18 thể hiện thống kê tiêu thụ năng lượng bao gồm lượng hơi, điện và nhiên liệu tiêu thụ tại khu vực Phân xưởng PP (Phân xưởng sản xuất hạt nhựa polypropylene). So với toàn nhà máy, lượng năng lượng sử dụng tại Phân xưởng PP chiếm tỷ trọng khoảng 2,8% trong giai đoạn khảo sát.

Hình 19 thể hiện tiêu thụ năng lượng hơi nước, nhiên liệu và điện năng của các khu vực Offsite (bồn bể chứa). Trong đó có khu bể chứa dầu thô U60 và bể chứa dầu (thường là LGO) dùng trong quá trình nhập dầu thô. Ngoài ra còn có các khu bể chứa trung gian U51, các bể phối trộn và kiểm tra sản phẩm U54. Cụm bể chứa sản phẩm U52 và các bể chứa khác ở khu vực P3, Jetty (U53, U81). Biểu đồ cho thấy lượng hơi nước tiêu thụ chủ yếu là LP và nơi sử dụng nhiều nhất là khu bể chứa dầu thô U60 dùng trong quá trình gia nhiệt dầu thô. Điện năng sử dụng cho các khu vực này phân bố cũng khá tương đồng giữa các khu vực và chủ yếu sử dụng cho các bơm và một phần cho các động cơ cánh khuấy trong bồn.

### 3. Kết luận

Mô hình được xây dựng để nâng cao hiệu quả theo dõi, giám sát tình hình sử dụng năng lượng, chỉ số EII, công suất nhà máy, công suất các phân xưởng, lượng phát thải CO<sub>2</sub>... của nhà máy lọc dầu. So với công cụ bảng tính Excel đơn thuần, mô hình giám sát được xây dựng có khả năng tự động hóa cao hơn. Người dùng chỉ cần cập nhật số liệu vào file Excel cơ sở dữ liệu liên kết với mô hình được lưu trữ trên sharepoint hoặc onedrive với định dạng sẵn có trong file sau đó làm mới ("refresh") dữ liệu trong mô hình. Với những cài đặt sẵn có trong mô hình, mô hình sẽ tự động xử lý làm sạch dữ liệu, tính toán và bổ sung vào báo cáo kết quả tính toán với các dữ liệu mới. Đây được xem là điểm mới của mô hình so với các tính toán thông thường trên Excel và sau đó đưa ra báo cáo. Việc chia sẻ công cụ được thực hiện với việc phân quyền truy cập online, điều này đảm bảo tính toàn vẹn và bảo mật của mô hình. Người dùng có thể truy xuất và theo dõi các chỉ số, thông số trong các thời điểm, khoảng thời gian nhanh chóng.

Mô hình được xây dựng dưới dạng mô hình chung (template) nên có thể được áp dụng cho nhiều nhà máy

lọc dầu (như BSR và NSRP) trong việc tính toán, giám sát tiêu thụ năng lượng và phát thải CO<sub>2</sub>. Dữ liệu đầu vào cần được đảm bảo đầy đủ để phục vụ cho việc tính toán và trực quan hóa. Dữ liệu đầu vào được cập nhật thêm tùy theo nhu cầu trên nền tảng Excel, tự động cập nhật và tính toán cũng như trực quan hóa trên Power BI.

### Tài liệu tham khảo

- [1] Solomon, "Quy trình tính toán và đánh giá chỉ số cường độ năng lượng EII", 2020.
- [2] BSR, "Dữ liệu vận hành của nhà máy lọc dầu", 2023.
- [3] Tomorrow Marketers, "Cách xây dựng data relationship trong Power BI". [Online]. Available: <https://blog.tomorrowmarketers.org/cach-xay-dung-data-relationship-trong-power-bi/>.
- [4] Technip, "Tài liệu thiết kế nhà máy lọc dầu", 2008.
- [5] IPCC, "Phương pháp quy đổi nhiên liệu và phát thải", 2020.

## DEVELOPING AN ENERGY CONSUMPTION MONITORING TOOL BASED ON THE POWER BI PLATFORM FOR OIL REFINERIES

**Le Hong Nguyen, Dang Thi Bich Phuong, Luu Thi Anh Trinh**

Vietnam Petroleum Institute (VPI)

Email: [nguyenlh.pvpro@vpi.pvn.vn](mailto:nguyenlh.pvpro@vpi.pvn.vn)

### Summary

Monitoring energy consumption and efficiency in oil refineries is crucial for operational performance. While traditional tools such as Excel-based calculations can still serve basic monitoring purposes, the rapid advancement of digital transformation has led to the emergence of new tools with significantly enhanced capabilities.

The energy consumption monitoring tool is developed as a versatile template model to track energy consumption, energy intensity index (EII) and related parameters. Input data is collected and presented on an Excel platform, stored in the cloud, automatically updated and visualized using Power BI.

The model integrates data processing, digital transformation, and calculation of necessary factors and parameters based on Solomon standard procedure, similar to the methods used in refineries. Consequently, the model's computational results closely match the data calculated by the refineries when applied to specific cases.

By utilizing this energy consumption monitoring model, refineries can track and monitor the energy structure and efficiency of individual units/areas and the entire plant over different time periods, identifying priority areas for implementing energy-saving measures implementation and energy efficiency improvement. In addition, the model also calculates CO<sub>2</sub> emissions from energy consumption in the refinery, which is the basis for monitoring greenhouse gas emissions when legal regulations on management CO<sub>2</sub> emissions and carbon credits are issued and applied.

**Key words:** Refinery, energy consumption monitoring, Solomon, EII, Power BI.

## NGHIÊN CỨU GIẢI PHÁP SỬA CHỮA ỐNG HƠI TRONG CỤM NỒI HƠI NHIỆT THỪA TẠI NHÀ MÁY ĐẠM CÀ MAU

**Lê Hoàng Việt, Nguyễn Thanh Tùng, Nguyễn Duy Hải  
Nguyễn Đắc Tuyên, Bùi Lê Thịnh, Phạm Tuấn Anh**

Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC)

Email: vietlh@pvcfc.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.05-06>

### Tóm tắt

Trên các thiết bị trong nhà máy chế biến dầu khí thường xuất hiện tình trạng ăn mòn, nứt... sau thời gian dài vận hành. Mặc dù có quy trình bảo dưỡng sửa chữa nghiêm ngặt từ nhà sản xuất, các quy trình này thường chỉ phù hợp với thiết bị mới và không đáp ứng được yêu cầu thực tế đối với thiết bị đã vận hành trong thời gian dài. Nghiên cứu này phân tích trường hợp bị hỏng ống hơi trong cụm nồi hơi nhiệt thừa tại Nhà máy Đạm Cà Mau, bao gồm xác định vị trí và đánh giá nguyên nhân, từ đó đề xuất giải pháp sửa chữa phù hợp với điều kiện vận hành thực tế của nhà máy.

**Từ khóa:** Ống hơi, cụm nồi hơi nhiệt thừa, sửa chữa, Nhà máy Đạm Cà Mau.

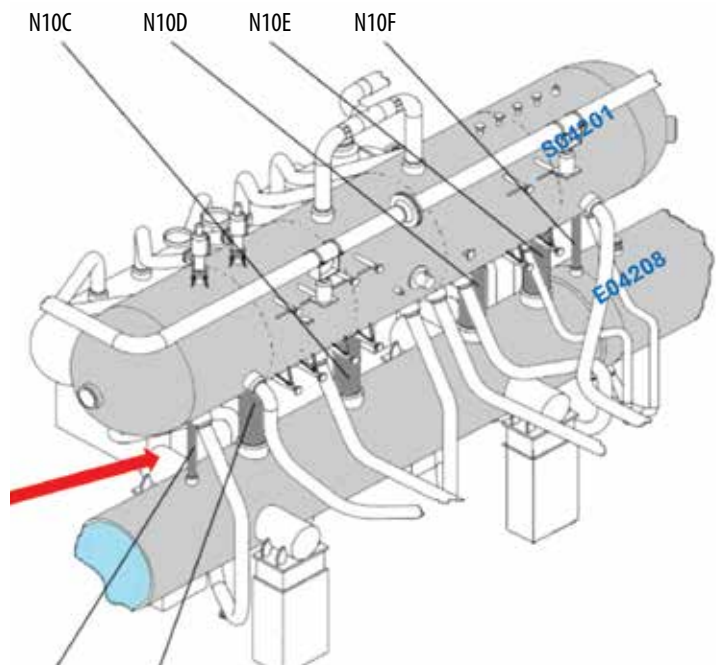
### 1. Giới thiệu

Nồi hơi nhiệt thừa là cụm thiết bị có chức năng thu hồi nhiệt dư từ dòng công nghệ sau khi đi qua các thiết bị phản ứng. Lượng nhiệt này sẽ được sử dụng để sinh hơi qua thiết bị: Nồi hơi nhiệt thừa số 1 (E04208), nồi hơi nhiệt thừa tuần hoàn (E04501), nồi hơi nhiệt thừa số 2 (E04210).

Lượng hơi sinh ra được dẫn vào bao hơi S04201. Vị trí hỏng được phát hiện trên đường ống hơi số 1, đoạn kết nối giữa nồi hơi nhiệt thừa số 1 (E04208) và bao hơi S04201 (Hình 1 và 2).

Sau thời gian dài vận hành, vết nứt được phát hiện trên mối hàn 2a (Hình 2 và 3). Để xác định nguyên nhân hỏng ống hơi, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đã tiến hành cắt mẫu để phân tích nguyên nhân. Kết quả cho thấy vết nứt phát triển từ trong ra bên ngoài ống hơi, bắt đầu tại vị trí có ứng suất tập trung cao do chênh lệch giữa 2 mối hàn (3 mm) không được vát chuyển tiếp (Hình 4). Quá trình phát triển của vết nứt có dấu hiệu của hiện tượng mỏi (Hình 5).

Quy trình sửa chữa mối hàn 2a được thực hiện theo 4 bước chính: (1) Cắt bỏ đoạn ống tại mối hàn 2a và 2b (Hình 2) để thay thế bằng đoạn ống mới; (2) thực hiện vát chuyển tiếp theo tiêu chuẩn tại các mối hàn có chiều dày chênh lệch nhằm tránh tập trung ứng suất; (3) hàn sửa đồng thời 2 mối hàn 2a và 2b; (4) xử lý nhiệt bằng cách gia nhiệt ở 200°C và duy trì ở 620°C cho cả 2 mối hàn.



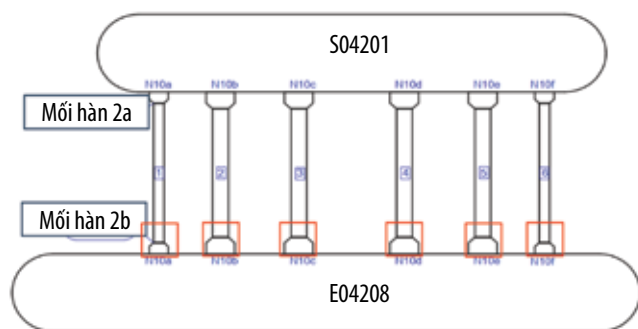
**Hình 1.** Vị trí ống hơi bị hỏng.



Ngày nhận bài: 15/5/2024.

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 15/5 - 28/6/2024.

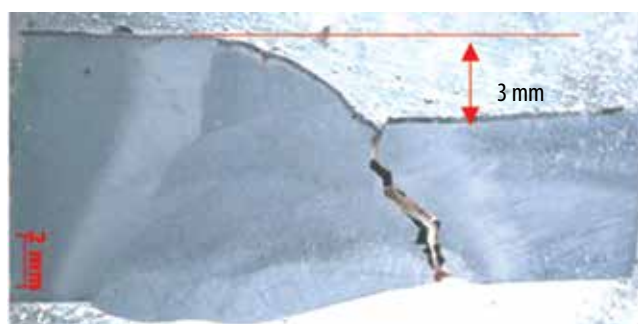
Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/6/2024.



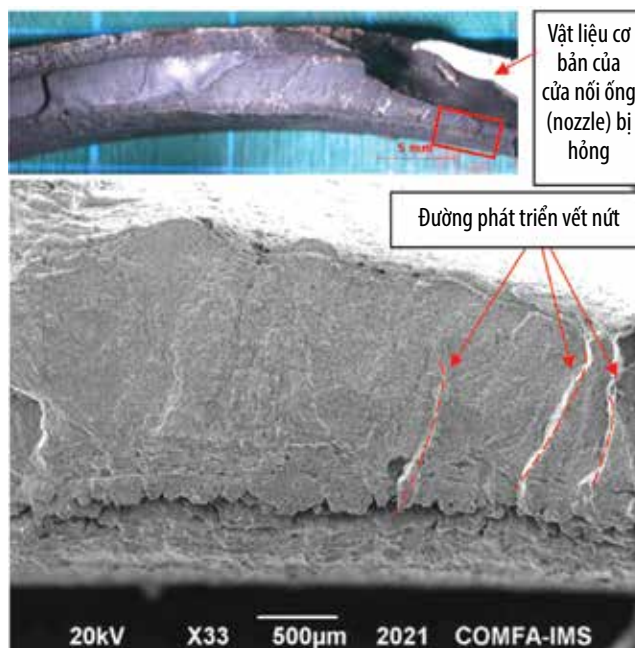
Hình 2. Vị trí mối hàn 2a bị nứt.



Hình 3. Nứt tại chân mối hàn.



Hình 4. Chênh lệch chiều dày tại vị trí nứt 3 mm.



Hình 5. Vết nứt mới phát triển.



Hình 6. Ống hơi bị phồng sau khi sửa lần 1.

Sau lần sửa chữa đầu tiên, xuất hiện hiện tượng phồng trên đoạn ống hơi gần mối hàn 2b, với đường kính tăng từ 168 mm lên 172 mm (Hình 6).

Nguyên nhân của hiện tượng này được xác định do cơ chế giãn nở nhiệt bị hạn chế:

- Theo sơ đồ lắp đặt (Hình 1), đoạn ống hơi bị hỏng

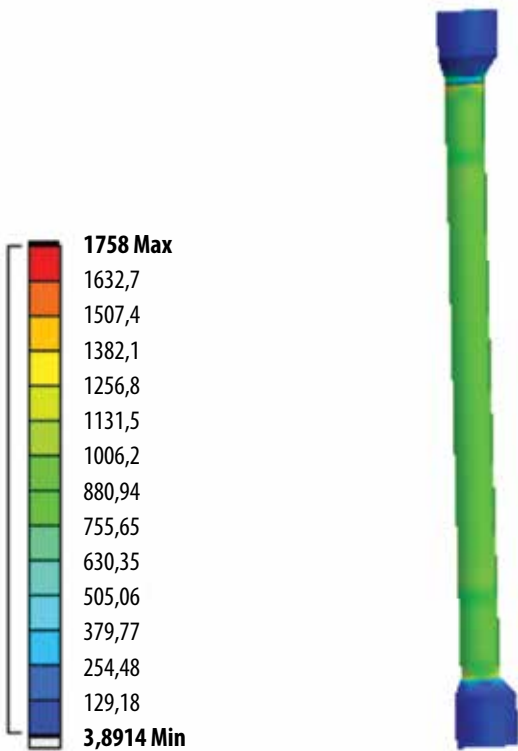
được cố định 2 đầu vào thiết bị S04201 và E04208 tại mối hàn 2a và 2b. Trong quá trình gia nhiệt và xử lý nhiệt, ống hơi giãn nở nhưng không có không gian để giãn nở tự do do bị cố định 2 đầu. Do đó dẫn đến tích tụ ứng suất nhiệt bên trong ống và gây ra biến dạng phồng.

- Ứng suất nhiệt gây phồng ống được mô phỏng bằng phương pháp phần tử hữu hạn (Hình 7). Kết quả tính toán cho thấy hệ số thiết kế của đoạn ống theo ứng suất nhiệt chỉ đạt 0,14, trong khi tiêu chuẩn ASME VIII Div. 2 [1] yêu cầu giá trị tối thiểu là 2,44. Sự chênh lệch lớn giữa hệ số thiết kế thực tế và yêu cầu là nguyên nhân khiến ống không chịu được ứng suất và bị phồng.



**2. Các giải pháp sửa chữa ống hơi bị hỏng trong cụm nổi hơi nhiệt thừa tại Nhà máy Đạm Cà Mau**

Phân tích cho thấy ống hơi bị hỏng do nguyên nhân khác nhau. Lần 1 xảy ra do thiết bị không được vát chuyển tiếp phù hợp, dẫn đến ứng suất tập trung cao và phát triển thành nứt mỗi sau thời gian dài vận hành. Lần 2 xảy ra do quy trình sửa chữa không phù hợp sau lần hư hỏng đầu tiên. Để ngăn ngừa hư hỏng tái diễn, nhóm tác giả



Hình 7. Ứng suất nhiệt gây ra trên ống.

đã xây dựng quy trình sửa chữa mới đảm bảo không gian giãn nở nhiệt ở 2 đầu đoạn ống và loại bỏ ứng suất tập trung. Cụ thể, tất cả mối hàn nối giữa các ống có chiều dày khác nhau cần được vát chuyển tiếp, đồng thời cần áp dụng các giải pháp để đảm bảo không gian giãn nở nhiệt cho ống hơi trong quá trình hàn.

**2.1. Gia nhiệt và xử lý nhiệt đồng thời tất cả các ống**

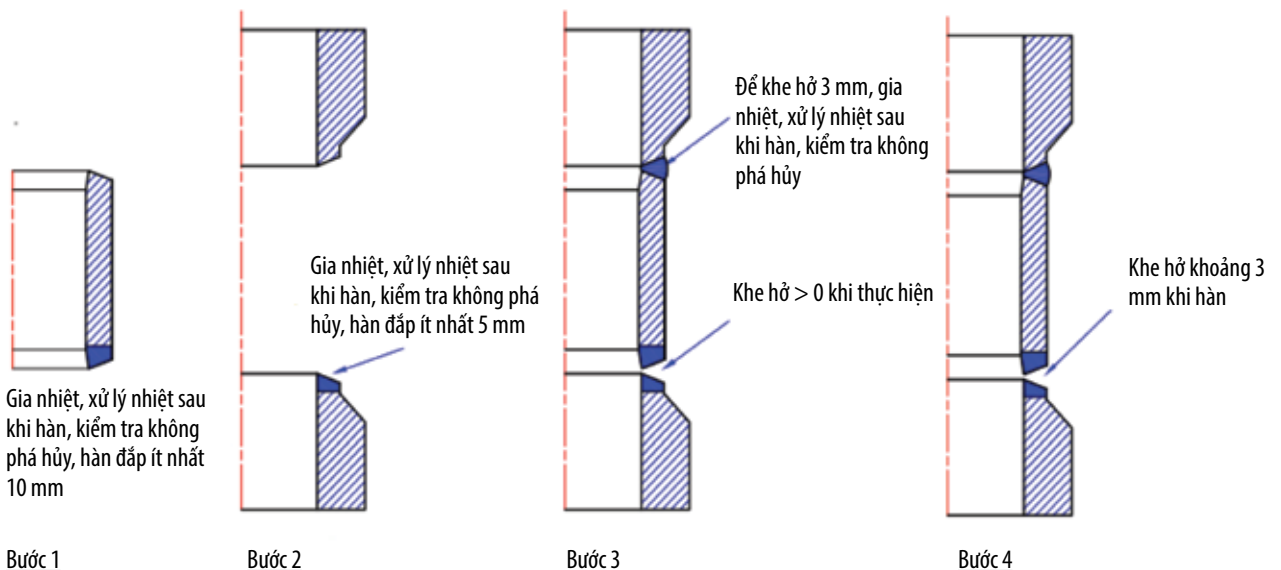
Quy trình hàn từ nhà sản xuất yêu cầu gia nhiệt ở 200°C và xử lý nhiệt ở 620°C cho cả 2 mối hàn 2a và 2b. Để đảm bảo không gian giãn nở nhiệt, quy trình hàn sửa chữa được thực hiện theo 2 bước:

- Bước 1: Hàn, gia nhiệt và xử lý nhiệt mối hàn 2a theo nhiệt độ yêu cầu, trong khi giữ mối hàn 2b ở trạng thái tự do.
- Bước 2: Hàn mối hàn 2b, đồng thời gia nhiệt và xử lý nhiệt các mối hàn của ống số 2 - 6 (khu vực khoanh đỏ phía thiết bị E04208 ở Hình 2) với cùng tốc độ tăng và giảm nhiệt.

**2.2. Gia nhiệt đồng thời tất cả các ống**

Giải pháp này dựa trên nguyên tắc chỉ gia nhiệt trong quá trình hàn mà không cần xử lý nhiệt sau khi hàn cho mối hàn cuối cùng ở bước 2. Để thực hiện giải pháp này, cần xây dựng quy trình sửa chữa mới đáp ứng yêu cầu an toàn và tiêu chuẩn áp dụng.

Theo tiêu chuẩn [2], vật liệu cơ bản cho mối hàn 2b yêu cầu gia nhiệt ở 200°C và xử lý nhiệt ở 620°C. Quy trình hàn mới cần đáp ứng 2 điều kiện: (1) Hàn với kim loại cơ



Hình 8. Chi tiết các bước thực hiện sửa chữa theo giải pháp 2.

**Bảng 1. So sánh ưu nhược điểm của 2 giải pháp**

<b>Giải pháp</b>	<b>Ưu điểm</b>	<b>Nhược điểm</b>
1. Gia nhiệt và xử lý nhiệt đồng thời các ống từ 1 - 6	- Khử toàn bộ ứng suất dư do hàn.	- Việc kiểm soát nhiệt độ đồng thời ở nhiều vị trí gặp khó khăn trong việc đảm bảo tốc độ tăng và giảm nhiệt đồng đều. Đặc biệt ở nhiệt độ cao 620°C, máy và điện trở gia nhiệt có nguy cơ bị hỏng, dẫn đến phải dừng quá trình để giảm nhiệt và thực hiện lại. Điều này có thể gây giảm độ bền của vật liệu do phải xử lý nhiệt nhiều lần.
2. Gia nhiệt đồng thời các ống từ 1 - 6	- Quy trình gia nhiệt chỉ đến 200°C giúp đơn giản hóa quá trình thực hiện. - Không gây ảnh hưởng đến độ bền của các ống bên cạnh.	- Cần lập quy trình sửa chữa mới.

bản cần gia nhiệt và xử lý nhiệt; (2) hàn mối hàn sau cùng (final weld) thì không cần xử lý nhiệt.

Để đạt được yêu cầu này, nhóm tác giả đề xuất sử dụng phương pháp hàn mối (buttering), kỹ thuật hàn đắp vật liệu tương thích lên vật liệu cơ bản về độ bền và tính chất cơ học với ưu điểm là không bắt buộc xử lý nhiệt khi hàn nối các lớp hàn mối với nhau.

Quy trình thực hiện phương pháp hàn mối gồm 2 giai đoạn: (1) Hàn mối cả 2 mép của mối hàn 2b, sau đó tiến hành gia nhiệt và xử lý nhiệt; (2) Hàn nối 2 mép đã được hàn mối, chỉ thực hiện gia nhiệt trong quá trình hàn. Mặc dù có 2 lựa chọn que hàn đáp ứng yêu cầu kỹ thuật là ERNiCr-3 và ER70S-A1, que hàn ER70S-A1 được chọn cho cả 2 công đoạn (hàn mối và hàn nối) do có cơ tính và đặc tính giãn nở nhiệt gần với kim loại cơ bản nhất. Quy trình sửa chữa được thực hiện theo trình tự như Hình 8.

- Bước 1: Chuẩn bị
- + Lập và kiểm tra quy trình hàn mối thông qua các thử nghiệm độ bền theo yêu cầu của tiêu chuẩn ASME IX [3].
- + Cắt và chuẩn bị mép cho đoạn ống hơi 1 cần thay thế.
- + Hàn mối cho mép phía ống của mối hàn 2b, kết hợp với quá trình gia nhiệt và xử lý nhiệt sau khi hàn.
- Bước 2:
- + Sau khi dừng máy, tiến hành cắt bỏ đoạn ống bị phồng.
- + Hàn mối cho mép còn lại (phía thiết bị) của mối hàn 2b, kết hợp với quá trình gia nhiệt và xử lý nhiệt sau khi hàn.
- Bước 3:
- + Hàn mối hàn 2a kết hợp với gia nhiệt và xử lý nhiệt sau khi hàn.

+ Trong quá trình gia nhiệt và xử lý nhiệt, cần đảm bảo khoảng hở giữa các mép mối hàn 2b > 0 mm để tránh tiếp xúc, từ đó ngăn ngừa ứng suất nhiệt tác động lên ống.

- Bước 4: Hàn mối hàn 2b để nối 2 mép đã được hàn mối, có gia nhiệt đồng thời các ống hơi 1 - 6.

Sau khi hoàn thành mỗi bước 2, 3, 4, chất lượng mối hàn được đánh giá bằng các phương pháp kiểm tra không phá hủy (NDT), bao gồm kiểm tra từ tính hoặc kiểm tra thẩm thấu kết hợp với kiểm tra siêu âm.

Hai giải pháp gia nhiệt và xử lý nhiệt đồng thời tất cả các ống và gia nhiệt đồng thời tất cả các ống có ưu và nhược điểm riêng, được tổng hợp chi tiết trong Bảng 1 để làm cơ sở cho việc lựa chọn phương án phù hợp.

**3. Kết luận**

Kết quả nghiên cứu cho thấy, giải pháp gia nhiệt đồng thời tất cả các ống được lựa chọn để sửa chữa ống hơi do có nhiều ưu điểm, dễ thực hiện và đáp ứng yêu cầu tiêu chuẩn. Trên cơ sở đó, có thể rút ra 3 bài học quan trọng:

- Sửa chữa thiết bị đang vận hành đòi hỏi phân tích nhiều yếu tố, đặc biệt cần chú ý đến không gian giãn nở nhiệt tại các vị trí yêu cầu gia nhiệt và xử lý nhiệt để tránh ứng suất nhiệt tác động lên thiết bị.
- Quy trình sửa chữa từ giai đoạn chế tạo có thể không phù hợp với thiết bị đã lắp đặt và vận hành tại nhà máy.
- Giải pháp này có tiềm năng ứng dụng rộng rãi cho các trường hợp tương tự, khi đường ống hoặc thiết bị có định 2 đầu.

**Tài liệu tham khảo**

[1] American Society of Mechanical Engineers (ASME), "Rule for construction of pressure vessel: Division 2 - Alternative rules", 2023. [Online]. Available: <https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/>

bpvc-viii-2-bpvc-section-viii-rules-construction-pressure-vessels-division-2-alternative-rules/2023/print-book.

[2] AD 2000 Merkblatt, PED.

[3] American Society of Mechanical Engineers (ASME), "Qualification standard for welding and brazing procedures, welders, brazers, and welding and brazing operators", 2019.

[4] American Society of Mechanical Engineers (ASME), "Welding, brazing, and fusing qualifications", 2023. [Online]. Available: <https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/bpvc-ix-bpvc-section-ix-welding-brazing-fusing-qualifications/2023/print-book>.

---

## A SOLUTION TO REPAIR RISER PIPE OF WASTE HEAT BOILER IN FERTILIZER PLANT

**Le Hoang Viet, Nguyen Thanh Tung, Nguyen Duy Hai**

**Nguyen Duc Tuyen, Bui Le Thinh, Pham Tuan Anh**

Petrovietnam Ca Mau Fertilizer Joint Stock Company (PVCFC)

Email: vietlh@pvfc.com.vn

### Summary

Equipment in oil and gas processing plants frequently encounters problems like corrosion and cracking after prolonged use. Although manufacturers provide stringent maintenance and repair protocols, these are typically designed for new equipment and often fall short of meeting the practical needs of older, long-running machinery. This study examines the failure of a riser pipe in the waste heat boiler system at Ca Mau Fertilizer Plant, pinpointing the failure location and assessing the cause, and then proposing a repair solution tailored to the plant's actual operational conditions.

**Key words:** Riser pipe, waste heat boiler, damage, repair, Ca Mau Fertilizer Plant.

## TIỀM NĂNG CUNG CẤP NGUYÊN LIỆU CỦA VIỆT NAM CHO SẢN XUẤT NHIÊN LIỆU HÀNG KHÔNG BỀN VỮNG HVO/SAF

**Văn Đình Sơn Thọ**

Trường Hóa và Khoa học Sự sống - Đại học Bách khoa Hà Nội

Email: tho.vandinhson@hust.edu.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.05-07>

### Tóm tắt

Tổ chức Hàng không Dân dụng Quốc tế (ICAO) đang thúc đẩy sử dụng nhiên liệu hàng không bền vững (SAF) để giảm khí thải CO<sub>2</sub>, thông qua Chương trình bù đắp và giảm thiểu carbon của hàng không quốc tế (CORSIA) với mục tiêu bắt đầu giảm phát thải từ năm 2027. Trong số các công nghệ sản xuất SAF, HVO (tinh chế dầu thực vật, dầu thải, mỡ bằng quá trình hydrodeoxygen hóa) đã được thương mại hóa trên toàn thế giới vì sử dụng nguyên liệu là các phụ phẩm, giúp giảm 80% lượng khí CO<sub>2</sub> mà không làm thay đổi mục đích sử dụng đất để trồng cây nguyên liệu.

Việt Nam có tiềm năng lớn trong việc cung cấp nguyên liệu bền vững cho sản xuất SAF, chủ yếu từ mỡ cá - phụ phẩm xuất khẩu cá tra và dầu ăn đã qua sử dụng (UCO) – phụ phẩm chế biến thực phẩm, đặc biệt nếu áp dụng các biện pháp để tăng hiệu quả thu gom. Trong năm 2023, Việt Nam đã xuất khẩu khoảng 120.000 tấn mỡ cá và 50.000 tấn dầu ăn đã qua sử dụng cho các doanh nghiệp sản xuất SAF như Neste và Diamond Green Diesel. Bài báo giới thiệu các công nghệ sản xuất SAF và phân tích các yếu tố cho thấy tiềm năng cung cấp nguyên liệu của Việt Nam cho thị trường quốc tế để sản xuất nhiên liệu hàng không bền vững bằng công nghệ HVO.

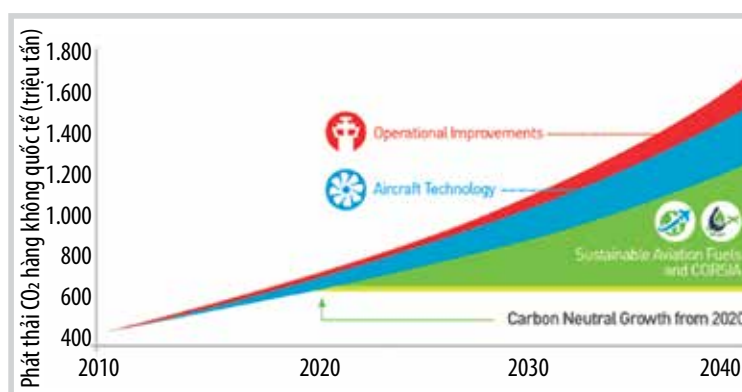
**Từ khóa:** HVO, HEFA, nhiên liệu hàng không bền vững, dầu ăn đã qua sử dụng, mỡ cá.

### 1. Giới thiệu

Theo Ủy ban Liên chính phủ về Biến đổi khí hậu, ngành hàng không chiếm khoảng 2% tổng phát thải khí nhà kính toàn cầu. Để giải quyết vấn đề này, Tổ chức Hàng không Dân dụng Quốc tế (ICAO) đã công bố chiến lược giảm thiểu phát thải gồm 4 giải pháp chính: Phát triển công nghệ mới, nâng cao hiệu quả vận hành, sử dụng nhiên liệu hàng không bền vững và áp dụng tín chỉ carbon để bù trừ phát thải (Hình 1). Từ năm 2020, các kế hoạch giảm thiểu phát thải khí nhà kính bắt đầu được triển khai, trong đó việc sử dụng SAF được xem là giải pháp quan trọng để giảm thiểu phát thải của ngành hàng không [1].

SAF được sản xuất từ các nguồn nguyên liệu bền vững và tái tạo như: dầu ăn thải, phụ phẩm nông lâm nghiệp, rác thải sinh hoạt hoặc thức

ăn thừa... SAF có thể trộn với nhiên liệu hàng không gốc khoáng theo các tỷ lệ khác nhau, góp phần giảm thiểu phát thải khí nhà kính. Để quản lý và thúc đẩy việc sử dụng SAF, ICAO đã khởi động chương trình giảm nhẹ và bù trừ phát thải khí nhà kính của hàng không quốc tế (CORSIA), với yêu cầu bắt buộc kiểm toán khí nhà kính đối với các hãng hàng không tại quốc gia thành viên. Dự kiến đến năm 2025, sẽ có 129 quốc gia tham gia CORSIA [2] và được triển khai theo 2 giai đoạn chính. Giai đoạn thử nghiệm SAF được thực hiện từ năm 2021 - 2026 dựa trên cơ chế tự nguyện tham gia của các quốc gia. Từ năm 2027, chương trình chuyển sang giai đoạn bắt



**Hình 1.** Kế hoạch giảm thiểu phát thải CO<sub>2</sub> của ICAO.



Ngày nhận bài: 9/10/2024.

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 9 - 16/10/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 16/10/2024.

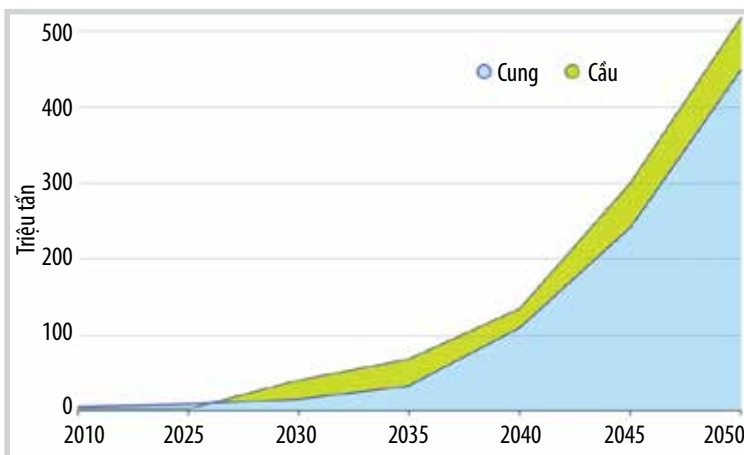
buộc sử dụng SAF với lộ trình tăng dần trách nhiệm bù đắp phát thải: Các hãng hàng không phải bù đắp phát thải theo tăng trưởng trung bình ngành (2027 - 2029); sau đó tăng lên 20% (2030 - 2032) và đạt 70% trong giai đoạn 2033 - 2035.

Tại khu vực Đông Nam Á, Singapore, Thái Lan, Indonesia, Malaysia, Philippines đã tham gia CORSIA. Mặc dù chưa cam kết tham gia, Việt Nam đã có bước tiến quan trọng khi Cục Hàng không Việt Nam ký Quyết định số 1820/QĐ-CHK ngày 31/7/2024 thành lập tổ công tác chuyển đổi năng lượng xanh và đánh giá việc tham gia CORSIA, sử dụng SAF. Ngày 27/5/2024, chuyến bay từ Singapore đến Hà Nội đã sử dụng SAF do Neste cung cấp. Ngày 17/10/2024, Công ty CP Nhiên liệu bay Petrolimex đã cung cấp SAF cho 2 chuyến bay của Vietjet từ TP. Hồ Chí Minh đi Melbourne (VJ081) và Incheon (VJ860).

EU đã công bố lộ trình bắt buộc sử dụng SAF với tỷ lệ pha trộn tối thiểu 2% từ năm 2025, sau đó tăng lên 6% vào năm 2030 và 20% vào năm 2035 [3]. Nhiều quốc gia châu Á đã công bố kế hoạch sử dụng SAF. Trong đó, Nhật Bản đặt mục tiêu cung cấp 10% nhiên liệu SAF cho các chuyến bay nội địa trong giai đoạn 2025 - 2030.

Các quốc gia châu Á đang tích cực triển khai kế hoạch sử dụng SAF. Thai Airways dự kiến pha trộn 2% SAF vào năm 2025 và sau đó tăng lên 60% vào năm 2050. Ấn Độ đặt mục tiêu sử dụng 1% SAF vào năm 2025 với nhu cầu 150 triệu lít. Trung Quốc công bố kế hoạch thử nghiệm 50.000 tấn SAF cho các chuyến bay quốc tế vào năm 2025 [4]. Theo Cơ quan Bảo vệ Môi trường của Mỹ (EPA), sản lượng tiêu thụ SAF đã tăng từ 19,3 triệu lít (2021) lên 59,8 triệu lít (2022) và 99,5 triệu lít (2023) [5]. Dự báo toàn cầu [6] (Hình 2) cho thấy từ năm 2027, sản lượng và cung cầu SAF sẽ tăng mạnh, với nhu cầu luôn vượt cung và đạt khoảng 30 triệu tấn vào năm 2030, sau đó tiếp tục tăng trong các năm tiếp theo.

Sản lượng tiêu thụ nhiên liệu hàng không gốc khoáng của khu vực Đông Nam Á trong năm 2019 đạt 22,5 triệu tấn, chiếm 7% tổng tiêu thụ nhiên liệu hàng không toàn cầu. Thái Lan dẫn



Hình 2. Nhu cầu SAF từ năm 2020 - 2050 (triệu tấn).

đầu khu vực với 5,48 tấn, tiếp theo là Singapore (5,05 triệu tấn), Indonesia (5 triệu tấn), Malaysia (3,22 triệu tấn), Việt Nam (2,17 triệu tấn) và Philippines (2,01 triệu tấn). Indonesia đã ban hành quy định bắt buộc sử dụng SAF vào năm 2025, với tỷ lệ pha trộn là 5% và Singapore quy định tỷ lệ pha trộn 1% vào năm 2026 [7], trong khi các quốc gia khác trong khu vực chưa có quy định bắt buộc.

### 1.1. Các công nghệ sản xuất nhiên liệu SAF

Các công nghệ chính để sản xuất SAF bao gồm:

- Quá trình HVO (hydrogenation of vegetable oil) hay HEFA (hydroprocessed esters and fatty acid) là công nghệ sản xuất SAF từ chất béo của dầu ăn hoặc mỡ động thực vật. Quá trình này gồm 2 giai đoạn chính: chuyển hóa (hydrodeoxy hóa và hydrocracking bề gãy mạch hydrocarbon thành dạng mạch thẳng) và tinh chế thành nhiên liệu lỏng. Sản phẩm cuối cùng là HEFA-SPK (synthesized paraffinic kerosene), có thể pha trộn 50% vào nhiên liệu hàng không gốc khoáng theo ASTM D7566 - Phụ lục 2.

- Quá trình Fischer-Tropsch sản xuất SAF (FT-SPK) được thực hiện thông qua 3 giai đoạn: khí hóa sinh khối để tổng hợp khí CO và H<sub>2</sub>, sau đó chuyển hóa thành nhiên liệu lỏng thông qua các phản ứng hóa học và cuối cùng là tinh chế để thu được sản phẩm FT-SPK. Sản phẩm này có thể pha trộn đến 50% với nhiên liệu hàng không gốc khoáng theo tiêu chuẩn ASTM D7566 - Phụ lục 1.

- Công nghệ ATJ-SPK (alcohol to jet) sản xuất SAF thông qua 3 giai đoạn: lên men đường, tinh bột hoặc cellulose thành rượu (ethanol, butanol, methanol); chuyển hóa qua các quá trình dehydrate hóa, oligome hóa, hydro hóa; và cuối cùng là chưng cất thành hỗn hợp hydrocarbon có nhiệt độ sôi khác nhau. Sản phẩm này có thể pha trộn đến 50% với nhiên liệu khoáng theo tiêu chuẩn ASTM D7566 - Phụ lục 5.

- Công nghệ SIP/DSHC (synthesized isoparaffin/direct sugars to hydrocarbon) sử dụng quá trình sinh học để chuyển hóa đường thành farnese (C<sub>15</sub>H<sub>24</sub>), sau đó chuyển hóa thành

C<sub>15</sub>H<sub>32</sub>, và có thể pha trộn 10% với nhiên liệu hàng không gốc khoáng theo ASTM D7566 - Phụ lục 3.

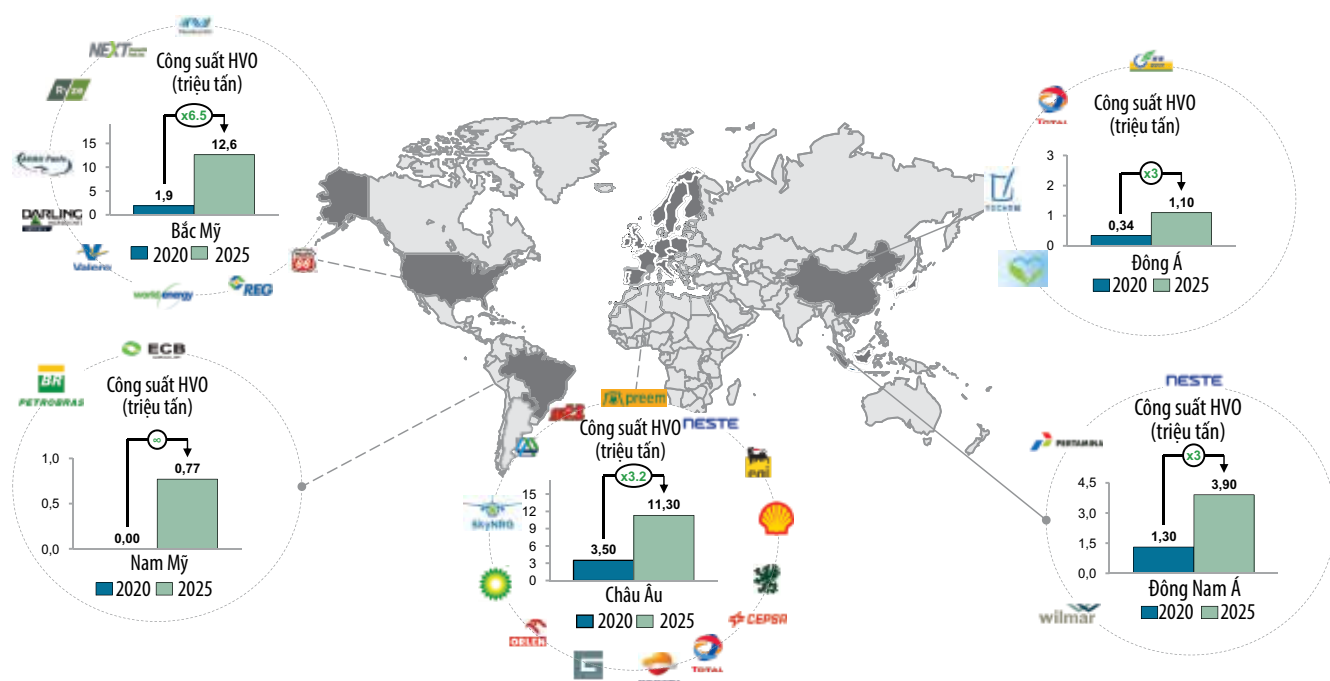
Neste, doanh nghiệp đầu tiên sản xuất SAF bằng công nghệ HVO, chiếm hơn 50% thị phần toàn cầu với 3 nhà máy tại Hà Lan, Phần Lan và Singapore, tổng công suất ước đạt 2,5 triệu tấn/năm. Tại châu Âu, ENI đã đưa vào vận hành nhà máy sản xuất SAF bằng công nghệ HVO với công suất 1,2 triệu tấn/năm ở Venice (Italy), trong khi Total đã đưa vào hoạt động nhà máy có công suất 500.000 tấn/năm tại La Mede (Pháp). Tại Mỹ, Renewable Energy Group (REG) và Diamond Green Diesel đã mở rộng công suất từ 750.000 tấn/năm lên 800.000 tấn/năm, trở thành nhà sản xuất SAF bằng công nghệ HVO lớn nhất nước Mỹ [8].

Theo Hình 3, thị trường sản xuất HVO đang thu hút các doanh nghiệp lớn như: Neste, Total S.A., AltAir Fuels, Eni, Renewable Energy Group, Preem, SkyNRG, St1, Equinor, ConocoPhillips, Petrobras... Dự kiến đến năm 2025, sản lượng SAF sản xuất bằng công nghệ HVO sẽ tăng mạnh ở các khu vực: Châu Âu tăng từ 3,5 triệu tấn (2020) lên 11,3 triệu tấn; Bắc Mỹ tăng từ 1,9 triệu tấn (2020) lên 12,6 triệu tấn. Tại châu Á, khu vực Đông Nam Á sẽ tăng từ 1,3 triệu tấn (2020) lên 3,9 triệu tấn (2025) với sự tham gia của Neste, Willmar và Petramina, trong khi đó khu vực Đông Á sẽ tăng từ 340.000 tấn (2020) lên 1,1 triệu tấn vào năm 2025 với sự tham gia của Total, Y2Chem. Khu vực Nam Mỹ dự kiến sẽ sản xuất 770.000 tấn HVO vào năm 2025 [9].

Ngoài công nghệ HVO, có 2 công nghệ sản xuất mới là FT-SAF và ATJ-SAF. Công nghệ FT-SAF được DG Fuel

triển khai tại dự án ở bang Louisiana (Mỹ) với công suất 600.000 tấn/năm [10]. Nhà máy đầu tiên sản xuất SAF sử dụng công nghệ ATJ-SAF do LanzaJet xây dựng tại bang Georgia (Mỹ) với công suất 4,5 triệu lít, được đưa vào vận hành thương mại trong năm 2024 [11].

Theo nghiên cứu của Jane [12], công nghệ HVO đạt mức độ hoàn thiện cao nhất (9/10) do có nhiều nhà máy đang vận hành, trong khi công nghệ FT và ATJ chỉ đạt 6/10, còn công nghệ SIP chưa được đánh giá do chưa có nhà máy sử dụng công nghệ này đưa vào vận hành thương mại. Bảng 1 so sánh chi phí đầu tư của các công nghệ sản xuất SAF với công suất khoảng 230 triệu lít/năm. Công nghệ HVO có chi phí đầu tư thấp nhất với 0,65 USD/lít công suất với tổng vốn đầu tư 150 triệu USD, hiệu suất cao nhất đạt 0,9 tấn sản phẩm/tấn nguyên liệu và giá thành sản xuất từ 0,95 - 1,88 USD/lít. Công nghệ FT có tổng vốn đầu tư cao nhất là 635 triệu USD do đó chi phí đầu tư/công suất cao. Công nghệ FT có tỷ lệ sản phẩm/nguyên liệu thấp nhất và chi phí sản xuất cao. Công nghệ ATJ sử dụng nguyên liệu từ đường có chi phí đầu tư 385 triệu USD cho nhà máy công suất 230 triệu lít và chi phí sản xuất trung bình 0,91 - 1,63 USD/lít. Công nghệ SIP có chi phí đầu tư/công suất là 5.29 USD/lít và cao nhất trong các công nghệ. Kết quả cho thấy, công nghệ HVO đang được nhiều quốc gia lựa chọn nhờ ưu thế về chi phí đầu tư và sản xuất thấp, mức độ hoàn thiện công nghệ cao, cùng khả năng sử dụng đa dạng nguyên liệu đầu vào.



Hình 3. Dự báo sản lượng HVO/SAF đến năm 2025 [9].

**Bảng 1.** So sánh chi phí đầu tư của các quá trình sản xuất SAF (Tinh toán được quy đổi theo tỷ giá trung bình năm 2023 là 1 USD = 0,922 EUR)

Quá trình	Mức độ hoàn thiện của công nghệ	Hiệu suất tạo ra sản phẩm	Đầu tư năm 2019	Công suất	Chi phí đầu tư/công suất	Chi phí sản xuất trung bình
	[12]	[13]	[13]	[13]	[13]	[13]
		tấn/tấn	triệu USD	triệu lít	USD/lít	USD/lít
HVO	9	0,9	150	230	0,65	0,95 - 1,18
FT (Forest residue)	6	0,12	635	230	2,76	1,45 - 2,03
ATJ (sugar)	6	0,47	385	230	1,67	0,91 - 1,63
SIP	-	0,33	270	51	5,92	1,90

**Bảng 2.** So sánh phát thải khí nhà kính của các quá trình sản xuất SAF

Nguyên liệu	Quá trình	Phát thải khí nhà kính trực tiếp (gCO <sub>2</sub> tương đương/MJ)	Phát thải khí nhà kính liên quan đến sử dụng đất (gCO <sub>2</sub> tương đương/MJ)	Tổng phát thải khí nhà kính (gCO <sub>2</sub> tương đương/MJ)	Mức độ giảm phát thải khí nhà kính so với nhiên liệu khoáng (%)	Rủi ro về nguyên liệu	Nguồn
Dầu đậu nành	HVO	40,4	24,5	64,9	25	Có	[12]
Dầu cọ	HVO	36,5	231	NA		Có	[13]
Dầu ăn đã qua sử dụng	HVO	13,9	NA	13,9	84	Không	[12]
Mỡ động vật	HVO	22,5	NA	22,5	74	Không	[12]
Phụ phẩm lâm nghiệp	FT	7,7	NA	7,7	91	Không	[12]
Phụ phẩm nông nghiệp	FT	8,3	NA	8,3	90	Không	[12]
Đường mía	ATJ	24,0	7,3	31,3	64	Có	[12]
Rỉ đường	SIP	47,0	NA	47,0	46	Không	[12]
Nhiên liệu gốc khoáng				87,0			

**1.2. Phát thải khí nhà kính của SAF**

Đánh giá cường độ phát thải khí nhà kính của nhiên liệu cần dựa trên chu trình vòng đời sản phẩm (life cycle assesment). Theo CORSIA, nhiên liệu gốc khoáng có mức phát thải 87 gCO<sub>2</sub> tương đương/MJ, tính từ quá trình khai thác, vận chuyển đến sử dụng. Đối với nhiên liệu sinh học, việc đánh giá cần tính đến cả phát thải trực tiếp từ chuỗi sản xuất (bao gồm canh tác, sản xuất, phân phối và vận chuyển) và phát thải gián tiếp do chuyển đổi mục đích sử dụng đất sang trồng cây nguyên liệu. Bảng 2 so sánh phát thải khí nhà kính của các quá trình sản xuất SAF, phản ánh sự khác biệt về mức độ canh tác và cơ giới hóa.

Phân tích phát thải khí nhà kính cho thấy SAF từ dầu cọ có mức phát thải cao hơn cả nhiên liệu hóa thạch do tác động của chuyển đổi đất, khiến một số nước châu Âu không khuyến khích sử dụng. Việc sử dụng dầu cọ và đậu nành tiềm ẩn rủi ro khi phải cạnh tranh với nguồn cung nguyên liệu sản xuất dầu ăn và diesel sinh học. Nguyên liệu từ chất thải như dầu ăn đã qua sử dụng và mỡ động vật giúp giảm phát thải tương ứng là 84% và 74% so với nhiên liệu khoáng. Công nghệ FT sử dụng phụ phẩm nông lâm nghiệp có thể giảm phát thải đến 90 - 91% so với nhiên liệu khoáng, trong khi công nghệ ATJ và SIP giảm phát thải lần lượt 64% và 46%.

Hiện nay, trong số các loại nhiên liệu hàng không bền

vững, chỉ có sản phẩm HVO-SAF được giao dịch trên thị trường quốc tế. Sản phẩm HVO được chia thành 3 nhóm dựa trên nguồn nguyên liệu và mức độ giảm phát thải CO<sub>2</sub>: HVO-I được sản xuất từ nguồn thực phẩm (giảm phát thải CO<sub>2</sub> tối thiểu 65%); HVO-II được sản xuất từ dầu ăn thải và chế biến dầu cọ (giảm phát thải CO<sub>2</sub> tối thiểu 85%); HVO-III được sản xuất từ mỡ động vật (giảm phát thải CO<sub>2</sub> tối thiểu 80%).

Theo số liệu của Argus, giá FOB của HVO-I tăng mạnh từ 1.337 USD/tấn (2020) lên 1.962 USD/tấn (2021); trong khi đó giá HVO-II tăng từ 1.779 USD/tấn lên 2.342 USD/tấn, còn giá HVO-III tăng từ 1.668 USD/tấn lên 2.156 USD/tấn. Trong giai đoạn từ tháng 3 - 8/2022, giá HVO-II dao động từ 3.100 - 3.500 USD/tấn, sau đó giảm xuống 2.342 USD/tấn trong năm 2023 [14].

Việc xác minh nguồn gốc của nguyên liệu có vai trò quan trọng trong chuỗi sản xuất SAF, cho phép kiểm kê đầy đủ phát thải khí nhà kính trong toàn bộ quá trình sản xuất và xác định chính xác định mức phát thải của sản phẩm.

**2. Chuỗi cung ứng nguyên liệu sản xuất HVO/SAF**

Công nghệ HVO cho phép sử dụng nhiều nguồn nguyên liệu là các loại dầu thực vật, mỡ động vật từ nguồn chế biến, từ phụ phẩm như dầu ăn thải và mỡ động vật... và được chia làm 3 loại.

- Nhiên liệu sinh học thế hệ 1 sử dụng nguyên liệu dầu hạt cải, đậu nành hoặc đậu cò và mỡ động vật. Các nguyên liệu này có nguồn gốc ngũ cốc (crop based) hoặc động vật. Khi sử dụng làm nguyên liệu sẽ cho các sản phẩm có tiềm năng giảm phát thải khí nhà kính từ 25 - 50%.

- Nhiên liệu sinh học tiên tiến sử dụng nguyên liệu dầu ăn thải, phụ phẩm trong quá trình chế biến đậu cò, mỡ động vật không sử dụng cho mục đích thực phẩm. Các nguyên liệu này có nguồn gốc chất thải hoặc phụ phẩm của các quá trình sản xuất khác (waste based). Khi sử dụng nhóm nguyên liệu waste-based sẽ tạo ra sản phẩm có tiềm năng giảm 70 - 80% phát thải khí nhà kính.

- Nhiên liệu sinh học thế hệ hai sử dụng chất thải hữu cơ, rác thải sinh hoạt, cặn hoặc tảo (algae). Sử dụng các loại nguyên liệu này thì nhiên liệu có mức độ giảm phát thải là 200%.

Chỉ thị về Năng lượng tái tạo (REDII) của EU đã thiết lập khung chính sách thúc đẩy sản xuất và sử dụng năng lượng sinh học tiên tiến, phản ánh xu hướng chuyển dịch từ nhiên liệu hóa thạch sang nhiên liệu sinh học, với ưu tiên sử dụng nhiên liệu sinh học tiên tiến để hạn chế thay đổi mục đích sử dụng đất. Châu Âu đã sử dụng đa dạng nguồn nguyên liệu sản xuất nhiên liệu sinh học, bao gồm 6,2 triệu tấn dầu hạt cải, 4,3 triệu tấn đậu nành đã qua sử dụng, 1,5 triệu tấn đậu cò, 0,75 triệu tấn dầu đậu nành và 0,95 triệu tấn mỡ động thực vật [15]. Tuy nhiên, EU không khuyến khích sử dụng đậu cò và dầu hạt cải do ảnh hưởng đến việc chuyển đổi đất rừng sang đất canh tác tại khu vực Đông Nam Á. Thay vào đó, EU ưu tiên sử dụng đậu nành đã qua sử dụng và mỡ động vật, đồng thời áp dụng chính sách double count, tính gấp đôi nhiệt trị cho nhiên liệu sinh học tiên tiến trong lĩnh vực giao thông vận tải.

Theo số liệu của S&P Global Commodity (Hình 4) [16], Trung Quốc đứng số 1 thế giới về xuất khẩu đậu nành đã qua sử dụng với sản lượng trên 1,1 triệu tấn. Tiếp theo là Malaysia (468.000 tấn), Indonesia (460.000 tấn) và Mỹ (339.000 tấn). Đáng chú ý, Indonesia và Malaysia, dù là nước sản xuất đậu cò lớn, vẫn tích cực thu gom đậu nành đã qua sử dụng để xuất khẩu. Về nhập khẩu, các thị trường tiêu thụ chính là Hà Lan và Tây Ban Nha

ở châu Âu, cùng với Singapore (830.000 tấn), Malaysia (96.000 tấn), Hàn Quốc (5.000 tấn) ở châu Á. Trung Quốc xuất khẩu đậu nành đã qua sử dụng đến nhiều thị trường, bao gồm Tây Ban Nha, Hà Lan, Đức và Italy ở châu Âu và các nước châu Á như Singapore (205.497 tấn) và Malaysia. S&P Global Commodity [17] cho biết hiện nay toàn thế giới đang thu gom khoảng 14 triệu tấn đậu nành đã qua sử dụng và dự báo đến năm 2030 sẽ đạt khoảng 30 triệu tấn, trong đó riêng châu Âu cần 6,1 - 6,5 triệu tấn đậu nành đã qua sử dụng để sản xuất nhiên liệu sinh học [18].

Hiện nay các nước trong khu vực châu Á đang tiến hành thu gom đậu nành đã qua sử dụng để sản xuất nhiên liệu sinh học. Bảng 3 là số liệu được ước tính từ số liệu thu gom đậu nành sau sử dụng của các quốc gia trong khu vực châu Á [19]. Số liệu cho thấy việc thu gom đậu nành đã qua sử dụng trực tiếp tại hộ gia đình là khó khăn và thậm chí các quốc gia phát triển như Nhật Bản và Hàn Quốc tỷ lệ thu gom còn thấp. Indonesia và Malaysia có tỷ lệ thu gom từ các hộ gia đình cao hơn. Tỷ lệ thu gom cao tại các nhóm khách hàng là các nhà hàng, khách sạn, các công ty sản xuất mì gói do đậu nành đã qua sử dụng có sản lượng lớn và tập trung. Số liệu cho thấy sản lượng thu gom đậu nành đã qua sử dụng tại Trung Quốc là khoảng 3 - 4 triệu tấn, Ấn Độ thu gom khoảng 200.000 - 300.000 tấn, Nhật Bản thu gom khoảng 70.000 - 122.000 tấn, Indonesia thu gom khoảng 182.000 - 266.000 tấn/năm, Malaysia khoảng 48.000 - 71.000 tấn, Hàn Quốc lượng thu gom khoảng 88.000 - 107.000 tấn.

Cường độ phát thải khí nhà kính của SAF phụ thuộc vào nguồn gốc nguyên liệu sản xuất, do đó việc truy xuất nguồn gốc và xác minh tính bền vững của nguyên liệu là yếu tố quan trọng trong quá trình thu gom và vận chuyển. Theo Chỉ thị RED II của châu Âu, các đơn vị cung cấp nhiên liệu sinh học phải có chứng nhận nhiên liệu sinh học bền vững (ISCC). Được phát triển từ năm 2006 và thường xuyên cập



Hình 4. Xuất nhập khẩu đậu nành đã qua sử dụng của toàn thế giới năm 2021.



**Bảng 3.** Sản lượng dầu ăn đã qua sử dụng thu gom theo các nhóm khách hàng tại một số nước châu Á

Quốc gia	Hộ gia đình		Nhà hàng		Chế biến thực phẩm		Tổng
	Tỷ lệ thu gom (%)	Nghìn tấn	Tỷ lệ thu gom (%)	Nghìn tấn	Tỷ lệ thu gom (%)	Nghìn tấn	Nghìn tấn
Trung Quốc	0	0	60 - 80	2.676 - 3.569	70 - 90	410 - 528	3.086 - 4.097
Ấn Độ	0 - 1	0 - 2	5 - 10	58 - 116	40 - 50	166 - 208	224 - 326
Nhật Bản	3 - 5	3 - 5	20 - 40	43 - 87	40 - 50	24 - 30	70 - 122
Indonesia	5 - 10	26 - 51	20 - 30	66 - 100	70 - 90	90 - 115	182 - 266
Malaysia	12 - 20	21 - 35	30 - 40	16 - 22	70 - 90	11 - 14	48 - 71
Hàn Quốc	20 - 25	3 - 4	80 - 95	63 - 75	70 - 90	22 - 28	88 - 107

**Bảng 4.** Sản lượng và khả năng thu hồi dầu ăn đã qua sử dụng theo nhóm khách hàng

Nhóm khách hàng	Dân cư	Khách sạn	Sản xuất mì ăn liền	Sản xuất snack	Tổng
Sản lượng (tấn)	100.000	126.000	34.000	29.000	289.000
Giá định tỷ lệ thu gom	0%	100%	100%	100%	189.000
Giá định tỷ lệ thu gom	0%	50%	50%	50%	94.500

nhật theo điều kiện thị trường và yêu cầu pháp lý, ISCC là chứng nhận từ bên thứ ba về sự tuân thủ thị trường nhiên liệu sinh học châu Âu. Chứng nhận này thẩm tra toàn bộ chuỗi giá trị sản xuất, xác thực khả năng truy xuất nguồn gốc, chứng minh sự tuân thủ tiêu chí bền vững quốc tế, đồng thời thể hiện cam kết với phát triển kinh tế tuần hoàn và giảm phát thải.

### 3. Tiềm năng nguyên liệu sản xuất SAF bằng công nghệ HVO tại Việt Nam

#### 3.1. Về nguồn nguyên liệu

Việt Nam không có lợi thế về nguồn nguyên liệu truyền thống cho sản xuất nhiên liệu sinh học, do dầu dừa từ Bến Tre (sản lượng khoảng 10.000 tấn/năm) có mạch carbon C<sub>12</sub> không phù hợp; dầu điều không chứa triglyceride cần thiết cho quá trình HVO.

Theo thông tin từ Hiệp hội Chế biến và Xuất nhập khẩu Thủy sản Việt Nam (VASEP), Việt Nam có tiềm năng lớn từ phụ phẩm ngành thủy sản với tổng công suất thiết kế đạt 1,5 triệu tấn nguyên liệu/năm, tập trung chủ yếu ở Đồng bằng sông Cửu Long. Sản lượng cá tra trong giai đoạn 2013 - 2023 dao động từ 1,1 - 1,6 triệu tấn [20], với hàm lượng mỡ thu hồi khoảng 17% tương đương 180.000 tấn/năm. Thực tế cho thấy sản lượng mỡ cá tăng từ 167.000 tấn (2020) lên 177.000 tấn (2022), với lượng xuất khẩu ổn định khoảng 84.000 tấn. Với đặc tính là nguồn nguyên liệu từ phụ phẩm chế biến đang được các quốc gia ưu tiên sử dụng trong sản xuất nhiên liệu sinh học tiên tiến.

Theo Bộ Công Thương, mức tiêu thụ dầu ăn tại Việt Nam sẽ tăng từ 9 - 10 kg/người/năm hiện nay khoảng 18,5 - 19 kg/người/năm trong tương lai, với tổng sản lượng tiêu thụ dự kiến đạt 1,5 triệu tấn năm 2025 [21].

Mặc dù phải nhập khẩu dầu thô làm nguyên liệu sản xuất, dầu ăn sau khi sử dụng lại trở thành nguồn nguyên liệu tiềm năng cho sản xuất nhiên liệu sinh học tiên tiến. Theo nghiên cứu của Margarida tỷ lệ dầu ăn đã qua sử dụng tạo ra chiếm khoảng 32% tổng lượng dầu tiêu thụ của quốc gia [22]. Với dự báo tiêu thụ khoảng 1,5 triệu tấn dầu ăn, tiềm năng dầu ăn đã qua sử dụng của Việt Nam có thể đạt khoảng 500.000 tấn/năm.

Cũng như các quốc gia tại khu vực châu Á, Việt Nam có tiềm năng thu gom dầu ăn đã qua sử dụng từ 3 nhóm chính là các nhà hàng khách sạn, doanh nghiệp sản xuất mì ăn liền và đồ ăn nhẹ (snack). Theo nghiên cứu của Kristiana [19], khoảng 10% lượng dầu tiêu thụ sẽ trở thành dầu ăn đã qua sử dụng từ khu vực dân cư. Với quy mô dân số xấp xỉ 100 triệu người và mức tiêu thụ khoảng 10 kg/người/năm, ước tính lượng dầu ăn đã qua sử dụng từ hộ gia đình có thể đạt khoảng 100.000 tấn/năm. Tuy nhiên, việc thu gom dầu ăn đã qua sử dụng của từng hộ gia đình gặp nhiều khó khăn.

Theo thông tin từ Hiệp hội Dầu ăn Việt Nam, các doanh nghiệp chiếm 35% thị phần tiêu thụ dầu ăn, trong đó nhà hàng và quán ăn chiếm 75%. Với tỷ lệ thu hồi khoảng 32%, sản lượng thu gom dầu ăn đã qua sử dụng có thể đạt đến 126.000 tấn/năm. Năm 2021 và 2022 Việt Nam tiêu thụ khoảng 8,5 tỷ gói mì [23]. Dựa trên định mức 4 g dầu ăn đã qua sử dụng/gói mì và 0,29 kg dầu ăn đã qua sử dụng/người/năm từ các doanh nghiệp sản xuất snack và mì gói [21], ước tính có thể thu hồi 34.000 tấn dầu ăn đã qua sử dụng từ sản xuất mì gói và khoảng 29.000 tấn/năm từ sản xuất snack.

Bảng 4 thể hiện sản lượng dầu ăn đã qua sử dụng hình thành từ các nhóm khách hàng tại Việt Nam. Với khu vực

dân cư, do khó khăn trong thu gom nên tỷ lệ thu hồi được coi là 0%. Trong kịch bản tỷ lệ thu gom dầu ăn đã qua sử dụng từ nhà hàng và khách sạn đạt 100%, sản lượng có thể đạt ~190.000 tấn/năm; với kịch bản tỷ lệ thu gom chỉ đạt 50%, sản lượng này ước đạt 94.500 tấn/năm. Dự báo này được tính toán trên cơ sở thực tế năm 2023, khi sản lượng thu gom dầu ăn đã qua sử dụng tại Việt Nam đạt trên 50.000 tấn, dù mới chỉ tập trung triển khai thu gom tại TP. Hà Nội và TP. Hồ Chí Minh.

Việc thu gom và xuất khẩu mỡ cá có ưu điểm vượt trội về tính minh bạch và khả năng truy xuất nguồn gốc, nhờ vào định hướng xuất khẩu của các trang trại cá và nhà máy chế biến tại Việt Nam. Quy trình, tài liệu và hệ thống thu gom, phân phối rõ ràng tạo điều kiện thuận lợi cho việc đánh giá và cấp chứng chỉ ISCC. Nhờ định hướng xuất khẩu, các đơn vị thu gom đã dần hoàn thiện hệ thống theo tiêu chuẩn quốc tế và đã được cấp chứng chỉ ISCC cho cả 2 loại nguyên liệu mỡ cá và dầu ăn đã qua sử dụng.

**3.2. Tiêu chuẩn nguyên liệu cho nhà máy sản xuất SAF bằng công nghệ HVO**

Quá trình sản xuất SAF bằng công nghệ HVO có thể sử dụng nhiều loại nguyên liệu chứa chất béo hoặc acid béo như: Dầu thực vật, mỡ bò và dầu ăn đã qua sử dụng... Ngoài ra, các phụ phẩm từ quá trình sản xuất dầu thực vật,

dầu thu hồi từ đất tẩy trắng và sản phẩm chưng cất acid béo cũng có thể được sử dụng. Quá trình HVO sản xuất SAF trải qua 2 giai đoạn: Bảo hòa các liên kết đôi trong mạch hydrocarbon và sau đó loại nguyên tử oxy thông qua các phản ứng hydrodeoxy hóa, decarboxyl hóa và decarbonyl hóa. Các phản ứng này được thực hiện ở nhiệt độ 300 - 400°C với áp suất hydro từ 3 - 10 Mpa, sử dụng các xúc tác như Ni-Mo/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Co-Mo/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> Pt/zeolite hoặc Pd/zeolite, tuy nhiên các xúc tác này dễ bị ngộ độc và giảm hoạt tính trong quá trình chuyển hóa hóa học.

Tiêu chuẩn nguyên liệu cho quá trình HVO được thể hiện ở Bảng 5. Yêu cầu kỹ thuật về nguyên liệu của các công nghệ sản xuất khác nhau chủ yếu ở hàm lượng acid tự do (FFA), có thể dao động từ 5% đến 95% tùy công nghệ. Khả năng chấp nhận FFA cao giúp đa dạng hóa được nguồn nguyên liệu đầu vào cho quá trình sản xuất. Ngoài FFA, các công nghệ đều có yêu cầu chung về thông số kỹ thuật trong nguyên liệu như hàm lượng nước phải thấp hơn 500 ppm hoặc 700 ppm, chất không hòa tan từ 100 - 500 ppm, chất không xà phòng hóa nhỏ hơn 1%, hàm lượng N trong khoảng 50 - 300 ppm, hàm lượng Cl tổng và polyethylene phải dưới 50 ppm. Đặc biệt quan trọng là kiểm soát hàm lượng phosphor dưới 3 ppm và kim loại tự do nhỏ hơn 10 ppm, vì thông số này ảnh hưởng trực tiếp đến hoạt tính và tuổi thọ của xúc tác trong quá trình chuyển hóa hóa học [24].

*Bảng 5. Tiêu chuẩn nguyên liệu của các công ty công nghệ*

Thành phần	Đơn vị	Công nghệ A	Công nghệ B	Công nghệ C	Công nghệ D
Hàm lượng acid tự do	%	< 5	< 20	< 20	< 5
Hàm lượng nước	%	< 500	< 500	< 700	< 500
Chất không hòa tan	ppm	< 500	< 500	< 100	< 500
Chất không xà phòng hóa	%	KPH	< 1	< 1	KPH
Hàm lượng phosphor	ppm	< 3	< 3	< 2	< 3
Hàm lượng kim loại tổng	ppm	< 10	< 5	< 5	< 10
Hàm lượng nitrogen	ppm	< 50	< 350	< 100	< 350
Hàm lượng lưu huỳnh	ppm	< 100	< 250	< 30	< 100
Hàm lượng chlorine tổng	ppm	< 10	< 50	< 5	< 50
Hàm lượng polyethylene (max)	ppm			< 50	

*Bảng 6. Chỉ tiêu kỹ thuật tiêu biểu của nguyên liệu thô*

Chỉ tiêu kỹ thuật	Đơn vị	Dầu cọ thô	PFDA	UCO	Mỡ động vật
Hàm lượng acid tự do (FFA)	%	< 6	> 85	1 - 10	2 - 35
Hàm lượng phosphor	ppm	15 - 30	< 5	< 20	50 - 1.000
Hàm lượng kim loại tổng	ppm	20 - 60	< 10	< 50	200 - 2.000
Hàm lượng nitrogen	ppm	10 - 20	< 10	5 - 15	50 - 15.00
Hàm lượng lưu huỳnh	ppm	< 10	< 10	10 - 100	20 - 200
Hàm lượng chlorine tổng	ppm	< 15	< 10	20 - 100	50 - 500
Hàm lượng polyethylene	ppm	-	-	0 - 200	0 - 1.000

**Bảng 7.** Chỉ tiêu chất lượng mỡ cá của một số nhà máy sản xuất trong nước

	Yêu cầu	Nhà máy I	Nhà máy II	Nhà máy III
Acid tự do (FFA %)	≤ 5	1,13	< 3	≤ 5
Hàm lượng nước và tạp chất (M&U %)	≤ 2	0,209	< 1	0,2
Chỉ số iodine (g I <sub>2</sub> /100g)	≥ 60	65,4	> 60	≤ 75
Hàm lượng lưu huỳnh (ppm)	≤ 50			≤ 20
Chỉ số xà phòng hóa (mg KOH/g)	-	195,5	210	
Chỉ số peroxide (meq/kg)	-	0,338	5	

**Bảng 8.** Thông số kỹ thuật của dầu ăn đã qua sử dụng

Tính chất	Yêu cầu	Việt Nam
Acid FFA (%)	≤ 5	3,91
Hàm lượng nước và tạp chất (%)	≤ 2	1,5
Chỉ số iodine (g I <sub>2</sub> /100g)	≥ 60	64
Chỉ số không xà phòng hóa (%)	≤ 1	0,3
Hàm lượng lưu huỳnh (ppm)	≤ 50	45

Bảng 6 cho thấy chất lượng của 5 nguồn nguyên liệu chính trong sản xuất HVO gồm: Dầu ăn, dầu cọ thô, dầu ăn đã qua sử dụng, mỡ động vật và PFAD. Dầu cọ thô, thu được từ quá trình sản xuất và xử lý sơ bộ dầu cọ, có hàm lượng acid tự do 6%, với hàm lượng phosphor và kim loại cao hơn tiêu chuẩn đầu vào, trong khi các hàm lượng N, S, Cl, PE đạt tiêu chuẩn. PFAD, được tách ra từ quá trình chưng cất, có đặc trưng là hàm lượng FFA cao nhưng các thông số cơ bản đều đáp ứng chuẩn đầu vào. Dầu ăn đã qua sử dụng có tính chất dao động tùy nguồn gốc, với hàm lượng FFA dao động từ 1 - 10% và các chỉ tiêu khác cao hơn yêu cầu (trừ hàm lượng N và Cl). Mỡ động vật có các chỉ số biến đổi trong khoảng rộng và thường cao hơn yêu cầu tiêu chuẩn.

Do sự đa dạng về chất lượng nguyên liệu đầu vào, các nhà máy đều phải thực hiện công đoạn tiền xử lý để đáp ứng tiêu chuẩn cho quá trình HVO. Quy trình này tập trung vào việc loại bỏ các tạp chất như: phosphor, kim loại, polyethylene, hợp chất nitrogen, lưu huỳnh và các thành phần chứa chlorine. Quá trình tiền xử lý cơ bản bao gồm 2 bước: Xử lý bằng acid để tách phospholipid, kim loại và khoáng, sau đó là quá trình sử dụng các chất hấp phụ để làm sạch sâu hơn. Với các nguyên liệu có chất lượng càng thấp, quy trình tiền xử lý càng trở nên phức tạp.

**3.3. Tiêu chuẩn chất lượng của nguồn nguyên liệu trong nước**

Kết quả khảo sát tại các đơn vị chế biến thủy sản (Bảng 7) cho thấy chất lượng mỡ cá trong nước đáp ứng được các yêu cầu về nguyên liệu thô như: FFA tối đa 5%, nước và tạp chất 2%, chỉ số không xà phòng hóa 1%, chỉ số iodine 60

gI<sub>2</sub>/100g và hàm lượng lưu huỳnh 50 ppm. Do đó, mỡ cá có thể được sử dụng trực tiếp làm nguyên liệu sản xuất HVO mà không cần qua công đoạn tiền xử lý. Khảo sát thị trường cho thấy có 2 doanh nghiệp nước ngoài đang thu mua mỡ cá tại Việt Nam là Diamond Green Diesel và Neste, với sản lượng xuất khẩu tăng đáng kể từ 41.000 tấn năm 2022 lên 120.000 tấn năm 2023. Mỡ cá được xuất khẩu theo 2 hình thức chính là hàng rời với giá FOB dao động từ 1.100 - 1.380 USD/tấn và container mềm với giá từ 1.250 - 1.500 USD/tấn trong năm 2023.

Tính chất của dầu ăn đã qua sử dụng và chất lượng sản phẩm HVO chịu ảnh hưởng trực tiếp từ thành phần hóa học của dầu ăn ban đầu, trong đó độ dài mạch acid béo ảnh hưởng đến nhiệt độ đông đặc. Trong quá trình sử dụng, dầu ăn trải qua quá trình biến đổi hóa học như: oxy hóa, thủy phân và trùng hợp... khiến tính chất thay đổi so với ban đầu, đặc biệt là hàm lượng acid béo tự do.

Sự hiện diện của nước trong dầu ăn đã qua sử dụng còn thúc đẩy phản ứng thủy phân tiếp diễn trong quá trình thu gom, tồn chứa và vận chuyển. Theo Bảng 8, tiêu chuẩn dầu ăn đã qua sử dụng xuất khẩu yêu cầu: FFA < 5%, hàm lượng nước và tạp chất < 2%, chỉ số không xà phòng hóa < 1%, chỉ số iodine ≥ 60 và hàm lượng lưu huỳnh < 50 ppm. So sánh với chỉ tiêu của đơn vị thu gom trong nước cho thấy dầu ăn đã qua sử dụng Việt Nam mới đạt yêu cầu nguyên liệu thô xuất khẩu và cần được xử lý thêm để đáp ứng tiêu chuẩn kỹ thuật cho quá trình sản xuất HVO.

Thị trường thu gom và xuất khẩu dầu ăn đã qua sử dụng tại Việt Nam đã có sự phát triển đáng kể trong những năm gần đây. Sản lượng thu gom tăng mạnh từ 17.000 tấn (2020 - 2021) lên 47.500 tấn (2022) và đạt khoảng 50.000 tấn (2023). Xuất khẩu dầu ăn đã qua sử dụng của Việt Nam được thực hiện chủ yếu theo phương thức container mềm, chỉ có một số chuyến xuất hàng rời. Giá FOB qua các năm biến động từ 800 USD/tấn (2020), lên 1.000 - 1.400 USD/tấn (2021), 1.200 - 1.600 USD/tấn (2022), sau giảm xuống dưới 1.000 USD/tấn trong năm 2023.

#### 4. Kết luận

Việc sử dụng nhiên liệu hàng không bền vững SAF đang trở thành yêu cầu bắt buộc nhằm giảm phát thải CO<sub>2</sub> trong ngành hàng không, với nhu cầu dự kiến tăng mạnh từ 72.000 tấn năm 2023 lên 30 triệu tấn vào năm 2030. Trong đó, công nghệ HVO được ưu tiên trong sản xuất SAF nhờ khả năng giảm tới 80% phát thải khí nhà kính và tận dụng được nguyên liệu từ chất thải hoặc phụ phẩm ngành chế biến. Đối với nhà máy HVO công suất 230 triệu lít, chi phí đầu tư ước tính khoảng 0,65 USD/tấn công suất và chi phí sản xuất từ 0,95 - 1,18 USD/lít.

Việt Nam có lợi thế về nguồn nguyên liệu cho sản xuất SAF từ phụ phẩm ngành chế biến cá da trơn và dầu ăn đã qua sử dụng. Khu vực đồng bằng sông Cửu Long cung cấp trên 100.000 tấn mỡ cá mỗi năm, với ưu điểm có nguồn gốc rõ ràng, khả năng truy vết cao và thuận lợi cho việc cấp chứng chỉ ISCC. Nhờ đạt tiêu chuẩn nguyên liệu HVO, mỡ cá có giá xuất khẩu cao, với sản lượng năm 2023 đạt 120.000 tấn. Trong khi đó, dầu ăn đã qua sử dụng của Việt Nam có tiềm năng lên đến 290.000 tấn, nhưng hiện mới thu gom được 17%. Do chất lượng chưa đạt tiêu chuẩn nguyên liệu HVO, dầu ăn đã qua sử dụng đang có giá xuất khẩu thấp hơn mỡ cá, với sản lượng năm 2023 đạt 50.000 tấn.

Dựa trên nguồn cung nguyên liệu từ chất thải bền vững bao gồm mỡ cá và dầu ăn đã qua sử dụng, với khả năng thu gom có thể đạt 200.000 tấn nguyên liệu mỗi năm, Việt Nam có đủ tiềm năng để phát triển nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học tiên tiến SAF-HVO.

#### Tài liệu tham khảo

- [1] ICAO Secretariat, "Introduction to the ICAO basket of measures to mitigate climate change, Chapter IV: Climate change mitigation: Technology and operations". [Online]. Available: [https://www.icao.int/environmental-protection/Documents/EnvironmentalReports/2019/ENVReport2019\\_pg111-115.pdf](https://www.icao.int/environmental-protection/Documents/EnvironmentalReports/2019/ENVReport2019_pg111-115.pdf).
- [2] ICAO Environment, "CORSIA States for Chapter 3 State Pairs", 2024. [Online]. Available: <https://www.icao.int/environmental-protection/corsia/pages/state-pairs.aspx>.
- [3] European Union, "Regulation (EU) 2023/2405 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 on ensuring a level playing field for sustainable air transport", 2023. [Online]. Available: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:L\\_202302405](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302405).
- [4] KPMG, "Is Asia Pacific a game changer for the global SAF industry?" 2023. [Online]. Available: <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/sg/pdf/2024/05/is-asia-pacific-a-game-changer-for-the-global-saf-industry.pdf>.
- [5] U.S Department of Energy, "Alternative fuels data center", 2024. [Online]. Available: <https://afdc.energy.gov/fuels/sustainable-aviation-fuel>.
- [6] World Economic Forum, "Dataset adapted from "Clean skies for tomorrow"".
- [7] Alba Canovas, Alex Ehrenhaus, Arianna Baldo, Carina Wessels, Carolina Grassi, Mariana Tracastro, Onofre Andrade, Otavio Cavalett, Pratima Gangopadhyay, Robert Boyd, and Sharmine Tan, "Sustainable feedstock assessment for sustainable aviation fuel production in Southeast ASEAN", *The Roundtable on Sustainable Biomaterials*, 2024.
- [8] GREENEA, "New players join the HVO game". [Online]. Available: <https://greenea.com/en/publication/new-players-join-the-hvo-game/>.
- [9] GREENEA, *Horizone 2030*, "Which investments will see the light in the biofuel industry?", 2021. [Online]. Available: <https://www.greenea.com/wp-content/uploads/2021/01/Greenea-Horizon-2030-Which-investments-will-see-the-light-in-the-biofuel-industry-1.pdf>.
- [10] Hydrocarbon Processing, "Scaling up SAF production with Fischer Tropsch technology", 2024. [Online]. Available: <https://www.hydrocarbonprocessing.com/news/2024/04/scaling-up-saf-production-with-fischer-tropsch-technology>.
- [11] SAF Inverstor, "Project: LanzaJet freedom pines, georgia, USA", 2022. [Online]. Available: <https://www.safinvestor.com/project/141923/lanzajet-freedom-pines-georgia-usa/>.
- [12] Jane O'Malley, Nikita Pavlenko, and Yi Hyun Kim, "Meeting the SAF grand challenge: Current and future measures to increase U.S. Sustainable aviation fuel production capacity", *International Council on Clean Transportation*, 2023.
- [13] Nikita Pavlenko, Stephanie Searle, and Adam Christensen, "The cost of supporting alternative jet fuels in the Eupean Union", *International Council on Clean Transportation*, 2019.
- [14] Amsterdam-Rotterdam-Antwerp, "Argus biofuels daily international market prices and commentary", 2023.
- [15] Gain, USDA, "Biofuels annual", 2023.

[16] S&P Global, "Demand heats up for Asia's used cooking oil, 2022". [Online]. Available: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/blogs/agriculture/072922-sustainable-aviation-fuel-used-cooking-oil-uco-methyl-ester>.

[17] S&P Global, "Global UCO supply to double by 2030 as US, EU policies drive Asian supply", 2023. [Online]. Available: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/agriculture/100423-global-uco-supply-to-double-by-2030-as-us-eu-policies-drive-asian-supply>.

[18] Anouk van Grinsven, Emiel van den Toorn, Reinier van der Veen, and Bettina Kampman, "Used Cooking Oil (UCO) as biofuel feedstock in the EU", 2020. [Online]. Available: <https://cedelft.eu/publications/used-cooking-oil-uco-as-biofuel-feedstock-in-the-eu>.

[19] Tenny Kristiana, Chelsea Baldino, and Stephanie Searle, "An estimate of current collection and potential collection of used cooking oil from major Asian exporting countries", *International Council on Clean Transportation, Working paper 13 February 2022*.

[20] Hiệp hội chế biến và xuất nhập khẩu thủy sản Việt Nam, "Năm 2022, sản lượng cá tra toàn cầu có thể giảm

4,6%, nguyên nhân chủ yếu từ Việt Nam", 2022. [Online]. Available: <https://vasep.com.Việt-Nam/san-pham-xuat-khau/ca-tra/thi-truong-the-gioi/nam-2022-san-luong-ca-tra-toan-cau-co-the-giam-4-6-nguyen-nhan-chu-yeu-tu-viet-nam-23677.html>.

[21] Statista, "Production volume of refined vegetable oil in Vietnam from 2015 to 2022", 2024. [Online]. Available: <https://www.statista.com/statistics/1115232/vietnam-refined-vegetable-oil-production-volume>.

[22] Margarida Ribau Teixeira, Ricardo Nogueira, and Luís Miguel Nune, "Quantitative assessment of the valorisation of used cooking oils in 23 countries", *Waste Management, Volume 78*, pp. 611 - 620, 2018.

[23] Statista, "Demand for instant noodles in Vietnam 2014-2022", 2024. [Online]. Available: <https://www.statista.com/statistics/1110859/vietnam-serving-demand-for-instant-noodles/>.

[24] Veronique Gibon, Wim De Greyt, Jan De Kock, and Marc Kellens, "Requirements and solutions for the pretreatment of HVO feedstocks", 2022. [Online]. Available: <https://advancedbiofuelsusa.info/requirements-and-solutions-for-pretreatment-of-hvo-feedstocks/>.

## VIETNAM'S FEEDSTOCK SUPPLY POTENTIAL FOR SUSTAINABLE AVIATION FUEL HVO/SAF

**Van Dinh Son Tho**

School of Chemistry and Life Sciences - Hanoi University of Science and Technology

Email: [tho.vandinhson@hust.edu.vn](mailto:tho.vandinhson@hust.edu.vn)

### Summary

The International Civil Aviation Organization (ICAO) is advancing the adoption of sustainable aviation fuel (SAF) to mitigate CO<sub>2</sub> emissions through the Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA), targeting a start to emissions reductions by 2027. Among SAF production technologies, hydrogenated vegetable oil (HVO), which refines vegetable oils, waste oils, and fats via hydrodeoxygenation, has been commercialized worldwide. This approach uses by-products as feedstock, achieving up to an 80% reduction in CO<sub>2</sub> emissions without altering land use for feedstock cultivation.

Vietnam has potential to sustainably supply feedstock for SAF production, primarily from fish fat - a by-product of pangasius export, and used cooking oil (UCO) - a by-product of food processing. This potential can be further enhanced with improvements in collection efficiency. In 2023, Vietnam exported approximately 120,000 tons of fish fat and 50,000 tons of used cooking oil to SAF producers such as Neste and Diamond Green Diesel.

This paper introduces SAF production technologies and analyzes the factors indicating Vietnam's feedstock supply potential for the international market in sustainable aviation fuel production using HVO technology.

**Key words:** Hydrogenated vegetable oil (HVO), hydro-processed esters and fatty acid (HEFA), sustainable aviation fuel (SAF), used-cooking oil (UCO), fish fat.

# NGHIÊN CỨU ỨNG DỤNG ROBOT VÀ PHƯƠNG PHÁP KIỂM TRA KHÔNG PHÁ HỦY TRONG ĐÁNH GIÁ ĂN MÒN BỒN CHỨA NHIÊN LIỆU

Nguyễn Thị Lan<sup>1,2</sup>, Huỳnh Khắc Tâm<sup>2</sup>, Thái Lâm Cường Quốc<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Trường Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU)

<sup>2</sup>Trường Đại học Bách khoa, Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh

Email: ntlan.sdh231@hcmut.edu.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.05-08>

## Tóm tắt

Hiện tượng ăn mòn và nứt gãy trên bồn chứa nhiên liệu hoặc hệ thống đường ống dầu khí có thể gây hậu quả nghiêm trọng đến con người và môi trường. Nghiên cứu này giới thiệu và phân tích các loại robot leo bồn trụ đứng kết hợp với các phương pháp kiểm tra không phá hủy (NDT) trong công tác khảo sát, đánh giá ăn mòn bồn chứa nhiên liệu. Từ việc phân tích ưu nhược điểm của từng phương pháp, nhóm tác giả đề xuất giải pháp tích hợp robot leo bồn chứa hình trụ đứng và phương pháp NDT phù hợp để kiểm tra ăn mòn tại hệ thống bồn chứa nhiên liệu tại các đơn vị thành viên của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam).

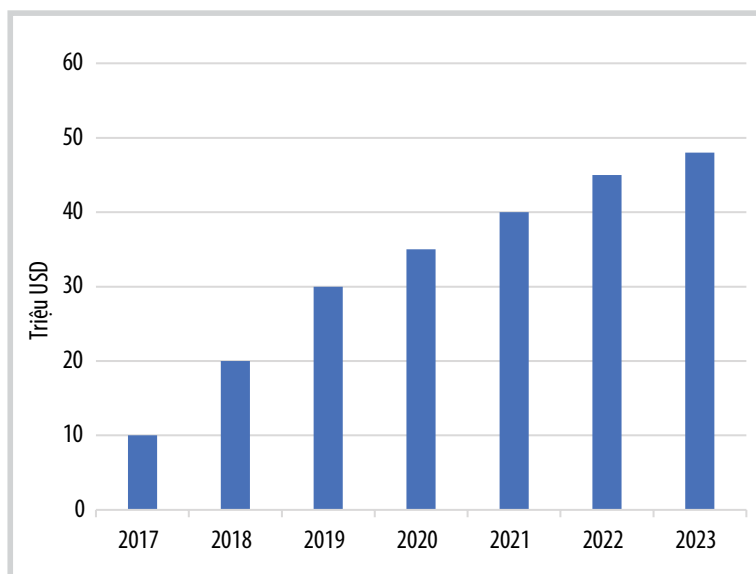
**Từ khóa:** Robot leo bồn, phương pháp kiểm tra không phá hủy (NDT), phương pháp MFL, bồn chứa dầu, ăn mòn.

## 1. Giới thiệu

Các công trình, thiết bị trong chuỗi hoạt động dầu khí (khai thác, chế biến, tàng trữ, vận chuyển và phân phối) cần được kiểm tra định kỳ để đảm bảo vận hành an toàn. Trước đây, phương pháp kiểm tra truyền thống đối với bồn chứa thường dựa vào con người trực tiếp quan sát bằng mắt hoặc thiết bị cầm tay, với sự hỗ trợ của giàn giáo không chỉ tốn thời gian mà còn tiềm ẩn rủi ro cao về an toàn lao động.

Nhu cầu sử dụng robot phát hiện khuyết tật tăng liên tục trong giai đoạn 2017 - 2023 (Hình 1) [1]. Tại Việt Nam, công tác khảo sát bồn chứa nhiên liệu chủ yếu vẫn áp dụng phương pháp thủ công, việc sử dụng robot còn rất hạn chế. Trong khi đó, hệ thống bồn chứa đã được xây dựng từ lâu với số lượng lớn, dẫn đến nhu cầu khảo sát ngày càng tăng. Việc nghiên cứu tính năng và công nghệ của các loại robot khảo sát là cơ sở quan trọng để triển khai tự động hóa công tác kiểm tra ăn mòn bồn chứa.

Bài báo giới thiệu các loại robot leo bồn chứa hình trụ đứng trong đó tập trung vào công nghệ điều khiển, khả năng áp dụng và tính năng của từng loại robot đang được nghiên cứu phát triển trên thế giới; công nghệ và phương pháp khảo sát ăn mòn được trang bị cho các loại robot này. Trên cơ sở phân tích ưu nhược điểm của từng loại robot và công nghệ khảo sát có thể ứng dụng trong quá trình bảo trì và bảo dưỡng bồn chứa nhiên liệu, nhóm tác giả đề xuất loại robot phù hợp để kiểm tra ăn mòn bồn chứa nhiên liệu tại các đơn vị của Petrovietnam.



**Hình 1.** Tổng đầu tư cho robot kiểm tra bồn chứa trong ngành công nghiệp dầu khí trong giai đoạn 2017 - 2023 [1].



Ngày nhận bài: 20/10/2023.

Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 20/10/2023 - 4/2/2024.

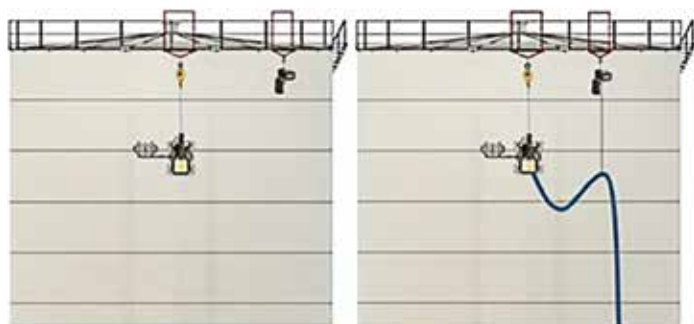
Ngày bài báo được duyệt đăng: 4/10/2024.

## 2. Phân loại robot khảo sát ăn mòn bồn trụ đứng chứa sản phẩm dầu khí

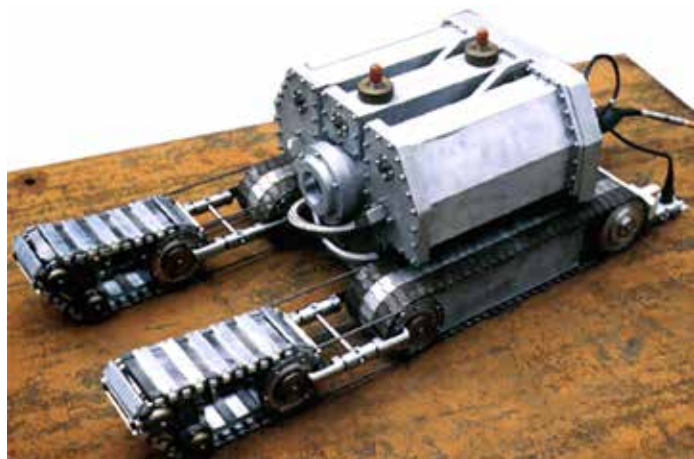
Bồn chứa nhiên liệu thường được chế tạo bằng các tấm thép từ tính, liên kết bằng các đường hàn dọc và ngang. Trong quá trình vận hành, các khu vực khác nhau của bồn chứa nhiên liệu chịu tác động ăn mòn không đồng đều, do các sản phẩm phụ như  $\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$  và  $\text{H}_2\text{S}$  sinh ra trong quá trình lưu trữ dầu thô [2].

Đáy bồn chứa thường bị ăn mòn do lắng đọng bùn chứa vi sinh vật dị dưỡng [2]. Việc kiểm tra đáy bồn phải dừng hoạt động sản xuất, rút sản phẩm và làm sạch bề mặt đáy, gây tốn kém và tiềm ẩn rủi ro cao. Thân bồn chứa thường bị ăn mòn và biến dạng kết cấu, cần kiểm tra thường xuyên theo tiêu chuẩn quốc tế. Việc kiểm tra thân bồn có thể nghiên cứu ứng dụng robot di chuyển tự động để khảo sát ăn mòn.

Nguyên tắc leo bồn là tiêu chí chính để phân loại robot kiểm tra bồn chứa. Có hai nhóm kỹ thuật leo chính: thứ nhất dựa trên cơ chế bám dính và thứ hai là nguyên lý di chuyển. Trong đó, cơ chế bám dính an toàn và ổn định vào thành bồn là yếu tố quan trọng nhất khi thiết kế robot, đảm bảo khả năng di chuyển linh hoạt trên các bề mặt khác nhau. Các cơ chế bám dính thường được sử dụng bao gồm: lực từ tính [4 - 7], giác hút chân không [8], chân kẹp sinh học [9, 10] và thiết bị gắn cơ



Hình 2. Robot khảo sát bồn kim loại chứa xăng dầu.



Hình 3. Robot kiểm tra trong bồn của Neptune [17].

khí như đường ray, chân hoặc kẹp. Nhóm nguyên lý di chuyển có thể được chia thành 4 nhóm nhỏ hơn [11]: bánh xe, đường ray, chân và các thiết bị dựa trên bộ truyền động [11]. Hình 2 minh họa nguyên lý vận động của robot sử dụng nam châm vĩnh cửu trong quá trình khảo sát bồn trụ nổi.

Với đặc tính từ tính của thép carbon - vật liệu chế tạo chính của bồn trụ nổi chứa dầu, robot sử dụng nguyên lý bám dính từ tính được ứng dụng phổ biến. Phương pháp này thường sử dụng nam châm vĩnh cửu, như trong trường hợp robot của hãng Eddyfi [12], cho phép robot bám chắc trên bề mặt khảo sát mà không cần cung cấp thêm năng lượng. Trong những trường hợp cần điều chỉnh lực bám dính, nam châm điện được sử dụng như một giải pháp thay thế hiệu quả [13].

Cơ chế bám dính bằng khí nén là công nghệ phổ biến trong robot kiểm tra kết cấu thẳng đứng. Lực bám của robot tỷ lệ thuận với chênh lệch áp suất giữa buồng cốc hút và khí quyển. Ưu điểm của phương pháp này là robot có thể hoạt động trên nhiều loại vật liệu, không giới hạn ở bề mặt sắt từ như phương pháp bám dính từ tính. Hệ thống cốc hút điển hình bao gồm: 3 giác hút, 1 tấm đỡ, 1 bơm chân không và các phụ kiện khác đi kèm [14]. Robot ICM Rover là ví dụ ứng dụng cơ cấu này như giải pháp an toàn chống rơi trong quá trình khảo sát.

Phương pháp bám dính mô phỏng sinh học đang được nhiều doanh nghiệp phát triển để tạo robot leo bồn hiệu quả. Một nghiên cứu đã phát triển robot 4 chân với 12 lưỡi câu [15], mô phỏng kỹ thuật chuyển động của vận động viên leo núi và mèo trên bề mặt thẳng đứng. Hyouk Ryeol Choi and Se-gon Roh [16] đề xuất phương pháp lấy cảm hứng từ ngón chân tắc kè (gecko), sử dụng tấm gạch cứng được hỗ trợ bởi vật liệu đàn hồi và đường gân không co giãn, giúp bộ phận leo tiếp xúc tối ưu với bề mặt.

Robot Neptune, do Viện Robotics tại Đại học Carnegie Mellon phát triển, là một trong những robot kiểm tra bồn chứa điển hình cùng với Maverick và Scavenger. Neptune được thiết kế để kiểm tra các bồn chứa dầu trên mặt đất mà không cần làm sạch sản phẩm. Robot được trang bị các thành phần chuyên biệt: Bánh xích để di chuyển vào bên trong bể; cảm biến siêu âm để phát hiện rò rỉ và định vị; camera HD để thu thập hình ảnh; cảm biến siêu âm đo chiều dày, giúp lập bản đồ chiều dày và kiểm tra

đường hàn [17]. Hình 3 minh họa cấu tạo và hoạt động của robot Neptune.

Các robot khảo sát bồn chứa thường được trang bị thiết bị kiểm tra ăn mòn và khuyết tật tương tự nhau, chỉ khác biệt chủ yếu ở cơ chế leo bồn và hệ thống điều khiển. Đáng chú ý là robot của Osaka Gas đã ứng dụng công nghệ mới, sử dụng nguyên lý sóng siêu âm chỉ nhiễu xạ khi có khuyết tật, mang lại hiệu quả cao hơn về thời gian và chi phí so với phương pháp phản xạ xung siêu âm truyền thống.

Hệ thống điều hướng của robot đã được phát triển theo nhiều hướng khác nhau. Hua Wang và cộng sự đề xuất kết hợp thuật toán CMAC mờ (fuzzy CMAC) với mạng neuron để nâng cao hiệu suất điều hướng thông qua hệ thống điều khiển theo dõi. Trong khi đó, Raúl Fernández và cộng sự [18] ứng dụng phương pháp máy chủ/máy khách để điều hướng tự động cho mẫu robot leo bồn.

Hệ thống máy chủ/máy khách phân chia chức năng điều khiển robot theo 2 cấp độ. Chương trình máy khách tập trung vào điều khiển cục bộ, đảm bảo di chuyển và điều hướng an toàn. Trong khi đó, chương trình máy chủ tại phòng điều khiển thực hiện các nhiệm vụ như thu thập dữ liệu hình ảnh và phát hiện ăn mòn/khuyết tật. Tuy nhiên, phương pháp này không phù hợp với bồn chứa thành mỏng, vì trọng lượng và kích thước của robot có thể gây biến dạng bề mặt bồn chứa.

Fischer [19] đề xuất giải pháp kết cấu mẹ/con cho bồn chứa thành mỏng. Robot mẹ có kích thước lớn, di chuyển trên đường ray gắn trên bồn, đảm nhiệm chức năng bám dính và vận động. Robot con được thiết kế có trọng lượng rất nhẹ chỉ mang thiết bị dò tìm cần thiết. Về mức độ tự động hóa, robot kiểm tra bồn chứa chủ yếu là bán tự động, đòi hỏi giám sát từ xa của người vận hành. Tuy nhiên, Kalra [4] đã phát triển cơ chế điều khiển không dây mới, cho phép robot vận hành hoàn toàn tự động.

Nam châm được lựa chọn là phương pháp bám dính tối ưu cho robot leo bồn, do bồn trụ đứng dung tích lớn chủ yếu được chế tạo bằng thép từ tính. Hiện nay, có 3 dạng robot leo bồn sử dụng nguyên lý bám dính từ tính gồm: Robot dạng bánh xích, robot dạng bánh xe từ và robot dạng thanh răng. Các loại robot đang được thử nghiệm và ứng dụng trong công nghiệp sẽ được phân tích tính năng, đánh giá khả năng áp dụng, từ đó đề xuất phương án phát triển robot khảo sát ăn mòn và khuyết tật của các bồn chứa dầu của Petrovietnam.

### 3. Các dạng robot leo bồn trụ đứng điển hình

#### 3.1. Robot leo bồn thử nghiệm dạng bánh xích bám dính bằng nam châm vĩnh cửu

Weimin Shen và cộng sự đã phát triển robot kiểm tra không phá hủy (NDT) cho bồn chứa nhiên liệu, nhằm thay thế phương pháp sử dụng giàn giáo truyền thống. Robot được thiết kế để hoạt động bồn chứa có bán kính 5 - 10 m, chiều cao 15 - 20 m với cấu trúc đặc thù là các tấm thép hàn nối nhiều tầng có độ dày khác nhau, tạo ra đường hàn khoảng 10 mm. Để đáp ứng điều kiện hoạt động, robot được thiết kế có khả năng mang theo thiết bị NDT tối thiểu 30 kg và di chuyển với tốc độ 5 - 10 m/phút. Đặc biệt, robot phải vượt qua được các mối hàn mà không bị rơi và có thể điều khiển từ xa trong phạm vi tối thiểu 50 m. Với các tính năng này, robot có thể thực hiện được nhiều chức năng như kiểm tra vết rỗ, nứt trên thân bồn, phun cát và phun sơn bề mặt...

Weimin Shen và cộng sự đã chế tạo thành công robot leo bồn thử nghiệm vào năm 2006 [20], sau 1 năm nghiên cứu. Robot được trang bị hệ thống nam châm vĩnh cửu kích thước  $52 \times 55 \times 28 \text{ mm}^3$ , có trọng lượng 3,5 N cho mỗi nam châm, tạo lực hút 150 N cho mỗi tổ hợp với khe hở là 3 mm. Tổng lực hút của hệ thống nam châm đạt trên 2.700 N, cho phép robot di chuyển an toàn và chắc chắn trên thành bồn với tải trọng lớn hơn 350 N.

Trong cùng thời điểm, Love P. Karla và cộng sự đã công bố robot leo bồn thử nghiệm sử dụng cảm biến NDT để kiểm tra khuyết tật thân bồn nổi chứa xăng dầu hình trụ (Hình 4) [4].

Nghiên cứu tập trung phát triển giải thuật di chuyển cho robot trên bồn chứa có chướng ngại vật là cầu thang hàn trực tiếp vào thân bồn chứa, nối từ đáy lên đỉnh, các đường hàn cao 2 - 3 cm. Việc thử nghiệm được thực hiện trên bồn chứa 3 tầng (3 courses) có cầu thang bộ như Hình 5.

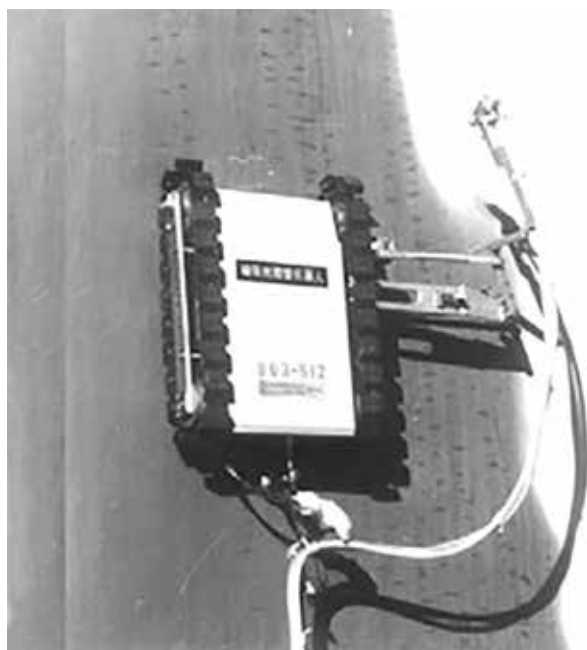


Hình 4. Cấu trúc cơ khí của robot kiểm tra vết nứt bồn trụ nổi chứa xăng dầu [4].





Hình 5. Thử nghiệm robot phát hiện vết nứt trên thân bồn chứa nhiên liệu hình trụ đứng [4].



Hình 6. Robot leo bồn do Đại học Dalhousie nghiên cứu chế tạo [10].



Hình 7. Robot MINI Climber [21].

Các thử nghiệm được thực hiện nhằm đánh giá: khả năng bám dính của đường ray trên bề mặt cong, ảnh hưởng của chuyển động xoay và phản ứng của nam châm với bề mặt bị gỉ sét và bong tróc sơn. Robot được trang bị camera không dây để ghi lại hành trình di chuyển và dây an toàn để phòng trường hợp nam châm bị rơi. Với yêu cầu di chuyển theo cả chiều dọc và ngang, robot được thiết kế theo dạng bánh xích, sử dụng phương pháp bám dính bằng nam châm vĩnh cửu (permanent magnetic adsorption method) và cơ chế di chuyển dạng track (tracked locomotion mode). Mặc dù chỉ là mô hình thử nghiệm, kết quả nghiên cứu này có ý nghĩa quan trọng trong việc phát triển robot khảo sát ăn mòn thân bồn chứa nhiên liệu cho ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam.

### 3.2 Robot thử nghiệm của Đại học Dalhousie

Đại học Dalhousie đã nghiên cứu, chế tạo robot leo tường để kiểm tra đường hàn, khuyết tật và mức độ ăn mòn của bồn chứa nhiên liệu có đường kính trên 15 m (Hình 6). Robot có cấu tạo đơn giản với khung nhôm dày 3 mm và trọng lượng 13,6 kg. Hệ thống bám dính gồm 2 dây đai, mỗi đai gắn 24 thanh nam châm vĩnh cửu (kích thước 50,8 x 12,7 x 6,4 mm). Robot được trang bị 2 động cơ Astro flight 940P (24 volt, 750 watts), cho phép di chuyển với tốc độ 10 m/phút. Mặc dù có ưu điểm về kết cấu đơn giản và tốc độ di chuyển nhanh, nhưng robot này chưa được ứng dụng vào thực tế.

### 3.3. Robot MINI Climber IMC

Robot MINI Climber của IMC (Hình 7) được thiết kế để kiểm tra các công trình có không gian hẹp như đập thủy điện, turbine gió và tàu ngầm. Robot có kích thước nhỏ gọn (35 x 38 cm), trọng lượng 9 kg và được trang bị 1 cánh tay robot. Ưu điểm của MINI Climber là sử dụng vật liệu composite (sợi carbon và epoxy) giúp giảm thiểu trọng lượng, đồng thời tích hợp hệ thống định vị tia laser để tối ưu hóa chuyển động trong không gian hạn chế. Tuy nhiên, công nghệ bản quyền khiến chi phí sử dụng robot này khá cao.

### 3.4. Robot Scorpion B-Scan

Robot Scorpion B-Scan do Silverwing (Mỹ) phát triển (Hình 8) là robot kiểm tra khuyết tật bên trong bồn chứa nhiên liệu bằng đầu dò siêu âm. Robot có kích thước 385 x 222 x 102 mm, trọng lượng 4,74 kg, lực hút nam châm 13,6 kg, tốc độ di chuyển 25 mm/giây, phạm vi hoạt động 30 m (theo chiều dài cáp). Hệ thống truyền động là 4 bánh



Hình 8. Robot Scorpion2 [22].

xe với 4 động cơ độc lập 12 VDC. Robot này có ưu điểm là thiết kế nhẹ, khả năng di chuyển nhanh và linh hoạt trên bề mặt bồn chứa. Tuy nhiên, robot cũng có hạn chế là chi phí cao, hiệu suất làm việc thấp do diện tích quét nhỏ, đầu dò chuyên biệt có cấu tạo phức tạp, khó thay thế.

### 3.5. Robot RMS2

Robot RMS2 (Rinaldi Mechatronic Systems) là thiết bị chuyên dụng đánh giá ăn mòn sử dụng phương pháp siêu âm 3 chiều, với chức năng hiển thị C-Scan để xác định chiều dày (Hình 9). Robot này có ưu điểm là khả năng kiểm tra nhanh, chính xác và hiệu suất cao. Tuy nhiên, robot có hạn chế về mặt kỹ thuật như cấu tạo phức tạp, trọng lượng lớn, khó chế tạo và chi phí bảo trì cao.



Hình 9. Robot RMS2 - 600 [23].

### 3.6. Robot Tripod

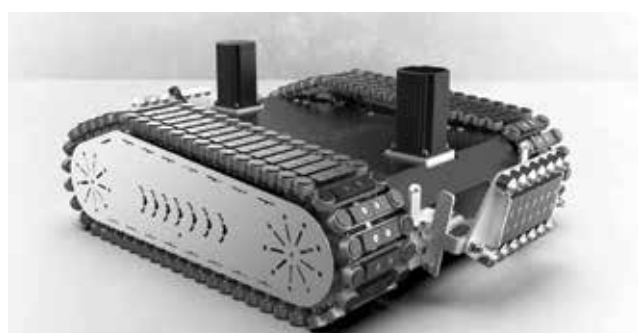
Jirech đã nghiên cứu thiết kế và chế tạo robot Tripod có các bánh xe gắn các nam châm giúp Tripod di chuyển dễ dàng theo phương thẳng đứng hoặc theo phương ngang trên bề mặt vật liệu là sắt thép (Hình 10). Đặc biệt, Tripod có thể xoay 360°. Tripod được sử dụng để kiểm tra chất lượng đường hàn, khuyết tật bên trong vật liệu, kiểm tra độ ăn mòn của đường ống hay bồn chứa nhiên liệu. Tripod được thiết kế với kích thước dài 450 mm, rộng 394 mm và cao 165 mm, di chuyển với vận tốc có thể thay đổi được trong phạm vi 0 - 304,8 mm/giây, nặng 13,6 kg và phạm vi điện áp là 10 VDC - 30 VDC (28 VDC khi hoạt động). Lực hút của các bánh xe nam châm 90,72 kg. Ưu điểm là thiết kế đơn giản, thẩm mỹ cao, tốc độ di chuyển nhanh và linh hoạt, năng suất kiểm tra cao. Tuy nhiên giá thành robot rất cao.



Hình 10. Robot Tripod [24].

### 3.7. Robot GECKO-MA600

Robot GECKO-MA600 (Hình 11) sử dụng cơ cấu bám tường bánh xích. Trong cơ cấu bánh xích này, nam châm được gá trên mỗi mắt xích được dùng làm lực hút chính cho robot. Đồng thời nhờ vào lực ma sát giữa khối cao su và thành bồn làm lực bám, robot có thể di chuyển tự do trên bồn.



Hình 11. Robot GECKO-MA600 [25].

Bảng 1. Thông số kỹ thuật của robot GECKO-MA600

Thông số	Giá trị
Trọng lượng (kg)	80
Tải trọng tối đa (kg)	40
Vận tốc (m/giây)	0 - 0,11
Vật liệu	Thép không gỉ 304/nhôm
Góc leo tối đa (độ)	90°
Kích thước (dài × rộng × cao)	895 × 616 × 273 mm

Ngoài ra, nhằm tăng cường lực bám cho robot, ở 2 đầu robot còn được gắn thêm 2 cụm nam châm, có thể điều chỉnh góc so với thành bồn.

**3.8. Robot Sumitomo**

Robot Sumitomo (Hình 12) có cơ cấu truyền động được sử dụng là unit driver với 2 bậc tự do, giúp robot di chuyển linh hoạt giữa 2 chiều dọc và ngang trên thành bồn. Bánh xe từ tạo lực bám cho robot, có nhược điểm diện tích tiếp xúc đối với thành bồn nhỏ, dẫn tới độ ổn định bám dính không cao.

**4. Công nghệ khảo sát tích hợp trong robot**

Kiểm tra không phá hủy (NDT) để cập đến phương pháp đánh giá và thu thập dữ liệu về vật liệu, hệ thống hoặc thành phần mà không gây tổn hại đến đối tượng kiểm tra. Trong ngành công nghiệp dầu khí, có 4 phương pháp NDT được ứng dụng phổ biến để kiểm tra khuyết tật trong đường ống công nghệ và bồn chứa nhiên liệu: Kiểm tra trực quan (vision testing), kiểm tra siêu âm (ultrasonic testing - UT), kiểm tra dòng điện xoáy (Eddy current testing - ECT), kiểm tra rò rỉ đường sức từ (magnetic flux leakage - MFL).

**4.1. Phương pháp kiểm tra trực quan**

Kiểm tra trực quan là phương pháp NDT lâu đời và phổ biến nhất, từ việc sử dụng mắt thường để kiểm tra tình trạng bồn chứa đến hệ thống camera tích hợp trên robot. Phương pháp này có thể bổ sung đèn LED để quan sát trong điều kiện thiếu ánh sáng. Mặc dù đơn giản và dễ thực hiện, kiểm tra trực quan chỉ phát hiện được khuyết tật bề mặt, với chất lượng kiểm tra phụ thuộc vào điều kiện ánh sáng và kinh nghiệm của người thực hiện.

**4.2. Phương pháp kiểm tra siêu âm - UT**

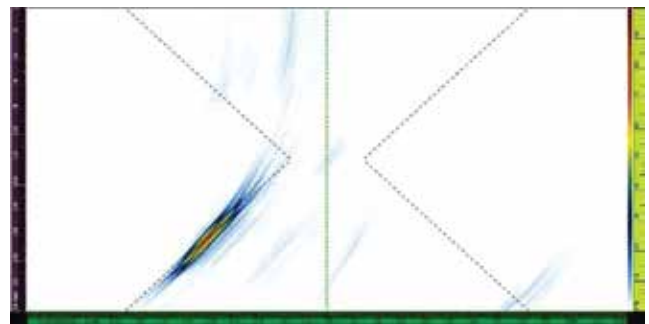
Phương pháp kiểm tra siêu âm là công nghệ quan trọng được tích hợp trên robot. Nguyên lý hoạt động dựa trên việc phát và thu nhận siêu âm phản xạ từ vật liệu. Cụ thể, chùm tia siêu âm được truyền vào kim loại, sau đó các tia phản xạ từ bề mặt và khuyết tật bên trong được ghi nhận và phân tích để xác định chiều dày kim loại, kích thước và vị trí khuyết tật. Phương pháp này có ưu điểm là độ chính xác và độ nhạy cao, phù hợp với nhiều loại vật liệu, chi phí thiết bị hợp lý và khả năng xác định chiều sâu khuyết tật. Tuy nhiên, phương pháp này cũng có hạn chế như khó phát hiện khuyết tật song song với chùm siêu âm và phụ thuộc nhiều vào kỹ năng của người thực hiện.



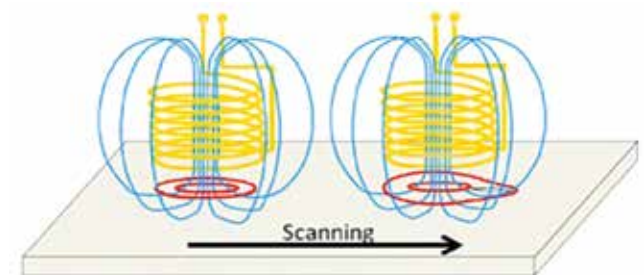
Hình 12. Robot Sumitomo [26].

Bảng 2. Bảng thông số kỹ thuật robot Sumitomo

Thông số	Giá trị
Vận tốc (cm/giây)	11
Tải trọng tối đa (kg)	12 kg (trần nhà), 4kg (bám tường)
Vật liệu	Thép không gỉ 304
Góc leo tối đa (độ)	90°
Kích thước (dài x rộng x cao)	307 x 525 x 135 mm



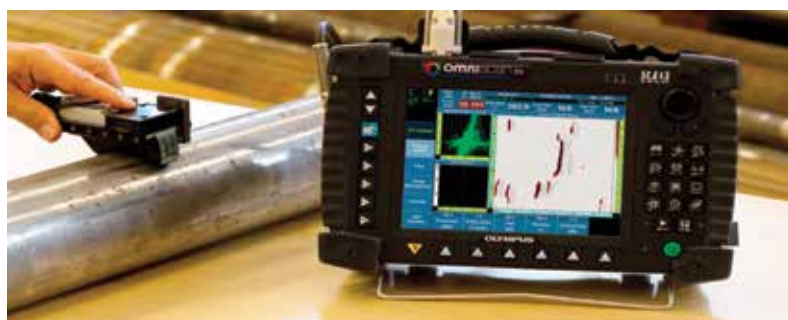
Hình 13. Phát hiện khuyết tật không ngẫu vách của mối hàn bằng kỹ thuật siêu âm xung - vọng.



Hình 14. Nguyên lý dòng điện xoáy.

**4.3. Phương pháp dòng điện xoáy - ECT**

Phương pháp dòng điện xoáy chủ yếu được sử dụng để đánh giá thành bồn chứa. Nguyên lý hoạt động dựa trên việc cuộn dây đầu dò phát ra xung từ trường, xuyên qua lớp cách điện giữa đầu dò và vật kiểm tra, tạo ra dòng điện cảm ứng trong vật liệu (Hình 14). Khi xuất hiện vết nứt trong kết cấu, dòng điện xoáy sẽ thay đổi, dẫn đến biến thiên trở kháng của cuộn dây. Việc theo dõi sự thay đổi này giúp đánh giá được tình trạng của vật liệu khảo sát.



Hình 15. Kiểm tra vết nứt, ăn mòn trên đường ống sử dụng ECT bằng thiết bị OmniScan ECA.

#### 4.4. Phương pháp kiểm tra rò rỉ đường sức từ - MFL

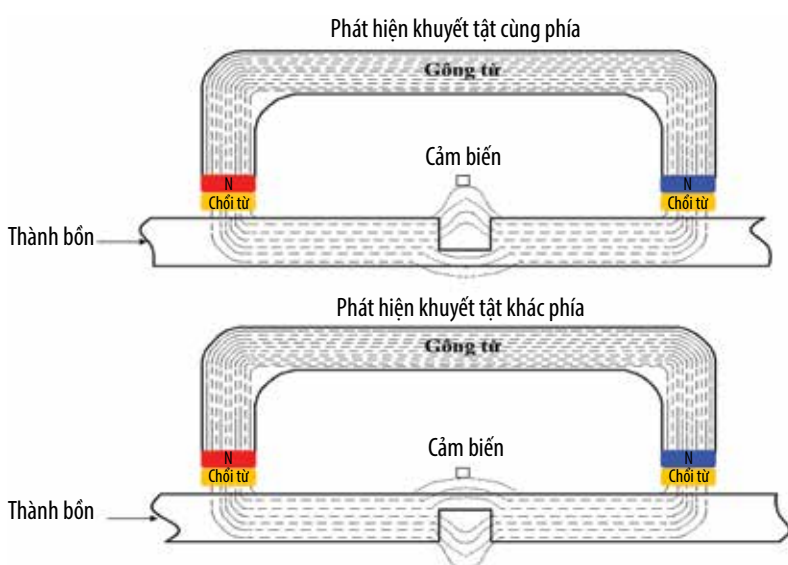
Phương pháp rò rỉ đường sức từ (MFL) hoạt động dựa trên cảm biến nhạy từ tính đặt trên kết cấu hoặc tấm vật liệu kim loại từ tính. Khi từ trường được tạo ra, các đường sức từ thường đi qua vật liệu kim loại, nhưng sẽ uốn cong và rò rỉ ra ngoài tại vị trí có khuyết tật (Hình 16). Các cảm biến sẽ phát hiện từ trường rò rỉ này và phân tích tín hiệu để xác định các thay đổi trong cấu trúc vật liệu.

MFL là phương pháp phổ biến nhất do có ưu điểm: Quy trình chuẩn bị đơn giản; dễ dàng thu nhận tín hiệu và đo đạc trực tuyến; có thể phát hiện khuyết tật cả bên trong và bên ngoài thành ống [27] và thành bồn chứa nhiên liệu [28 - 30].

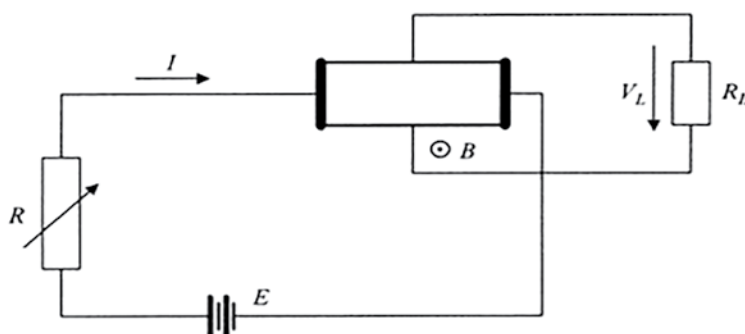
Nguyên lý hoạt động của phương pháp MFL bắt đầu từ việc từ hóa thành ống/thành bồn chứa (làm bằng vật liệu sắt từ) đến trạng thái gần bão hòa nhờ nam châm điện hoặc nam châm vĩnh cửu. Trong điều kiện bình thường, các đường sức từ sẽ chạy bên trong thành đường ống/thành bồn chứa. Tại các vị trí có khuyết tật, do độ từ thẩm giảm, đường sức từ bị rò rỉ ra ngoài, tạo thành từ trường có thể đo được bằng cảm biến từ. Bằng cách phân tích tín hiệu điện từ cảm biến, có thể xác định loại, hình dạng và mức độ của khuyết tật. Chính vì vậy, cảm biến từ đóng vai trò quan trọng trong việc quyết định hiệu suất của toàn bộ hệ thống MFL.

Cảm biến từ được sử dụng phổ biến trong phương pháp MFL là cảm biến cuộn dây (coil sensor) và cảm biến Hall (Hall effect sensor). Trong đó, cảm biến cuộn dây là thiết bị thụ động hoạt động theo định luật cảm ứng điện từ Faraday. Khi đi qua từ trường, cuộn dây sẽ sinh ra điện áp với độ lớn phụ thuộc vào 2 yếu tố: số vòng dây và tốc độ thay đổi của rò rỉ đường sức từ. Do đó, tốc độ di chuyển của cảm biến là yếu tố quan trọng ảnh hưởng đến chất lượng tín hiệu thu được.

Cảm biến Hall - Hall effect sensor:



Hình 16. Mô tả phương pháp MFL



Hình 17. Sơ đồ mạch cơ bản của cảm biến Hall.

Độ dày và tính chất vật liệu của đối tượng kiểm tra quyết định đặc trưng suy giảm của dòng cảm ứng. Bằng cách so sánh tín hiệu với 1 ống có độ dày bình thường, có thể đánh giá được độ dày còn lại của ống cần kiểm tra (Hình 15). Phương pháp dòng điện xoáy có nhiều ưu điểm như không cần chất tiếp âm, không đòi hỏi làm sạch bề mặt hay bóc lớp vỏ bọc, nhạy với khuyết tật bề mặt và có thể kiểm tra kết cấu nhiều lớp. Tuy nhiên, phương pháp này cũng có nhược điểm là vùng đo lớn không phát hiện được khuyết tật nhỏ và vết nứt, không phù hợp với hình dạng phức tạp, dễ bị ảnh hưởng bởi tính thẩm từ và không phát hiện được khuyết tật song song với bề mặt.

**Bảng 3.** So sánh 2 cảm biến Hall GaAs và InSb trong điều kiện thử nghiệm: cường độ dòng điện = 1 mA, mật độ từ thông = 100 mT, nhiệt độ 20°C

Loại	Độ nhạy (mV)	Dòng điều khiển (mA)	Độ phi tuyến (%)	Dải nhiệt độ (°C)	Hệ số nhiệt (%/°C)	Điện trở vào (Ω)
GaAs	5 - 50	1 - 5	0,1 - 1	-55 - 125	-0,06	500
InSb	20 - 270	< 20	> 1	-40 - 125	-2	150 - 500

Cảm biến Hall hoạt động dựa trên hiệu ứng Hall và được sử dụng để phát hiện và đo từ trường. Hình 17 là sơ đồ mạch cơ bản của cảm biến Hall [31]. Sức điện động Hall  $V_h$  được xác định qua biểu thức  $V_h = \frac{I.B}{n.e.b}$ .

Trong đó,  $V_h$  là sức điện động,  $I$  là cường độ dòng điện,  $n$  và  $e$  liên quan đến vật liệu chế tạo cảm biến Hall,  $B$  là mật độ từ thông. Đặt  $K_h = (n.e.b)^{-1}$ , khi đó:

$$B = \frac{V_h \times K_h}{I} \quad (1)$$

Từ biểu thức (1) cho thấy nếu  $I$  là hằng số, mật độ từ thông  $B$  tỷ lệ thuận với sức điện động  $V_h$ , khi đó mật độ rò rỉ đường sức có thể được đo chính xác bằng cảm biến Hall. Có 2 loại cảm biến Hall là GaAs và InSb. Bảng 3 so sánh các đặc tính của 2 loại cảm biến này.

Kết quả so sánh 2 loại cảm biến Hall (Bảng 3) cho thấy, cảm biến InSb có độ nhạy cao hơn trong khi GaAs có dải nhiệt độ hoạt động rộng hơn và độ tuyến tính tốt hơn. Vì thế, GaAs được ưu tiên lựa chọn do đáp ứng tốt yêu cầu về độ ổn định của hệ thống MFL. Silverwing (UK) kết hợp nam châm vĩnh cửu với cảm biến Hall cho phép kiểm tra tấm thép có độ dày lên đến 20 mm [32].

Phương pháp MFL có ưu điểm: Khả năng phân tích khuyết tật thông qua độ lớn tín hiệu, thiết bị nhỏ gọn, có thể hoạt động trong nhiều giờ, phát hiện được khuyết tật trong và ngoài thành ống mà không cần tiếp xúc trực tiếp, điều khiển tự động và vận hành đơn giản. Bên cạnh đó, phương pháp MFL cũng có hạn chế: Chỉ áp dụng được cho vật liệu sắt từ; yêu cầu kỹ năng và kinh nghiệm khi vận hành; cần thực hiện chuẩn hóa tín hiệu bằng khuyết tật giả; gặp khó khăn trong việc phát hiện khuyết tật song song với hướng từ trường; bị giới hạn ở độ dày 20 mm và dễ bị ảnh hưởng bởi nhiễu từ môi trường.

Qua việc phân tích các công nghệ và cảm biến tích hợp trên robot có thể thấy mỗi phương pháp đều có ưu nhược điểm riêng. Do đó, việc lựa chọn công nghệ và cảm biến phù hợp cần dựa trên sự cân nhắc kỹ lưỡng giữa khả năng ứng dụng và hạn chế của từng phương pháp.



**Hình 18.** Kiểm tra bồn chứa nhiên liệu theo phương pháp thủ công.

### 5. Nghiên cứu ứng dụng robot kiểm tra bồn chứa nhiên liệu hình trụ đứng

Các đơn vị thành viên của Petrovietnam đang quản lý vận hành số lượng lớn bồn chứa nổi hình trụ đứng để chứa xăng dầu, LPG, LNG... Phương pháp kiểm tra thủ công không chỉ tốn thời gian, nhân lực mà còn tiềm ẩn các rủi ro tai nạn nghề nghiệp (Hình 18).

Kết quả khảo sát Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR), các đơn vị thành viên của Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS), Tổng công ty Dầu Việt Nam - CTCP (PVOIL) cho thấy bồn chứa nhiên liệu được chế tạo từ thép carbon (vật liệu có từ tính). Do đó, việc nghiên cứu và phát triển robot kiểm tra bồn chứa với cơ chế bám dính từ tính và di chuyển bằng bánh xích hoặc bánh xe từ giải pháp phù hợp và thiết thực.

Robot được thiết kế để thực hiện đa chức năng gồm: Phun cát làm sạch bề mặt, phun sơn và phát hiện các khuyết tật như vết nứt, rỗ thân bồn từ đó đề xuất giải pháp bảo dưỡng, sửa chữa hoặc thay thế phù hợp. Dựa trên việc phân tích các kỹ thuật NDT và đặc điểm vật liệu thép từ tính của bồn chứa dầu khí, phương pháp MFL (sử dụng nam châm vĩnh cửu và cảm biến từ Hall) được xác định là giải pháp phù hợp nhất để phát hiện ăn mòn trên bồn chứa nổi hình trụ đứng.

### 6. Kết luận

Bài báo đã tổng hợp và phân tích các dạng robot khảo sát bồn chứa nổi hình trụ đứng về công nghệ điều khiển, khả năng áp dụng và tính năng. Đồng thời, đánh giá các công nghệ và phương pháp khảo sát ăn mòn được tích hợp trên robot, phân tích ưu nhược điểm để ứng dụng cho công tác bảo dưỡng sửa chữa. Đối với các bồn chứa nhiên liệu do các đơn vị của Petrovietnam quản lý vận hành, nhóm tác giả đề xuất

ngiên cứu, phát triển robot có cơ chế bám dính từ tính phù hợp với vật liệu chế tạo bồn chứa, kết hợp với phương pháp MFL để phát hiện ăn mòn thân bồn chứa có độ dày tấm thép tối đa 20 mm.

### Tài liệu tham khảo

- [1] Leijian Yu, Erfu Yang, Peng Ren, Cai Luo, Gordon Dobie, Dongbing Gu, and Xiutian Yan, "Inspection robots in oil and gas industry: A review of current solutions and future trends", *25<sup>th</sup> International Conference on Automation and Computing (ICAC), Lancaster, UK, 5 - 7 September 2019*. DOI: 10.23919/ICAC.2019.8895089.
- [2] Aisha H. Al-Moubaraki and Ime Bassey Obot, "Corrosion challenges in petroleum refinery operations: Sources, mechanisms, mitigation, and future outlook", *Journal of Saudi Chemical Society*, Volume 25, Issue 12, 2021. DOI: 10.1016/j.jscs.2021.101370.
- [3] Fabien Tâche, Wolfgang Fischer, Roland Moser, Francesco Mondada, and Roland Siegwart, "Adapted magnetic wheel Unit for compact robots inspecting complex shaped pipe structures", *IEEE/ASME international conference on advanced intelligent mechatronics, Zurich, Switzerland, 4 - 7 September 2007*. DOI: 10.1109/AIM.2007.4412506.
- [4] Love P. Kalra, Jason Gu and Max Meng, "A wall climbing robot for oil tank inspection", *IEEE International Conference on Robotics and Biomimetics, Kunming, China, 17 - 20 December 2006*. DOI: 10.1109/ROBIO.2006.340155.
- [5] Alexander H. Slocum, Shorya Awtar, and John Hart, "Magnebots - A magnetic wheels based overhead transportation concept", *IFAC Proceedings Volumes*, Volume 35, Issue 2, pp. 761 - 766, 2002. DOI: 10.1016/S1474-6670(17)34031-4.
- [6] Annual IEEE Computer Conference, "IEEE International Symposium on Intelligent Systems and Informatics 8 2010.09.10-11 Subotica, and SISY 8 2010.09.10-11 Subotica", *8<sup>th</sup> International Symposium on Intelligent Systems and Informatics (SISY), 10 - 11 September 2010, Subotica, Serbia*.
- [7] Jizhong Xiao, Ali M. Sadegh, M. Elliott, A. Calle, A. Persad, and Ho Ming Chiu, "Design of mobile robots with wall climbing capability", *IEEE/ASME International Conference on Advanced Intelligent Mechatronics, February 2005*. DOI:10.1109/AIM.2005.1501030.
- [8] Baeksuk Chu, Kyungmo Jung, Chang-Soo Han, and Daehie Hong, "A survey of climbing robots: Locomotion and adhesion", *International Journal of Precision Engineering and Manufacturing*, Volume 11, Issue 4, pp. 633 - 647, 2010. DOI: 10.1007/s12541-010-0075-3.
- [9] Wolfgang Fischer, Fabien Tâche, and Roland Siegwart, "Magnetic wall climbing robot for thin surfaces with specific obstacles", *Field and Service Robotics*. Springer, 2007. DOI: 10.1007/978-3-540-75404-6\_53.
- [10] Jason Gu and Peter X. Liu, *2005 IEEE International Conference on Mechatronics and Automations*. IEEE, 2005. DOI: 10.1109/ICMA.2005.1626938.
- [11] Eddyfi Technologies, "Tank integrity inspection solutions." [Online]. Available: <https://www.eddyfi.com/doc/ProductsDownloadables/Eddyfi-Storage-Tanks-Inspection-Solutions-01.pdf>.
- [12] Manuel F. Silva, Ramiro S. Barbosa, and António L.C. Oliveira, "Climbing robot for ferromagnetic surfaces with dynamic adjustment of the adhesion system", *Journal of Robotics*, 2012. DOI: 10.1155/2012/906545.
- [13] Guisheng Fang and Jinfeng Cheng, "Advances in climbing robots for vertical structures in the past decade: A review", *Biomimetics*, Volume 8, Issue 1, 2023. DOI: 10.3390/biomimetics8010047.
- [14] Wei Song, Hongjian Jiang, Tao Wang, Daxiong Ji, and Shiqiang Zhu, "Design of permanent magnetic wheel-type adhesion-locomotion system for water-jetting wall-climbing robot", *Advances in Mechanical Engineering*, Volume 10, Issue 7, 2018. DOI: 10.1177/1687814018787378.
- [15] Maki K. Habib, *Bioinspiration and robotics walking and climbing robots*. InTechOpen, 2007. DOI: 10.5772/46.
- [16] H. Schempf, B. Chemel, and N. Everett, "Robot system", 1995.
- [17] IEEE, *7<sup>th</sup> World Congress on intelligent control and automation*, 2008. DOI: 10.1109/WCICA.2008.4592783.
- [18] Raúl Fernández, Elizabeth González, Vicente Feliú, and Antonio González Rodríguez, "A wall climbing robot for tank inspection. An autonomous prototype", *36<sup>th</sup> Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, Glendale, AZ, USA, 7 - 10 November 2010*. DOI: 10.1109/IECON.2010.5675473.
- [19] Günther Fischer, Francesco Nicola Tubiello, Harrij van Velthuisen, and David Wiberg, "Climate change impacts on irrigation water requirements: Effects of mitigation, 1990-2080", *Technological Forecasting and Social Change*, Volume 74, Issue 7, pp. 1083 - 1107, 2007. DOI:10.1016/j.techfore.2006.05.021.

- [20] Weimin Shen, J. Gu, and Yanjun Shen, "Permanent magnetic system design for the wall-climbing robot", *Applied Bionics and Biomechanics*, Volum 3, Issue 3, pp. 151 - 159, 2006. DOI: 10.1533.abbi.2006.0024.
- [21] [https://static.wixstatic.com/media/bfb2aa\\_947afd8e13164edc9de421abb717cf8a~mv2.jpg/v1/fill/w\\_864,h\\_648,al\\_c/bfb2aa\\_947afd8e13164edc9de421abb717cf8a~mv2.jpg?C6%B0](https://static.wixstatic.com/media/bfb2aa_947afd8e13164edc9de421abb717cf8a~mv2.jpg/v1/fill/w_864,h_648,al_c/bfb2aa_947afd8e13164edc9de421abb717cf8a~mv2.jpg?C6%B0).
- [22] Mu'ayna, "Our vision & values". [Online]. Available: <https://muayna.com/>.
- [23] SA, "Rapid motion scanner RMS2". [Online]. Available: <https://sa-international.org/services/advanced-ndt/rms2/>.
- [24] JIREH, "Actuated probe lifts". [Online]. Available: <https://www.jireh.com/products/actuated-probe-lifts/>.
- [25] JCS Robot, "GECKO-MA600 magnetic wall climbing robot chassis (40kg)". [Online]. Available: <https://www.jcsrobot.com/product/GECKO-MA600.html>.
- [26] Sumitomo Heavy Industries, Ltd., "Successful development of magnetic wheeled robot capable of traveling over curved steel surfaces". [Online]. Available: <https://www.shi.co.jp/english/info/2022/6kgpsq0000003be1.html>.
- [27] Fujun Liu, Xiaolian Guo, Dongming Hu, Weican Guo, and Nanhui Jin, "Comprehensive inspection and evaluation technique for atmospheric storage tanks", *Nondestructive Testing and Evaluation*, Volume 25, Issue 1, pp. 45 - 59, 2010, DOI: 10.1080/10589750902795358.
- [28] Z.W. Cui, Zhenguo G. Sun, Wenzeng Z. Zhang, and Q. Chen, "Permanent magnet absorbed repairing end effector for wall-climbing robot", *International Conference on Electrical, Automation and Mechanical Engineering*, 2015. DOI:10.2991/eame-15.2015.28.
- [29] Shaheidula Batai, "Development of a wall-climbing robot for boiler tube inspection", 2018.
- [30] X-C Song, X-J Wu and Y-H Kang, "An inspection robot for boiler tube using magnetic flux leakage and ultrasonic methods", *Insight - Non-Destructive Testing and Condition Monitoring*, Volume 46, Issue 5, pp. 275 - 278, 2004. DOI:10.1784/insi.46.5.275.55566.
- [31] Tao Jin, Peiwen Que, Tianlu Chen, and Qi Zhang, "Automatic data acquisition system for offshore oil pipeline magnetic flux leakage on-line inspection", *Journal of the Japan Petroleum Institute*, Volume 48, Issue 6, pp. 380 - 385, 2005. DOI:10.1627/jpi.48.380.
- [32] J.C. Drury I. Eng, and M. Insndt, "Magnetic flux leakage technology", Silverwing (UK) Limited.

## STUDY THE APPLICATION OF ROBOTICS AND NON-DESTRUCTIVE TESTING METHODS TO INSPECT CORROSION OF FUEL TANKS AT MEMBER UNITS OF PETROVIETNAM

Nguyen Thi Lan<sup>1,2</sup>, Huynh Khac Tam<sup>2</sup>, Thai Lam Cuong Quoc<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Petrovietnam University (PVU)

<sup>2</sup>Ho Chi Minh City University of Technology (HCMUT) - Vietnam National University Ho Chi Minh City

Email: ntlan.sdh231@hcmut.edu.vn

### Summary

Corrosion and cracking in fuel tanks or oil and gas pipelines can cause severe consequences for both humans and the environment. This study introduces and analyzes various types of wall-climbing robots integrated with non-destructive testing (NDT) methods for inspecting and assessing corrosions of fuel tanks. By analyzing the advantages and disadvantages of each method, the authors propose integrated solutions that combine wall-climbing robots and suitable NDTs to inspect corrosion of fuel tanks at the member units of Petrovietnam.

**Key words:** Wall-climbing robot, non-destructive testing (NDT), tank inspection.

# NGHIÊN CỨU CHẾ TẠO VÀ ỨNG DỤNG MÀNG CHỌN LỌC TRONG THU HỒI HƠI XĂNG DẦU

**Dương Chí Trung, Nguyễn Thị Bình, Phan Minh Quốc Bình, Đỗ Ngọc Vinh**

Trường Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU)

Email: trungdc@pvu.edu.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.05-09>

## Tóm tắt

Bài viết trình bày kết quả nghiên cứu phát triển màng chọn lọc để tách hydrocarbon từ hỗn hợp với không khí, sử dụng phương pháp phủ lớp chọn lọc lên lớp chất nền và đóng gói dạng xoắn ốc (spiral wound) để ứng dụng trong hệ thống thu hồi hơi xăng tại các cửa hàng xăng dầu.

Màng được chế tạo từ tấm nền PTFE 0,45  $\mu\text{m}$  với lớp phủ RTV 828 có khả năng chọn lọc và độ thấm cao, quy trình đơn giản, chi phí thấp và khả năng sản xuất quy mô lớn. Kết quả thử nghiệm trong hệ thống thu hồi hơi xăng cho thấy hiệu suất thu hồi trên 90%, mở ra triển vọng ứng dụng trong công nghiệp và bảo vệ môi trường.

**Từ khóa:** Màng thu hồi hơi xăng, hệ thống thu hồi hơi xăng, phương pháp phủ lớp chọn lọc.

## 1. Giới thiệu

Trong quá trình bảo quản, sản xuất và tiêu thụ xăng dầu tại Việt Nam, ước tính có khoảng 1,5 triệu tấn hơi xăng dầu thất thoát hàng năm, trong đó 70% là qua van thở của các trạm xăng. Hiện tượng này không chỉ gây thiệt hại về kinh tế mà còn ảnh hưởng đến môi trường, do xăng dầu chứa trên 150 hợp chất hóa học khác nhau.

Mặc dù đã có nhiều phương pháp thu hồi hơi xăng được áp dụng trên thế giới, Việt Nam hiện mới chỉ quy định về việc trang bị hệ thống nạp kín tại các đơn vị phân phối xăng. Các công nghệ tiên tiến như hệ thống hút chân không từ vòi bơm (pha 2) hay hệ thống thu hồi hơi nhiên liệu khi nạp (ORVR - onboard refueling vapor recovery) vẫn chưa được triển khai, dẫn đến hiệu suất thu hồi hơi xăng còn thấp.

Công nghệ màng được coi là giải pháp hiệu quả với ưu điểm: gọn nhẹ, hiệu quả tách cao và vận hành đơn giản. Công nghệ này đã được nhiều công ty trên thế giới phát triển và ứng dụng thành công, cho phép thu hồi trên 90% hơi xăng từ van thở, với nguyên lý hoạt động được minh họa trong Hình 1.

Quy trình thu hồi hơi xăng bằng công nghệ màng được kích hoạt khi áp suất trong bể chứa tăng do sự chuyển pha của các cấu tử hydrocarbon từ pha lỏng sang pha hơi và đạt đến giá trị đã đặt. Tại thời điểm này, máy nén tự động hoạt động để hút khí và đưa đến thiết bị làm mát để ngưng tụ một phần hơi xăng. Dòng khí sau đó được chuyển đến thiết bị tách, nơi một phần hơi xăng đã ngưng tụ sẽ quay trở lại bể chứa từ đáy bình. Phần hơi giàu hydrocarbon còn lại từ đỉnh bình tách sẽ đi qua module màng. Tại đây, nhờ đặc tính của màng thu hồi, các hydrocarbon sẽ thấm qua màng và được đưa trở lại bể chứa. Hiệu suất thấm của dòng hydrocarbon được tăng cường nhờ chênh áp tạo ra bởi bơm chân không. Không khí không thấm qua màng, sau khi đã được tách trên 90% lượng hydrocarbon, sẽ được thải ra môi trường.

Phương pháp thu hồi hơi xăng bằng màng có nhiều ưu điểm phù hợp với điều kiện Việt Nam như: hiệu suất thu hồi cao (trên 90%), công nghệ đơn giản và tiết kiệm năng lượng. Màng có khả năng phân tách hơi xăng dầu khỏi hỗn hợp với không khí nhờ đặc tính độ chọn lọc và độ thấm cao.

Vật liệu màng được sử dụng phổ biến nhất trong các hệ thống thu hồi hơi xăng là polydimethyl siloxane (PDMS), với ưu điểm độ thấm cao đối với hơi xăng dầu và độ chọn lọc tốt so với khí  $\text{O}_2$ ,  $\text{N}_2$ . Hiện nay có nhiều loại màng thay thế

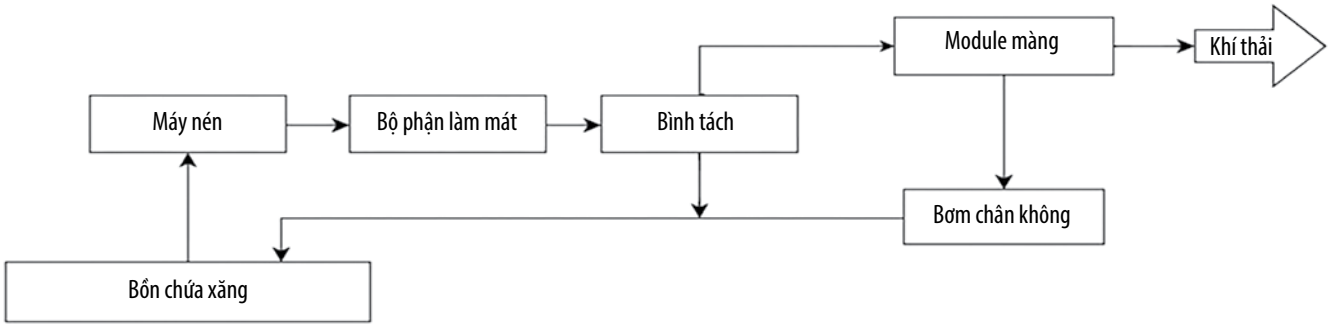


Ngày nhận bài: 17/12/2023.

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 17/12/2023 - 10/10/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 10/10/2024.





Hình 1. Sơ đồ nguyên lý hệ thống thu hồi hơi xăng bằng công nghệ màng.

được nghiên cứu như polyoctylmethylsiloxane (POMS) và các loại polymer thủy tinh như poly (1-trimethylsilyl-1-propyne) (PTMSP), poly (p-tert-butyl-diphenylacetylene) (PptBDPA) và poly (4-methyl-2-pentyne) (PMP)... có độ thấm và độ chọn lọc với hơi ngưng tụ cao hơn PDMS. Tuy nhiên, các loại màng này chưa được ứng dụng rộng rãi do giá thành cao và hạn chế về độ bền [1].

Công nghệ thu hồi hơi xăng bằng màng đang do MTR và OPW (Mỹ), GKSS tại châu Âu [2] nắm giữ bản quyền công nghệ. Các doanh nghiệp này cung cấp giải pháp toàn diện cho các trạm phân phối nhỏ lẻ, tuy nhiên chi phí rất cao. Trong khi đó, Việt Nam chưa phát triển được công nghệ sản xuất vật liệu màng cho thu hồi hơi xăng. Nghiên cứu này đặt mục tiêu phát triển màng thu hồi hơi xăng với các yêu cầu: sử dụng phương pháp phủ lớp chọn lọc lên lớp vật liệu nền; hiệu quả tách cao với khả năng thu hồi hơi xăng đạt trên 90% và có tiềm năng thương mại hóa.

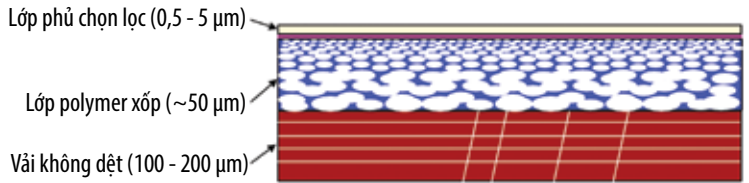
**2. Phương pháp thực hiện**

**2.1. Chế tạo màng có khả năng tách lọc hydrocarbon từ hỗn hợp với không khí**

Màng thu hồi hơi xăng có cấu tạo gồm có 2 thành phần chính (Hình 2): Tấm nền gồm lớp vải không dệt và lớp polymer xốp trung gian; cùng với vật liệu chọn lọc có khả năng tách lọc hơi hydrocarbon từ hỗn hợp với không khí.

Quá trình chế tạo màng thu hồi hơi xăng dầu có 2 bước chính:

Bước 1: Chế tạo tấm nền, trong đó polymer phổ biến như polyethersulfone, cellulose acetate, polyvinylidene florua, polyamide (PA)... được pha trộn với dung môi và chất không dung môi để tạo ra hệ dung dịch lỏng đồng nhất. Sau



Hình 2. Minh họa cấu tạo các lớp màng thu hồi hơi xăng.

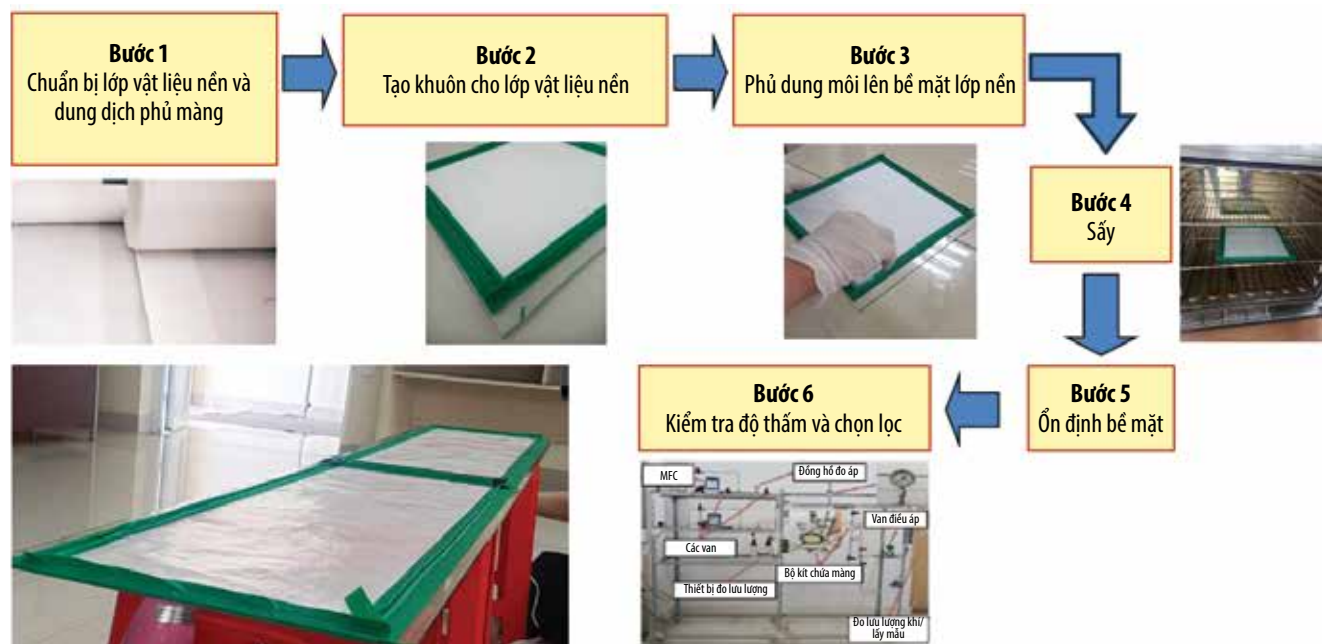
đó, thực hiện quy trình đảo pha để chuyển dung dịch 1 pha thành 2 pha, trong đó pha rắn (giàu polymer) tạo cấu trúc màng và pha lỏng (nghèo polymer) tạo các lỗ xốp bất đối xứng điển hình với lớp polymer mỏng ở bề mặt và lớp polymer xốp bên dưới, bám trên vải không dệt. Kích thước lỗ của màng được thiết kế đủ lớn để cho phép các khí và hơi hydrocarbon đi qua.

Nhóm tác giả sử dụng các tấm nền polymer thương mại thay vì tự chế tạo hoàn toàn từ đầu, do màng UF và các loại màng có kích thước lỗ lớn hơn đã được sản xuất quy mô lớn, chi phí thấp. Cách tiếp cận này giúp rút ngắn thời gian chế tạo và đảm bảo chất lượng đồng đều của tấm nền. Việc lựa chọn vật liệu sử dụng làm tấm nền dựa trên 3 tiêu chí chính: Kích thước lỗ (từ kích thước màng UF đến vài chục micromet); khả năng bám dính với lớp phủ chọn lọc, tính chất cơ học (độ bền và khả năng chống chịu lực kéo). Các vật liệu được chọn đã được kiểm chứng qua các nghiên cứu trước về khả năng gắn kết với lớp phủ, đảm bảo lớp phủ bám dính tốt trên bề mặt mà không thấm sâu. Điều này cho phép lớp vật liệu nền vừa tăng cường cơ tính của lớp phủ, vừa không cản trở dòng khí thấm qua màng.

Nghiên cứu đã tiến hành thử nghiệm với nhiều loại tấm nền khác nhau như: polytetrafluoroethylen (PTFE), cellulose acetate (CA), mixed cellulose ester (MCE), nylon, polyethersulfone (PES), polypropylene (PP) với đường kính trên 47 mm và được thử nghiệm ở kích thước lỗ 0,22 micromet và 0,45 micromet.

Bước 2 tập trung vào việc phủ lớp chọn lọc trên tấm chất nền, giúp tối ưu hóa thời gian và chi phí nghiên cứu phát triển sản phẩm. Đây là khâu quan trọng nhất trong quy trình chế tạo màng thu hồi hơi xăng, được phát triển đầu tiên bởi Ward và cộng sự tại General Electric [3] và sau đó được Riley hoàn thiện [4].

Quy trình phủ lớp chọn lọc gồm các yếu tố quan trọng: Sử dụng chất nền phù hợp từ bước 1, lựa chọn polymer và dung môi



Hình 3. Các công đoạn chính trong quy trình chế tạo các lớp màng thu hồi hơi xăng.

thích hợp, điều chỉnh nồng độ để kiểm soát độ dày và áp dụng các phương pháp phủ khác nhau. Lớp phủ này không chỉ thay đổi hoàn toàn tính chất của lớp nền, che phủ các khuyết tật hình thành trong quá trình chế tạo, mà còn quyết định tính chọn lọc và tính thấm của màng.

Kỹ thuật phủ lớp chọn lọc yêu cầu nghiêm ngặt về chất lượng lớp nền và quy trình thực hiện. Lớp nền phải sạch, không khuyết tật và đủ mịn để ngăn dung dịch phủ xâm nhập vào các lỗ rỗng. Dung dịch polymer lỏng được phủ với độ dày 50 - 100 micromet, sau khi bay hơi sẽ tạo thành lớp chọn lọc có độ dày 0,5 - 2 micromet.

Vật liệu phủ được lựa chọn từ các polymer PDMS khác nhau và các loại polymer họ silicone có khả năng chọn lọc hơi hydrocarbon từ C<sub>3</sub> trong hỗn hợp với không khí như: Momentive RT615 A/B, RTV 828 A/B, Dow Sylgard 184, Silicone Oil: Fluid 100, 350,5000, Epoxy Bisphenol A.

Quy trình phủ lớp polymer chọn lọc bắt đầu bằng việc trộn các polymer như RTV 615A, RTV 828... với dung môi (ví dụ n-hexane) và khuấy ở tốc độ cao với nồng độ thay đổi để tạo hệ polymer pha lỏng đồng nhất. Sau đó, dung dịch polymer này được rót vào khuôn có sẵn vật liệu nền đã được chuẩn bị và giữ trong khoảng 30 giây để đảm bảo lớp phủ bám dính tốt trên bề mặt vật liệu nền. Sản phẩm sau đó được đưa vào lò sấy ở nhiệt độ dưới 200°C cho đến khi dung môi bay hơi hoàn toàn, tạo thành 1 hệ đồng nhất.

Nhóm tác giả điều chỉnh nhiều thông số trong quá trình chế tạo màng như: thành phần lớp phủ, nồng độ dung môi (n-hexane), tỷ lệ chất xúc tác đóng rắn, thời

gian và nhiệt độ khuấy, nhiệt độ sấy, cũng như loại vật liệu nền để tạo ra các loại màng với đặc tính thấm và chọn lọc không khí/hydrocarbon khác nhau. Việc phủ 1 lớp chọn lọc lên bề mặt giúp tạo ra tính chọn lọc ổn định với môi trường, tăng hoạt tính và tuổi thọ của màng. Do được chế tạo ra theo cơ chế màng cao su, lớp phủ chọn lọc hoạt động chủ yếu thông qua quá trình ngưng tụ trên bề mặt và thấm qua lớp phủ.

**2.2. Thử nghiệm đo độ thấm và độ chọn lọc của các màng đã chế tạo với khí hydrocarbon/không khí**

Để đánh giá hiệu quả của các màng đã chế tạo, nhóm tác giả đã thiết kế và xây dựng Hệ thí nghiệm chuyên dụng (Hình 4). Hệ thống này cho phép đo lường chính xác 2 thông số quan trọng: Độ thấm và độ chọn lọc của màng đối với hỗn hợp khí hydrocarbon/không khí.

Hệ thí nghiệm được thiết kế với 2 phần chính là chuẩn bị nguyên liệu và màng. Về nguyên lý hoạt động, khí nguyên liệu được đưa vào hệ thống. Bộ phận chuẩn bị nguyên liệu được trang bị 2 thiết bị điều khiển lưu lượng khối lượng (MFC), cùng hệ thống van đóng mở, van một chiều, van áp suất ngược để kiểm soát thành phần và áp suất khí; đồng hồ đo áp suất (PG) cho dòng khí trước và sau bộ phận màng (membrane cell). Trong quá trình thử nghiệm, N<sub>2</sub> được sử dụng thay cho không khí và LPG đại diện cho các khí hydrocarbon. Lựa chọn này dựa trên cơ sở khí N<sub>2</sub> và O<sub>2</sub> có nhiệt độ sôi rất thấp và độ thấm tương đồng với màng thu hồi hơi xăng dầu nên việc sử dụng N<sub>2</sub> không ảnh hưởng đến kết quả đo.

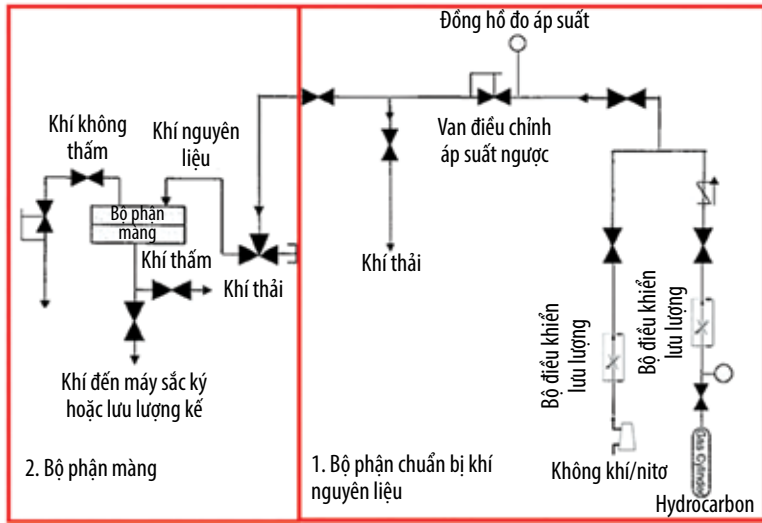
Bộ phận màng được thiết kế để tiếp nhận dòng khí nguyên liệu với áp suất và thành phần đã cài đặt, tạo ra 2 dòng sản phẩm là dòng khí không thấm và dòng khí thấm. Cả 2 dòng khí này đều được đo lưu lượng bằng thiết bị cầm tay và phân tích thành phần bằng máy sắc ký. Từ kết quả đo lưu lượng và thành phần các dòng khí vào ra, nhóm tác

giả xác định được độ thấm và độ chọn lọc của các màng đã chế tạo với khí N<sub>2</sub>/LPG.

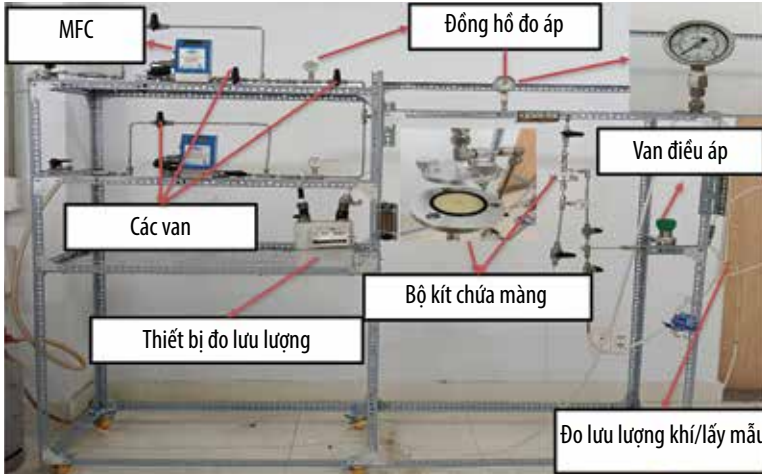
**2.3. Đóng gói màng thu hồi hơi xăng dầu thành dạng module dạng xoắn ốc**

Sau khi tổng hợp thành công màng thu hồi hơi xăng dầu đạt các yêu cầu về độ thấm, độ chọn lọc, độ bền và tuổi thọ, nhóm tác giả tiến hành nghiên cứu đóng gói thành module để ứng dụng trong hệ thống thu hồi hơi xăng. Module được thiết kế theo dạng xoắn ốc (spiral wound) nhằm tối ưu hóa không gian sử dụng, đạt hiệu suất tách ly cao và tiết kiệm năng lượng. Cấu tạo của module xoắn ốc gồm các thành phần chính: Các lá màng, ống lõi, tấm đệm cho dòng nguyên liệu/dòng thấm (feed spacer/permeate spacer), keo dán các lá màng và spacer, băng keo bảo vệ màng, gioăng và miếng đệm cao su, bộ phận chống xoắn, module chứa màng xoắn ốc. Cấu tạo chi tiết của màng xoắn ốc và sản phẩm màng thu hồi hơi xăng sau khi đóng gói được thể hiện trong Hình 5.

Việc sản xuất màng dạng xoắn ốc là thách thức lớn do chưa có đơn vị nào tại Việt Nam thực hiện. Nhóm tác giả đã tiến hành nghiên cứu toàn diện từ việc phân tích các sản phẩm sẵn có trên thị trường để nghiên cứu kỹ thuật chế tạo ngược, đến việc phát triển và hoàn thiện quy trình sản xuất riêng. Bước đột phá quan trọng là việc chế tạo thiết bị cuốn màng chuyên dụng, tích hợp motor có khả năng: Điều chỉnh được tốc độ cuốn màng, duy trì độ căng phù hợp và đồng đều, lắp ráp chính xác nhiều lá màng phẳng và lớp đệm. Thiết bị này

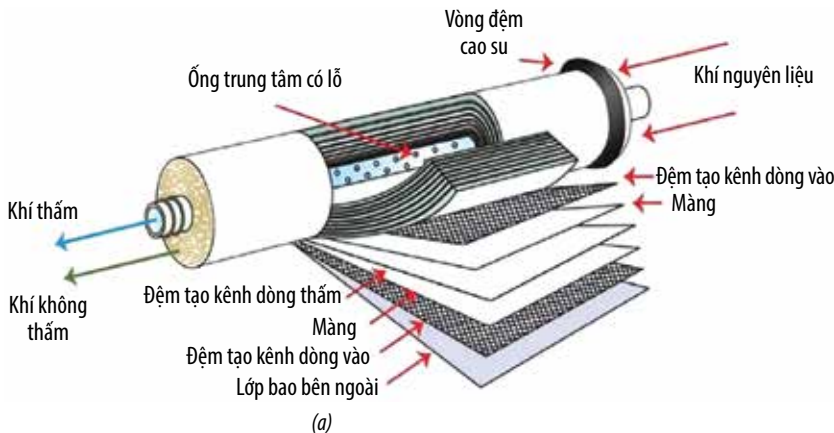


(a)



(b)

**Hình 4.** Sơ đồ hệ thí nghiệm đánh giá độ thấm và độ chọn lọc đối với các khí đi qua màng theo sơ đồ thiết kế (a) và theo hệ thống thực tế (b).

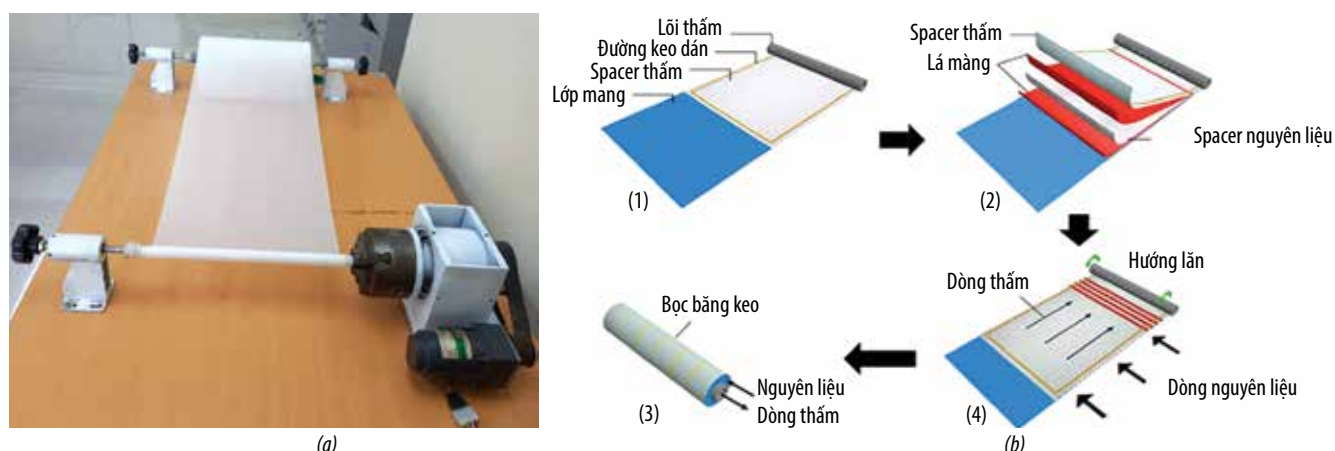


(a)

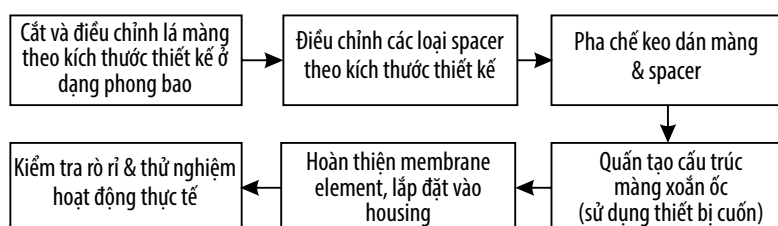


(b)

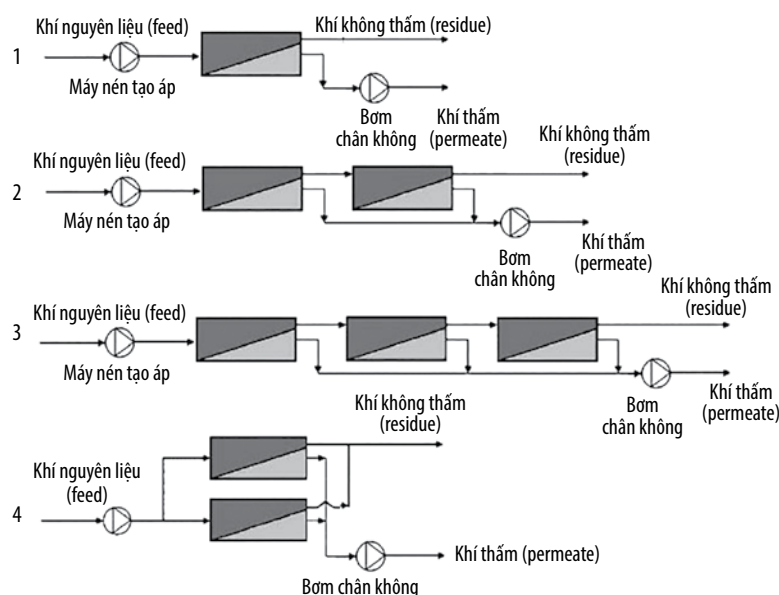
**Hình 5.** Cấu tạo màng xoắn ốc (a) và các bộ phận phụ kiện cấu thành (b).



Hình 6. Thiết bị cuốn (a) và các bước quấn tạo cấu trúc màng xoắn ốc (b).



Hình 7. Các công đoạn chính trong quy trình đóng gói màng thu hồi hơi xăng dạng module màng xoắn ốc.



Hình 8. Thử nghiệm 4 trường hợp xây dựng sơ đồ đầu nối module màng.

giúp tạo ra cấu trúc xoắn đồng nhất cho phần lõi của module màng, đồng thời cho phép kiểm soát và hoàn thiện chất lượng sản phẩm trong quá trình đóng gói (Hình 6).

Sau khi chế tạo được thiết bị cuốn, quá trình sản xuất module màng xoắn ốc thu hồi hơi xăng được nhóm tác giả thực hiện gồm các công đoạn chính như Hình 7.

Quy trình phát triển module màng bắt đầu với việc chế tạo và đóng gói xoắn ốc theo kích thước chuẩn 1812 (đường kính 1,8 inch và chiều dài 12 inch). Để đáp ứng yêu cầu công suất lớn trong ứng dụng

công nghiệp, nhóm nghiên cứu đã nâng cấp lên kích thước 4021 và 4040 bằng cách mắc nối tiếp 2 cuộn màng 4021. Các module màng sau khi cuộn được lắp ráp vào vỏ màng (housing), chế tạo từ thép không gỉ hoặc nhôm theo tiêu chuẩn. Vỏ màng đóng vai trò quan trọng trong việc đảm bảo cấu trúc chắc chắn, kín và bảo vệ các thành phần bên trong module màng xoắn ốc, phù hợp với điều kiện vận hành ở áp suất dưới 5 atm.

Hiệu suất của module màng thu hồi hơi xăng hoàn chỉnh được kiểm tra qua 2 giai đoạn. Trong điều kiện phòng thí nghiệm, sử dụng hệ thí nghiệm đã được mô tả ở Mục 4 để đánh giá khả năng tách hơi xăng từ không khí với các cấu hình khác nhau như module đơn, nối tiếp và song song (Hình 8). Sau đó, module màng được lắp ráp vào hệ thống thu hồi hơi xăng do nhóm tác giả chế tạo và tiến hành thử nghiệm trực tiếp tại cửa hàng xăng dầu của PVOIL.

### 3. Kết quả và thảo luận

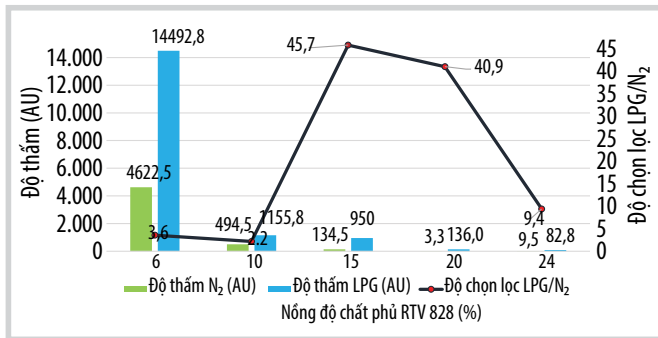
Kết quả thử nghiệm về các thông số nhiệt độ, thời gian khuấy vật liệu phủ và dung môi, nhiệt độ và thời gian sấy sau phủ trong quá trình chế tạo vật liệu màng cho thấy điều kiện tối ưu của quá trình như sau: khuấy chất phủ với dung môi n-hexane trong 15 phút, sau đó trộn thêm chất xúc tác đóng rắn và khuấy thêm 5 phút trước khi phủ lớp chọn lọc ở nhiệt độ môi trường. Tiếp theo, màng được sấy ở nhiệt độ 75°C trong thời gian 5 giờ.

Qua nhiều thử nghiệm với các loại vật

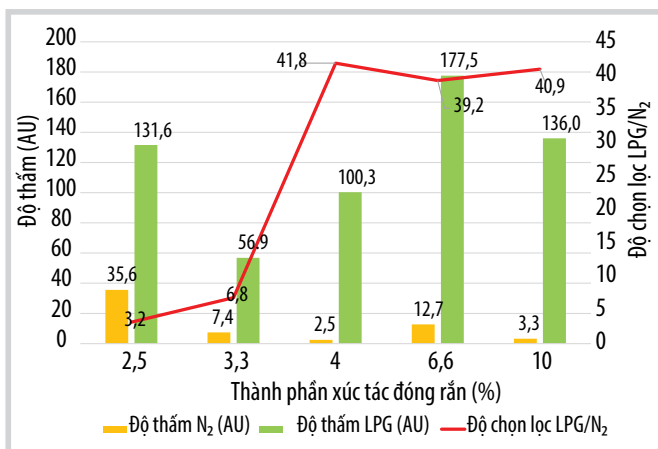
liệu khác nhau, nghiên cứu đã xác định được sự kết hợp tối ưu giữa tấm nền PTFE 0,45 μm và lớp phủ RTV 828, mang lại độ chọn lọc LPG/N<sub>2</sub> và độ thấm LPG cao, đảm bảo độ bền nhiệt và vật lý cũng như hiệu quả về độ chọn lọc và độ thấm.

Đồ thị Hình 9 thể hiện mối quan hệ giữa nồng độ chất phủ RTV 828 với độ thấm và độ chọn lọc của màng cấu tạo từ lớp nền PTFE 0,45 μm (độ thấm tính theo đơn vị AU, với 1 AU = 16,37 GPU; 1 GPU = 10<sup>-6</sup> cm<sup>3</sup> (STP)/(cm<sup>2</sup>.s.cmHg)). Nồng độ 6% cho độ thấm cao nhưng độ chọn lọc thấp, trong khi ở nồng độ 10% cả 2 chỉ số đều thấp hơn. Với nồng độ 15% và 20%, cả hai loại màng cho độ chọn lọc LPG/N<sub>2</sub> trên 40, vượt tiêu chuẩn so với màng thương mại (> 20) [5]. Kết quả so sánh và kiểm chứng, nồng độ chất phủ RTV 20% được chọn do độ bền cao, tính ổn định tốt.

Nghiên cứu ảnh hưởng của tỷ lệ xúc tác đóng rắn đến tính năng của màng PTFE 0,45 μm phủ RTV 828 ở nồng độ 20% (Hình 10) cho thấy tỷ lệ xúc tác từ 4 - 10% mang lại độ chọn lọc cao hơn đáng kể so với tỷ lệ 2,5 và 3,3%. Tại tỷ lệ xúc tác 6,7%, độ thấm của màng đối với khí LPG đạt mức cao nhất. Dựa trên kết quả này, nhóm nghiên cứu quyết định phát triển màng với vật liệu nền PTFE 0,45 μm và chất phủ RTV 828 ở nồng độ 20%, kết hợp với tỷ lệ xúc tác đóng rắn 6,7%.



Hình 9. Đồ thị biểu diễn độ thấm và độ chọn lọc của màng từ lớp nền PTFE 0,45 μm vào nồng độ RTV 828.



Hình 10. Đồ thị biểu diễn độ thấm và độ chọn lọc của màng PTFE 0,45 μm vào tỷ lệ xúc tác đóng rắn của RTV 828 (20%).

Kết quả phân tích bề mặt thông qua ảnh SEM (Hình 11) của mẫu màng PTFE 0,45 μm được phủ RTV 828 nồng độ 20% cho thấy bề mặt màng mịn và đồng đều, không xuất hiện khuyết tật hay bọt khí. Lớp phủ chọn lọc đồng đều và phủ kín hoàn toàn bề mặt chất nền, chứng minh tính đồng nhất và chất lượng cao của màng sau quá trình phủ.

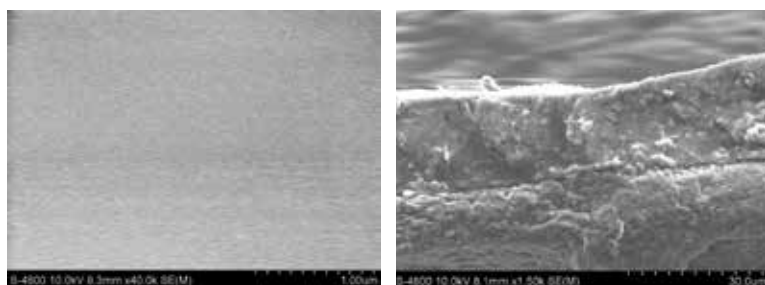
Màng kích thước lớn sau khi chế tạo được đóng gói thành module xoắn ốc với kích thước chuẩn 4021 (đường kính 101,6 mm, chiều dài 533,4 mm). Nhóm nghiên cứu đã thử nghiệm hiệu quả tách hydrocarbon bằng hệ thống 2 module mắc nối tiếp theo cấu hình được mô tả trong Hình 8, sử dụng hỗn hợp khí nguyên liệu N<sub>2</sub> + LPG. Kết quả thử nghiệm (Bảng 1) cho thấy khả năng tách hydrocarbon C<sub>3</sub>-C<sub>4</sub> đạt 95,5%, vượt hơn 90% mục tiêu ban đầu đề ra.

Hệ thống thu hồi hơi xăng đã chứng minh hiệu quả cao thông qua thử nghiệm lắp đặt module màng nối tiếp để thu hồi hơi xăng trực tiếp từ bể ngưng. Trong điều kiện vận hành bình thường, nồng độ hơi xăng trong dòng khí phát thải từ van thở duy trì ở mức dưới 4 g/Nm<sup>3</sup>. Ngay cả trong điều kiện khắc nghiệt khi nạp xăng từ xitec vào bồn, thời điểm thành phần hơi xăng trong không khí tăng đột biến lên 400 - 500 g/Nm<sup>3</sup> và nồng độ hydrocarbon trong khí thải tăng lên 35 g/Nm<sup>3</sup>, hệ thống vẫn hoạt động hiệu quả duy trì hiệu suất thu hồi trên 90% tổng lượng hơi xăng phát sinh.

Kết quả nghiên cứu và thử nghiệm cho thấy tiềm năng ứng dụng rộng rãi của công nghệ màng phủ lớp chọn lọc trên chất nền tại Việt Nam, đặc biệt là trong ngành dầu khí. Công nghệ này có nhiều ưu điểm như hiệu suất thu hồi cao, kích thước nhỏ gọn, dễ dàng lắp đặt và vận hành, chi phí đầu tư thấp. Trong lĩnh vực dầu khí, vật liệu màng này có thể được ứng dụng để thu hồi hơi xăng dầu từ khí thải của các nhà máy lọc hóa dầu và từ các kho chứa xăng dầu. Ngoài ra, có thể mở rộng sang các ứng dụng khác như: thu hồi hơi dung môi, các hợp chất hữu cơ và phát triển màng thu hồi NGL (C<sub>3+</sub>) trong các nhà máy xử lý khí, góp phần bảo vệ môi trường và phát triển bền vững.

#### 4. Kết luận

Nghiên cứu đã được thực hiện thành công từ công nghệ chế tạo vật liệu màng thu hồi hơi xăng đến quy trình đóng gói màng dạng xoắn ốc ứng dụng trong lĩnh vực công nghiệp. Bằng phương pháp phủ lớp chọn lọc lên lớp chất nền, nhóm tác giả đã chế tạo được loại



Hình 11. Hình chụp SEM bề mặt và mặt cắt ngang màng PTFE 0,45 μm được phủ RTV 828 nồng độ 20%.

Bảng 1. Kết quả thử nghiệm về khả năng tách hydrocarbon đối với dòng không thấm qua màng (hệ mắc nối tiếp 2 module màng chuẩn 4021)

Khí hydrocarbon	Thành phần hydrocarbon trong dòng thấm qua màng	Thành phần hydrocarbon trong dòng không thấm qua màng	Thành phần hydrocarbon trong khí nguyên liệu
Propane	8,32	0,47	6,50
iso-butane	3,72	0,18	2,92
n-butane	3,52	0,11	2,72
Tổng thành phần hydrocarbon (%)	19,12	0,87	15,00

màng có độ chọn lọc và độ thấm cao, với ưu điểm quy trình đơn giản, dễ thực hiện và có thể sản xuất màng kích thước lớn.

Đặc biệt, màng được chế tạo từ tấm nền PTFE 0,45 μm và lớp phủ RTV 828 không chỉ thể hiện khả năng tách lọc hơi xăng cao, độ bền tốt mà còn cạnh tranh được với các loại màng thương mại hiện nay về độ chọn lọc [5]. Kết quả thử nghiệm lắp đặt module màng vào hệ thống thu hồi hơi xăng đã chứng minh hiệu quả cao trong việc giảm thiểu lượng hơi xăng phát thải ra môi trường.

### Tài liệu tham khảo

[1] Enrico Drioli and Lidietta Giorno, *Comprehensive membrane science and engineering*, page 117, 2010.

[2] Richard W. Baker, "Membranes for vapor/gas separation". [Online]. Available: [https://www.mtrinc.com/wp-content/uploads/2018/09/MT01-Fane-Memb-for-VaporGas\\_Sep-2006-Book-Ch.pdf](https://www.mtrinc.com/wp-content/uploads/2018/09/MT01-Fane-Memb-for-VaporGas_Sep-2006-Book-Ch.pdf).

[3] W.J. Ward III, W.R. Browall, and R.M. Salemme, "Ultrathin silicone rubber membranes for gas separations", *Journal of Membrana Science*, Volume 1, pp. 99 - 108, 1976. DOI: 10.1016/S0376-7388(00)82259-0.

[4] R.L. Riley, H.K. Lonsdale, and C.R. Lyons, "Composite membranes for seawater desalination by reverse osmosis", *Journal of Applied Polymer Science*, Volume 15, Issue 5, pp. 1267 - 1276, 1971. DOI: 10.1002/app.1971.070150520.

[5] Jin Huang, Bingquan Zhang, Weiqiu Huang, Zhiping Zhu, Feng Tao, Quanzhan Wang, Zhaohui Huang, Jianjun Zhu, Xiaoxin Zhang, and Lin Zhang, "Research on the general technical standards of the gasoline vapor recovery unit set", *4<sup>th</sup> International Conference on Advances in Energy and Environment Research (ICAER 2019)*. DOI:10.1051/e3sconf/201911802017.

## RESEARCH ON THE FABRICATION AND APPLICATION OF SELECTIVE MEMBRANES IN GASOLINE VAPOR RECOVERY

Duong Chi Trung, Nguyen Thi Binh, Phan Minh Quoc Binh, Do Ngoc Vinh,  
Petrovietnam University (PVU)  
Email: trungdc@pvu.edu.vn

### Summary

This paper presents the results of a study devoted to developing a selective membrane for separating hydrocarbons from mixtures with air. The approach involves applying a selective coating onto a substrate and packaging it in a spiral wound configuration for use in a gasoline vapor recovery system at fuel stations.

The membrane is fabricated using a 0.45 μm PTFE substrate with an RTV 828 coating, offering high selectivity and permeability, a straightforward process, low cost, and scalability. Testing in a gasoline vapor recovery system demonstrated a recovery efficiency of over 90%, highlighting its potential for industrial applications and environmental protection.

**Key words:** Gasoline vapor recovery, membrane, selective coating method.

## SỬ DỤNG THIẾT BỊ MÔ PHÒNG ĐỘNG TRONG ĐIỀU KIỆN NHIỆT ĐỘ CAO ÁP SUẤT CAO ĐỂ ĐÁNH GIÁ CHẤT ỨC CHẾ ẪN MÒN TRONG PHÒNG THÍ NGHIỆM

Lê Thị Hồng Giang, Đoàn Thành Đạt, Nguyễn Đình Dũng

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)

Email: gianglh@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.05-10>

### Tóm tắt

Thiết bị mô phỏng động trong điều kiện nhiệt độ cao áp suất cao đã được Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) cải tiến dựa trên hệ thiết bị nổi hấp lỏng quay (RCA) và nổi hấp khuấy (SA) để đánh giá chất ỨC CHẾ ẪN MÒN trong phòng thí nghiệm. Thiết bị mô phỏng các điều kiện vận hành trong thực tế chịu được điều kiện nhiệt độ cao áp suất cao và các tác nhân ăn mòn như: CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>S. Thiết bị có trục khuấy và cánh khuấy để đảm bảo sự đồng đều của dung dịch trong bình phản ứng. Đặc biệt, thiết bị có hệ thống lắp mẫu có cấu tạo dạng lồng quay và 2 tầng để có thể mô phỏng nhiều chế độ cùng lúc. Hiệu quả bảo vệ của chất ỨC CHẾ ẪN MÒN phân tán trong nước và tan trong dầu của thiết bị mô phỏng này được đánh giá ở các điều kiện tĩnh và động. Kết quả cho thấy, ở điều kiện động, thiết bị thử nghiệm có thể mô phỏng cùng lúc môi trường khí và môi trường lỏng tương tự như vị trí đỉnh và đáy của đường ống vận chuyển dầu khí.

**Từ khóa:** Thiết bị mô phỏng động, chất ỨC CHẾ ẪN MÒN, đánh giá hiệu quả của chất ỨC CHẾ ẪN MÒN.

### 1. Giới thiệu

Để đánh giá hiệu quả bảo vệ của chất ỨC CHẾ ẪN MÒN trong phòng thí nghiệm, có thể sử dụng phương pháp điện hóa sử dụng kỹ thuật phân cực tuyến tính - LPR (kiểm tra bọt khí, RCE), phương pháp tổn hao khối lượng sử dụng các thiết bị mô phỏng (lồng quay, nổi hấp khuấy, thử nghiệm bánh xe...) [1]. Trong trường hợp phép thử nghiệm không yêu cầu kiểm soát tất cả các thông số, phương pháp LPR có thể được sử dụng để đánh giá chất ỨC CHẾ ẪN MÒN trong môi trường thử nghiệm là nước, với độ lặp lại khá cao là 75% [2, 3]. Khi cần kiểm soát nhiều thông số hơn (như tốc độ dòng, nhiệt độ, áp suất), phương pháp tổn hao khối lượng sử dụng các thiết bị mô phỏng động, chịu được nhiệt độ cao, áp suất cao là cần thiết [4].

NACE và ASTM cung cấp các phương pháp thử nghiệm bánh xe (wheel test - WT) [5], lồng quay (rotating cage - RC), jet impingement - JI [6] để đánh giá chất ỨC CHẾ ẪN MÒN. Phương pháp WT khá linh hoạt do thử nghiệm cùng lúc nhiều chất ỨC CHẾ ẪN MÒN và trên nhiều mẫu ăn

mòn, tuy nhiên phương pháp này có độ lặp lại thấp (55% so với 75% ở phương pháp LPR) [3, 5]. Phương pháp RC và JI đưa ra các mô hình thiết bị nhỏ gọn, mô phỏng được các điều kiện dòng chảy khác nhau [6]. Nghiên cứu của Abayarathna đã sử dụng thiết bị lồng hấp quay (rotating cage autoclave - RCA) để đánh giá hiệu quả bảo vệ của ỨC CHẾ, kết quả thử nghiệm trong phòng thí nghiệm tương đồng với dữ liệu tại hiện trường [7]. Nghiên cứu của Milin đã cải tiến thiết bị nổi hấp khuấy (stirred autoclave - SA) để đánh giá chất ỨC CHẾ ẪN MÒN trong đường ống dẫn dầu, có tính đến ăn mòn do dòng chảy gây ra [8].

Dựa trên các mô tả về RCA và SA, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã chế tạo thiết bị mô phỏng động trong điều kiện nhiệt độ cao và áp suất cao (high pressure, high temperature stirred autoclave - HPHTSA) có hệ thống lắp mẫu ăn mòn linh hoạt, được sắp xếp tương tự như lồng quay, đồng thời có cánh khuấy để mô phỏng các điều kiện dòng chảy khác nhau.

### 2. Hệ thiết bị HPHTSA

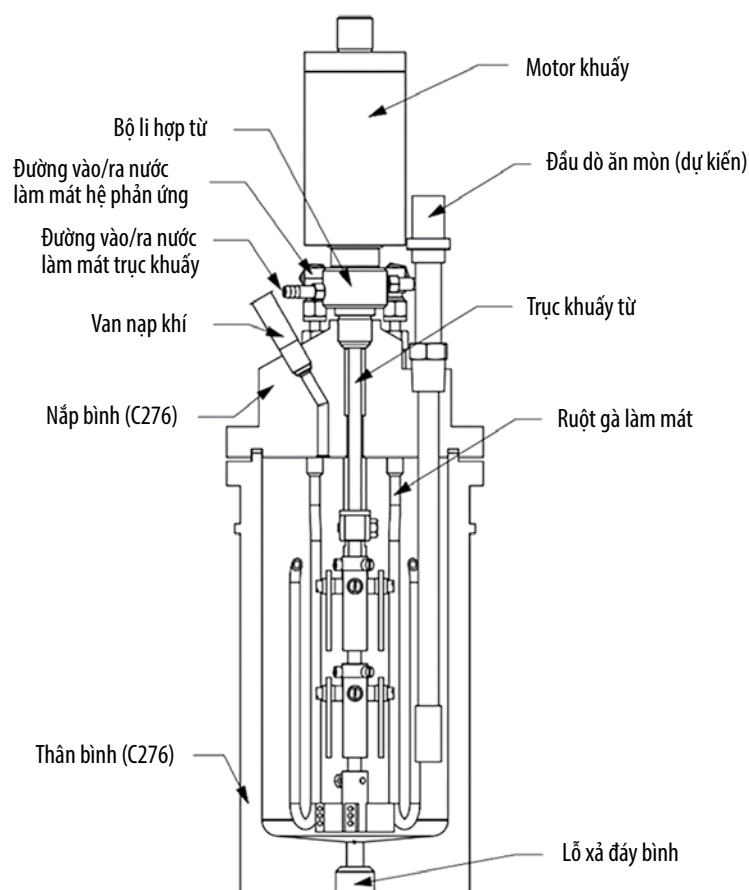
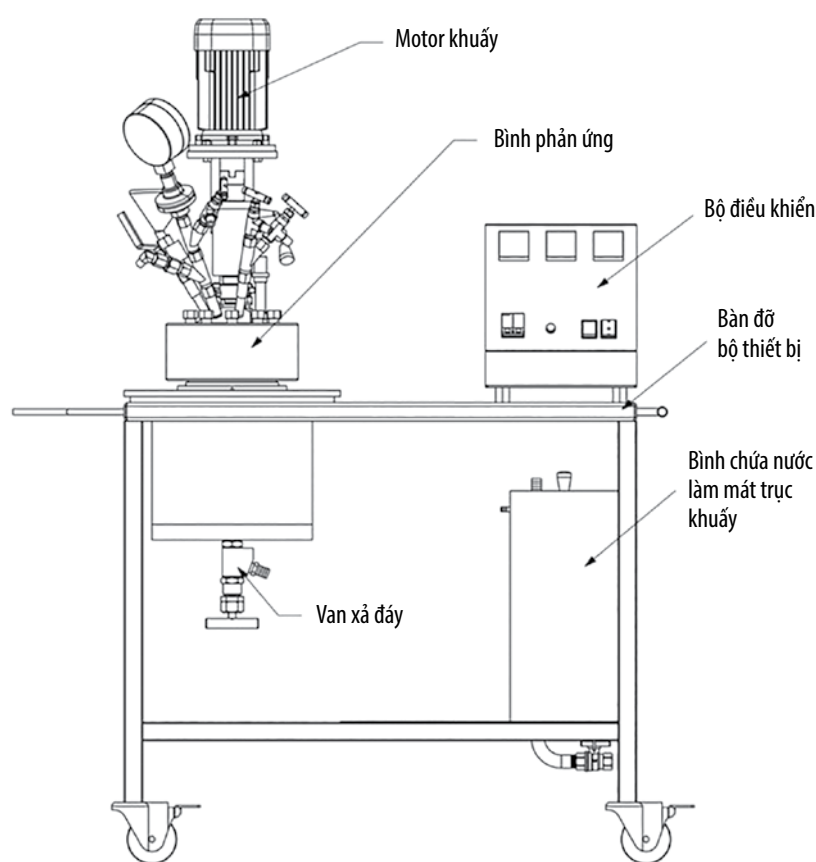
Thiết bị HPHTSA được chế tạo để mô phỏng các điều kiện vận hành trong thực tế chịu được điều kiện nhiệt độ cao (300°C), áp suất cao (350 barg) và các tác nhân ăn mòn



Ngày nhận bài: 19/1/2024.

Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 19/1 - 4/10/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 4/10/2024.



Hình 1. Sơ đồ thiết bị HPHTSA tại phòng thí nghiệm của CTAT-VPI.

như  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ . Thiết bị có trục khuấy và cánh khuấy để đảm bảo sự đồng đều của dung dịch trong bình phản ứng. Đặc biệt, để có thể đặt mẫu ăn mòn trong chế độ động, giá lắp mẫu có cấu tạo dạng 2 tầng tương tự lồng quay dạng hình vuông.

## 2.1. Cấu tạo chung của hệ thiết bị và vật liệu

### 2.1.1 Cấu tạo chung

Thiết bị HPHTSA gồm các bộ phận chính sau:

- Bình phản ứng gồm bình, nắp bình phản ứng được thiết kế phù hợp với quy chuẩn ASME BPVC Section VIII Div 1. Thân bình phản ứng có các thanh góm đóng vai trò gia nhiệt cho hệ phản ứng;

- Motor khuấy được gắn liền với nắp bình phản ứng, gắn với trục khuấy. Trục khuấy gắn với bộ ly hợp từ, liên kết từ tính với trục khuấy bên trên nắp bình phản ứng;

- Bộ điều khiển, nhận tín hiệu, cảnh báo và điều khiển trực tiếp các thông số nhiệt độ dung dịch và tốc độ khuấy;

- Giá đỡ toàn bộ hệ thiết bị là dạng bàn khung thép có bánh xe đẩy;

- Hệ thống van và thiết bị đo lường: Van an toàn, van xả, đồng hồ đo áp suất và các phụ kiện gắn trên nắp bình phản ứng.

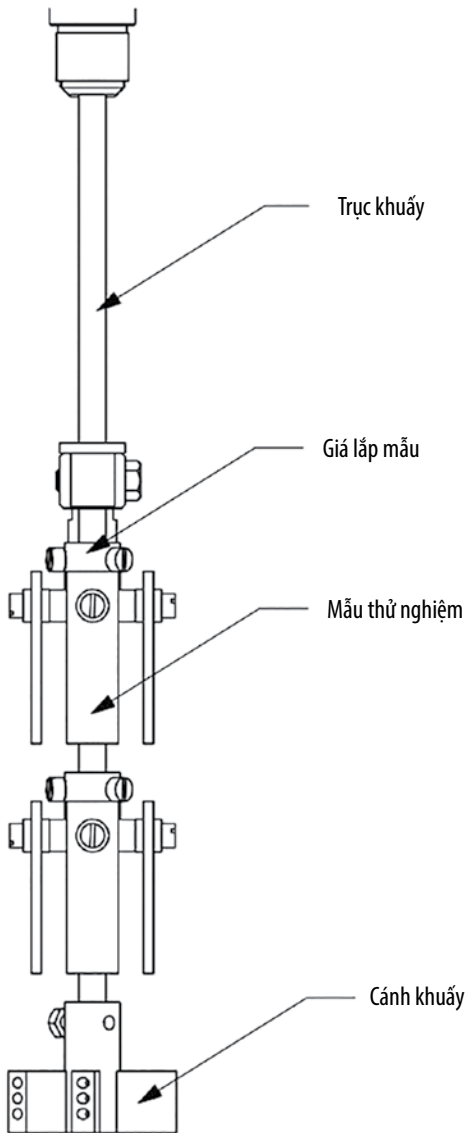
### 2.1.2. Vật liệu chế tạo

Bình phản ứng (bao gồm thân bình và nắp bình) chứa đựng môi trường thử nghiệm nên khi lựa chọn vật liệu, cần đảm bảo vật liệu phải chịu được áp suất cao, nhiệt độ cao và khả năng chống ăn mòn kể cả tác động của ăn mòn nứt ứng suất do hydrogen sulfide (bởi môi trường dầu khí thường có hàm lượng  $\text{H}_2\text{S}$  nhất định). Để có thể chống ăn mòn tốt và chịu áp lực cao, vật liệu thường được ưu tiên sử dụng là thép không gỉ và hợp kim Hastelloy C276 được sử dụng để chế



tạo bình phản ứng. Hastelloy C276 là hợp kim nickel-molybdenum-chromium bổ sung thêm wolfram để tăng khả năng chống ăn mòn trong môi trường khắc nghiệt, đặc biệt là môi trường chứa H<sub>2</sub>S. Đồng thời, Hastelloy C276 được sử dụng rộng rãi trong môi trường ăn mòn, áp suất cao và nhiệt độ cao. Để đáp ứng các yêu cầu trên, bình và nắp bình phản ứng được chế tạo bằng hợp kim Hastelloy C276.

Các linh kiện bên trong bình phản ứng như: trục khuấy, giá lắp mẫu, cánh khuấy, gioăng kín áp, ruột gà làm mát...



Hình 2. Trục khuấy và giá lắp mẫu.

Bảng 1. Điều kiện thử nghiệm thiết bị HPHTSA để đánh giá chất ức chế ăn mòn

Điều kiện thí nghiệm	Pha lỏng				Pha khí			
	Điều kiện tĩnh		Điều kiện động		Điều kiện tĩnh		Điều kiện động	
Tốc độ quay (vòng/phút)	0	0	1.000	1.000	0	0	1.000	1.000
Nồng độ ức chế ăn mòn (ppm)	0	10	0	10	0	10	0	10

có tiếp xúc trực tiếp với môi trường thử nghiệm có tính ăn mòn cao cũng được chế tạo bằng hợp kim Hastelloy C276.

Ngoài ra, các linh kiện, phụ kiện của hệ thống không trực tiếp tiếp xúc với môi trường phản ứng cũng được chế tạo bằng thép không gỉ để nâng cao độ bền của hệ thiết bị trong toàn bộ tuổi thọ dự kiến (theo đề xuất của NACE MR0175): Các linh phụ kiện dạng ống (SA213 TP304); các linh phụ kiện dạng tấm, thanh (SA240 TP304).

## 2.2. Hệ thống lắp mẫu và mẫu ăn mòn

Hệ thống lắp mẫu được nghiên cứu và thiết kế dựa trên RCA [6, 7] và SA [8] đồng thời phục vụ được các yêu cầu nghiên cứu khác của phòng thí nghiệm thuộc Trung tâm Ứng dụng và Chuyển giao công nghệ - Viện Dầu khí Việt Nam (CTAT-VPI).

Hệ thống lắp mẫu được tích hợp với trục quay của thiết bị, khi trục quay thì các mẫu cũng quay. Nhóm tác giả chế tạo 2 tầng lắp mẫu tương tự 2 lồng quay ở vị trí trên và dưới để có thể thử nghiệm số lượng mẫu nhiều hơn (8 mẫu) ở các điều kiện mực nước khác nhau (ngập hoàn toàn trong nước, mép nước, trong khí). Mỗi lồng quay được tạo bởi 4 mẫu ăn mòn, được gắn cách nhau 40 mm, đối xứng nhau từng cặp qua trục quay (Hình 2).

Mẫu thử nghiệm có dạng phẳng đơn giản, dễ gia công (mỗi mẫu dài 50 mm, chiều rộng 15 mm, độ dày 3 mm, có diện tích bề mặt khoảng 18,8 cm<sup>2</sup>).

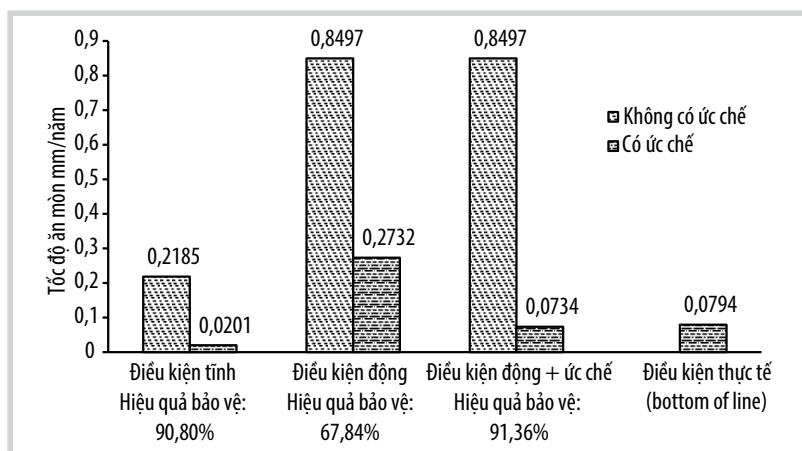
Tốc độ quay tối đa của trục khuấy là 1.450 vòng/phút. Các dạng dòng chảy thay đổi tùy thuộc vào tốc độ quay, thể tích lồng và chất lỏng.

## 3. Sử dụng thiết bị HPHTSA để đánh giá chất ức chế ăn mòn

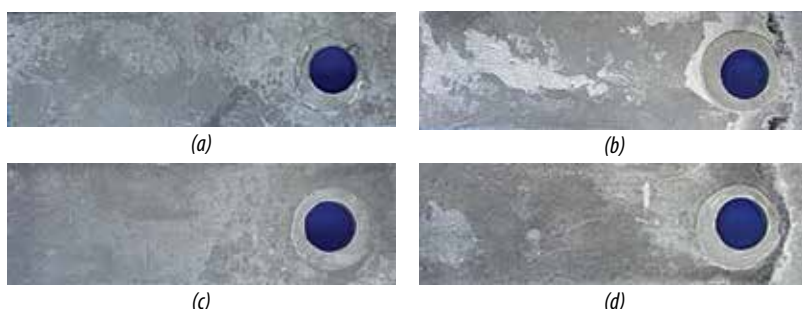
### 3.1. Điều kiện thử nghiệm

Thử nghiệm mô phỏng gắn với điều kiện thực tế là đường ống vận chuyển dầu khí tại các vị trí đỉnh ống (top of line - pha khí) và đáy ống (bottom of line - pha lỏng) với điều kiện thử nghiệm như Bảng 1.

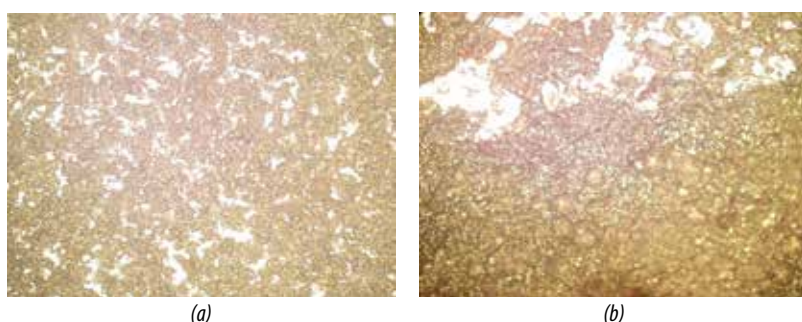
- Môi trường khí có khí mang là N<sub>2</sub>, hàm lượng CO<sub>2</sub> 3% và H<sub>2</sub>S 30 ppmv;



Hình 3. Tốc độ ăn mòn trên mẫu thử nghiệm khi có và không có chất ức chế ăn mòn trong điều kiện tĩnh, động và thực tế trong pha lỏng.



Hình 4. Hình ảnh mẫu thử nghiệm trong pha lỏng điều kiện tĩnh khi không có chất ức chế ăn mòn (a) và có chất ức chế ăn mòn (b) và điều kiện động khi không có chất ức chế ăn mòn (c) và có chất ức chế ăn mòn (d).



Hình 5. Hình thái học bề mặt các mẫu thử nghiệm (x50) sau khi được làm sạch trong điều kiện tĩnh (a) và điều kiện động (b).



Hình 6. Hình ảnh mẫu bị ăn mòn sau 21 tháng đặt trong đường ống thực tế vị trí đáy ống: (a) trước khi tẩy gỉ, (b) sau khi tẩy gỉ.

- Nhiệt độ 65°C và áp suất 100 bar;
- Môi trường lỏng là nước muối NaCl 3,5%, có hoặc không có ức chế ăn mòn;
- Nồng độ chất ức chế ăn mòn đưa vào sẽ được tính theo ppm trên tổng khối lượng lỏng;
- Tốc độ quay: Điều kiện tĩnh: 0 vòng/phút; điều kiện động: 1.000 vòng/phút;
- Thời gian thử nghiệm: 11 ngày/điều kiện thử nghiệm;

### 3.2. Phương pháp thử nghiệm

Tốc độ ăn mòn của các mẫu thử nghiệm được tính toán bằng phương pháp tổn hao khối lượng tuân thủ các yêu cầu trong tiêu chuẩn ASTM G1. Dựa vào tốc độ ăn mòn, hiệu quả bảo vệ của ức chế ăn mòn (HQ) được tính theo công thức sau:

$$HQ = \frac{CR_{(blank)} - CR}{CR_{(blank)}} \times 100 (\%)$$

Trong đó:

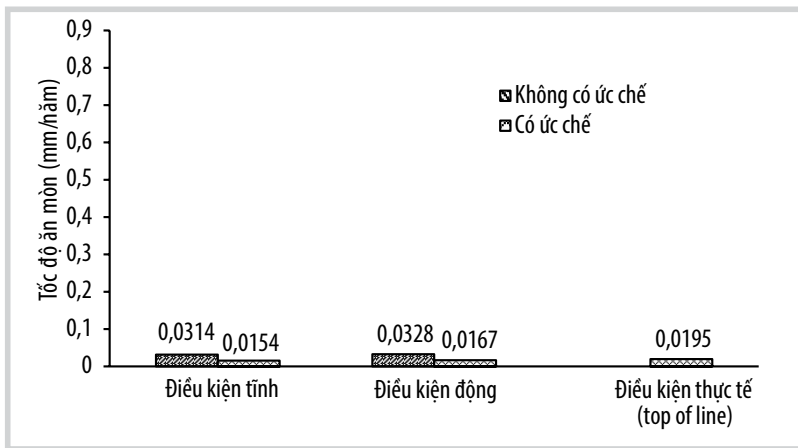
$CR_{(blank)}$ : Tốc độ ăn mòn của mẫu thép trong môi trường không có chất ức chế (tháng/năm);

CR: Tốc độ ăn mòn của mẫu thép trong môi trường có chất ức chế (tháng/năm).

### 3.3. Kết quả thử nghiệm

Các mẫu thử nghiệm ăn mòn, tính toán tốc độ ăn mòn và hiệu quả bảo vệ của chất ức chế ăn mòn được thực hiện tại phòng thí nghiệm của CTAT-VPI. Kết quả thử nghiệm được thể hiện trong Hình 3 - 5.

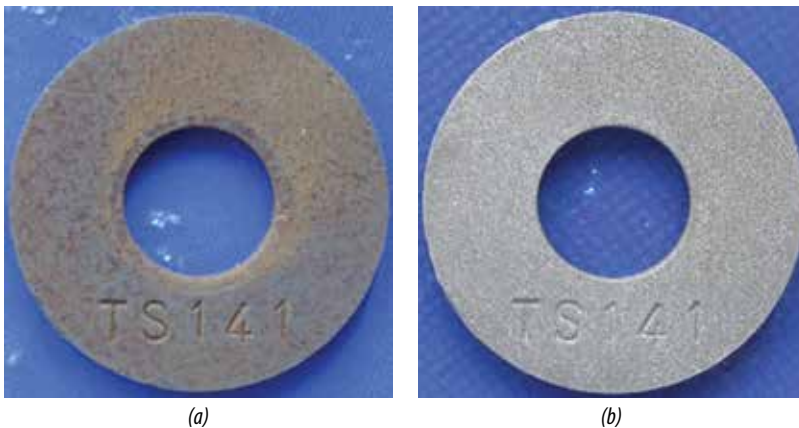
Hình 3 cho thấy tốc độ ăn mòn của mẫu thép thử nghiệm trong pha lỏng ở điều kiện động cao hơn nhiều so với điều kiện tĩnh là do trong môi trường động, chất lỏng có thể chứa một lượng CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S. Các tác nhân ăn mòn khiến môi trường động trở thành môi trường ăn mòn mạnh. Ngoài ra, tốc độ dòng chảy làm phá hủy lớp sản phẩm ăn mòn tạo thành trên bề mặt mẫu, gây ra hiện tượng mài mòn, làm



Hình 7. Tốc độ ăn mòn khi có và không có chất ức chế ăn mòn trong điều kiện tĩnh, động và thực tế trong pha khí



Hình 8. Hình ảnh mẫu bị ăn mòn trong môi trường trong pha khí điều kiện tĩnh (a) và điều kiện động (b).



Hình 9. Hình ảnh mẫu bị ăn mòn sau 21 tháng đặt trong đường ống thực tế vị trí đỉnh ống: (a) trước khi tẩy gỉ, (b) sau khi tẩy gỉ.

tăng tốc độ ăn mòn trong môi trường động [1]. Trong khi đó, ở điều kiện tĩnh, lớp sản phẩm ăn mòn có thể trở thành lớp màng bảo vệ làm chậm quá trình ăn mòn thép.

Ở cùng nồng độ ức chế ăn mòn, hiệu quả bảo vệ của chất ức chế ăn mòn trong môi trường động thấp hơn (67,84%) so với trong môi trường tĩnh (90,80%). Như vậy, với điều kiện động, ức chế ăn mòn tại nồng độ 10 ppm chưa đáp ứng được yêu cầu bảo vệ tốt cho vật liệu (hiệu quả bảo vệ mong muốn của ức chế ăn mòn trong đường ống vận chuyển dầu khí > 90% [2]). Tuy nhiên, khi tăng nồng độ ức chế lên gấp 2 lần, hiệu quả bảo vệ trong pha động đạt > 90% và tốc độ ăn mòn khi có ức chế (0,073 mm/năm) tương ứng với 0,0794 mm/năm - tốc độ ăn mòn của một trong những mẫu ăn mòn đặt trong thực tế ở vị trí đáy ống sau thời gian là 21 tháng, ở cùng điều kiện vận hành (có bơm ức chế).

Quan sát hình ảnh trên bề mặt mẫu ăn mòn trong Hình 4 và 5, cho thấy rõ sự khác nhau trên bề mặt của mẫu trong điều kiện động và điều

kiện tĩnh. Trong điều kiện tĩnh, mẫu ăn mòn được ngâm trong môi trường đồng đều và không có biến động nên chủ yếu xảy ra ăn mòn đều, trên bề mặt mẫu khá bằng phẳng. Trong khi đó, bề mặt mẫu trong điều kiện động (đặc biệt không có ức chế ăn mòn) lồi lõm không bằng phẳng và có dấu hiệu của dòng chảy. Hiện tượng này là do tốc độ dòng chảy ảnh hưởng đến động học của quá trình hòa tan Fe cũng như tạo thành sản phẩm ăn mòn  $Fe_2O_3$ ,  $FeCO_3$ . Tốc độ dòng chảy tăng dần trong khoảng từ 0 - 10 m/s đã làm gia tăng ứng suất trượt (cắt) (shear stress) do lực ma sát giữa dòng chất lưu và bề mặt mẫu [10]. Khi vận hành, ứng suất này gây ra bởi sự tiếp xúc giữa dòng chất lưu (dầu, nước, khí) với thành ống dẫn. Sự gia tăng này dẫn đến việc màng thụ động bị phá vỡ và kim loại nền tiếp xúc với môi trường ăn mòn làm gia tăng tốc độ ăn mòn chung đồng thời làm bề mặt mẫu trong điều kiện động và trong thực tế (mẫu ăn mòn tại vị trí đáy ống - Hình 6) bị ăn mòn không đồng đều [10].

Kết quả thử nghiệm (Hình 7 và 8) cho thấy trong pha khí, ức chế ăn mòn ở nồng độ 10 ppm không làm giảm đáng kể tốc độ ăn mòn so với điều kiện không có ức chế. Trong pha khí, điều kiện động và tĩnh cũng không khác nhau quá nhiều về tốc độ ăn mòn. Khi quan sát hình thái học bề mặt, trong điều kiện tĩnh, trên bề mặt mẫu thấy rõ những vết nước đọng tạo các mảng màu khác nhau trên bề mặt thép không đồng đều và ở các vị trí ngẫu nhiên (Hình 8a), trong khi đó ở điều kiện động thì các vết nước đọng phân bố đều trên bề mặt hơn và khá tương đồng với mẫu tại vị trí đỉnh ống trong thực tế. Trong pha khí, ở điều kiện động, thiết bị mô phỏng khá giống với điều kiện đường ống dẫn dầu vị trí đỉnh ống.

Các mẫu được lắp đặt thực tế trong đường ống vận chuyển dầu khí tại vị trí đáy ống (Hình 6) và đỉnh ống (Hình 9) có hình thái học bề mặt và hiện tượng ăn mòn tương tự như trên mẫu thử nghiệm ở pha lỏng và pha khí, ở điều kiện động trong

phòng thí nghiệm. Do đó, thiết bị HPHTSA của phòng thí nghiệm CTAT-VPI có khả năng mô phỏng điều kiện gần sát với thực tế trong đường ống vận chuyển dầu khí.

#### 4. Kết luận

Hệ thiết bị HPHTSA có hệ thống lắp mẫu 2 tầng dạng lồng quay đã được chế tạo, cải tiến dựa trên hệ thiết bị nổi hấp lồng quay và nổi hấp quay. Thiết bị này được sử dụng để đánh giá hiệu quả bảo vệ chất ức chế ăn mòn chính xác hơn, đồng thời tối ưu hóa quá trình ngâm mẫu, có thể ngâm nhiều mẫu cùng lúc ở các chế độ khác nhau (đỉnh ống và đáy ống) giúp tiết kiệm thời gian ngâm mẫu.

Hệ thiết bị HPHTSA không chỉ nâng cao hiệu suất đánh giá chất ức chế ăn mòn mà còn đáp ứng việc mô phỏng hiệu quả các thông số vận hành thực tế của đường ống/thiết bị, bao gồm nhiệt độ, áp suất, thành phần pha và đặc biệt là tốc độ dòng chảy.

#### Tài liệu tham khảo

[1] Sankara Papavinasam and R.Winston Revie, "Review of testing methods and standards for oilfield corrosion inhibitors", *EUROCORR 2004: Long term prediction and modeling of corrosion, January 2004*.

[2] Y.Wu, *Corrosion inhibitor screening tests and selection for field applications*. United State, 1994.

[3] NACE, "Technical committee report, laboratory test methods for evaluating oil field corrosion inhibitors", 1996.

[4] J.D. Garber, R.D.Braun, J.R.Reinhardt, F.H.Walters,

J.H.Lin, and R.S. Perkins, *Comparison of various test methods in the evaluation of CO<sub>2</sub> corrosion inhibitors for downhole and pipeline use*. United State, 1994.

[5] NACE Technical Committee Report, *Wheel Test Method Used for Evaluation of Film Persistent Inhibitors for Oilfield Applications*, NACE Technical Publication 1D 182, Materials Performance, 121982, p. 45, 1982.

[6] ASTM, "Standard guide for evaluating and qualifying oil field and refinery corrosion Inhibitors in the laboratory", 2001. DOI: 10.1520/G0170-06R20E01.

[7] Dharma Abayarathna, Ali R. Naraghi, and Robert W. Buchholz, "Inhibitor evaluations and correlation of laboratory and field data in CO<sub>2</sub> environments", *Corrosion 99, San Antonio, Texas, 25 - 30 April 1999*.

[8] Yan Milin, Zhao Guoxian, and Li Pingquan, "Modification of a stirring autoclave to RCE autoclave and its application", *Corrosion 99, San Antonio, Texas, 25 - 30 April 1999*.

[9] Y. P. Asmara, Agus Geter, N. M. Zuki, J. Jamaludin, S. Januar, B. Dandi, T. Kurniawan, M. C. Ismail, "Corrosion inhibition of carbon steel in oil and gas environments", *International Journal of Advanced and Applied Sciences*, Volume 3, Issue 5, pp. 88 - 91, 2016.

[10] Zhen Li and Jiding Zhang, "The influence of flow velocity on electrochemical reaction of metal surface", *IOP Conference Series Materials Science and Engineering*, Volume 274, 2017. DOI: 10.1088/1757-899X/274/1/012098.

## MODIFYING HIGH-PRESSURE HIGH-TEMPERATURE STIRRED AUTOCLAVE FOR CORROSION INHIBITOR EVALUATION

**Le Thi Hong Giang, Doan Thanh Dat, Nguyen Dinh Dung**

Vietnam Petroleum Institute (VPI)

Email: gianglh@vpi.pvn.vn

### Summary

A high-pressure high-temperature stirred autoclave (HPHTSA) is modified based on the rotary cage autoclave (RCA) and stirred autoclave (SA) to evaluate corrosion inhibitors in the laboratory. This autoclave can simulate operational conditions in oil and gas pipelines, enduring high-temperature high-pressure conditions, and withstanding corrosive agents such as CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, and H<sub>2</sub>S. It is equipped with a stirring shaft and blades to ensure uniformity of the solution in the reaction vessel. Importantly, it features a sample mounting system with a rotating cage structure consisting of two tiers. A water-dispersible and oil-soluble corrosion inhibitor was evaluated using the high-pressure high-temperature stirred autoclave under both static and dynamic (rotating) conditions. At dynamic conditions, the testing system simulates gas and liquid environments, similar to the conditions at the top and bottom of oil and gas transportation pipelines.

**Key words:** Stirred autoclave, corrosion inhibitor, corrosion inhibitor evaluation.

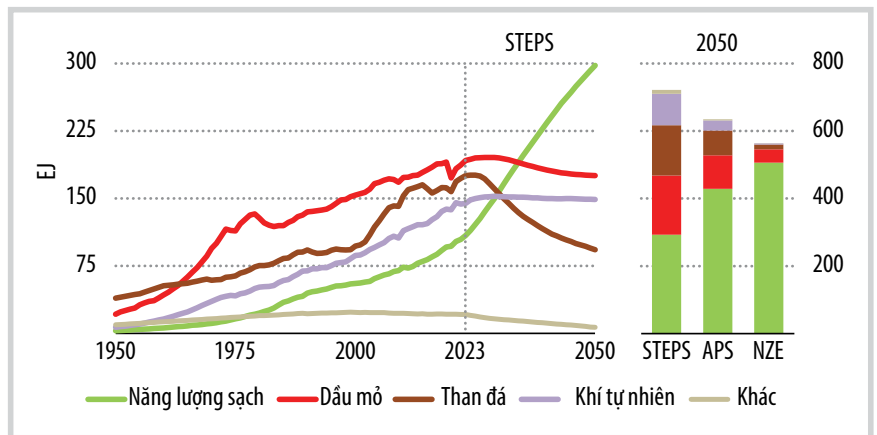
# TRIỂN VỌNG NĂNG LƯỢNG ĐẾN NĂM 2050

Trong Báo cáo “Triển vọng năng lượng thế giới” (World Energy Outlook 2024) [1], Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) đã phân tích và dự báo xu hướng cung - cầu năng lượng trong bối cảnh các rủi ro địa chính trị gia tăng, đồng thời phân tích các vấn đề liên quan đến an ninh năng lượng trong quá trình chuyển dịch năng lượng. Trong xu hướng đầu tư vào công nghệ năng lượng sạch tăng trưởng nhanh, IEA đánh giá các bước tiến trong quá trình phát triển hệ thống năng lượng an toàn và bền vững hơn, đồng thời đề xuất các giải pháp để đạt được các mục tiêu khí hậu.

Trong Báo cáo “Triển vọng năng lượng thế giới 2024”, IEA nhấn mạnh đến 3 chủ đề chính là an ninh năng lượng, do các rủi ro leo thang ở Trung Đông; triển vọng chuyển đổi năng lượng sạch, gần đây đã tăng tốc nhanh chóng nhưng cần phải tiến nhanh hơn nữa để đạt được các mục tiêu khí hậu và tính bất định thông qua phân tích độ nhạy về các yếu tố chính ảnh hưởng đến nhu cầu dầu, khí đốt và điện.

IEA cho rằng vấn đề an ninh năng lượng là yêu cầu cấp thiết khi xung đột ở Trung Đông dẫn đến gián đoạn nguồn cung dầu và khí đốt trong ngắn hạn, khi khoảng 20% nguồn cung dầu và LNG toàn cầu đi qua eo biển Hormuz. Trong khi rủi ro địa chính trị vẫn ở mức cao, thị trường có dấu hiệu tích cực, với công suất sản xuất dự phòng tăng lên 8 triệu thùng dầu thô/ngày vào năm 2030 và dự kiến sẽ bổ sung gần 50% công suất xuất khẩu LNG vào năm 2030.

IEA dự báo đầu tư vào lĩnh vực năng lượng sạch đạt khoảng 2 nghìn tỷ USD trong năm 2024, gần gấp đôi tổng đầu tư vào nhiên liệu hóa thạch. Theo kịch bản STEPS, năng lượng sạch dự kiến sẽ đáp ứng gần như toàn bộ tăng trưởng nhu cầu năng lượng trong giai đoạn 2023 - 2035. Nhu cầu của 3 loại nhiên liệu hóa thạch (dầu, khí, than) dự báo sẽ đạt đỉnh trước năm 2030. Dự báo đến năm 2030, gần 50% số lượng xe bán ra toàn cầu là xe điện, mặc dù sự chậm trễ trong triển khai



Hình 1. Cơ cấu năng lượng toàn cầu theo các kịch bản đến năm 2050 [1].

cơ sở hạ tầng hoặc thực thi chính sách có thể dẫn đến tăng trưởng chậm hơn.

IEA cũng đề cập đến tính bất định, thể hiện qua nhiều khía cạnh từ địa chính trị đến sự phát triển không đồng đều giữa các khu vực. Tỷ trọng đầu tư năng lượng sạch ở các thị trường mới nổi và các nền kinh tế đang phát triển (không bao gồm Trung Quốc) chỉ chiếm khoảng 15%, trong khi chiếm 2/3 dân số và 1/3 GDP toàn cầu, tạo ra khoảng cách lớn trong tiếp cận năng lượng sạch. Căng thẳng địa chính trị ở Ukraine và Liên bang Nga, xung đột ở Trung Đông và các cuộc bầu cử ở các quốc gia chiếm 1/2 nhu cầu năng lượng toàn cầu hiện nay đồng nghĩa với mức độ bất định rất cao đối với các dự báo. Các thách thức về chính sách, cơ sở hạ tầng, năng lực sản xuất công nghệ sạch... ảnh hưởng đến tốc độ chuyển đổi năng lượng sạch, trong khi phát thải CO<sub>2</sub> liên quan đến năng lượng đạt mức cao kỷ lục.

Thập kỷ qua đã chứng kiến tỷ trọng nhiên liệu hóa thạch trong cơ cấu năng lượng toàn cầu giảm dần từ 82% trong năm 2013 xuống 80% trong năm 2023. Nhu cầu năng lượng đã tăng 15% trong giai đoạn này và 40% của mức tăng trưởng này được đáp ứng bởi năng lượng sạch, bao gồm năng lượng tái tạo, năng lượng hạt nhân, nhiên liệu phát thải thấp, kể cả thu giữ, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS).

Tổng nhu cầu năng lượng của các nền kinh tế phát triển giảm trung bình 0,5%/năm trong thập kỷ qua. Nhu cầu dầu mỏ của nhóm này đã đạt đỉnh vào năm 2005, trong khi nhu cầu khí tự nhiên đã ngừng tăng trưởng. Năng lượng hạt nhân đã giảm khoảng 0,5%/năm, trong khi năng lượng tái tạo tăng 3%/năm kể từ năm 2013.

Tại các nền kinh tế mới nổi và đang phát triển (chiếm gần 85% dân số thế giới), nhu cầu năng lượng tăng khoảng

2,6%/năm trong thập kỷ qua. Các động lực chính bao gồm dân số tăng hơn 720 triệu người, quy mô nền kinh tế tăng 50% và sản lượng công nghiệp tăng 40%. Với tốc độ này, năng lượng sạch phải phát triển nhanh hơn để thay thế dầu, khí và than tại các nền kinh tế mới nổi và đang phát triển so với các nền kinh tế phát triển.

Trong các kịch bản STEPS, APS và NZE của IEA, năng lượng sạch ngày càng chiếm ưu thế trong cơ cấu năng lượng toàn cầu đến năm 2050 (Hình 1). Nhu cầu than ngày càng giảm mạnh nhường chỗ cho khí tự nhiên trong cơ cấu năng lượng toàn cầu vào năm 2030. Năng lượng sạch tăng trưởng nhanh trong tổng nhu cầu năng lượng giai đoạn 2023 - 2035, đứng đầu là điện mặt trời và điện gió.

Mặc dù kịch bản STEPS cho thấy năng lượng tái tạo tăng gấp 3 lần, giảm nhu cầu sử dụng nhiên liệu hóa thạch từ 80% trong tổng nhu cầu năng lượng năm 2023 xuống 58% trong tổng nhu cầu năng lượng năm 2050, con số này vẫn còn kém xa so với bước chuyển đổi được dự báo trong kịch bản APS và NZE.

Trong 2 kịch bản APS và NZE, IEA dự báo năng lượng tái tạo sẽ nhanh chóng chiếm lĩnh thị phần nhiên liệu hóa thạch. Đến năm 2035, năng lượng sạch được dự báo sẽ đáp ứng 40% nhu cầu năng lượng

toàn cầu trong kịch bản APS, và con số này được dự báo sẽ tăng lên gần 3/4 vào năm 2050. Trong kịch bản NZE, năng lượng sạch đáp ứng 90% nhu cầu năng lượng toàn cầu vào năm 2050. Khoảng 1/3 nhu cầu nhiên liệu hóa thạch còn lại trong kịch bản NZE được giảm thiểu hoàn toàn, khoảng 1/2 trong số đó được sử dụng làm nguyên liệu đầu vào hoặc trong các mục đích phi năng lượng khác, còn lại sử dụng công nghệ khử carbon khác.

Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng đang giảm dần nhờ tiến bộ công nghệ, cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng và sự thay đổi trong cấu trúc nền kinh tế toàn cầu (Hình 2). Sự tăng trưởng của năng lượng tái tạo và quá trình điện khí hóa ngày càng tăng có vai trò quan trọng trong việc nâng cao hiệu quả của các hệ thống năng lượng.

Tốc độ tăng trưởng tổng sản phẩm quốc nội (GDP) luôn nhanh hơn tốc độ tăng trưởng nhu cầu năng lượng. Những cải thiện về cường độ năng lượng đang tiếp tục và thậm chí còn tăng tốc trong các kịch bản của IEA. Công nghệ bơm nhiệt, xe điện, cải thiện hiệu suất và điện khí hóa... giúp giảm tiêu thụ năng lượng tại các nền kinh tế mới nổi và đang phát triển.

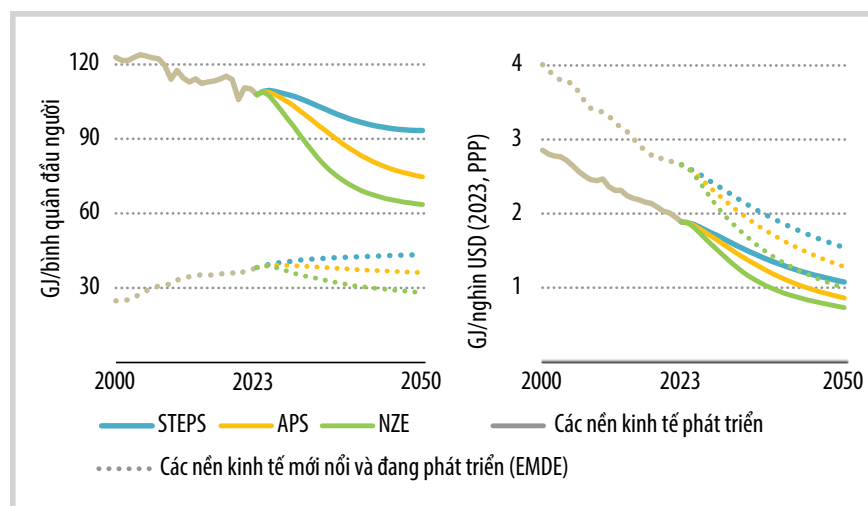
Nhu cầu năng lượng toàn cầu tăng với tốc độ trung bình 1,4%/năm trong thập

kỷ qua. Trong kịch bản STEPS, tốc độ này giảm gần 3 lần xuống còn khoảng 0,5%/năm trong giai đoạn 2023 - 2035, dù GDP vẫn tăng ổn định (3%/năm). Nguyên nhân dẫn đến sự tăng trưởng chậm lại này trong các kịch bản của IEA do sự kết hợp của 3 yếu tố chính: (i) Cải thiện hiệu quả kỹ thuật trong sử dụng năng lượng, thông qua việc cải tiến và đổi mới công nghệ, áp dụng các quy trình hoặc sử dụng thiết bị hiệu quả hơn; (ii) sự thay đổi trong cấu trúc nền kinh tế toàn cầu, các ngành công nghiệp tiêu thụ nhiều năng lượng (như thép và nhôm) có xu hướng giảm, thay vào đó là tập trung phát triển các sản phẩm/dịch vụ cần ít năng lượng hơn; (iii) tác động của việc đẩy mạnh năng lượng tái tạo và các giải pháp điện khí hóa đến hệ thống năng lượng.

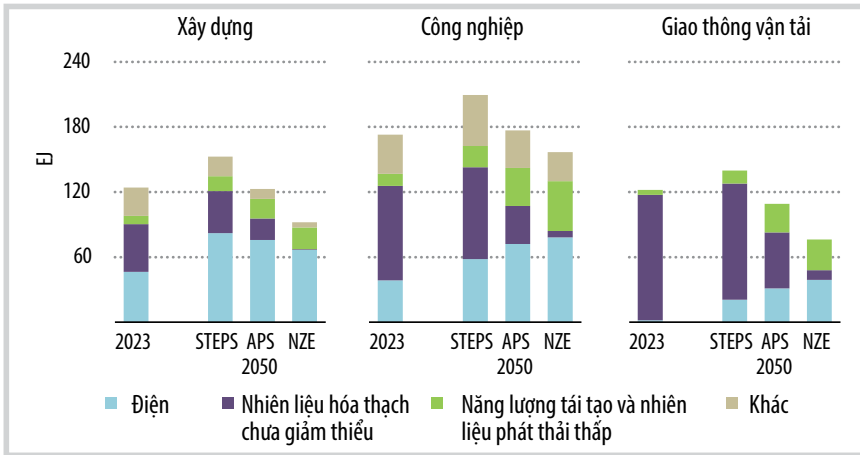
Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng đang ở mức 445 EJ. Trong kịch bản STEPS, con số này được IEA dự báo sẽ tăng đều đặn lên trên 530 EJ vào năm 2050. Trong kịch bản APS và NZE, tổng tiêu thụ cuối cùng bắt đầu giảm (Hình 3). Đến năm 2035, tiêu thụ năng lượng cuối cùng trong kịch bản APS thấp hơn 3% so với hiện tại, và trong kịch bản NZE thấp hơn 15%. Trong kịch bản NZE, cải thiện cường độ năng lượng hàng năm tăng gấp đôi vào năm 2035, do tốc độ điện khí hóa nhanh hơn; giảm sử dụng sinh khối truyền thống và thay thế bằng điện và LPG; cũng như sự thay đổi trong hành vi tiêu dùng.

Quá trình điện khí hóa tăng tốc trong các kịch bản và lĩnh vực, từ dịch vụ sưởi ấm, làm mát và di chuyển, vận hành động cơ và thiết bị, sản xuất hydrogen điện phân tại chỗ cho các ngành công nghiệp nặng. Đến năm 2050, tỷ trọng điện trong tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng tăng 50% trong kịch bản STEPS, tăng gấp 2 lần trong kịch bản APS và gần gấp 3 lần trong kịch bản NZE.

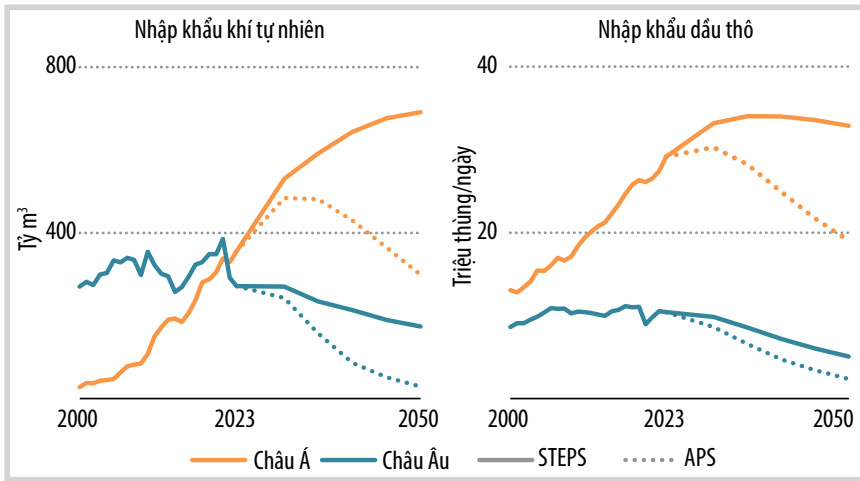
Với việc đẩy mạnh sử dụng trực



Hình 2. Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng trung bình trong giai đoạn 2000 - 2050 theo các kịch bản [1].



**Hình 3.** Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo nguồn năng lượng trong năm 2023 và 2050 theo các kịch bản [1].



**Hình 4.** Nhập khẩu khí tự nhiên và dầu thô vào châu Á và châu Âu trong kịch bản STEPS và APS.

tiếp năng lượng tái tạo, bao gồm năng lượng sinh học, năng lượng mặt trời và địa nhiệt, hydrogen phát thải thấp và nhiên liệu dựa trên hydrogen, IEA dự báo tỷ trọng nhiên liệu hóa thạch chưa qua xử lý đến năm 2050 giảm 30% trong kịch bản STEPS, giảm trên 65% trong kịch bản APS và giảm 95% trong kịch bản NZE so với mức hiện tại. Trong các lĩnh vực khó giảm phát thải như hàng không và vận tải biển, nhiên liệu sinh học và nhiên liệu phát thải thấp thay thế khoảng 50 EJ nhiên liệu hóa thạch vào năm 2050 trong kịch bản NZE.

Cuộc khủng hoảng năng lượng toàn cầu trong thời gian qua cho thấy tính rủi ro và dễ bị tổn thương của hệ thống năng lượng trước căng thẳng địa chính trị, đặc biệt là xung đột leo thang ở Trung Đông,

Ukraine - Liên bang Nga và gián đoạn nguồn cung do các cuộc tấn công ở Biển Đỏ, cũng như tác động của việc tăng giá năng lượng đối với người tiêu dùng.

Để ứng phó với các rủi ro này, cơ sở hạ tầng nhiên liệu hóa thạch hiện có và dự kiến đi vào hoạt động trong 10 năm tới sẽ tạo ra “vùng đệm” quan trọng. Công suất dự phòng sản xuất dầu thô toàn cầu (không tính Iran và Liên bang Nga) đã tăng từ dưới 3 triệu thùng/ngày trong năm 2019 lên khoảng 6 triệu thùng/ngày hiện nay, và có thể đạt 8 triệu thùng/ngày vào năm 2030 nếu các thành viên OPEC thực hiện kế hoạch bổ sung công suất. Bên cạnh đó, các dự án LNG mới sẽ khiến nguồn cung vượt nhu cầu đến năm 2040.

Tuy nhiên, dù có “vùng đệm” này, an ninh nguồn cung nhiên liệu vẫn chưa được

đảm bảo, phụ thuộc nhiều vào khả năng các nguồn cung thay thế có thể nhanh chóng tiếp cận các khu vực bị ảnh hưởng khi xảy ra khủng hoảng. Đáng chú ý, xu hướng tập trung nguồn cung năng lượng tại một số khu vực nhất định và sự phụ thuộc ngày càng lớn vào nhập khẩu năng lượng của nhiều quốc gia có thể khiến trầm trọng thêm tác động của bất kỳ cú sốc về nguồn cung năng lượng trong tương lai.

Châu Á đang được coi là tâm điểm của thương mại dầu khí toàn cầu, với sản lượng nhập khẩu dầu thô gấp đôi châu Âu và đã vượt qua châu Âu để trở thành thị trường nhập khẩu khí tự nhiên lớn nhất vào năm 2022 (Hình 4). Xu hướng này dự kiến sẽ tiếp tục trong kịch bản STEPS, khi Trung Quốc tăng nhập khẩu dầu từ 75% lên hơn 80% vào năm 2050, Ấn Độ tăng nhập khẩu khí tự nhiên từ 50% lên gần 75%, và khu vực Đông Nam Á chuyển từ xuất khẩu ròng sang nhập khẩu ròng khí tự nhiên trước năm 2030. Những thay đổi này cho thấy cần xây dựng hệ thống năng lượng an toàn và linh hoạt hơn trong tương lai.

Việc đảm bảo an toàn cho các tuyến hàng hải chính, đặc biệt là eo biển Malacca và eo biển Hormuz, có vai trò quan trọng đối với sự ổn định của thị trường dầu khí toàn cầu. Sản lượng dầu vận chuyển qua eo biển Malacca được dự báo sẽ tăng từ 24 triệu thùng/ngày như hiện nay (chiếm 55% thương mại dầu mỏ toàn cầu) lên 28 triệu thùng/ngày vào năm 2050 trong kịch bản STEPS, trong khi đó sản lượng LNG tăng từ 70 tỷ m³ vào năm 2023 (chiếm 12% thương mại LNG toàn cầu) lên 140 tỷ m³ vào năm 2050. Khoảng 20% nguồn cung dầu mỏ và LNG toàn cầu hiện nay cũng được vận chuyển qua eo biển Hormuz, và tỷ lệ này vẫn duy trì ổn định trong kịch bản STEPS. Bất kỳ sự gián đoạn nào tại 1 trong 2 eo biển này đều có thể dẫn đến biến động giá và tình trạng thiếu hụt nguồn cung. Việc dừng

vận chuyển qua eo biển Hormuz, dù ít khả năng xảy ra, sẽ gây thiệt hại nghiêm trọng vì có rất ít tuyến đường thay thế và sẽ ảnh hưởng lớn đến công suất dự phòng của OPEC.

Giá dầu và khí tự nhiên đóng vai trò trung gian giữa cung và cầu trong các kịch bản của IEA, nhằm đảm bảo các nguồn cung đáp ứng được những thay đổi trong nhu cầu và duy trì sự cân bằng của hệ thống năng lượng. Giá dầu phụ thuộc vào chính sách của các nhà sản xuất dầu lớn trong việc điều tiết thị trường dầu mỏ. Tuy nhiên, không có cơ chế tương tự đối với khí tự nhiên. Trên thực tế, khả năng biến động giá dầu khí luôn hiện hữu, đặc biệt trong bối cảnh hệ thống năng lượng hiện nay cần có sự thay đổi lớn để đạt được các mục tiêu khí hậu toàn cầu.

Giá dầu trong kịch bản STEPS vẫn duy trì tương đối ổn định trong suốt giai đoạn dự báo so với năm 2023. Sự ổn định này là kết quả của việc áp dụng các cải tiến công nghệ, kiểm soát chi phí và áp lực giảm giá từ sự suy giảm nhẹ về nhu cầu, trong khi thách thức gia tăng từ việc khai thác tài nguyên ở khu vực nước sâu, xa bờ và khó tiếp cận hơn. Trong kịch bản APS và NZE, nhu cầu thấp khiến giá dầu giảm xuống mức thấp hơn nhiều so với mức giá hiện nay. Trong cả 2 kịch bản này, cần có các chính sách để đảm bảo giá dầu thấp không dẫn đến sự gia tăng trở lại nhu cầu

dầu mỏ, ảnh hưởng đến các nỗ lực giảm phát thải khí nhà kính.

Đối với khí tự nhiên, nguồn cung LNG dư thừa sẽ tạo ra thị trường rất cạnh tranh cho đến khi nguồn cung dư thừa được giải quyết, với giá tại các khu vực nhập khẩu chính trung bình từ 6,5 - 8 USD/triệu Btu đến năm 2035. Các dự án LNG có chi phí thấp nhất hiện nay (được hưởng lợi từ nguồn khí đầu vào giá rẻ và chi phí vận hành thấp) có thể sinh lời với giá từ 3 - 5 USD/triệu Btu, nhưng cũng có nhiều dự án đang được xây dựng lại có điểm hòa vốn trên 8 USD/triệu Btu. Trong kịch bản STEPS, sự dư thừa LNG được giải quyết trong những năm 2030 và giá nhập khẩu LNG sau đó tăng lên. Trong các kịch bản APS và NZE, nhu cầu LNG vẫn thấp hơn so với nguồn cung, tuy nhiên các chính sách ưu tiên năng lượng tái tạo và hiệu quả năng lượng có thể hạn chế khả năng tăng mạnh của nhu cầu LNG trong tương lai.

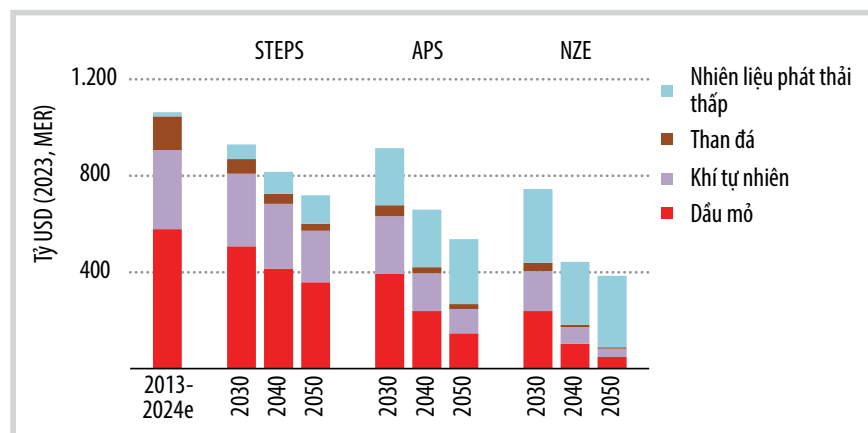
Trong kịch bản STEPS, thu nhập ròng (net income) hay lợi nhuận thu được sau khi trừ các chi phí khác của doanh nghiệp) của các công ty dầu khí vẫn duy trì ở mức khoảng 2.400 tỷ USD đến năm 2035. Con số này giảm xuống còn 1.750 tỷ USD trong kịch bản APS vào năm 2035, giảm 30% so với mức trung bình của 5 năm qua, và giảm xuống còn 680 tỷ USD trong kịch bản NZE vào năm 2035, giảm 70% so với mức lợi nhuận gần đây.

Nhiên liệu hóa thạch đáp ứng gần 80% nhu cầu năng lượng toàn cầu vào năm 2023. Tuy nhiên ở các nền kinh tế tiên tiến, kinh tế đã tăng trưởng 20% trong 10 năm qua trong khi việc sử dụng nhiên liệu hóa thạch giảm gần 10%, do đầu tư phát triển công nghệ năng lượng sạch, tỷ trọng dịch vụ trong nền kinh tế tăng lên và cải thiện hiệu quả năng lượng. Ngược lại, tại các nền kinh tế mới nổi và đang phát triển, dân số đã tăng thêm 720 triệu người, kinh tế tăng trưởng 50%, và sản lượng công nghiệp tăng 40% trong 10 năm qua, song tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch tăng 25%.

Đầu tư trung bình hàng năm vào nhiên liệu hóa thạch giảm từ hơn 1 nghìn tỷ USD hiện nay và đến năm 2050 giảm xuống còn 650 tỷ USD trong kịch bản STEPS và giảm xuống chỉ còn 90 tỷ USD trong kịch bản NZE (Hình 5). Các loại nhiên liệu phát thải thấp trong các kịch bản APS và NZE trở thành thiết yếu của nền kinh tế năng lượng sạch.

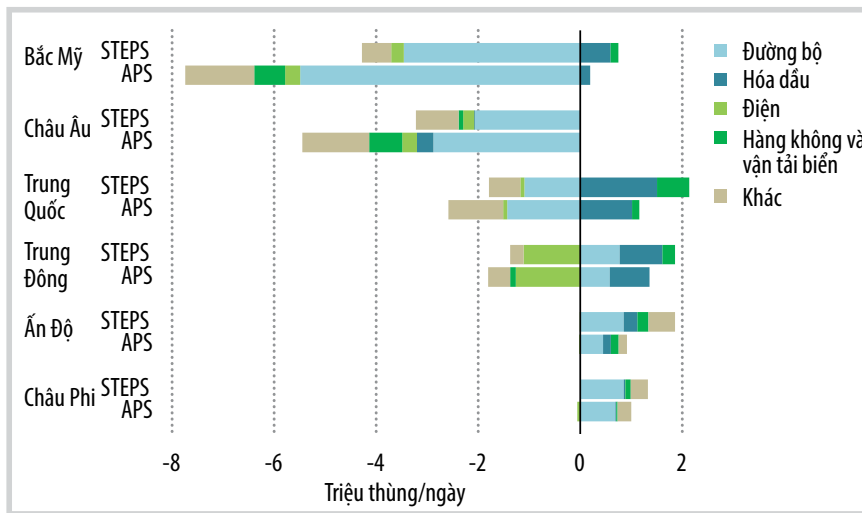
Thị trường dầu mỏ toàn cầu tiếp tục phát triển, tái cân bằng trước những thay đổi về địa lý và cơ cấu cung - cầu. Nhu cầu dầu mỏ toàn cầu năm 2023 đã vượt mức đỉnh trước đó được thiết lập vào năm 2019, tăng gần 2 triệu thùng/ngày so với năm 2022 để đạt 99 triệu thùng/ngày, trong đó Trung Quốc đóng góp 1,5 triệu thùng/ngày. Nhu cầu nhiên liệu cho vận tải đường bộ tăng gần 600 nghìn thùng/ngày, trong khi nhiên liệu sử dụng cho hàng không tăng 1.000 nghìn thùng/ngày. Nhu cầu dầu cho hóa dầu tăng 500 nghìn thùng/ngày vào năm 2023, gần gấp đôi so với mức tăng trưởng trung bình trong 5 năm qua. Tăng trưởng nguồn cung chủ yếu đến từ ngoài OPEC, đặc biệt là Mỹ với hơn 40% sản lượng dầu chắt sít.

Tăng trưởng nhu cầu dầu đang giảm rõ rệt và dự kiến chỉ đạt dưới 1 triệu thùng/ngày trong năm 2024. Trong kịch bản STEPS, nhu cầu dầu toàn cầu được



Hình 5. Tổng vốn đầu tư theo loại nhiên liệu trong giai đoạn 2013 - 2050 theo các kịch bản [1].





**Hình 6.** Nhu cầu dầu theo lĩnh vực và theo quốc gia/khu vực trong giai đoạn 2023 -2035 theo các kịch bản [1].

dự báo tiếp tục tăng trưởng chậm và đạt đỉnh trước năm 2030 ở mức dưới 102 triệu thùng/ngày, sau đó giảm trở lại mức 99 triệu thùng/ngày vào năm 2035, tương đương năm 2023. Nhu cầu dầu giảm trong lĩnh vực giao thông vận tải đường bộ (2,5 triệu thùng/ngày) và xây dựng (1,4 triệu thùng/ngày) được bù đắp bởi nhu cầu dầu cho hàng không và sản xuất hóa dầu với mức tăng 6,2 triệu thùng/ngày từ năm 2023 đến năm 2035. Đến năm 2050, nhu cầu dầu giảm khoảng 6 triệu thùng/ngày so với năm 2023.

Trong khi đó, nhu cầu dầu toàn cầu được dự báo giảm 17% vào năm 2035 so với năm 2023 trong kịch bản APS và có thể giảm xuống còn 58 triệu thùng/ngày vào năm 2035 theo kịch bản NZE.

Tại các thị trường mới nổi và các nền kinh tế đang phát triển, tăng trưởng nhu cầu dầu trong kịch bản STEPS giảm từ 1,8%/năm trong giai đoạn 2015 - 2023 xuống còn 1%/năm trong giai đoạn 2023 - 2035. Ấn Độ là quốc gia có mức tăng nhu cầu dầu lớn nhất trong giai đoạn này với mức tăng 1,9 triệu thùng/ngày. Nhu cầu dầu tại Trung Quốc tăng chưa tới 1 triệu thùng/ngày, với sự sụt giảm trong giao thông đường bộ được bù đắp bởi mức tăng 1,5 triệu thùng/ngày trong lĩnh vực

hóa dầu. Trung Quốc dự kiến sẽ vượt Mỹ trở thành quốc gia tiêu thụ dầu lớn nhất thế giới vào năm 2030. Tại các khu vực Trung và Nam Mỹ, Châu Phi, Trung Đông và Lục địa Á - Âu, nhu cầu dầu tiếp tục tăng đến năm 2050, chiếm khoảng 1/3 tổng nhu cầu dầu toàn cầu vào năm 2050, so với tỷ lệ 22% như hiện nay.

Tại các nền kinh tế tiên tiến, tốc độ suy giảm mạnh nhu cầu dầu, xu hướng đã rõ ràng từ năm 2005 (Hình 6). Tại châu Âu, tỷ lệ xe sử dụng động cơ đốt trong (ICE) trong tổng số xe bán ra giảm mạnh, với tỷ lệ hơn 20% xe bán ra là xe điện hoàn toàn hoặc xe hybrid sạc pin, và con số này sẽ tăng lên 90% vào năm 2035 theo kịch bản STEPS. Tại Bắc Mỹ, tỷ lệ xe điện (EV) trong tổng số xe bán ra tăng từ khoảng 10% hiện tại lên khoảng 70% vào năm 2035. Dự báo đến năm 2035, tỷ lệ xe điện trong tổng số xe bán ra tại các nền kinh tế tiên tiến đạt gần 90% trong kịch bản APS và gần đạt 100% trong kịch bản NZE.

Mỹ chiếm ưu thế trong tăng trưởng nguồn cung dầu toàn cầu gần đây, đóng góp hơn 1/2 mức tăng sản lượng kể từ năm 2010. Trong kịch bản STEPS, sản lượng dầu của Mỹ tiếp tục tăng nhưng với tốc độ chậm hơn đến năm 2030 và trung bình mỗi năm giảm khoảng 0,25 triệu

thùng/ngày trong giai đoạn 2030 - 2050. Brazil, Argentina và Guyana đóng góp hơn 2,5 triệu thùng/ngày vào nguồn cung dầu vào năm 2035, nhờ vào việc mở rộng các mỏ dầu hiện tại và khai thác các phát hiện mới đây. Trong kịch bản APS, sản lượng dầu bắt đầu giảm trên diện rộng từ năm 2030. Khu vực Trung và Nam Mỹ là khu vực duy nhất có mức tăng sản lượng dầu trong giai đoạn 2023 - 2030 trước khi bắt đầu suy giảm.

Sản lượng dầu của các thành viên OPEC và Liên bang Nga đạt mức cao nhất khoảng 47 triệu thùng/ngày vào năm 2018, công suất dự phòng của OPEC hiện đạt khoảng 6 triệu thùng/ngày. Trong kịch bản STEPS, nguồn cung của OPEC và Liên bang Nga được giữ ổn định ở mức 42 - 44 triệu thùng/ngày trong suốt giai đoạn dự báo.

Trong kịch bản APS, nguồn cung từ OPEC và Liên bang Nga giảm trung bình gần 1 triệu thùng/ngày mỗi năm đến năm 2040 và giảm khoảng 500 nghìn thùng/ngày trong giai đoạn 2040 - 2050. Tuy nhiên, tỷ trọng tổng thể của OPEC trong nguồn cung dầu toàn cầu vẫn tăng từ 34% hiện nay lên 41% vào năm 2050, tương tự như mức đạt được trong kịch bản STEPS, do nguồn cung dầu từ các quốc gia khác giảm nhanh hơn.

Sản lượng dầu của Liên bang Nga đạt cao nhất khoảng 11 triệu thùng/ngày trong thập kỷ này và việc triển khai dự án khổng lồ Vostok đã giúp Moscow bù đắp sản lượng sụt giảm từ các mỏ truyền thống.

**Hồng Minh**

**Tài liệu tham khảo**

[1] IEA, "World energy outlook 2024", 16/10/2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>.