

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 Hải¹, Trần Vĩnh Lộc¹, Huỳnh Minh Thuận¹, Nguyễn Đại Long¹, Trương Văn Nhân¹
Cao Hoàng Cảnh Dương¹, Phạm Thanh Hải², Đinh Văn Nhân²

¹Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)

²Công 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.

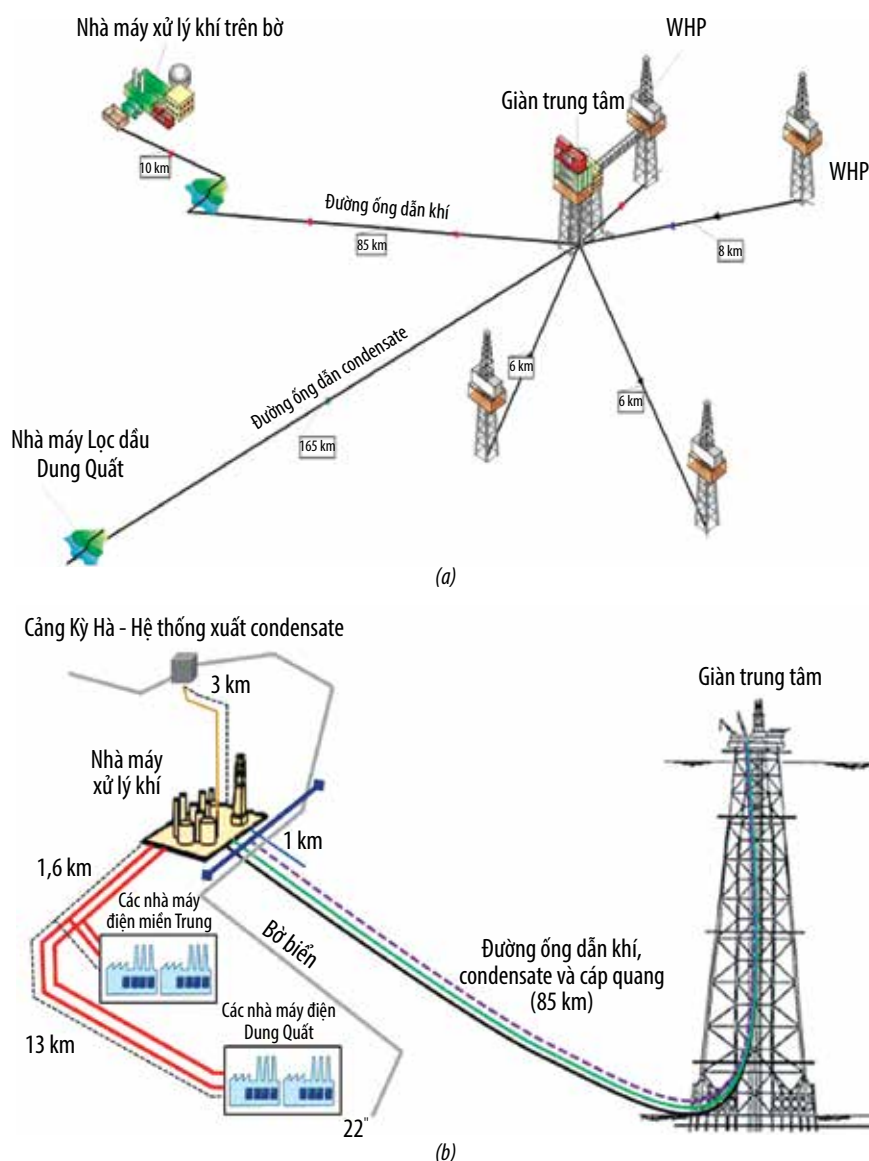
Ngày bài báo được duyệt đăng: 2/10/2024.

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 ³	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 ³ hydrocarbon ~ 8,9 nghìn tỷ ft ³)	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 ³ 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

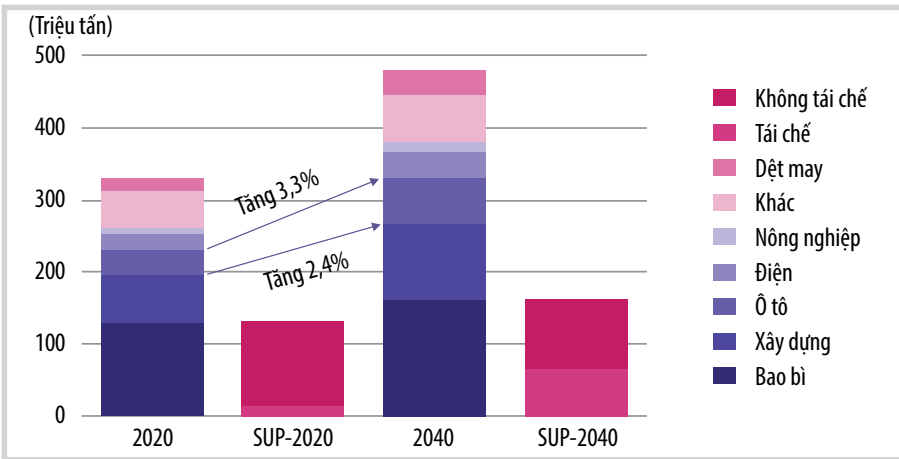
Thị trường các sản phẩm hóa dầu thế giới đã hồi phục nhưng diễn biến khó lường. Sự thay đổi mạnh giá dầu thô và các sản phẩm hóa dầu, phát triển các sản phẩm hóa dầu mới có giá trị gia tăng cao, sản xuất nhựa sinh học và tái chế nhựa thải là các xu hướng chính của thị trường thế giới. Mặc dù có sự giảm 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:

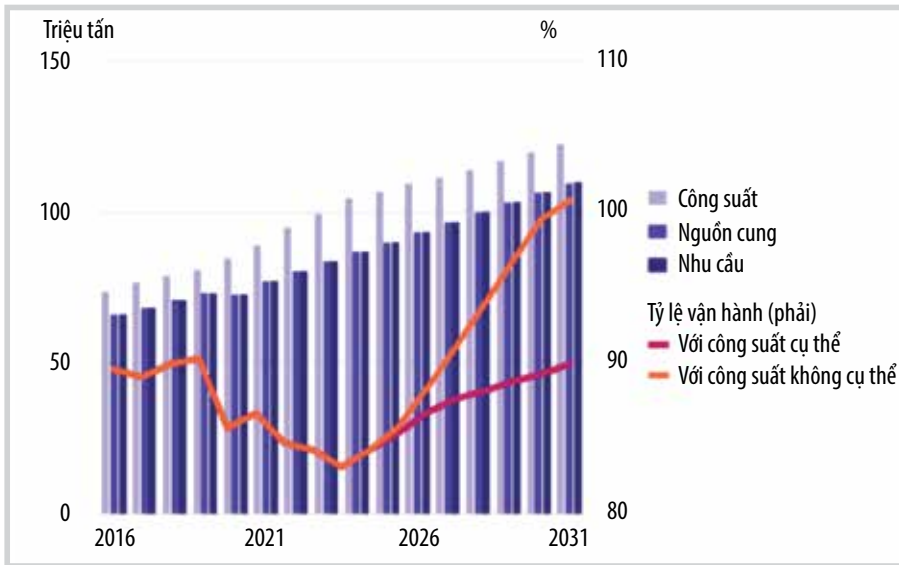
- Nhu cầu nhựa gia tăng từ 320 triệu tấn năm 2020 lên 480 triệu tấn năm 2040. Nhựa ứng dụng trong công nghiệp bao bì chiếm tỷ lệ lớn nhất, 35% (Hình 3).

- 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.

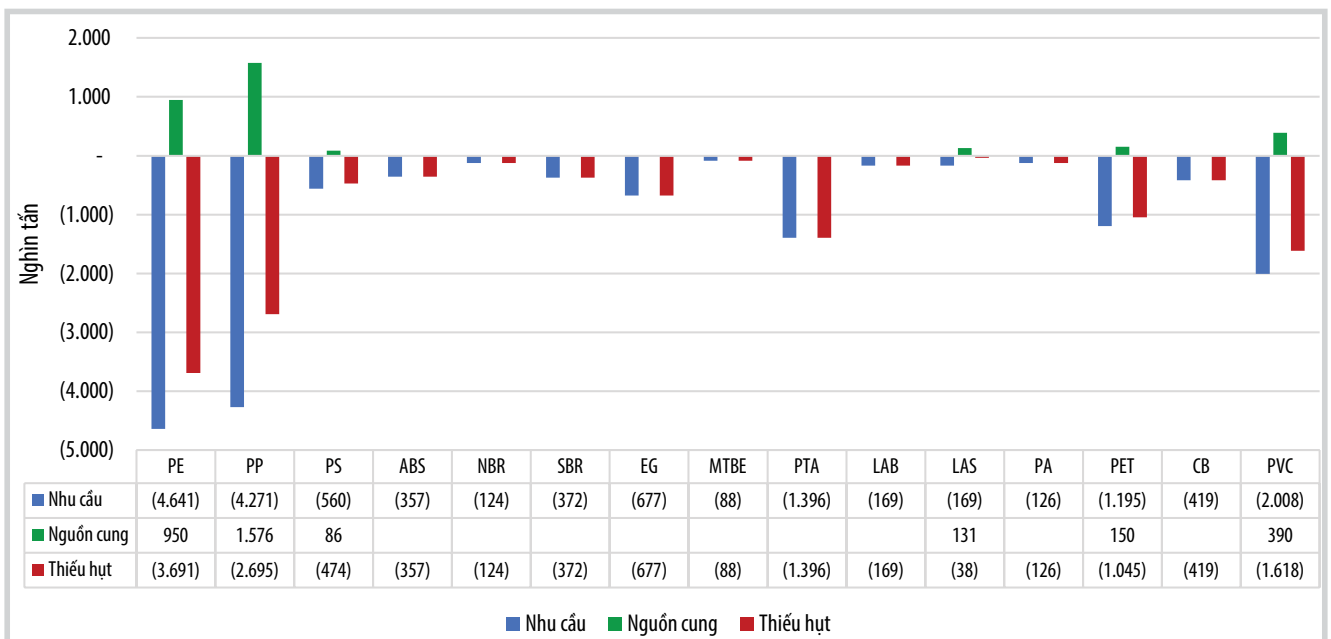
Thị trường hóa dầu Việt Nam tăng trưởng tốt với cán cân thương mại nghiêng về nhập khẩu, mặc dù



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

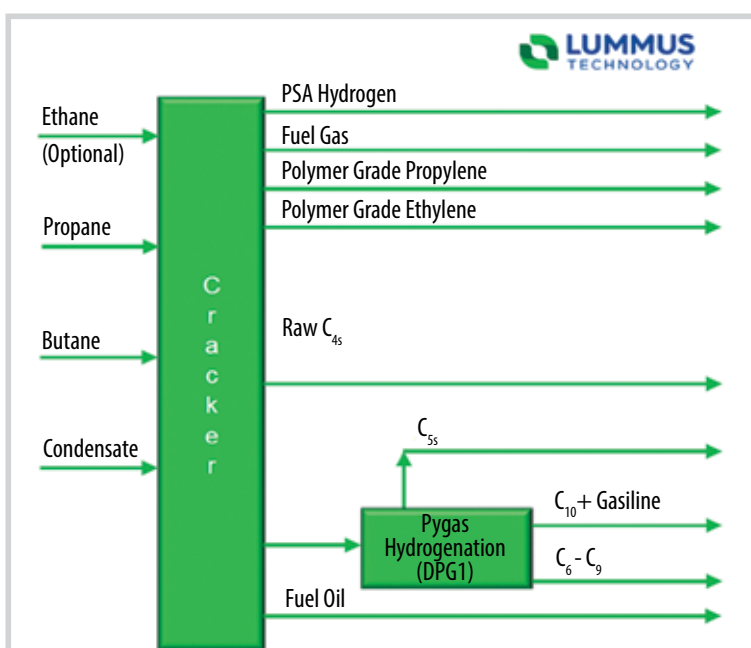
vị đi đầu trong công tác chuyển dịch năng lượng. BSR đặt mục tiêu trở thành đơn vị dẫn đầu trong khu vực và đang xây dựng để hình thành trung tâm lọc hóa dầu quốc gia tại khu vực miền Trung. Để đảm bảo phát triển bền vững trong tương lai, cũng như tích cực tham gia vào việc hiện thực hóa cam kết phát 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

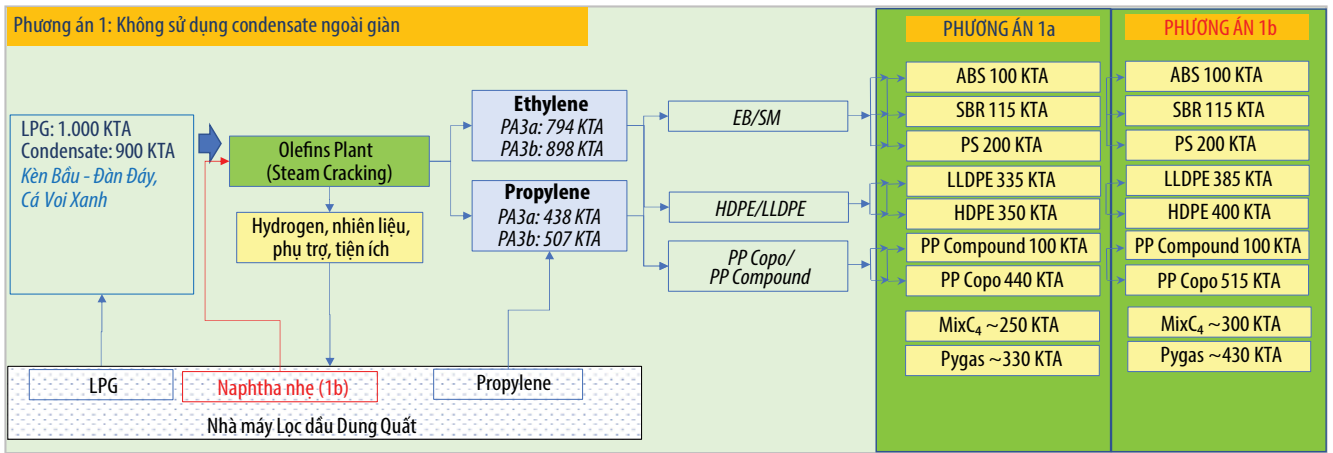
4.1. Khả năng sử dụng nguồn nguyên liệu cho hóa dầu từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

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.

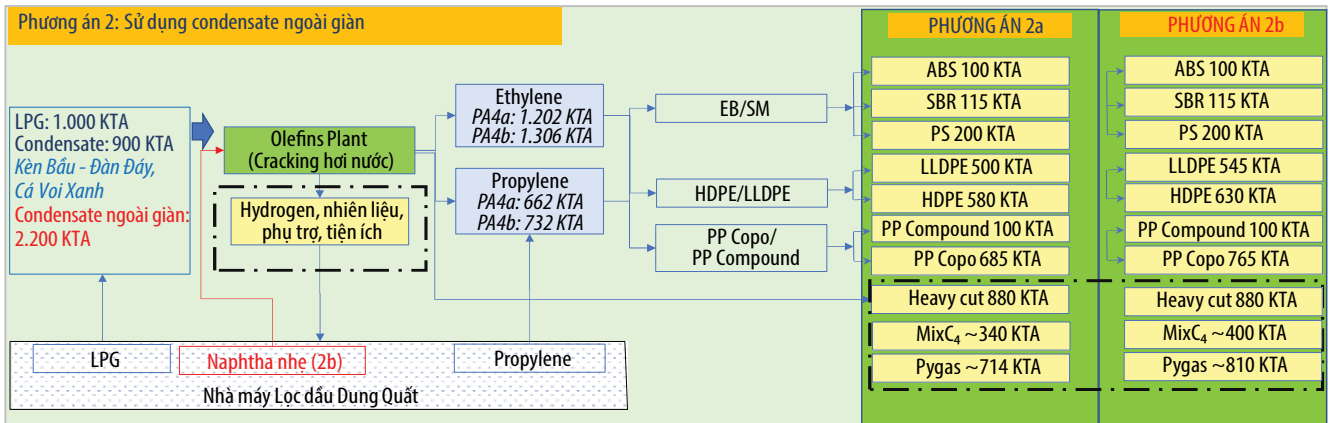
Để có thể sử dụng đồng thời các nguồn nguyên liệu LPG, condensate thì sử dụng công nghệ cracking hơi nước sản xuất olefins (ethylene, propylene) cho sản xuất polyolefins (PE, PP) kết hợp với



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 C₄ 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)

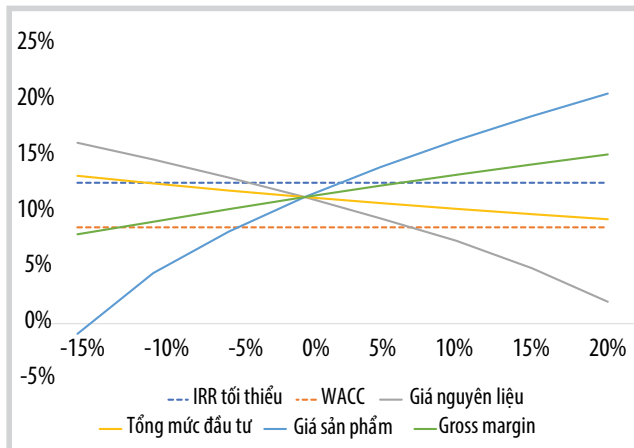
TT	Chi phí	PA1a	PA1b	PA2a	PA2b
1	Chi phí EPC	3.154	3.379	4.317	4.538
	ISBL	1.986	2.130	2.728	2.870
	OSBL	1.169	1.250	1.589	1.668
2	Chi phí chủ đầu tư	946	1.014	1.295	1.361
3	Chi phí dự phòng	820	879	1.122	1180
4	Tổng mức đầu tư cố định	4.920	5.272	6.734	7.080

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 Hai¹, Tran Vinh Loc¹, Huynh Minh Thuan¹, Nguyen Dai Long¹, Truong Van Nhan¹
Cao Hoang Canh Duong¹, Pham Thanh Hai², Dinh Van Nhan²

¹Vietnam Petroleum Institute (VPI)

²Binh 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.