

Dầu Khí



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

■ SỐ 5 - 2020

ISSN 2615-9902





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Nguyễn Ngọc Hoàn

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Cao Tùng Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viên

TS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

THIẾT KẾ

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

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

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

Ảnh bìa: Kỹ sư và chuyên gia Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Bien Dong POC) đang sửa chữa hệ thống làm mát khí trên giàn xử lý trung tâm Hải Thạch. Ảnh: Hiền Anh

TÀI SẢN



ỨNG DỤNG KHOA HỌC CÔNG NGHỆ
NÂNG CAO HIỆU QUẢ QUẢN LÝ, ĐIỀU HÀNH, TỐI ƯU NGUỒN LỰC

Nhân kỷ niệm Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam lần thứ 7, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh đã gửi thư chúc các cán bộ nghiên cứu và quản lý khoa học công nghệ phát huy tinh thần năng động, sáng tạo, dám nghĩ, dám làm, cống hiến trí thức, đẩy mạnh ứng dụng thành tựu khoa học công nghệ của Cuộc cách mạng công nghiệp lần thứ 4 phục vụ quản lý, điều hành, tối ưu nguồn lực; tổ chức triển khai áp dụng các bộ công cụ, gói giải pháp nhằm giảm chi phí, nâng cao năng suất lao động. Ban biên tập Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu toàn văn Thư chúc mừng của Chủ tịch HĐQT.

4 ĐẦU KHÍ SỐ 10/2020

TÀI SẢN



THẢO GIỜ VƯỢNG MẮC, TẠO ĐIỀU KIỆN CHO PVN PHÁT TRIỂN

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đề nghị các bộ/ngành liên quan chung tay tháo gỡ khó khăn cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) và Tổng công ty Hàng không Việt Nam (Vietnam Airlines), coi khó khăn của các tập đoàn như khó khăn của mình để tháo gỡ, tìm lối ra, cách làm phù hợp.

Ngày 21/5/2020, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã chủ trì cuộc họp Thường trực Chính phủ về các biện pháp tháo gỡ khó khăn cho PVN và Vietnam Airlines.

Sau khi lắng nghe các ý kiến của Thường trực Chính phủ, các gói pháp tháo gỡ khó khăn của PVN và Vietnam Airlines, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đánh giá cao trước ảnh hưởng của đại dịch COVID-19, PVN và Vietnam Airlines đã đoàn kết, quyết tâm cao, không nản chí, đặc biệt là có phương án chủ động khắc phục khó khăn để duy trì hoạt động bình thường. Thủ tướng Chính phủ ghi nhận, đánh giá cao 2 doanh nghiệp "vượt qua thử thách, đón bắt thời cơ" và thực sự "có nhiều thời cơ phía trước chứ không phải bế tắc". "Trình thần ý của tiếp tục phát huy hơn nữa trong thời gian đến".

Thủ tướng Chính phủ đề nghị PVN và Vietnam Airlines tiếp tục tái cơ cấu, trong đó tập trung tái cơ cấu thị trường, tái cơ cấu lao động, tiết giảm tối đa chi phí, nâng cao hơn nữa hiệu quả hoạt động tăng cường quản lý kinh tế, chống thất thoát; cố gắng "giải nhân" lực lượng lao động nóng cội...

Thủ tướng Chính phủ đề nghị các bộ/ngành liên quan chung tay tháo gỡ khó khăn cho các doanh nghiệp Nhà nước quan trọng này coi khó khăn của các tập đoàn như khó khăn của mình để tháo gỡ tìm lối ra, cách làm phù hợp.

Cho rằng giải pháp để tháo gỡ khó khăn là trách nhiệm, bản lĩnh, trí tuệ của cán bộ, Thủ tướng Chính phủ đề nghị lãnh đạo các đơn vị tiếp tục nêu cao và rèn luyện tư duy "nóng tận" để nỗ lực giải quyết các khó khăn trong thời gian tới.

6 ĐẦU KHÍ SỐ 10/2020

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

14. Nghiên cứu xây dựng mô hình mô phỏng động lực học chất lỏng tính toán (CFD) cho thiết bị Ejector sử dụng nâng cao tỷ lệ thu hồi mỏ khí condensate Hải Thạch

25. Đặc điểm hệ thống dầu khí khu vực rìa Tây Nam bể trầm tích Malay - Thổ Chu, Việt Nam



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

37. Cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng trong nhà máy lọc dầu



CÔNG NGHỆ DẦU KHÍ

43. Phục hồi rotor và nâng cao độ tin cậy cho máy nén khí



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

51. Mô hình tổ chức quản lý hoạt động hạ nguồn của các công ty dầu khí quốc gia trong khu vực Đông Nam Á và kinh nghiệm cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

FOCUS

Application of science and technology to improve the efficiency of management and optimisation of resources	4
Removing obstacles and creating conditions for PVN to develop	6
PVN tasked with producing 20.36 million tons of oil and gas	8
Sustainable development of Vietnam's marine economy until 2030	10
VPI aims at turning into an innovation hub	12

RESEARCH AND DEVELOPMENT

Enhancing production with natural gas ejector for Hai Thach gas condensate field - CFD model development	14
Characterisation of Petroleum Systems in the Southwestern Margin of Malay - Tho Chu basin, offshore Vietnam	25
Improving energy efficiency in refineries	37
Rotor refurbishment and reliability improvement for centrifugal air compressor	43
Downstream Organisation Model of Some National Oil and Gas Companies in Southeast Asia and Experiences for PVN	51
NEWS	
VPI signs comprehensive co-operation agreement with Hanoi University of Mining and Geology	64
Load-out of BK-21 wellhead platform jacket	65
PVCFC signs MOU with Can Tho University	66
Gazprom speeds up progress of natural gas processing and liquefaction complex project	67



ỨNG DỤNG KHOA HỌC CÔNG NGHỆ NÂNG CAO HIỆU QUẢ QUẢN LÝ, ĐIỀU HÀNH, TỐI ƯU NGUỒN LỰC

Nhân kỷ niệm Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam lần thứ 7, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh đã gửi thư chúc các cán bộ nghiên cứu và quản lý khoa học công nghệ phát huy tinh thần năng động, sáng tạo, dám nghĩ, dám làm, cống hiến tri thức, đẩy mạnh ứng dụng thành tựu khoa học công nghệ của Cuộc cách mạng công nghiệp lần thứ 4 phục vụ quản lý, điều hành, tối ưu nguồn lực; tổ chức triển khai áp dụng các bộ công cụ, gói giải pháp nhằm giảm chi phí, nâng cao năng suất lao động. Ban biên tập Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu toàn văn Thư chúc mừng của Chủ tịch HĐQT.



Giàn xử lý trung tâm Hải Thạch (PQP-HT). Ảnh: Lê Khoa

Nhân kỷ niệm Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam lần thứ 7 (18/5/2014 - 18/5/2020), thay mặt Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, tôi xin gửi tới các tập thể, cá nhân, các thế hệ cán bộ nghiên cứu và quản lý Khoa học Công nghệ (KHCN) trong toàn Tập đoàn lời chúc mừng nồng nhiệt và những tình cảm tốt đẹp nhất.

Trong bối cảnh tình hình đất nước, khu vực, thế giới đang đối phó với những diễn biến nhanh chóng, phức tạp, khó lường; đặc

biệt là “khủng hoảng kép”: dịch bệnh COVID-19 đồng thời giá dầu giảm xuống mức thấp nhất trong lịch sử đã tác động trực tiếp, thường xuyên đến mọi mặt hoạt động của Tập đoàn và các đơn vị thành viên. Đây là một trong những giai đoạn khó khăn nhất đối với ngành Dầu khí kể từ khi thành lập cho đến nay. Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã và đang phải đối mặt với nhiều thách thức để duy trì tăng trưởng, an toàn về đích các mục tiêu đã đề ra. Bằng các giải

pháp ứng phó đồng bộ, hiệu quả và sự đoàn kết, quyết tâm thống nhất trong toàn Tập đoàn, 4 tháng đầu năm 2020, tất cả các đơn vị trong Tập đoàn đều giữ được nhịp độ sản xuất, sản lượng sản xuất hoàn thành vượt kế hoạch đề ra.

Đạt được thành quả nêu trên, tôi ghi nhận và đánh giá cao sự đóng góp của công tác KHCN, sáng tạo đổi mới một cách linh hoạt, kịp thời trong thời gian vừa qua, giúp nâng cao năng lực quản trị, hỗ trợ sản xuất, phát triển sản phẩm theo chuỗi giá trị để tạo ra hàng hóa dịch vụ có tính cạnh tranh cao trên thị trường trong và ngoài nước, góp phần giúp Tập đoàn hoàn thành tốt các chỉ tiêu, nhiệm vụ sản xuất kinh doanh.

Với yêu cầu ngày càng cao về sự phát triển và chi phối của Khoa học Công nghệ trong toàn bộ hoạt động sản xuất kinh doanh cũng như đời sống con người hiện nay, tôi mong các đồng chí nỗ lực hơn nữa, phát huy tinh thần năng động, sáng tạo, dám nghĩ, dám làm, cống hiến tri thức, đẩy mạnh ứng dụng thành tựu KHCN của Cuộc cách mạng công nghiệp lần thứ 4 (CMCN 4.0) phục vụ quản lý, điều hành, tối ưu nguồn lực; tổ chức triển khai áp dụng các bộ công cụ, gói giải pháp nhằm giảm chi phí, nâng cao năng suất lao động, thi đua lập thành tích chào mừng Đại hội Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam lần thứ III, nhiệm kỳ 2020 - 2025, hướng tới Đại hội toàn quốc lần thứ XIII của Đảng.

Một lần nữa, tôi xin gửi đến toàn thể cán bộ nghiên cứu và quản lý KHCN của Tập đoàn và các đơn vị lời chúc sức khỏe. Chúc các đồng chí giữ vững tinh thần đoàn kết, đồng lòng, phát huy bản lĩnh, ý chí, nghị lực của Người lao động Dầu khí, tạo nên động lực lớn lao, nâng cao và phát huy hơn nữa sức mạnh của Khoa học công nghệ Dầu khí Việt Nam, vượt qua khó khăn thách thức, góp phần hoàn thành các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh của toàn Tập đoàn trong năm 2020 và các năm tiếp theo.



THÁO GỠ VƯỚNG MẮC, TẠO ĐIỀU KIỆN CHO PVN PHÁT TRIỂN

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đề nghị các bộ/ngành liên quan chung tay tháo gỡ khó khăn cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) và Tổng công ty Hàng không Việt Nam (Vietnam Airlines), coi khó khăn của các tập đoàn như khó khăn của mình để tháo gỡ, tìm lối ra, cách làm phù hợp.

Ngày 21/5/2020, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã chủ trì cuộc họp Thường trực Chính phủ về các biện pháp tháo gỡ khó khăn cho PVN và Vietnam Airlines.

Sau khi lắng nghe các ý kiến của Thường trực Chính phủ, các giải pháp tháo gỡ khó khăn của PVN và Vietnam Airlines, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đánh giá cao trước ảnh hưởng của đại dịch COVID-19, PVN và Vietnam Airlines đã đoàn kết, quyết tâm cao, không nản chí, đặc biệt là có phương án chủ động khắc phục khó khăn để duy trì hoạt động bình thường. Thủ tướng Chính phủ ghi nhận, đánh giá cao 2 doanh nghiệp “vượt qua thử thách, đón bắt thời cơ” và thực sự “có nhiều thời cơ phía trước chứ không phải bế tắc”. “Tinh thần ấy cần tiếp tục phát huy hơn nữa trong thời gian đến”.

Thủ tướng Chính phủ đề nghị PVN và Vietnam Airlines tiếp tục tái cơ cấu, trong đó tập trung tái cơ cấu thị trường, tái cơ cấu lao động, tiết giảm tối đa chi phí, nâng cao hơn nữa hiệu quả hoạt động; tăng cường quản lý kinh tế, chống thất thoát; cố gắng “giữ chân” lực lượng lao động nòng cốt...

Thủ tướng Chính phủ đề nghị các bộ/ngành liên quan chung tay tháo gỡ khó khăn cho các doanh nghiệp Nhà nước quan trọng này, coi khó khăn của các tập đoàn như khó khăn của mình để tháo gỡ, tìm lối ra, cách làm phù hợp.

Cho rằng giải pháp để tháo gỡ khó khăn là trách nhiệm, bản lĩnh, trí tuệ của cán bộ, Thủ tướng Chính phủ đề nghị lãnh đạo các đơn vị tiếp tục nêu cao vai trò đầu tàu, “xông trận” để xử lý, giải quyết các khó khăn trong thời gian tới.

Tại cuộc làm việc, Thủ tướng Chính phủ đã cho ý kiến đối với các kiến nghị cụ thể của PVN và Vietnam Airlines với tinh thần tháo gỡ vướng mắc, tạo điều kiện cho doanh nghiệp phát triển.

Trong tháng 5/2020, PVN đã khai thác 1,8 triệu tấn dầu quy đổi, vượt kế hoạch 1,1%, trong đó có 0,96 triệu tấn dầu thô (vượt kế hoạch 2,1%) và 0,84 tỷ m³ khí; sản xuất 2,05 tỷ kWh điện (vượt kế hoạch 4,7%), 149,8 nghìn tấn đạm (vượt kế hoạch 4,2%) và 1,0165 triệu tấn xăng dầu.

Lũy kế 5 tháng đầu năm 2020, Tập đoàn đã khai thác đạt 8,99 triệu tấn dầu quy đổi (vượt kế hoạch 4,4%), sản xuất 9,05 tỷ kWh điện, 757,2 nghìn tấn đạm. Tổng doanh thu đạt 237,8 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 28,9 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế hợp nhất đạt 7,1 nghìn tỷ đồng, tiết giảm chi phí gần 8,7 nghìn tỷ đồng.



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc phát biểu chỉ đạo tại cuộc họp. Ảnh: Quang Hiếu/VGP

Ngày 29/5/2020, Thủ tướng Chính phủ đã ký Nghị quyết số 84/NQ-CP về các nhiệm vụ, giải pháp tiếp tục tháo gỡ khó khăn cho sản xuất kinh doanh, thúc đẩy giải ngân vốn đầu tư công và bảo đảm trật tự an toàn xã hội trong bối cảnh đại dịch COVID-19. Mục tiêu của nghị quyết là khẩn trương hoàn thành việc rà soát, sửa đổi, bổ sung ngay các văn bản pháp luật để khắc phục sự chồng chéo, tháo gỡ các nút thắt, điểm nghẽn, thúc đẩy cải cách, đổi mới, cải thiện môi trường đầu tư kinh doanh, thu hút các nguồn lực đầu tư phục vụ phát triển đất nước.



Mô Bạch Hồ. Ảnh: Huy Hùng



PVN ĐƯỢC GIAO KẾ HOẠCH KHAI THÁC 20,36 TRIỆU TẤN DẦU KHÍ

Tại Quyết định số 237/QĐ-UBQLV ngày 21/5/2020, Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp giao Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) khai thác 20,36 triệu tấn dầu khí (gồm 10,62 triệu tấn dầu thô và 9,74 tỷ m³ khí); sản xuất 21,6 tỷ kWh điện, 1,562 triệu tấn đạm và 11,824 triệu tấn xăng dầu.

Ngày 21/5/2020, Chủ tịch Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp đã ký Quyết định số 237/QĐ-UBQLV phê duyệt kế hoạch sản xuất kinh doanh và đầu tư phát triển năm 2020 của PVN.

Trong đó, Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp giao PVN tiếp tục thực hiện Đề án tái cơ cấu toàn diện PVN và các đơn vị thành viên; thực hiện sắp xếp, cổ phần hóa, quyết toán cổ phần hóa, thoái vốn theo quyết định của cấp có thẩm quyền và quy định của pháp luật;

nâng cao năng suất, hiệu quả lao động, cải thiện thu nhập cho người lao động trên cơ sở gắn với kết quả sản xuất kinh doanh và năng suất lao động.

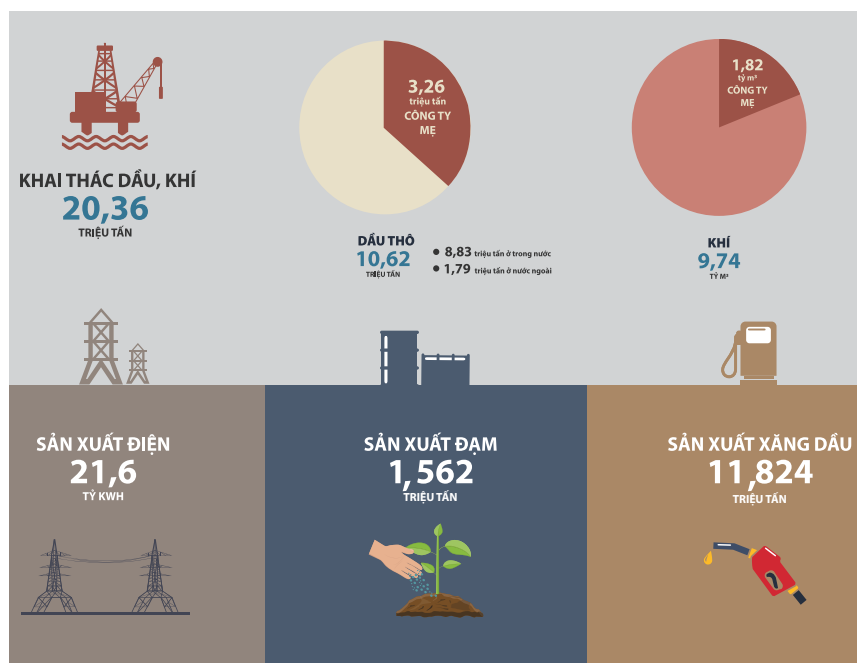
Về các chỉ tiêu kế hoạch chủ yếu, Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại



Mô Rạng Đông. Ảnh: PVEP

doanh nghiệp giao PVN khai thác 20,36 triệu tấn dầu khí (gồm 10,62 triệu tấn dầu thô và 9,74 tỷ m³ khí); sản xuất 21,6 tỷ kWh điện, 1,562 triệu tấn đạm và 11,824 triệu tấn xăng dầu. Riêng Công ty mẹ được giao khai thác 3,26 triệu tấn dầu thô và condensate, 1,82 tỷ m³ khí. Các chỉ tiêu kế hoạch sản xuất và kế hoạch vốn đầu tư này chưa tính đến các yếu tố tác động do ảnh hưởng của dịch bệnh COVID-19 và giá dầu giảm sâu trong thời gian vừa qua và có thể kéo dài đến hết năm 2020.

Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp yêu cầu Hội đồng



thành viên, Tổng giám đốc PVN tổ chức giao, triển khai kế hoạch sản xuất kinh doanh toàn Tập đoàn, kế hoạch sản xuất kinh doanh và kế hoạch đầu tư phát triển của Công ty mẹ năm 2020 theo đúng quy định của pháp luật; quản lý sử dụng vốn Nhà nước đầu tư tại PVN, bảo toàn và phát triển.

Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp yêu cầu PVN rà soát lại toàn bộ danh mục dự án dự kiến đầu tư trong năm 2020. Chỉ quyết định đầu tư các dự án thực sự cần thiết, phục vụ cho hoạt động sản xuất kinh doanh của PVN, phù hợp với khả năng triển khai thực hiện và giải ngân trong năm 2020; bảo đảm việc đầu tư hiệu quả, bảo toàn và gia tăng giá trị vốn Nhà nước đầu tư vào doanh nghiệp; phòng, chống đầu tư dàn trải, lãng phí, thất thoát vốn, tài sản của Nhà nước và doanh nghiệp. Các dự án đầu tư phải triển khai thực hiện đầy đủ trình tự, thủ tục đầu tư theo đúng các quy định của pháp luật.

Trên cơ sở đó, PVN nghiên cứu đề xuất, báo cáo cơ quan có thẩm quyền về cơ chế chính sách liên quan

hoạt động sản xuất, kinh doanh và đầu tư phát triển năm 2020 của PVN nhằm đảm bảo triển khai tổ chức sản xuất, kinh doanh và đầu tư phát triển năm 2020 hoàn thành theo kế hoạch được giao, đặc biệt là giải pháp ứng phó với tác động của dịch bệnh COVID-19 và giá dầu giảm.

Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp yêu cầu PVN chấp hành đúng các quy định của pháp luật về quản lý và sử dụng vốn Nhà nước tại doanh nghiệp, đầu tư, xây dựng; nghĩa vụ với ngân sách Nhà nước; chế độ báo cáo tài chính, báo cáo giám sát tài chính và các báo cáo khác theo yêu cầu của cấp có thẩm quyền. Việc thực hiện kết quả thanh tra, kiểm tra cũng như các quy định về sản xuất, an toàn lao động, an toàn môi trường, phòng chống cháy nổ; theo dõi, giám sát tình hình thực hiện và đánh giá kết quả sản xuất, kinh doanh và đầu tư năm 2020 theo đúng các quy định của pháp luật và Điều lệ của PVN...

Nguyễn Hoàng



PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG KINH TẾ BIỂN VIỆT NAM ĐẾN NĂM 2030

Trong Đề án hợp tác quốc tế về phát triển bền vững kinh tế biển Việt Nam đến năm 2030, Thủ tướng Chính phủ yêu cầu xây dựng kết cấu hạ tầng, khu công nghiệp có tính dẫn dắt và hạt nhân cho chuỗi hoạt động dầu khí và khoáng sản; nâng cao năng lực, khả năng cạnh tranh cung cấp dịch vụ dầu khí, tiến hành có hiệu quả các hoạt động đầu tư về dầu khí ở nước ngoài...

Ngày 18/5/2020, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã ký Quyết định số 647/QĐ-TTg phê duyệt Đề án hợp tác quốc tế về phát triển bền vững kinh tế biển Việt Nam đến năm 2030. Mục tiêu của Đề án là thúc đẩy đồng bộ, trọng tâm, trọng điểm các

hoạt động hợp tác quốc tế về phát triển bền vững kinh tế biển nhằm huy động, sử dụng hiệu quả các nguồn lực, tri thức, kinh nghiệm và tranh thủ tối đa sự ủng hộ của các nước, các tổ chức quốc tế và các đối tác, góp phần thực hiện thành công các quan điểm, mục tiêu, chủ trương lớn, khâu đột phá và giải pháp chủ yếu được đề ra

tại Nghị quyết số 36-NQ/TW; đóng góp tích cực và có trách nhiệm với cộng đồng quốc tế về vấn đề biển và đại dương; nâng cao vai trò và vị thế của Việt Nam trong khu vực và trên trường quốc tế.

Về phát triển kinh tế biển, ven biển, Đề án chỉ rõ nhiệm vụ thăm dò, khai thác dầu khí và các tài nguyên



Đội tàu dịch vụ đưa tàu khoan di động West Ariel đến mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Minh Trí

khoáng sản biển khác: Xây dựng kết cấu hạ tầng, khu công nghiệp có tính dẫn dắt và hạt nhân cho chuỗi hoạt động dầu khí và khoáng sản; nâng cao năng lực, khả năng cạnh tranh cung cấp dịch vụ dầu khí, tiến hành có hiệu quả các hoạt động đầu tư về dầu khí ở nước ngoài. Xây dựng hệ thống mạng lưới tuyến đường ống vận chuyển dầu khí dưới biển để tăng tính kết nối nội địa, từng bước kết nối vào mạng lưới đường ống khu vực, nhất là với các nước như Indonesia, Malaysia, Thái Lan. Nâng cao khả năng tìm kiếm, thăm dò khoáng sản, dầu khí và các dạng hydrocarbon phi truyền thống tại các bể trầm tích vùng nước sâu xa bờ. Xây dựng, triển

khai các chương trình hợp tác quốc tế về điều tra khoáng sản biển sâu nhằm xây dựng kế hoạch quốc gia về bảo tồn và khai thác bền vững nguồn khoáng sản biển sâu. Nâng cao hiệu quả khai thác, tăng hệ số thu hồi các tài nguyên khoáng sản biển gắn với chế biến sâu; đảm bảo việc khai thác, chế biến các tài nguyên khoáng sản với bảo vệ môi trường, bảo tồn đa dạng sinh học biển.

Đối với lĩnh vực năng lượng tái tạo và các ngành kinh tế biển mới, Thủ tướng Chính phủ yêu cầu triển khai các chương trình điều tra, nghiên cứu, chuyển giao, phát triển công nghệ, xây dựng các điểm đến hình sử dụng năng lượng tái tạo;

hợp tác với các nước có tiềm năng, thế mạnh về năng lượng biển trong nghiên cứu, chế tạo, ứng dụng và phát triển năng lượng tái tạo ở biển; phát triển ngành chế tạo thiết bị phục vụ ngành công nghiệp năng lượng tái tạo, tiến tới làm chủ một số công nghệ, thiết kế, chế tạo và sản xuất thiết bị...

Về phát triển các ngành công nghiệp ven biển, Thủ tướng Chính phủ yêu cầu phát triển các ngành công nghiệp công nghệ cao ở vùng ven biển thân thiện với môi trường, công nghiệp nền tảng, công nghệ nguồn. Phát triển hợp lý các ngành sửa chữa và đóng tàu, lọc hóa dầu, năng lượng, cơ khí chế tạo, công nghiệp chế biến, công nghiệp phụ trợ. Xây dựng và phát triển các mô hình khu kinh tế, khu công nghiệp sinh thái ven biển gắn với hình thành và phát triển các trung tâm kinh tế biển mạnh, đóng vai trò chủ đạo trong phát triển vùng và gắn kết liên vùng. Tăng cường tính liên kết ngành trong phát triển và quản lý các ngành công nghiệp tại các khu kinh tế, khu công nghiệp ven biển. Hoàn thiện thể chế phát triển bền vững tại các khu kinh tế biển, ưu tiên hoàn thiện hành lang pháp lý, đổi mới, phát triển mô hình tăng trưởng xanh, bảo vệ môi trường, nâng cao năng suất, chất lượng, sức cạnh tranh quốc tế của các ngành công nghiệp ven biển.

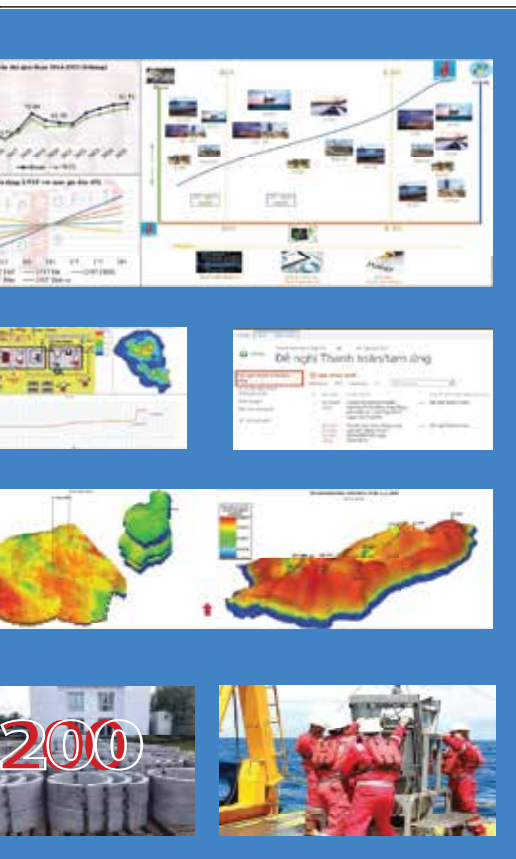
Trong số các dự án, nhiệm vụ cấp bách thực hiện Đề án hợp tác quốc tế về phát triển bền vững kinh tế biển đến năm 2030, Bộ Công Thương được Chính phủ giao chủ trì thực hiện Dự án "Hợp tác đầu tư xây dựng kết cấu hạ tầng, khu công nghiệp cho chuỗi hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí và một số loại khoáng sản biển".

Hồng Minh

Ngày 22/5/2020, tại Đại hội Đảng bộ Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) lần thứ XVII, nhiệm kỳ 2020 - 2025, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu VPI tập trung nguồn lực để triển khai các nhiệm vụ nhằm tạo ra sự đột phá trong dài hạn như: xây dựng mô hình triển khai đổi mới sáng tạo, ứng dụng công nghệ mới thông qua hợp tác với các sản phẩm công nghệ, nâng cao giá trị cơ sở dữ liệu thông qua hệ thống chia sẻ tri thức, hoàn thiện và triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn.

Trong nghiên cứu khoa học công nghệ, VPI đặt mục tiêu triển khai thành công tối thiểu 4 chương trình nghiên cứu dài hạn để tạo ra các sản phẩm/giải pháp khoa học công nghệ, đón đầu các xu hướng chính trên thế giới (chuyển đổi năng lượng, kinh tế số); tư vấn xây dựng Chiến lược, Quy

Trong lĩnh vực tìm kiếm thăm dò dầu khí truyền thống và phi truyền thống, VPI tập trung nghiên cứu các giải pháp kinh tế, kỹ thuật để thu hút đầu tư nước ngoài vào lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí ở Việt Nam và duy trì các hợp đồng dầu khí ở nước ngoài; nghiên cứu, cập nhật xây dựng cơ sở dữ liệu tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí; chính xác hóa ranh giới địa tầng trầm tích và liên kết các bể trầm tích Cenozoic trên thềm lục địa Việt Nam; nghiên cứu về công tác thăm dò mở rộng theo diện phạm vi toàn thềm và theo chiều sâu (các đối tượng từ Oligocene trở xuống), thời gian đầu thực hiện trong phạm vi các bể trầm tích Cửu Long và bể Nam Côn Sơn; nghiên cứu về công nghệ xử lý minh giải tài liệu địa chấn; nghiên cứu và đánh giá tiềm năng khí hydrate (gas



hydrate) trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam.

Trong lĩnh vực khai thác dầu khí, VPI sẽ tập trung nghiên cứu nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các mỏ dầu khí ở Việt Nam; nghiên cứu công nghệ tiên tiến hiện đại phục vụ công tác thu dọn mỏ; nghiên cứu thiết kế, chế tạo phương tiện, trang thiết bị nhằm tăng hiệu quả công tác phát triển khai thác mỏ, vận chuyển, xử lý, tàng chứa dầu khí; nghiên cứu chế tạo vật liệu ưu việt phục vụ công tác thiết kế, chế tạo công trình khai thác, xử lý, vận chuyển, tàng chứa dầu khí; nâng cao khả năng, hiệu quả vận chuyển dầu bằng đường ống nội bộ mỏ và giữa các mỏ; nghiên cứu tối ưu chế độ khai thác mỏ; nghiên cứu tàng chứa dầu khí tại các mỏ, cấu tạo địa chất phù hợp; nghiên cứu công nghệ khoan và hoàn thiện giếng đa thân; nghiên cứu về công nghệ và thi công khoan và hoàn thiện giếng: lựa chọn choòng khoan, cấu trúc giếng khoan và dung dịch khoan phù hợp với các loại đối tượng địa chất, hoàn

Trong giai đoạn 2020 - 2025, VPI tập trung xây dựng và phát triển hệ sinh thái sáng tạo cho ngành Dầu khí Việt Nam trong đó Học viện Dầu khí Việt Nam là hạt nhân, hội tụ trí tuệ thế giới. Số lượng hợp đồng ký mới tăng trung bình 10%/năm; ngoài ngành và nước ngoài tăng trưởng 20%/năm; thử nghiệm áp dụng tối thiểu 5 công nghệ mới trên thế giới; thương mại hóa tối thiểu 3 sản phẩm khoa học công nghệ.

thiện giếng nhằm mục tiêu an toàn và hiệu quả.

Trong lĩnh vực chế biến dầu khí, VPI nghiên cứu kịch bản và các phương án đầu tư, nâng cấp, chuyển đổi nguyên, nhiên liệu tối ưu nhất cho các nhà máy đạm trong các giai đoạn khác nhau; chế biến hiệu quả thành phần carbon của khí thiên nhiên có hàm lượng CO₂ cao; phát triển tích hợp lọc dầu và hóa dầu từ dầu. Trong lĩnh vực kinh tế - quản lý, VPI tiếp tục đề xuất các giải pháp; nâng cao năng lực quản trị của PVN trong giai đoạn 2020 - 2025; nghiên cứu tăng cường khả năng kiểm soát và nâng cao độ tin cậy hệ thống công nghệ tại các công trình dầu khí thông qua các giải pháp quản lý an toàn.

VPI chủ động phát triển sản phẩm thương mại (phần mềm/giải pháp công nghệ thông tin, anode hy sinh, hóa chất, sản phẩm đại chúng), đăng ký bản quyền trong nước và thế giới; tiếp tục mở rộng phạm vi cung cấp dịch vụ khoa học công nghệ ra ngoài Tập đoàn, ngoài ngành và thế giới; triển khai và phát triển Hệ thống quản lý và chia sẻ tri thức dầu khí Việt Nam (VPIInsights).

Thành viên HĐQT PVN Phạm Xuân Cảnh đánh giá cao VPI đã đẩy mạnh triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn; các đề án hợp tác nghiên cứu với các tổ chức trong nước và quốc tế: "Kết quả nghiên cứu khoa học của VPI là cơ sở khoa học cho việc hoạch định chính sách, chiến lược, quyết định của PVN và tư vấn cho Nhà nước trong các hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác, vận chuyển, tàng trữ, chế biến, an

toàn môi trường và kinh tế quản lý dầu khí...; đã kịp thời tư vấn các giải pháp để tháo gỡ khó khăn, vướng mắc nảy sinh trong hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn và các đơn vị thành viên".

Về nhiệm vụ trong thời gian tới, Lãnh đạo PVN yêu cầu VPI tiếp tục triển khai hiệu quả các hoạt động nghiên cứu khoa học, đào tạo, ứng dụng khoa học công nghệ dầu khí; là cơ sở giáo dục đại học định hướng nghiên cứu, là nền tảng đổi mới sáng tạo, nơi hội tụ trí tuệ thế giới để tạo giá trị khoa học và công nghệ cho ngành Dầu khí Việt Nam, đào tạo nguồn nhân lực chất lượng cao cho PVN, gia tăng lợi thế cạnh tranh thông qua tối ưu hoạt động sản xuất kinh doanh và đột phá trong ứng dụng và sáng tạo khoa học công nghệ, phấn đấu đến năm 2025 đạt trình độ ngang tầm khu vực.

Đồng thời, Lãnh đạo PVN yêu cầu VPI tập trung nguồn lực để triển khai các nhiệm vụ nhằm tạo ra sự đột phá trong dài hạn như: xây dựng mô hình triển khai đổi mới sáng tạo, ứng dụng công nghệ mới thông qua hợp tác với các sàn công nghệ, nâng cao giá trị cơ sở dữ liệu thông qua hệ thống chia sẻ tri thức, hoàn thiện và triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn; tăng cường quảng bá, tiếp tục mở rộng đối tượng và phạm vi cung cấp dịch vụ khoa học công nghệ; khẳng định rõ vai trò trong tham mưu, lập, tư vấn thẩm định các dự án trọng điểm Quốc gia và trọng điểm của ngành Dầu khí.

Ngọc Linh

NGHIÊN CỨU XÂY DỰNG MÔ HÌNH MÔ PHÒNG ĐỘNG LỰC HỌC CHẤT LỎNG TÍNH TOÁN (CFD) CHO THIẾT BỊ EJECTOR SỬ DỤNG NÂNG CAO TỶ LỆ THU HỒI MỎ KHÍ CONDENSATE HẢI THẠCH

Trần Ngọc Trung¹, Triệu Hùng Trường², Ngô Hữu Hải¹, Trần Vũ Tùng¹, Lý Văn Dao¹

¹Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông

²Đại học Mở - Địa chất

Email: trungtn@biendongpoc.vn

Tóm tắt

Trong lĩnh vực khai thác khí và condensate, việc xử lý dòng lưu chất phụ thuộc vào áp suất từng giếng và áp suất tại đầu vào hệ thống công nghệ xử lý. Để có thể tiếp tục thu hồi khí và condensate tại các giếng đã suy giảm áp suất đồng thời với các giếng khác vẫn cho sản lượng và áp suất ổn định, thông thường các phương pháp sử dụng thiết bị bề mặt được nghiên cứu đánh giá tính khả thi về kỹ thuật cũng như đảm bảo hiệu quả kinh tế. Hai phương án dùng thiết bị bề mặt thông thường là máy nén khí ướt 3 pha và Ejector. So với việc sử dụng máy nén khí ướt thì phương án sử dụng Ejector mang lại nhiều lợi ích như chi phí đầu tư và vận hành thấp, đây là một thiết bị có cấu tạo gọn nhẹ, độ tin cậy cao và thân thiện môi trường. Tuy nhiên, để đưa đến quyết định đầu tư thì cần phải có một mô hình tin cậy giúp phân tích khả năng làm việc, hiệu suất hoạt động cũng như tính toán chính xác tỷ lệ sản phẩm thu hồi được gia tăng. Trong nghiên cứu này, kết quả của mô hình CFD sử dụng hỗn hợp khí cũng được so sánh với mô hình tương đương chỉ sử dụng methane. Sự khác biệt của 2 mô hình được sử dụng để phân tích tính chính xác và hiệu quả của việc nghiên cứu áp dụng Ejector khí tự nhiên gia tăng thu hồi cho giếng suy giảm áp suất. Dòng chảy của lưu chất bên trong thiết bị Ejector được mô phỏng dựa trên mô hình rối k- ϵ Re-Normalization Group. Chất lưu là hỗn hợp khí tự nhiên có thành phần cấu tử theo điều kiện mỏ Hải Thạch. Phương trình khí thực Peng-Robison tính toán tỷ trọng hỗn hợp khí.

Từ khóa: Ejector, mô hình CFD, nâng cao thu hồi khí/condensate, mỏ Hải Thạch.

1. Giới thiệu

Việc duy trì khai thác đồng thời nhiều giếng khí condensate đặt ra thách thức lớn trong điều kiện áp suất đầu vào hệ thống xử lý khí là không thay đổi (tỷ số nén cố định khi thiết kế hệ thống). Khi áp suất bề mặt giảm xuống dưới áp suất đầu vào của hệ thống xử lý, giếng sẽ không còn khả năng khai thác khi dòng chảy tự nhiên của giếng không được duy trì. Lúc này, lượng khí của các giếng thấp áp có thể phải bị đốt cháy dưới dạng khí thải hoặc hệ thống công nghệ phải lắp đặt thêm máy nén khí 3 pha trung gian để tiếp tục duy trì sản xuất. Phương án sử dụng máy nén khí tự nhiên 3 pha trung gian để tạo dòng chảy vào hệ thống xử lý cho các giếng này đòi hỏi chi phí đầu tư và vận hành cao, tốn kém thời gian triển khai.

Trong khi đó, thiết bị Ejector có thể giải quyết bài toán trên bằng việc sử dụng dòng khí dẫn động từ các giếng

có áp suất cao hoặc đầu ra của hệ thống xử lý khí có áp suất cao hơn cả áp suất đường ống vận chuyển. Ngoài ra trong nhiều trường hợp, thiết bị Ejector còn sử dụng năng lượng dẫn động từ nguồn sơ cấp là giếng áp suất cao để có thể tận dụng tối đa năng lượng tự nhiên từ trong vỉa và hoàn toàn không cần thêm nguồn năng lượng nào khác hay sản sinh thêm chất thải ra ngoài môi trường.

Trên thế giới đã có các nghiên cứu về tính khả thi và hiệu quả của Ejector trong việc gia tăng thu hồi cho các giếng dầu khí ở cuối chu kỳ khai thác. Nhóm tác giả đã nghiên cứu xây dựng mô hình mô phỏng dòng chảy lưu chất bên trong thiết bị bề mặt Ejector để đưa ra thông số hoạt động tối ưu nhất, giúp gia tăng khả năng thu hồi khí condensate. Mô phỏng hỗn hợp với thành phần cấu tử của khí tự nhiên tương tự như phương án đang được nghiên cứu tại mỏ Hải Thạch. Tỷ trọng hỗn hợp khí được tính toán theo phương trình khí thực Peng Robison. Trong số rất nhiều các mô hình dòng chảy rối, nhóm tác giả lựa chọn mô hình k- ϵ Re-Normalization Group.

Ngày nhận bài: 23/4/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 23/4 - 8/5/2020.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 8/5/2020.

2. Cơ sở lý thuyết và phương pháp nghiên cứu

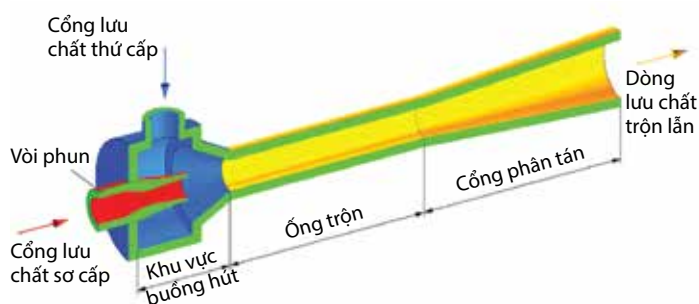
2.1. Nguyên lý vận hành của thiết bị Ejector

Ejector đã được ứng dụng trong các lĩnh vực công nghiệp khác nhau. Ejector là thiết bị hướng dòng đơn giản với 2 cổng lưu chất đầu vào (Primary/Secondary Flow - Cổng lưu chất sơ cấp/thứ cấp) và 1 cổng phân tán (Diffuser). Nguyên lý cơ bản của thiết bị là tạo ra áp suất âm tại khu vực buồng hút bằng cách cho dòng chảy lưu chất áp suất cao đi qua khe hở hẹp để hút dòng áp suất thấp tại cổng thứ cấp. Sau đó, 2 dòng chảy lưu chất được trộn bên trong khoang đầu vào (suction chamber), ống trộn (mixing tube/chamber) và phân tán ở một số áp suất trung gian được xem là áp suất ngược (back pressure, P_b) hay còn gọi là áp suất đầu ra (discharge pressure). Áp suất chân không tạo ra lực hút lưu chất tại cổng thứ cấp, được sinh ra bằng cách tăng tốc độ của dòng chảy lưu chất sơ cấp đi qua vòi phun hội tụ. Về cơ bản, Ejector có 5 bộ phận: vòi phun hội tụ, buồng hút, buồng trộn, bộ phận phân tán như Hình 1 [1].

Trong lĩnh vực dầu khí, Ejector được nghiên cứu để gia tăng thu hồi cho các giếng ở cuối chu kỳ khai thác, thu hồi khí bay hơi (có nhiệt trị cao) của tàu chứa dầu tải mỏ hoặc ứng dụng vào việc hút các chất lỏng ngưng tụ cận đáy giếng. Các Ejector được sử dụng với các loại lưu chất mà không cần đến chất bôi trơn, chỉ gồm các chi tiết thụ động đơn giản, đáng tin cậy, chi phí thấp và gần như không cần bảo trì. Tuy nhiên, đây là thiết bị có hiệu suất thấp và phụ thuộc vào rất nhiều vào các yếu tố thiết kế và vận hành [2].

2.2. Tính khả thi của nghiên cứu gia tăng thu hồi cho mỏ dầu và khí/condensate bằng thiết bị Ejector

Trên thế giới, thiết bị Ejector đã được nghiên cứu triển khai và ứng dụng rộng rãi trong ngành công nghiệp khai thác khí tự nhiên và ứng dụng gia tăng thu hồi bắt đầu từ những năm 1990 [3, 4]. Một số nghiên cứu điển hình như: Green, Ashton và cộng sự nghiên cứu Ejector trong phòng thí nghiệm và sau đó triển khai thực địa giúp gia tăng khoảng 25% và 41% sản lượng (tương ứng 25 triệu ft^3 chuẩn/ngày và 15 triệu ft^3 chuẩn/ngày) cho các giếng suy giảm áp suất tại 2 giàn tại mỏ Hewlett, Biển



Hình 1. Sơ đồ mẫu thiết bị Ejector và các chi tiết bên trong [1]

Bắc [3]. Marco Villa và cộng sự xây dựng mô hình tính toán kết hợp thực nghiệm tại mỏ Villafortuna, Italy đã giúp gia tăng sản lượng cộng dồn thêm 100.000 thùng dầu và thu hồi vốn đầu tư trong vòng vài tuần [5]. P.Andreussi và cộng sự đã giới thiệu phương pháp nghiên cứu và kết quả thực địa của Ejector đa pha trong ứng dụng gia tăng thu hồi tại vịnh Mexico [6]. Tuy nhiên, Việt Nam vẫn chưa có nghiên cứu hay báo cáo áp dụng nào về Ejector trong ứng dụng gia tăng thu hồi khí/condensate từ phía các cơ sở nghiên cứu và đơn vị sản xuất. Cùng với việc đẩy mạnh khai thác khí, Việt Nam sẽ có nhu cầu rất lớn về ứng dụng tận thu khai thác giếng khí/condensate sử dụng Ejector trong tương lai.

2.3. Các thông số giúp phân tích và đánh giá hiệu suất hoạt động của thiết bị Ejector

Nhằm phân tích và đánh giá hiệu suất của thiết bị Ejector, thông thường các nghiên cứu sử dụng 2 thông số là tỷ số hút entrainment và tỷ số nén.

$$\omega = \frac{m_s}{m_p} \quad (1)$$

Trong đó:

ω : Tỷ số hút entrainment ratio;

m_s : Khối lượng dòng chảy lưu chất thứ cấp;

m_p : Khối lượng dòng chảy lưu chất sơ cấp.

Ngoài ra, một thông số đặc trưng là tỷ số nén giữa áp suất đầu ra với áp suất đầu vào thứ cấp thường được coi là tỷ số nén đặc trưng của thiết bị:

$$\tau = \frac{P_b}{P_s} \quad (2)$$

Trong đó:

τ : Tỷ số nén;

P_b : Áp suất đầu ra hay áp suất ngược;

P_s : Áp suất tại cổng thứ cấp.

3. Nghiên cứu gia tăng thu hồi khí và condensate cho các giếng suy giảm áp suất tại mỏ Hải Thạch

3.1. Tính cấp thiết của nghiên cứu gia tăng khả năng thu hồi khí và condensate cho các giếng suy giảm áp suất

Các nghiên cứu gần đây đều sử dụng phương pháp mô phỏng CFD để có thể dự đoán chính xác hiệu suất thiết bị và chi tiết dòng chảy, quá trình trộn lẫn bên trong Ejector khí tự nhiên tận thu giếng suy giảm áp suất. Đồng thời, để củng cố các kết quả mô phỏng,

các tác giả còn kết hợp kiểm chứng tại thực địa. Các nghiên cứu này đã cung cấp luận cứ khoa học hữu ích cho việc tối ưu thiết kế Ejector cũng như thúc đẩy sản xuất khí tự nhiên. Trong khi đó, tại mỏ Hải Thạch, các giếng khí và condensate sẽ bước vào giai đoạn suy giảm áp suất trong thời gian tới. Có 4 giếng (HT-1X, 2X, 3X và 4X) nằm trong tập vỉa (UMA10) cô lập và nhỏ hơn các tập vỉa khác đang khai thác tại cùng mỏ Hải Thạch. Các giếng này đang suy giảm áp suất rất nhanh sẽ dừng khai thác trong thời gian tới khi áp suất miệng giếng nhỏ hơn áp suất đầu vào hệ thống công nghệ. Ứng dụng của Ejector trong gia tăng thu hồi dầu khí thường sử dụng 2 phương án cơ bản là lấy khí từ đầu ra của máy nén khí hoặc từ giếng cao áp lân cận làm nguồn lưu chất dẫn động:

- Phương án 1 - Dùng khí khô thương mại cao áp tại đầu ra máy nén dẫn động với lưu lượng 40 triệu ft³ tiêu chuẩn/ngày và áp suất tại 140 bar.
- Phương án 2 - Dùng khí từ giếng có áp suất cao và lưu lượng lớn nhất được sử dụng là HT-5X (áp suất là 180 bar và lưu lượng dẫn động là 10,5 triệu ft³ tiêu chuẩn/ngày).

3.2. Mô hình động lực học chất lỏng tính toán cho 2 phương án sử dụng Ejector

Phương pháp CFD đã được chứng minh khả năng trong việc phân tích và tối ưu hóa hoạt động của Ejector. Phương pháp mô phỏng động lực học chất lỏng tính toán CFD cho phép nghiên cứu chi tiết về dòng chảy bên trong Ejector, dựa trên việc giải phương trình Navier-Stokes (NS) và biến thể của phương trình này như phương trình Favre-Averaged Navier-Stokes (FANS) hoặc các phương trình Reynolds-Averaged Navier-Stokes nén được (RANS). Nhằm đảm bảo độ chính xác và có thể đạt được 1 nghiệm hội tụ và ổn định cho mô hình, cần phải có kiến thức về các khía cạnh khác nhau của mô phỏng CFD (như mô hình rối - turbulence model) và cách thức khoa học trong xây dựng mô hình (các bước thiết lập mô hình và phương pháp rời rạc hóa).

Phương trình liên tục (Continuity Equation):

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v}) = 0 \quad (3)$$

Phương trình động lượng (Momentum Equation):

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \vec{v}) + \nabla \cdot (\rho \vec{v} \vec{v}) = -\nabla p + \nabla \vec{\tau} \quad (4)$$

Phương trình năng lượng (Energy Equation):

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho E) + \nabla \cdot (\vec{v}(\rho E + p)) = \nabla \cdot (k \nabla T + \vec{\tau} \vec{v}) \quad (5)$$

Mô hình động lực học chất lỏng tính toán cho 2 phương án sử dụng Ejector được xây dựng cho dòng lưu chất chịu nén, dòng rối và trạng thái ổn định. Dòng chảy lưu chất và phương trình truyền nhiệt được lựa chọn là đối xứng qua trục dựa trên cấu tạo vật lý của thiết bị, đồng thời giúp giảm thời gian tính toán cho mô hình. Khu vực cận tường được xử lý dưới dạng "standard wall function" vì đã chứng minh được kết quả chính xác cho các tính toán khu vực cận tường cho dòng chảy lưu chất có Reynold cao [7, 8]. Miền tính toán (boundary condition) cho dòng sơ cấp và thứ cấp theo điều kiện "pressure inlet" trong khi đầu ra của Ejector có miền tính toán là "pressure outlet". Các thông số thiết lập dựa trên giá trị áp suất, nhiệt độ và tỷ lệ hỗn hợp khí tự nhiên cho đường sơ cấp và thứ cấp cho 2 phương án sử dụng khí dẫn động. Toàn bộ khu vực tường của Ejector được coi là đẳng nhiệt và không có trao đổi năng lượng với môi trường bên ngoài do thời gian dòng lưu chất chảy trong cấu tạo là rất nhỏ. Trong số các mô hình dòng chảy rối, nhóm tác giả lựa chọn mô hình k-ε Re-Normalization Group. Theo nghiên cứu của Y.Bartosiewicz và cộng sự [9] và Yin Hai Zhu và cộng sự [10] khi đánh giá 6 mô hình dòng chảy rối khác nhau, mô hình k-ε Re-Normalization Group cho kết quả tốt nhất và phù hợp nhất khi dự đoán hiện tượng dòng chảy so với kết quả thí nghiệm. Thuật toán SIMPLE được dùng để xử lý mối quan hệ giữa áp suất và vận tốc dòng lưu chất, trong khi đó tính đối lưu (convective terms) được rời rạc hóa dựa trên phương pháp "second order upwind" [11]. Độ hội tụ được tính toán cho từng vòng lặp. Vòng lặp sẽ dừng lại khi số dư được xác định là nhỏ hơn cho các phương trình liên tục, động lượng và năng lượng.

RNG k - ε transport equation:

$$\frac{\partial}{\partial x_i}(\rho \epsilon u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[(\alpha_e \mu_t) \frac{\partial \epsilon}{\partial x_j} \right] + C_{1e} \frac{\epsilon}{k} (G_k + C_{3e} G_b) - C_{2e} \rho \frac{\epsilon^2}{k} - R_e(6)$$

Ngoài những thông số nêu trên thì tính mới và ưu điểm của mô hình CFD được trình bày trong nghiên cứu này là sử dụng thành phần cấu tử khí tự nhiên và áp dụng phương pháp tính toán độ độc lập cấu trúc mạng lưới GCI.

3.2.1. Sử dụng thành phần cấu tử khí tự nhiên

Mô hình mô phỏng CFD được xây dựng có các thành phần cấu tử khí hydrocarbon tại mỏ Hải Thạch cũng như phương án sử dụng khí dẫn động lấy từ máy nén khí cao áp tại giàn (thành phần cấu tử như Bảng 1. Thành phần cấu tử trong lưu chất dẫn động và lưu chất bị hút). Trong nghiên cứu này, mô hình khí chỉ bao gồm các thành phần cấu tử như methane, ethane, propane, nitrogen và carbon dioxide để đảm bảo thời gian tính toán mô phỏng dòng chảy lưu chất (chiếm tới gần 98% trong thành phần khí). Hiện tại, các nghiên cứu Ejector dùng khí thiên

nhiên tận thu giếng suy giảm áp suất khác sử dụng methane làm lưu chất hoạt động [12 - 16]. Hoặc sử dụng lưu chất 2 pha bao gồm methane và hạt nước có tỷ lệ thể tích là nhỏ hơn 3,1% [17].

Tỷ trọng của hỗn hợp khí tự nhiên được tính theo phương trình khí thực Peng Robison, trong khi các tính chất khác như độ nhớt, nhiệt dung riêng hay độ dẫn nhiệt của lưu chất được lấy từ NIST (National Institute of Standards and Technology) được gọi là REFPROP (Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties Database) [18].

$$p = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a\alpha}{V_m^2 + 2bV_m - b^2} \quad (7)$$

$$a = 0,45724 \frac{R^2 T_c^2}{p_c} \quad (8)$$

$$b = 0,0778 \frac{RT_c}{p_c} \quad (9)$$

$$\alpha = \left(1 + k \left(1 - T_r^{\frac{1}{2}} \right) \right)^2 \quad (10)$$

$$k = 0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2 \quad (11)$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad (12)$$

Trong đó:

P, T và R: Áp suất, nhiệt độ và hằng số quan hệ;

T_c và P_c : Nhiệt độ và áp suất tới hạn;

T_r : Nhiệt độ rút gọn;

V_m : Thể tích mol;

ω : Thừa số acentric của cấu tử.

$$\eta = \begin{cases} 0,01726268 + 0,00077648T - 1,54 \\ \times 10^{-5}T^2 - 1,71 \times 10^{-7}T^3 + 1,15 \times 10^{-9}T^4 \\ \text{với } 100 < T < 179,9K \\ -0,1156432 + 0,002943T - 3,09 \times 10^{-5}T^2 + 1,72 \\ \times 10^{-7}T^3 - 5,33 \times 10^{-10}T^4 \text{ với } 179,9 < T < 300K \end{cases}$$

$$C_p = \begin{cases} -658833,1 + 23960,32T - 346,62T^2 \\ + 2,48T^3 - 0,0088T^4 \text{ với } 100 < T < 205,2K \\ 20900000 - 399555,3T + 3049,36T^2 - 11,62T^3 \\ + 0,022T^4 \text{ với } 205,2 < T < 300K \end{cases}$$

$$K_{cond} = -10,759 + 0,4545 - 0,00782T^2 \\ + 7,26 \times 10^{-5}T^3 - 3,94 \times 10^{-7}T^4 \\ \text{với } 100 < T < 300K$$

Với η , C_p và K_{cond} độ nhớt, nhiệt dung riêng và độ dẫn nhiệt.

3.2.2. Tính độc lập cấu trúc mạng lưới (Mesh Independence)

- Hệ số cấu trúc lưới hội tụ (Grid Convergence Index - GCI)

+ Độ mịn lưới mô phỏng

Chất lượng mạng lưới là một trong những khía cạnh quan trọng phải được xem xét trong khi thực hiện mô phỏng CFD, vì sóng xung kích, dòng chảy tại lớp biên - cận biên và quá trình trộn lẫn ảnh hưởng chính đến hiệu suất hoạt động. Tuy nhiên, việc tạo ra mô hình có số lượng ô lưới dày đặc, sẽ đòi hỏi thời gian tính toán rất lớn và khiến nó trở nên khó có thể áp dụng. Các nghiên cứu gần đây đã nghiên cứu sự thay đổi trong kết quả mô hình so với việc thay đổi kích thước mạng lưới. Mục đích là có thể lựa chọn được mô hình có độ mịn nhất định, đảm bảo được khả năng tính toán trong thời gian cho phép và tại đó kết quả được xem như là độc lập với kích thước và cấu trúc của mạng lưới.

+ Độc lập cấu trúc lưới

GCI có thể giúp định lượng được độ hội tụ của kết quả mô hình mô phỏng gồm rất nhiều mắt lưới [19 - 21]. Phương pháp GCI dự đoán sai số của việc làm mịn lưới mô phỏng từ lý thuyết ngoại suy của Richardson. Hệ số GCI đại diện cho khoảng cách của thông số cần quan sát trong mô phỏng CFD so với giá trị tiệm cận mà nó có thể đạt được khi gia tăng độ phức tạp của mô hình.

$$GCI_{i,i+1} = \frac{F_s |\varepsilon_{i,i+1}|}{r_{i,i+1}^p - 1} \quad (13)$$

Với: F_s là hệ số an toàn, bằng 1,25 trong trường hợp so sánh 3 cấu trúc lưới khác nhau. Hệ số ε là sai số tương đối dựa theo thông số cần quan sát, trong trường hợp này là tỷ lệ hút entrainment ω . Còn N_i là số ô mắt lưới trong từng cấu trúc lưới khác nhau được so sánh.

$$\varepsilon_{i,i+1} = \frac{\omega_{i+1} - \omega_i}{\omega_{i+1}} \quad (14)$$

$$r_{i,i+1} = \left(\frac{N_i}{N_{i+1}} \right)^{0,5} \quad (15)$$

Bảng 1. Thành phần cấu tử trong lưu chất dẫn động và lưu chất bị hút

Thành phần cấu tử	Lưu chất dẫn động (% mol)	Lưu chất bị hút (% mol)
Methane (CH ₄)	88,2	78,3
Ethane (C ₂ H ₆)	4,3	5,7
Propane (C ₃ H ₈)	3,5	10
Nitrogen (N ₂)	1	1,5
CO ₂	4	4,5

Giá trị p được gọi là bậc rời rạc hóa của mô hình CFD (order of discretization) và được tính toán dựa trên công thức vòng lặp:

$$p_n = 0,5p_{n-1} + 0,5 \frac{\ln\left(\frac{\left(\left(r_{12}^{p_{n-1}-1}\right)e_{23}\right)}{\left(\left(r_{23}^{p_{n-1}-1}\right)e_{12}\right)}\right)}{\ln(r_{12})} \quad (16)$$

Với: p_{n-1} là kết quả của vòng lặp trước. Vòng lặp kết thúc khi $|p - p_{n-1}| < 1 \times 10^{-5}$. Trong khi đó, p_0 là giá trị đầu tiên của vòng lặp được tính theo công thức:

$$p_0 = \frac{\ln\left(\frac{e_{23}}{e_{12}}\right)}{\ln(r_{12})} \quad (17)$$

Trong đó: $e_{23} = \omega_3 - \omega_2$ và $e_{12} = \omega_2 - \omega_1$

Phương pháp GCI có thể đưa ra các kết luận về tính độc lập cấu trúc lưới mô phỏng dựa trên việc tính toán các thông số sau:

$$\alpha = \frac{r_{12}^p \times GCI_{12}}{GCI_{23}} \quad (18)$$

$$\omega_{exact} = \omega_1 + \frac{\omega_1 - \omega_2}{r_{12}^p - 1} \quad (19)$$

$$R = \frac{\varepsilon_{12}}{\varepsilon_{23}} \quad (20)$$

$$A_{Cell_{avg}} = \frac{\sum_{i=1}^N A_i}{N} = \frac{A_D}{N} \quad (21)$$

Từ các giá trị tính toán được từ phương pháp GCI, có thể thấy mô hình Ejector sử dụng thành phần hỗn hợp khí cần phải có mô hình mắt lưới phức tạp hơn so với các nghiên cứu về Ejector khí tự nhiên trước đó. Để đạt được sự ổn định của giá trị tỷ lệ hút entrainment, mô hình phải cần đến 438.000 mắt lưới so với 21.000; 11.610; 32.140; 69.366; 336.387 và 294.360 lần lượt theo các nghiên cứu trước đó [12 - 17].

Trong đó, A_D và $A_{Cell_{avg}}$ lần lượt là diện tích bề mặt mô phỏng và diện tích trung bình từng ô mắt lưới tứ giác (quadrilateral) của Ejector được chia nhỏ. Có thể rút ra kết luận từ tính toán độc lập cấu trúc lưới mô phỏng như sau:

+ Giá trị cần quan sát gần với giá trị tiệm cận vì $\alpha \approx 1$.

+ Giá trị tiệm cận của tỷ lệ hút entrainment nếu tiếp tục làm mịn mô hình là $\omega_{exact} = 38,56\%$. Số ô mắt lưới cần phải chia của mô phỏng CFD để đạt được giá trị tiệm cận tỷ lệ hút là $N_{exact} = 438.417$ ô mắt lưới.

+ Hệ số $R = 0,12381$ đại diện cho khả năng hội tụ đơn điệu của giá trị cần quan sát theo phương pháp GCI (hội tụ đơn điệu - monotonic convergence vì $0 < R < 1$).

+ Tính độc lập của giá trị cần quan sát so với cấu trúc lưới mô phỏng có thể được xác định nếu $GCI_{12} = 3,7526\%$ là nhỏ hơn $GCI_{23} = 20,86\%$.

4. Kết quả và thảo luận

4.1. Kết quả của mô phỏng CFD thiết bị Ejector

4.1.1. So sánh tỷ lệ hút entrainment của mô hình với các nghiên cứu khác

Cấu trúc Ejector được nghiên cứu tại mỏ Hải Thạch được phát triển theo phương pháp xác định hình dạng tối ưu từ nghiên cứu của Amin Hassan Amin và cộng sự [16] và Weixiong Chen và cộng sự [17]. Trong nghiên cứu của Amin Hassan Amin và cộng sự, thiết kế Ejector hoạt động tại điều kiện 12 MPa áp suất sơ cấp, 2 MPa áp suất thứ cấp và 5,2 MPa áp suất đầu ra. Kết quả tỷ lệ hút entrainment tối ưu mà Amin Hassan Amin và cộng sự đạt được là 19,45% thông qua mô phỏng CFD sử dụng methane làm lưu chất hoạt động.

Trong nghiên cứu của Weixiong Chen và cộng sự, Ejector khí tự nhiên được mô phỏng CFD và kiểm chứng thực địa với điều kiện hoạt động là 11 - 13 MPa áp suất sơ cấp, 2 - 4 MPa áp suất thứ cấp và từ 5,1 - 5,6 MPa áp suất đầu ra. Kết quả tỷ lệ hút entrainment tối ưu mà tác giả đạt được so với áp suất sơ cấp được biểu diễn như trong Hình 4. Khi áp dụng tại cùng 1 điều kiện thông số và cấu tạo, mô hình CFD sử dụng hỗn hợp khí tự nhiên cho kết quả tương đương tại giá trị áp suất sơ cấp thấp (tỷ lệ hút thấp). Tuy nhiên, tại giá trị áp suất sơ cấp tăng lên sẽ tương ứng với tỷ lệ hút cao (từ 35 bar áp suất cổng thứ cấp trở lên), mô hình hỗn hợp khí cho kết quả cao hơn so với mô hình

Bảng 2. Kết quả tính độc lập cấu trúc mạng lưới Ejector

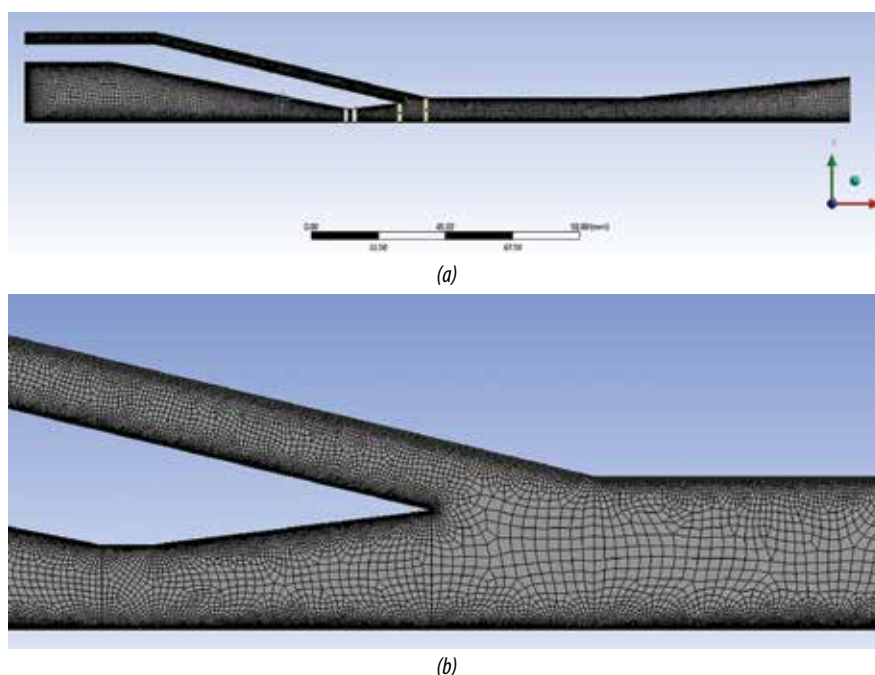
A_D (mm)	i	N_i	$A_{Cell_{avg}}$ (mm ²)	ω_i	GCI (%)
3651,7	1	416113	0,0088	38,55	
	2	315763	0,0116	38,50	3,7526
	3	227345	0,0161	38,08	20,8634
α				0,989089	
R				0,12381	
ω_{exact}				38,56356	
N_{exact}				438417,7	

chỉ sử dụng methane của Weixiong Chen và cộng sự [17].

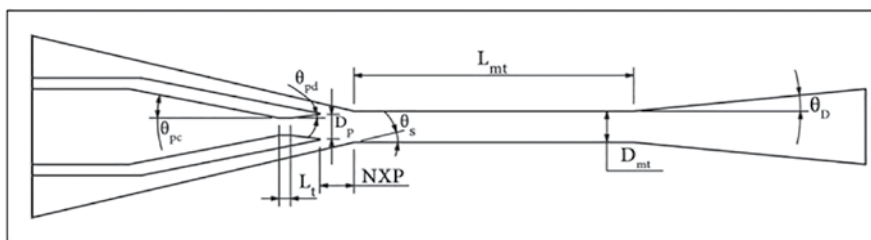
Trong khi đó, Ejector được nghiên cứu áp dụng tại mỏ Hải Thạch đạt được tỷ lệ hút entrainment là 37,69% tại điều kiện thiết kế là 14 MPa sơ cấp, 3,5 MPa thứ cấp và 4,5 MPa đầu ra. Đây là phương án đang được triển khai nghiên cứu sử dụng khí dẫn động lấy từ đầu ra máy nén khí của giàn xử lý trung tâm mỏ Hải Thạch. Phương án áp dụng tại mỏ Hải Thạch đã cho tỷ lệ hút entrainment cao hơn 2 nghiên cứu về Ejector khí tự nhiên trước đó của Amin Hassan Amin và cộng sự [16] và Weixiong Chen và cộng sự [17].

4.1.2. So sánh 2 mô hình CFD sử dụng methane và hỗn hợp khí tự nhiên

Khi so sánh giữa 2 mô hình Ejector sử dụng hỗn hợp khí tự nhiên tại cùng một điều kiện, ta có đồ thị tỷ lệ hút entrainment so với áp suất thứ cấp như Hình 6. Ban đầu khi áp suất cổng thứ cấp đang cao thì mô hình sử dụng hỗn hợp khí tự nhiên cho tỷ lệ hút cao hơn. Khi áp suất dòng



Hình 2. Cấu trúc lưới của mô hình Ejector với kiểu phân chia mắt lưới tứ giác (quadrilateral) (a) và chi tiết tại khu vực buồng trộn (b)



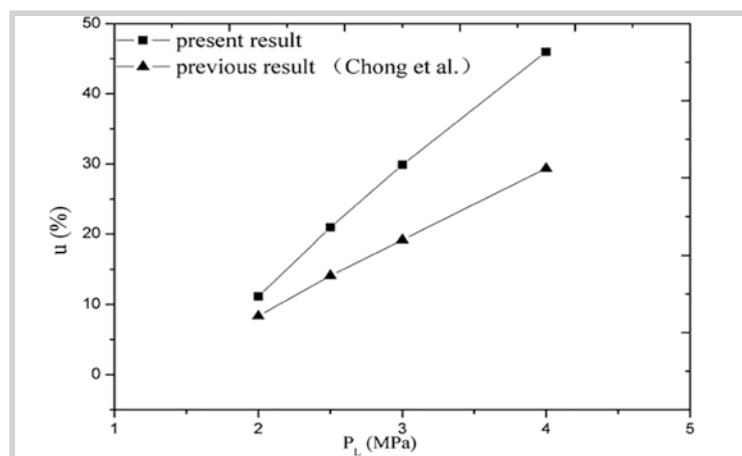
Hình 3. Các kích thước hình học ảnh hưởng đến tỷ lệ hút entrainment theo nghiên cứu của Amin Hassan Amin và cộng sự [16]

Bảng 3. Chi tiết mô hình CFD cho phương án sử dụng Ejector tại mỏ Hải Thạch

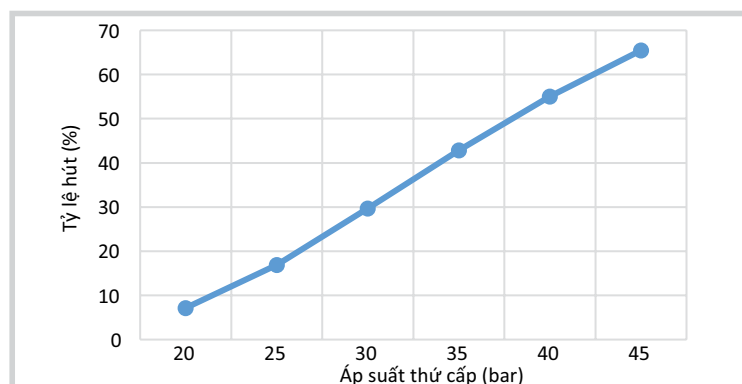
Thông số	Diễn giải
Tính phụ thuộc thời gian	Trạng thái ổn định.
Phương pháp phân chia cấu trúc	Phân chia mắt lưới tứ giác; Xác định tính độc lập của tỷ lệ hút entrainment và biên dạng áp suất so với số ô mắt lưới.
Bộ giải	Thuật toán SIMPLE cho mối quan hệ giữa áp suất và vận tốc dòng lưu chất.
Mô hình rối	k- ϵ Re-Normalization Group.
Miền tính toán	Theo áp suất và nhiệt độ cho các phương án 1 và 2.
Chất lưu	Hỗn hợp khí gồm methane, ethane, propane, nitrogen và carbon dioxide như chi tiết trong Bảng 1 (phương trình khí thực Peng Robison cho tỷ trọng hỗn hợp).
Độ hội tụ	Vòng lặp sẽ dừng lại khi phần dư được xác định nhỏ hơn 10^{-6} cho các phương trình liên tục, động lượng và năng lượng.
Thông số quan sát	- Tỷ lệ hút entrainment đặc trưng cho khả năng có thể hút được một khối lượng lưu chất thứ cấp trên một khối lượng lưu chất sơ cấp tại điều kiện đầu vào; - Đồ thị lưu lượng dòng thứ cấp so với áp suất dòng thứ cấp.

Bảng 4. Kích thước tối ưu theo nghiên cứu của Amin Hassan Amin và cộng sự đạt được thông qua 216 bộ kích thước khác nhau [16]

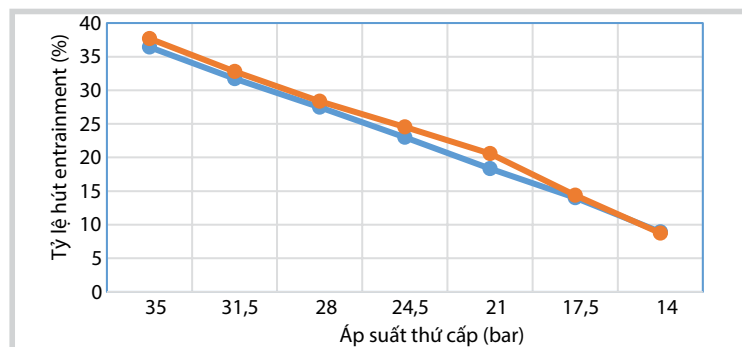
Thông số	D_t (mm)	θ_{pc} (độ)	θ_{pd} (độ)	D_p/D_t	NXP/D_t	θ_s (độ)	D_{mt}/D_t	θ (độ)	L_{mt}/D_t	L_t/D_t
	4,6	11,2071	7,0631	1,4069	1,9178	13,5	1,8045	5,5723	15,7391	0,6387
				$D_p = 6,4717$	$NXP = 8,822$		$D_{mt} = 8,3$		$L_{mt} = 72,4$	$L_t = 2,938$



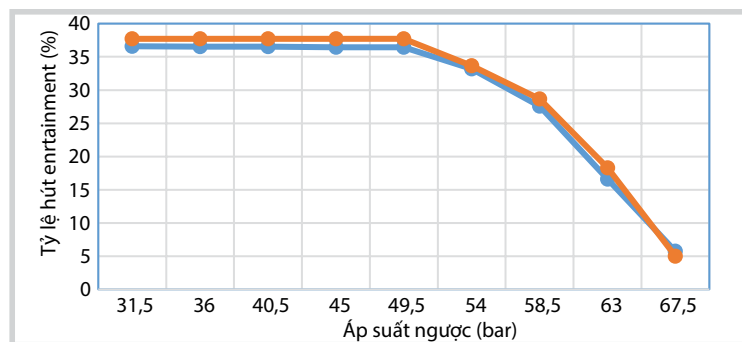
Hình 4. Đồ thị tỷ lệ hút entrainment so với áp suất thứ cấp tại điều kiện áp suất sơ cấp $P_p = 12$ MPa và áp suất ngược $P_s = 5,2$ MPa [17]



Hình 5. Đồ thị tỷ lệ hút entrainment so với áp suất thứ cấp tại cùng điều kiện khi so sánh với nghiên cứu của Weixiong Chen và cộng sự [17]



Hình 6. Tỷ lệ hút entrainment giữa 2 mô hình sử dụng khí methane và hỗn hợp khí tự nhiên so với áp suất thứ cấp tại điều kiện: $P_p = 140$ bar, $P_b = 45$ bar



Hình 7. Tỷ lệ hút entrainment giữa 2 mô hình sử dụng khí methane và hỗn hợp khí tự nhiên so với áp suất ngược tại điều kiện $P_p = 140$ bar, $P_b = 45$ bar

thứ cấp giảm xuống thì mô hình sử dụng methane và hỗn hợp khí tự nhiên cho kết quả tương đương. Hình 7 biểu diễn tỷ lệ hút entrainment so với áp suất ngược cho 2 mô hình Ejector. Mô hình sử dụng hỗn hợp khí cho tỷ lệ hút cao hơn tại chế độ nghẹt đôi, tuy nhiên 2 mô hình lại cho kết quả tương đương trong chế độ nghẹt đơn và đảo lưu. Điều này có thể giải thích do khối lượng phân tử của các hỗn hợp khí tự nhiên là lớn hơn và qua đó tạo ra nguồn năng lượng dẫn động lớn hơn. Tuy nhiên, bắt đầu từ chế độ nghẹt đơn thì nguồn năng lượng dẫn động này là không đủ và không vượt trội so với áp suất ngược. Vì vậy, tỷ lệ hút không có khác biệt.

Thông qua mô phỏng CFD, có đồ thị so sánh biên dạng vận tốc, áp suất dòng lưu chất giữa 2 mô hình chỉ dùng methane và gồm thành phần hỗn hợp khí tự nhiên. Kết quả mô phỏng cho 2 mô hình này được tính toán cho điều kiện 12 MPa áp suất sơ cấp, 3 MPa áp suất thứ cấp và 4,1 MPa áp suất ngược (Hình 8 - 10). Trong Hình 9, các vị trí sóng xung kích tương ứng với các vị trí màu đỏ. Điểm khác biệt chủ yếu xảy ra trong khu vực thiết diện không đổi và buồng trộn (Hình 8, 10). Tại khu vực thiết diện không đổi và buồng trộn, mô hình hỗn hợp khí có kết quả vận tốc dòng lưu chất lớn hơn và không có sự biến thiên vận tốc. Với mô hình chỉ có methane, tại khu vực thiết diện không đổi và buồng trộn có nhiều sóng xung kích hơn (Hình 9). Sóng xung kích được tạo ra là do dòng lưu chất liên tục tăng và giảm vận tốc. Vì vậy, có sự suy giảm năng lượng dòng lưu chất và tạo ra khác biệt về tỷ lệ hút.

Ngoài ra, thông qua mô phỏng CFD hỗn hợp khí tự nhiên, có biên dạng tỷ lệ khối lượng dòng chảy các thành phần cấu tử như Hình 11 - 13. Kết quả cho thấy mô phỏng CFD hỗn hợp khí tự nhiên rất cần thiết cho các ứng dụng đòi hỏi độ chính xác về thành phần cấu tử khí tự nhiên.

4.2. Khả năng áp dụng kết quả của mô hình CFD thiết bị Ejector trong nghiên cứu gia tăng thu hồi cho mỏ khí, condensate

Việc xây dựng mô hình chính xác hoạt động của thiết bị Ejector bằng phương pháp mô phỏng CFD hỗn hợp khí tự nhiên hỗ trợ hiệu quả trong công tác nghiên cứu triển khai giải pháp gia tăng thu hồi cho mỏ khí, condensate:

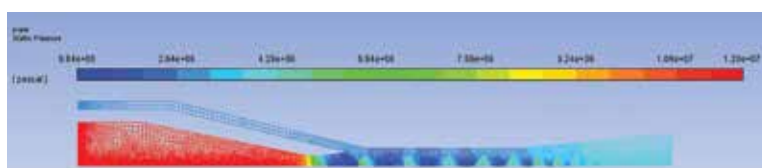
- Mô phỏng CFD có thể phân tích được ảnh hưởng của các thông số vận hành, đặc điểm cấu trúc bên trong đến hiệu suất làm việc của thiết bị. Mô hình CFD sử dụng hỗn hợp khí tự nhiên sẽ dùng để nghiên cứu tối ưu hóa cấu trúc bên trong thiết bị Ejector cho điều kiện áp dụng tại mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh. Các nghiên cứu [16, 22] đã chỉ ra nhược điểm của mô hình là hiệu suất thiết bị Ejector còn thấp, đặc biệt là trong trường hợp áp suất đầu ra cao hoặc áp suất dòng thứ cấp thấp.

- Kỹ thuật CFD còn giúp phân tích và nhận định các phương án lấy khí dẫn động khác nhau để đưa ra phương án hiệu quả nhất trong điều kiện tại mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh. Hiện tại, trong ứng dụng gia tăng thu hồi khí dùng Ejector trên thế giới, không có phương án nào được coi là tối ưu trong mọi trường hợp. Tỷ lệ hút entrainment sẽ được tính toán theo suốt quá trình gia tăng thu hồi của giếng suy giảm áp suất. Tổng thời gian thu hồi cũng như sản phẩm gia tăng được tính toán theo từng phương án áp dụng tại mỏ Hải Thạch.

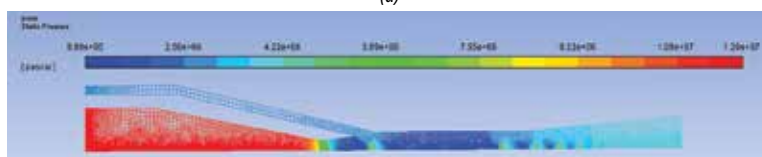
- Đánh giá kỹ thuật, nhận định các tình huống vận hành có thể gặp phải. Các vấn đề vận hành thiết bị đã được dự báo như: tỷ lệ lỏng trong dòng thứ cấp, hàm lượng CO_2 , H_2S gây ăn mòn vòi phun, dòng chảy chất lỏng không ổn định, hiện tượng Joule - Thomson và hình thành hydrate [23].

- Ngoài ra, việc có thể giám sát và đảm bảo chế độ hoạt động tối ưu của thiết bị theo thời gian thực trong quá trình vận hành Ejector rất cần thiết [15]. Kết quả của mô hình CFD cho phép tính toán phương án vận hành thiết bị bằng cách so sánh hiệu suất của thiết bị theo thời gian thực (sử dụng các thiết bị đo đạc thực địa) với kết quả mô phỏng CFD. Trong khi vận hành Ejector, B.J.Huang và cộng sự đã nhấn mạnh tầm quan trọng của biểu đồ nổi tiếng như Hình 14 [24]. Trong đó, hiệu suất Ejector được chia làm 3 chế độ: chế độ tới hạn - nghẹt đôi (critical mode), chế độ cận tới hạn - nghẹt đơn (subcritical) và chế độ đảo lưu (backflow mode).

Tại chế độ cận tới hạn, tỷ số hút entrainment là không đổi so với áp suất ngược cho

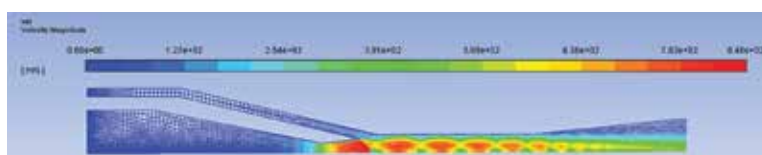


(a)

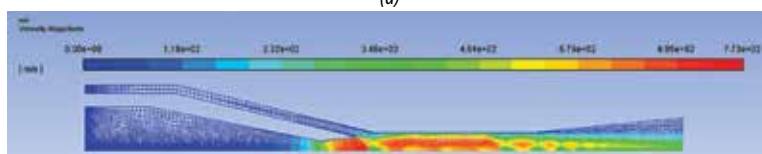


(b)

Hình 8. Biện dạng áp suất tĩnh bên trong kết cấu - Mô hình chỉ có methane (a); mô hình hỗn hợp khí (b)

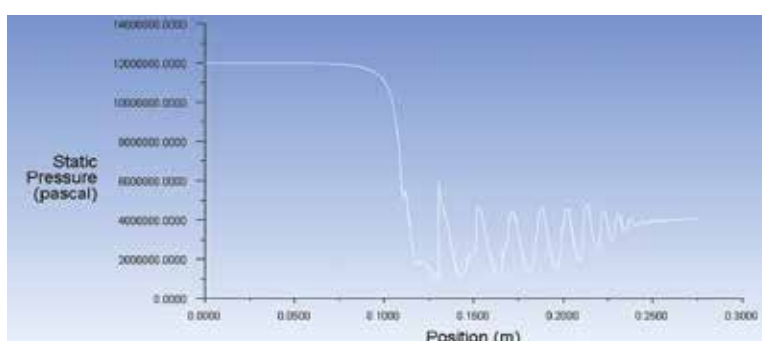


(a)

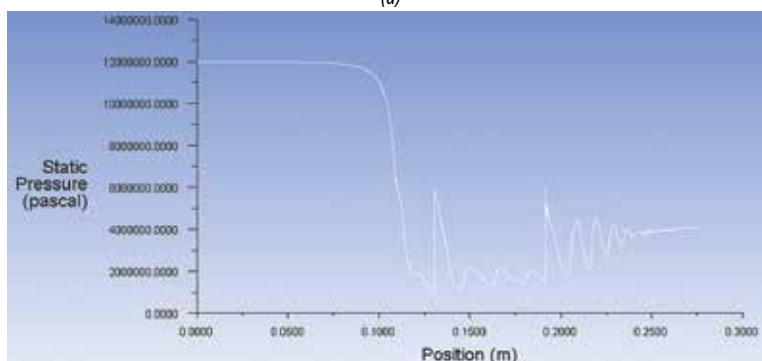


(b)

Hình 9. Biện dạng vận tốc lưu chất bên trong kết cấu - Mô hình chỉ có methane (a); mô hình hỗn hợp khí (b)

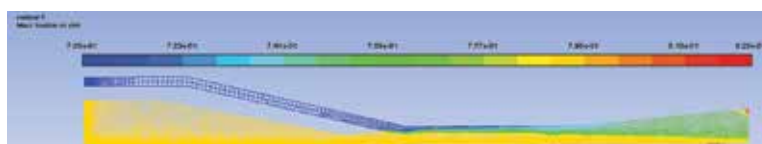


(a)

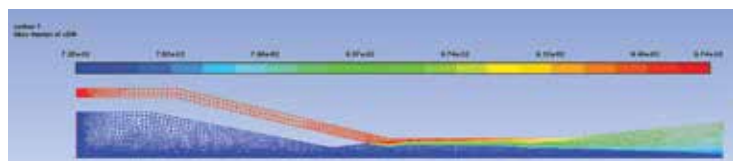


(b)

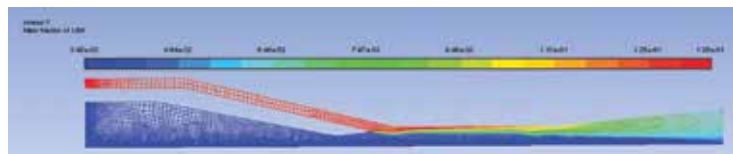
Hình 10. Đồ thị áp suất tĩnh dọc chiều dài tại trục chính của thiết bị - Mô hình chỉ có methane (a); mô hình hỗn hợp khí (b)



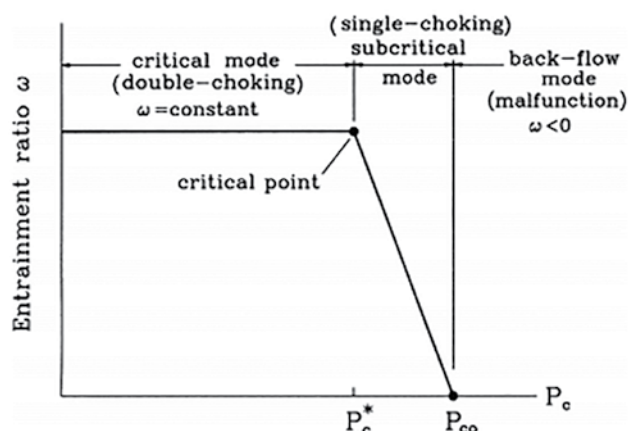
Hình 11. Biện dạng tỷ lệ khối lượng dòng chảy của khí methane trong hỗn hợp



Hình 12. Biện dạng tỷ lệ khối lượng dòng chảy của khí ethane trong hỗn hợp



Hình 13. Biện dạng tỷ lệ khối lượng dòng chảy của khí propane trong hỗn hợp



Hình 14. Đồ thị tỷ số hút entrainment so với áp suất ngược [24]

đến 1 giá trị nhất định (gọi là áp suất ngược tới hạn - Critical back pressure) và tỷ số hút entrainment bắt đầu giảm khi áp suất ngược tăng. Tỷ lệ hút entrainment sẽ bị giảm đột ngột do giảm dòng chảy thứ cấp. Nếu tiếp tục gia tăng áp suất ngược, thiết bị Ejector sẽ không thể tạo ra tỷ lệ hút entrainment nữa. Sẽ có hiện tượng dòng chảy ngược hay đảo lưu tại đầu thứ cấp [25].

5. Kết luận

Ứng dụng để gia tăng thu hồi cho mỏ khí condensate Hải Thạch sử dụng thiết bị Ejector đã được mô phỏng bằng kỹ thuật CFD. Kết quả so sánh với nghiên cứu trước đó của Amin Hassan Amin và các cộng sự [16] và Weixiong Chen và các cộng sự [17] cho thấy mô hình mô phỏng CFD sử dụng thành phần khí hỗn hợp với điều kiện mỏ Hải Thạch cho kết quả chính xác. Tuy nhiên, mô hình sử dụng hỗn hợp khí đòi hỏi lưới mô phỏng được chia nhỏ hơn rất nhiều so với các nghiên cứu trước đó nhằm đạt được độ độc lập kết quả GCI. Tại các điều kiện có tỷ lệ hút entrainment cao thì mô hình sử dụng hỗn hợp khí tự nhiên cho kết quả cao hơn so với mô hình sử dụng khí methane thông thường. Vị trí có sự khác nhau là khu vực buồng trộn và vùng thiết diện không đổi nơi xảy ra các sóng xung kích do thay đổi vận tốc dòng lưu chất. Mô hình CFD của Ejector đang được nghiên cứu áp dụng tại mỏ Hải Thạch đạt được tỷ lệ hút 37,69% tại điều kiện thiết kế là 14 MPa sơ cấp, 3,5 MPa thứ cấp và 4,5 MPa đầu ra. Đây là phương án sử dụng khí dẫn

động từ đầu ra máy nén khí tại giàn xử lý trung tâm mỏ Hải Thạch. Mô hình sử dụng hỗn hợp khí tự nhiên là bước tiến mới giúp thiết kế và tối ưu hóa thiết bị Ejector cũng như giúp nâng cao tính chính xác, hiệu quả cho các nghiên cứu sử dụng Ejector khí tự nhiên trong tương lai. Từ nghiên cứu xây dựng mô hình CFD này, có thể đẩy mạnh triển khai áp dụng Ejector khí tự nhiên trong các lĩnh vực tiềm năng khác tại Việt Nam và cụ thể là mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh như gia tăng thu hồi mỏ khí, thu gom khí bay hơi (flashing) từ sản phẩm condensate hay hút condensate ngưng tụ vùng cận đáy giếng.

Các phương hướng nghiên cứu tiếp theo là gia tăng thu hồi khí condensate bằng thiết bị Ejector tại mỏ Hải Thạch gồm việc tối ưu hóa thiết kế, triển khai lắp đặt, vận hành và kiểm chứng mô hình bằng kết quả thực địa. Các nghiên cứu nổi bật nhằm đưa ra giải pháp tối ưu về kích thước và hình dạng khác nhau của Ejector khí tự nhiên như là phương pháp tối ưu hóa đa mục tiêu của bộ cấu kiện bên trong Ejector Set-Based Concurrent Engineering [26], không thứ nguyên hóa cấu tạo hình học của Ejector so với tỷ lệ hút entrainment [27], hay phương pháp tối ưu dựa trên mẫu đại diện (Surrogate based optimization technique) kết hợp mô phỏng CFD, phương pháp Kriging và giải thuật di truyền [16], phương pháp CFD kết hợp giải thuật tiến hóa đa mục tiêu (Multi-Objectives Evolutionary Algorithm). Việc gia tăng thu hồi khí kéo dài có thể sẽ đòi hỏi nhiều bộ lõi khác nhau được thiết kế và chế tạo nhằm thu hồi được lượng sản phẩm lớn nhất tại cụm mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh.

Tài liệu tham khảo

- [1] Bourhan M.Tashtoush, Moh'd A.Al-Nimr, and Mohammad A.Khasawneh, "A comprehensive review of ejector design, performance, and applications", *Applied Energy*, Vol. 240, pp. 138 - 172, 2019.
- [2] Y.Bartosiewicz, Z.Aidoun, and Y.Mercadier, "Numerical assessment of ejector operation for refrigeration applications based on CFD", *Applied Thermal Engineering*, Vol. 26, No. 5 - 6, pp. 604 - 612, 2006.
- [3] A.J.Green, Kevin Ashton, and A.T.Reade, "Gas production improvements using ejectors",

Offshore Europe, Aberdeen, United Kingdom, 7 - 10 September, 1993.

[4] M.M.Sarshar, "Jet-boosting the profitability of marginal oil and gas fields", *World Pumps*, Vol. 1998, No. 387, pp. 24 - 26, 1998.

[5] Marco Villa, Giambattista De Ghetto, Francesco Paone, Giancarlo Giacchetta, and Maurizio Bevilacqua, "Ejectors for boosting low-pressure oil wells", *SPE Production & Facilities*, Vol. 14, No. 4, pp. 229 - 234, 1999.

[6] P.Andreussi, S.Sodini, V.Faluomi, P.Ciandri, A.Ansiati, F.Paone, C.Battaia, "Multiphase ejector to boost production: First application in the Gulf of Mexico", *Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 5 - 8 May, 2003.*

[7] Kulachate Pianthong, Wirapan Seehanam, M.Behnia, Thanarath Sriveerakul, and S.Aphornratana, "Investigation and improvement of ejector refrigeration system using computational fluid dynamics technique", *Energy Conversion and Management*, Vol. 48, No. 9, pp. 2556 - 2564, 2007.

[8] Yin Hai Zhu, Wenjian Cai, Changyun Wen, and Yanzhong Li, "Numerical investigation of geometry parameters for design of high performance ejectors", *Applied Thermal Engineering*, Vol. 29, No. 5 - 6, pp. 898 - 905, 2009.

[9] Y.Bartosiewicz, Zine Aidoun, P. Desevaux, and Y.Mercadier, "CFD-Experiments integration in the evaluation of six turbulence models for supersonic ejectors modeling", *Proceedings of Integrating CFD and Experiments Conference, Glasgow, UK, 2004.*

[10] Yin Hai Zhu and Peixue Jiang, "Experimental and numerical investigation of the effect of shock wave characteristics on the ejector performance", *International Journal of Refrigeration*, Vol. 40, pp. 31 - 42, 2014.

[11] Weixiong Chen, Huiqiang Chen, Chen Chaoyin Shi, Kangkang Xue, Daotong Chong, and Junjie Yan, "A novel ejector with a bypass to enhance the performance", *Applied Thermal Engineering*, Vol. 93, pp. 939 - 946, 2016.

[12] Daotong Chong, Junjie Yan, Gesheng Wu, and Jiping Liu, "Structural optimization and experimental investigation of supersonic ejectors for boosting low pressure natural gas", *Applied Thermal Engineering*, Vol. 29, No. 14 - 15, pp. 2799 - 2807, 2009.

[13] D.Chong, G.Wu, S.Liu, J.Yan, and J.Liu, "Numerical simulation of low pressure natural gas injector", *AIP Conference Proceedings*, Vol. 1207, pp. 961 - 967, 2010.

[14] Weixiong Chen, Daotong Chong, Junjie Yan, and Jiping Liu, "Numerical optimization on the geometrical factors of natural gas ejectors", *International Journal of Thermal Sciences*, Vol. 50, No. 8, pp. 1554 - 1561, 2011.

[15] Weixiong Chen, Chenxi Huang, Daotong Chong, and Junjie Yan, "Numerical assessment of ejector performance enhancement by means of combined adjustable-geometry and bypass methods", *Applied Thermal Engineering*, Vol. 149, pp. 950 - 959, 2019.

[16] Amin Hassan Amin, Ibrahim Elbadawy, Essam Elgendy, and Md Fatouh, "Effect of geometrical factors interactions on design optimization process of a natural gas ejector", *Mechanical Engineering*, Vol. 11, No. 9, 2019.

[17] Weixiong Chen, Daotong Chong, Junjie Yan, Sheng-Chao Dong, and Ji-Ping Liu, "Numerical investigation of two-phase flow in natural gas ejector", *Heat Transfer Engineering*, Vol. 35, No. 6 - 8, 2014.

[18] NIST, *NIST standard reference database number 69. Chemistry WebBook*, 2018.

[19] P.J.Roache, "Perspective: A method for uniform reporting of grid refinement studies", *Journal of Fluids Engineering*, Vol. 116, No. 3, pp. 405 - 413, 1994.

[20] P.J.Roache, "Quantification of uncertainty in computational fluid dynamics", Vol. 29, pp. 123 - 160, 1997.

[21] Patrick J.Roache, "Verification of codes and calculations", *AIAA Journal*, Vol. 36, No. 5, pp. 696 - 702, 1998.

[22] Weixiong Chen, Daotong Chong, Junjie Yan, and Jiping Liu, "The numerical analysis of the effect of geometrical factors on natural gas ejector performance", *Applied Thermal Engineering*, Vol. 59, No. 1 - 2, pp. 21 - 29, 2013.

[23] Syed M.Peeran and N.Beg S.Sarshar, "Novel examples of the use of surface jet pumps (SJPs) to enhance production & processing. Case studies & lessons learnt", *North Africa Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egypt, 15 - 17 April, 2013.*

[24] B.J.Huang, C.B.Jiang and F.L.Hu, "Ejector performance characteristics and design analysis of jet refrigeration system", *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, Vol. 107, No. 3, pp. 792 - 802, 1985.

[25] Jianyong Chen, Sad Jarall, Hans Havtun, and Bans Palm, "A review on versatile ejector applications in refrigeration systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 49, pp. 67 - 90, 2015.

[26] Muhd Ikmal I. Bin Mohd Maulana, AhmedAl-Ashaab, Jakub W.Flisiak, Zehra C.Araci, Piotr W.Lasisz, Essam Shehab, Najam Beg, and Abdullah Rehman, "The set-based concurrent engineering application: A process of identifying the potential benefits in the surface jet pump case study," *Procedia CIRP*, Vol. 60, pp. 350 - 355, 2017.

[27] Navid Sharifi, Masoud Boroomand, and Majid Sharifi, "Numerical optimization of ejector geometry based on non-dimensional parameters", *International Mechanical Engineering Congress and Exposition, Houston, Texas, USA, November 9 - 15, 2012*.

ENHANCING PRODUCTION WITH NATURAL GAS EJECTOR FOR HAI THACH GAS CONDENSATE FIELD - CFD MODEL DEVELOPMENT

Tran Ngoc Trung¹, Trieu Hung Truong², Ngo Huu Hai¹, Tran Vu Tung¹, Ly Van Dao¹

¹Bien Dong Petroleum Operating Company

²Hanoi University of Mining and Geology

Email: trungtn@biendongpoc.vn

Summary

In the field of gas and condensate production, the processing of fluid flowing depends on the reservoir pressure and the inlet pressure of the gas processing system. In order to recover gas and condensate from the depleting or pressure-reducing wells at the same time with wells still maintaining stable flowrate and pressure, conventionally the methods of using surface equipment are often studied to evaluate their technical feasibility as well as economic efficiency. Two conventional methods using surface equipment are Three-phase Natural Gas Compressor and Ejector. Compared to the Gas Compressor, the method using Ejector offers many advantages such as low investment and operating costs, and this is also a lightweight, reliable and environmental-friendly equipment. However, to support investment decision making, a reliable fluid dynamic model is crucial to analyse the workability and performance as well as to accurately calculate the increase of enhanced recovery products.

In this study, the results of the Computational Fluid Dynamic (CFD) model using a gas mixture were also compared to those produced by the equivalent model using only methane. The flowing of fluids inside the Ejector is modelled based on the k- ϵ Re-Normalisation Group (k- ϵ RNG) turbulent model. The gas compositions for working fluids are those under the conditions of Hai Thach field. The Peng-Robison real gas equation was also applied to calculate the gas density.

Key words: Ejector, CFD model, enhanced gas/condensate recovery, Hai Thach field.

ĐẶC ĐIỂM HỆ THỐNG DẦU KHÍ KHU VỰC RÌA TÂY NAM BỂ TRẦM TÍCH MALAY - THỔ CHU, VIỆT NAM

Hoàng Anh Tuấn¹, Trịnh Xuân Cường¹, Nguyễn Thu Huyền²

¹Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

²Viện Dầu khí Việt Nam

Email: tuanha03@pvn.vn

Tóm tắt

Kết quả tìm kiếm thăm dò gần đây cho phát hiện dầu trong trầm tích Miocene dưới tại giếng khoan C-1X, cách mỏ Sông Đốc khoảng 50 km về phía Tây Bắc, đã chứng minh hoạt động tích cực của hệ thống dầu khí ở khu vực rìa Tây Nam bể trầm tích Malay - Thổ Chu, Việt Nam.

Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu về đặc điểm hệ thống dầu khí khu vực, gồm các yếu tố: sinh, chứa, chắn, dịch chuyển và tạo bẫy... trên cơ sở tổng hợp kết quả phân tích mẫu vụn giếng khoan C-1X kết hợp với các tài liệu địa chất - địa vật lý. Kết quả nghiên cứu góp phần làm sáng tỏ hơn đặc điểm hệ thống dầu khí vùng rìa Tây Nam bể trầm tích Malay - Thổ Chu, thúc đẩy công tác tìm kiếm, thăm dò ở khu vực này trong tương lai.

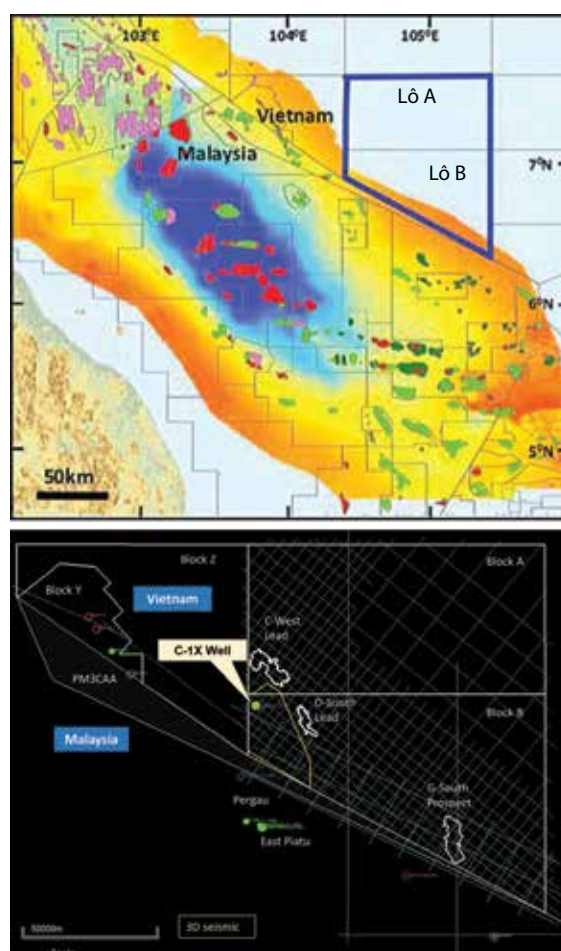
Từ khóa: Hệ thống dầu khí, đá mẹ, đá chứa, đá chắn, rìa Tây Nam, bể Malay - Thổ Chu.

1. Mở đầu

Bể trầm tích Malay - Thổ Chu nằm ở phía Tây Nam Việt Nam, trên vùng biển tiếp giáp giữa Việt Nam và Malaysia, có diện tích khoảng 100.000 km² và được lấp đầy bởi các trầm tích Đệ Tam có bề dày trên 10 km [1]. Đây là khu vực có tiềm năng dầu khí lớn ở Đông Nam Á, với trữ lượng tại chỗ ước đạt 8 tỷ thùng dầu quy đổi (Todd et al., 1997). Khu vực nghiên cứu nằm ở rìa Tây Nam bể Malay - Thổ Chu, với diện tích xấp xỉ 12.000 km² và độ sâu mực nước biển dưới 70 m. Giếng khoan C-1X là giếng khoan thăm dò duy nhất tại khu vực nghiên cứu đến thời điểm hiện tại (Hình 1).

Công tác tìm kiếm, thăm dò tại bể Malay - Thổ Chu được bắt đầu từ những năm 70 của thế kỷ XX, với sự tham gia của các công ty dầu khí lớn trên thế giới. Kết quả đã có nhiều phát hiện được tìm thấy, trong đó chủ yếu là phát hiện khí và condensate [3].

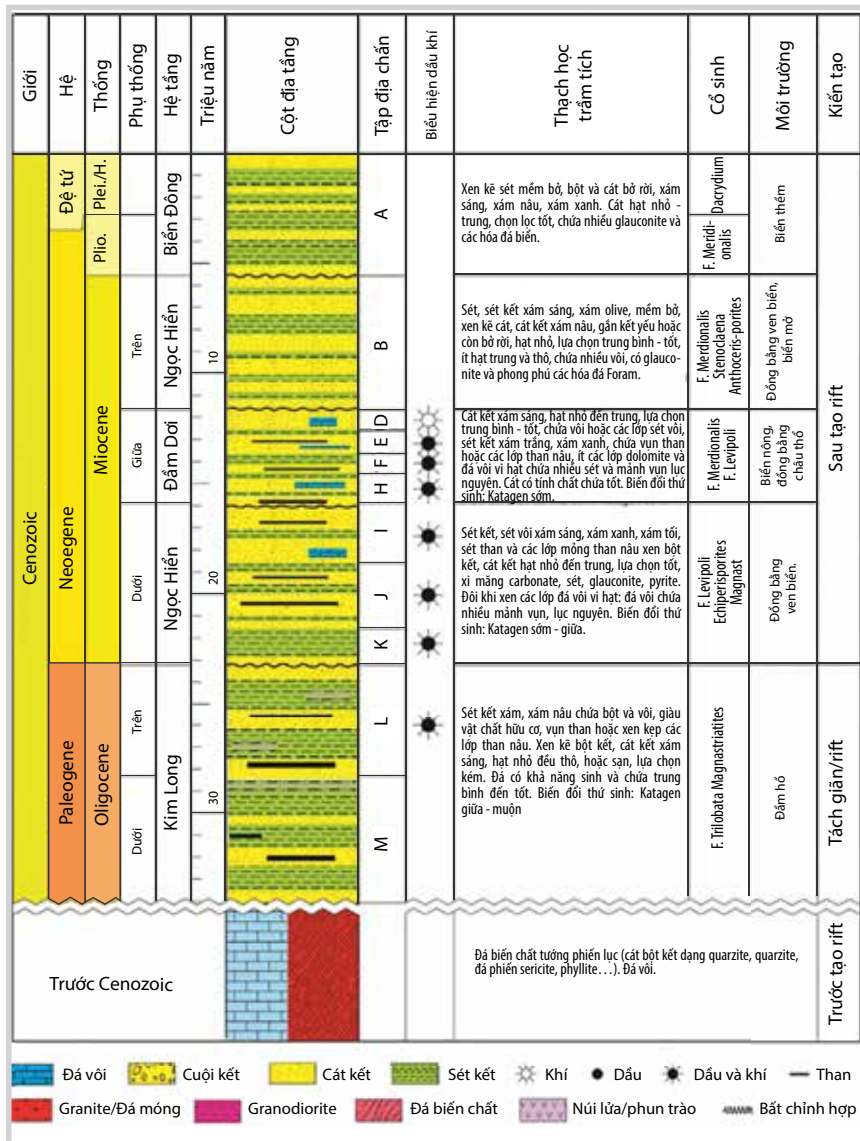
Gần đây nhất, giếng khoan C-1X do Idemitsu (Nhật Bản) thi công đã cho phát hiện dầu trong bẫy chứa hỗn hợp cấu trúc - địa tầng tuổi Miocene giữa. Mặc dù phát hiện không mang tính thương mại theo đánh giá của nhà thầu [2], nhưng việc tìm ra dầu ở giếng khoan C-1X nằm tương đối xa các khu vực đã có phát hiện và các mỏ đang khai thác (cách mỏ Sông Đốc gần nhất khoảng 50 km về phía Tây Bắc), cho thấy tiềm năng dầu khí ở khu vực này vẫn là ẩn số hấp dẫn đối với công tác tìm kiếm, thăm dò.



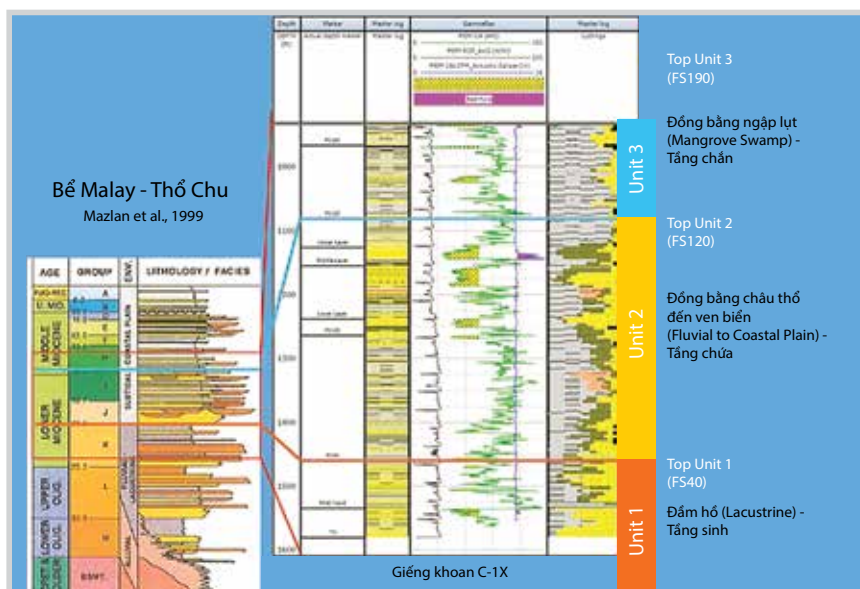
Hình 1. Sơ đồ vị trí khu vực nghiên cứu [2]

Ngày nhận bài: 30/3/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 30/3 - 10/4/2020.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 8/5/2020.



Hình 2. Cột địa tầng tổng hợp bể Malay - Thổ Chu [3]



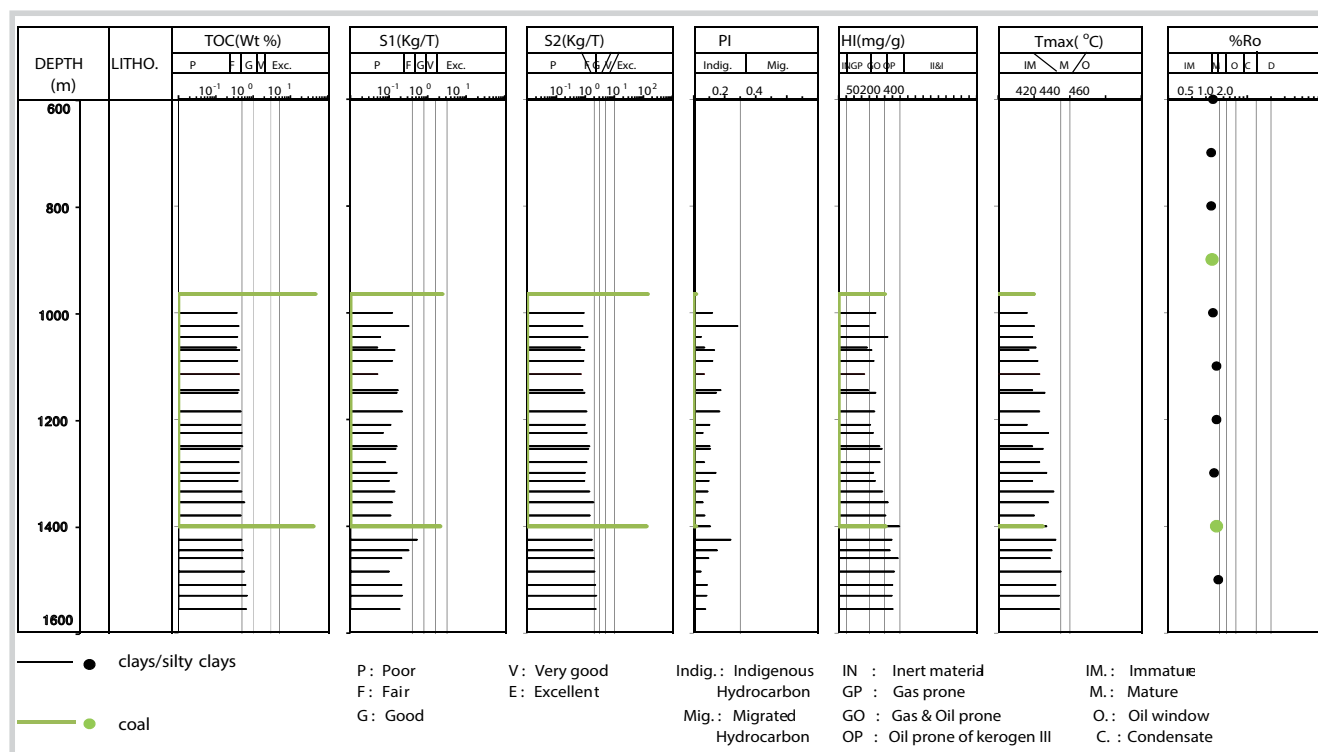
Hình 3. Sơ đồ môi trường trầm tích khu vực nghiên cứu theo tài liệu cập nhật giếng khoan C-1X [2]

2. Đặc điểm địa chất khu vực

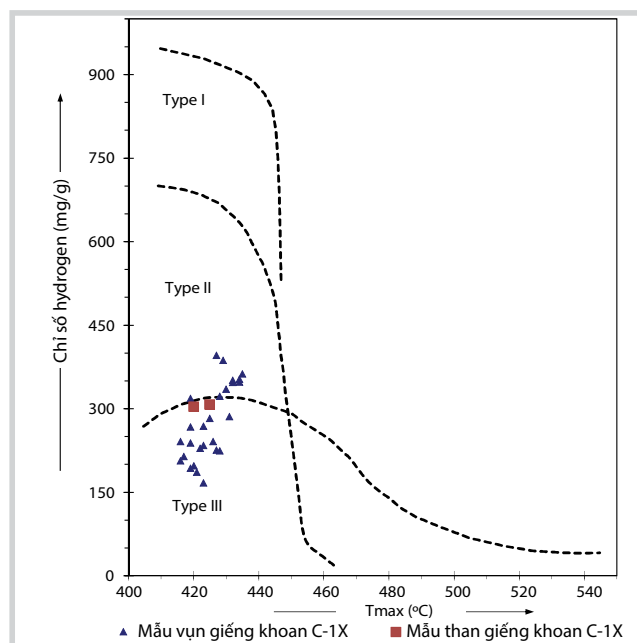
Bể trầm tích Malay - Thổ Chu được hình thành từ quá trình nứt vỡ lục địa Sunda và sự va chạm giữa mảng lục địa Ấn Độ với mảng Âu - Á. Bể nằm trên thềm lục địa Tây Nam Việt Nam, với chiều dài xấp xỉ 500 km, chiều rộng khoảng 200 km và có phương phát triển theo hướng Đông Bắc - Tây Nam [1, 4, 5]. Tương tự các bể trầm tích khác của Việt Nam, cấu trúc địa chất của bể gồm 2 tầng chính: Móng trước Đệ Tam và trầm tích Đệ Tam phủ trên móng với bề dày đạt trên 10 km [3]. Phân chia chi tiết địa tầng bể như Hình 2.

Cho đến giai đoạn đầu của thời kỳ Miocene sớm, bể chịu ảnh hưởng của môi trường lục địa, sông hồ (aluvial - lacustrine). Sự xâm nhập của môi trường biển bắt đầu xảy ra vào thời kỳ giữa của Miocene sớm ở khu vực trung tâm bể, trong khi rìa bể vẫn chịu chi phối bởi môi trường sông đến đồng bằng châu thổ (fluvial - deltaic). Ảnh hưởng của môi trường biển trong phạm vi toàn bể xảy ra vào cuối Miocene sớm và biểu hiện rõ nét hơn vào thời kỳ Miocene giữa, kéo dài sang Miocene muộn cho đến hiện tại [3].

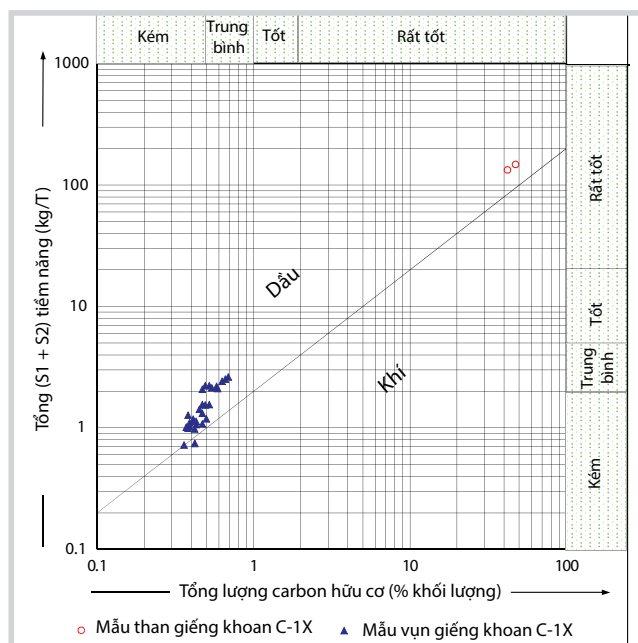
Sự tồn tại của đá mẹ nguồn gốc đầm hồ (lacustrine) tuổi Oligocene và đá mẹ nguồn gốc than tuổi Miocene đã được khẳng định thông qua nhiều giếng khoan trong bể. Đã chứa được xác định là các tập cát kết tuổi Oligocene - Miocene. Các play dầu khí liên quan chủ yếu đến dạng bẫy cấu tạo và bẫy địa tầng. Một số phát hiện quan trọng về khí condensate và dầu trong các play đã được ghi nhận như: CN-1X, KM-1X, DD-1X và NH-1X... Play móng được đánh giá có tiềm năng tương đối kém, tuy nhiên cần tiếp tục nghiên cứu để làm rõ trong thời gian tiếp theo.



(a)



(b)



(c)

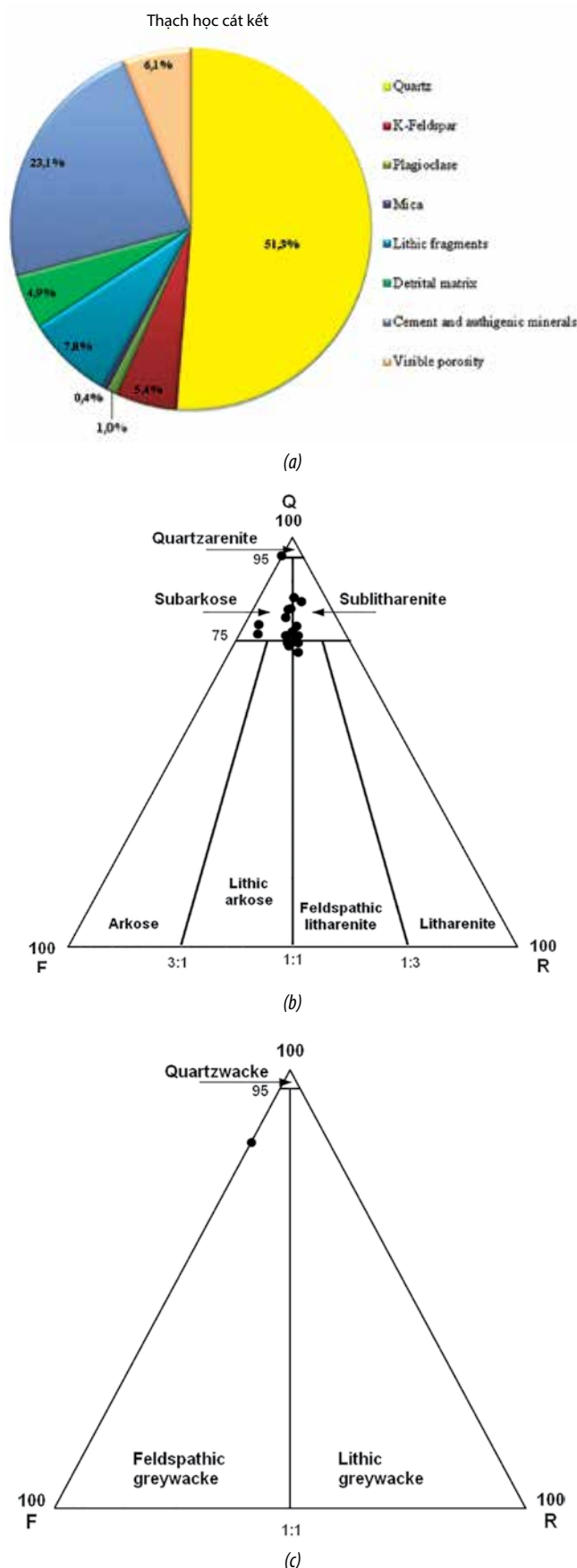
Hình 4. Biểu đồ quan hệ chỉ số đá mẹ và chiều sâu (giếng khoan C-1X) (a); Biểu đồ quan hệ HI/Tmax (giếng khoan C-1X) (b); Biểu đồ quan hệ độ giàu vật chất hữu cơ và tiềm năng sinh hydrocarbon (giếng khoan C-1X) (c) [6]

Môi trường trầm tích Đệ Tam khu vực giếng khoan C-1X tương đồng với môi trường trầm tích Đệ Tam của bể Malay - Thổ Chu (Hình 3). Ranh giới giữa các môi trường đầm hồ, đồng bằng châu thổ - ven biển và đồng bằng ngập lụt phân chia các hệ tầng sinh, chứa, chắn được xác định bởi tài liệu địa chấn kết hợp với tài liệu phân tích mẫu thạch học, cổ sinh - địa tầng và minh giải log tại giếng khoan [2].

3. Hệ thống dầu khí

3.1. Đặc điểm tầng sinh

Nghiên cứu tầng sinh khu vực giếng khoan C-1X được thực hiện trên 30 mẫu vụn trong khoảng độ sâu 965 - 1.560 m (phân tích TOC, Rock-eval), 10 mẫu vụn trong khoảng độ sâu 600 - 1.505 m (phân tích độ phản xạ vitrin-



Hình 5. Kết quả phân tích thạch học cát kết độ sâu 1.200 - 1.045 m, giếng khoan C-1X [7]
(a); Biểu đồ phân loại cát kết giếng khoan C-1X: (< 15% matrix (b)), > 15% matrix (c)) [7, 8]

ite) và 5 mẫu vụn trong khoảng độ sâu 1.230 - 1.535 m (phân tích GCMS) [6]. Kết quả phân tích được tổng hợp như Hình 4).

3.1.1. Độ giàu vật chất hữu cơ và phân loại kerogen

- Độ sâu 965 - 1.560 m (Miocene dưới - Oligocene): Sét kết/sét - bột kết có độ giàu vật chất hữu cơ thấp tới trung bình (TOC = 0,36 - 0,59%), tiềm năng sinh hydrocarbon thấp ($S_2 = 0,67 - 1,90$ kg/T), biểu đồ quan hệ chỉ số hydrogen/Tmax cho thấy đặc trưng đá mẹ là kerogen loại II/III (HI = 167 - 335 mg/HC/gTOC), cho khả năng sinh dầu và khí.

2 mẫu than ở độ sâu 965 - 970 m và 1.400 - 1.405 m rất giàu hàm lượng vật chất hữu cơ và có tiềm năng sinh dầu khí rất tốt.

- Độ sâu 1.460 - 1.560 m (Oligocene): Sét kết/sét - bột kết có độ giàu vật chất hữu cơ trung bình (TOC = 0,52 - 0,69%), tiềm năng sinh hydrocarbon trung bình ($S_2 = 2,01 - 2,40$ kg/T), biểu đồ quan hệ chỉ số Hydrogen/Tmax cho thấy đặc trưng đá mẹ là kerogen loại II/III (HI = 348 - 387 mg/HC/gTOC), cho khả năng sinh dầu và khí.

3.1.2. Mức độ trưởng thành nhiệt

Độ phản xạ vitrinite của các mẫu trong khoảng độ sâu 600 - 620 m và 1.500 - 1.505 m cho giá trị $R_0 = 0,35 - 0,43\%$ có nghĩa là đá mẹ ở đây chưa đạt ngưỡng trưởng thành. Giá trị Tmax < 435 °C tương ứng cũng khẳng định mức độ chưa trưởng thành nhiệt của đá mẹ ở khu vực nghiên cứu.

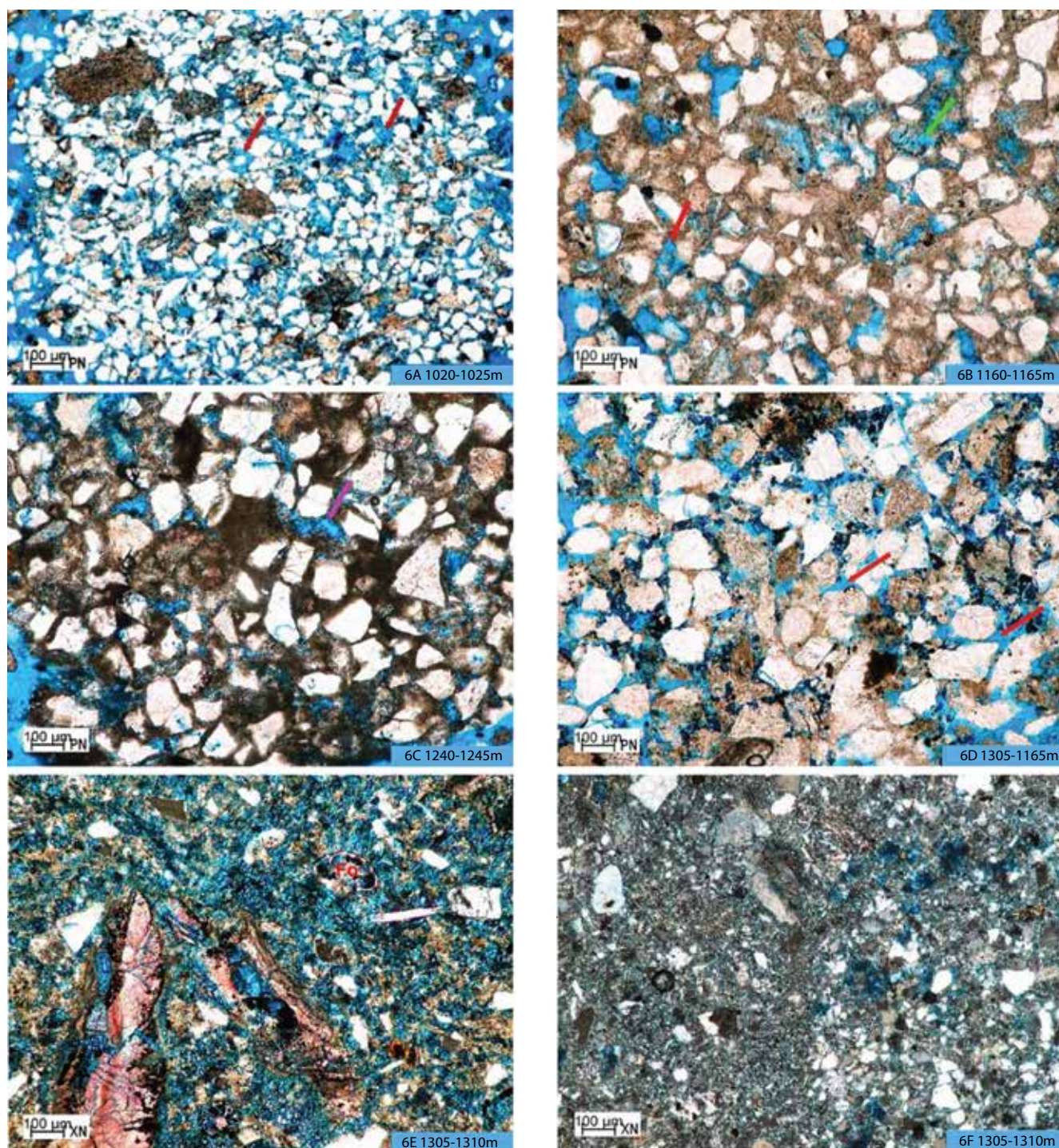
3.2. Đặc điểm đá chứa

Nghiên cứu đá chứa khu vực giếng khoan C-1X được thực hiện trên 22 mẫu vụn, với các chỉ tiêu phân tích thạch học lát mỏng (thin-section) và nhiễu xạ Rơnghen (XRD) trong khoảng độ sâu 965 - 1.560 m cùng 5 mẫu phân tích hiển vi điện tử quét (SEM) trong khoảng độ sâu 1.130 - 1.250 m [7]. Kết quả phân tích được tổng hợp như sau:

3.2.1. Phân tích thạch học

Trong khoảng độ sâu phân tích tồn tại các loại đá khác nhau như: sét kết, bột kết, cát kết và đá vôi. Kết quả phân tích thạch học lát mỏng đá cát kết - đối tượng chứa chính được tổng kết ở Hình 5a.

Cát kết có thành phần độ hạt thay đổi rất khác nhau (từ rất mịn cho đến thô), chủ yếu là loại sub-litharenite và sub-arkose, một vài mẫu là lithic arkose, feldspathic

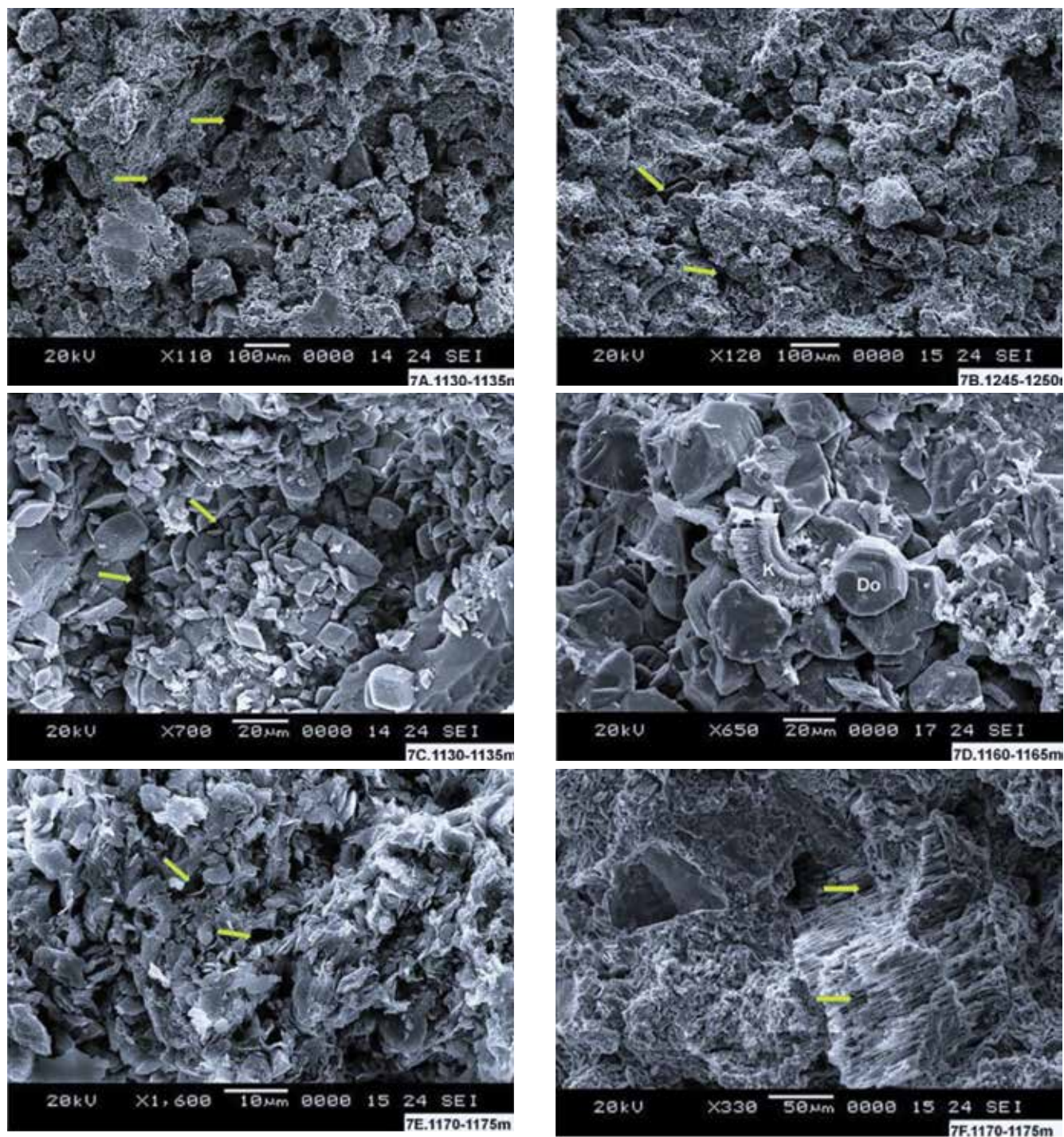


Hình 6. Ảnh phân tích thạch học lát mỏng giếng khoan C-1X [7]

litharenite đến lithic greywacke (Hình 5b và c); độ mài tròn từ bán góc cạnh đến bán tròn cạnh và tròn cạnh; độ chọn lọc trung bình đến tốt [8].

Thành phần thạch học chủ yếu là thạch anh, với hàm lượng trung bình 40 - 50%; feldspar có hàm lượng thấp (2,4 - 8,6%); các mảnh đá: vụn núi lửa (2 - 7,4%), mảnh granite (0,6 - 3,2%), mảnh đá phiến (0,4 - 3,6%), mảnh quartzite (0,2 - 1,8%). Vật liệu nền (matrix) trung bình 2

- 7%. Khoáng vật nặng gồm zircon và apatite. Xi măng và khoáng vật thứ sinh có mặt trong tất cả các mẫu cát kết, với hàm lượng từ trung bình đến cao. Xi măng carbonate có mặt ở trong tất cả các mẫu, gồm dolomite (3,2 - 20,2%), calcite (1 - 8,4%), siderite trung bình 8%... Khoáng vật sét thứ sinh gồm chlorite (0,6 - 2,4%) và sét khác (1,2 - 4,6%). Ngoài ra còn có sự hiện diện của khoáng vật không thấu quang như pyrite với hàm lượng 0,6 - 1,6%.

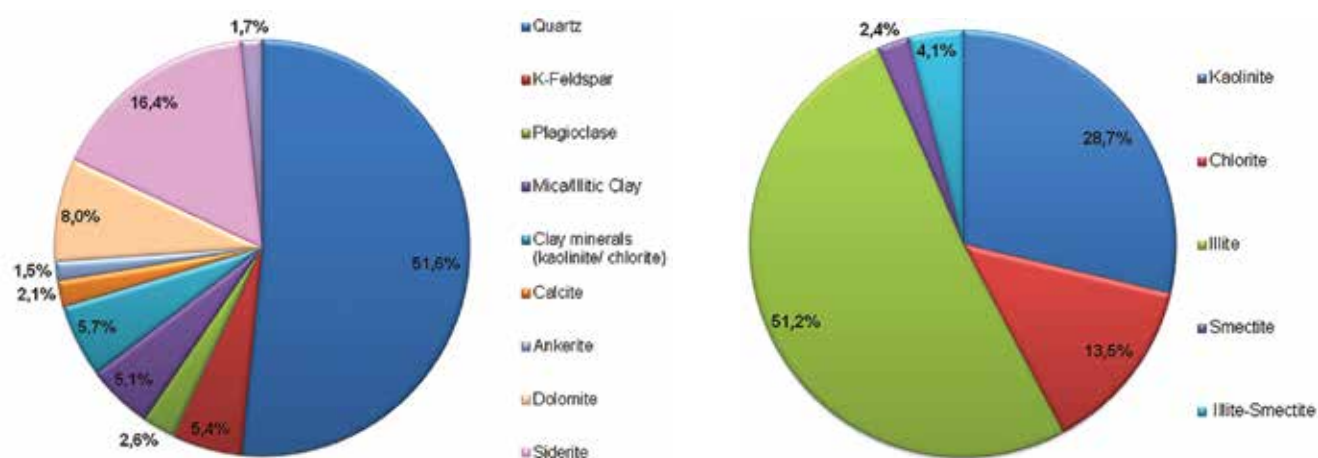


Hình 7. Ảnh phân tích mẫu SEM, giếng khoan C-1X [7]

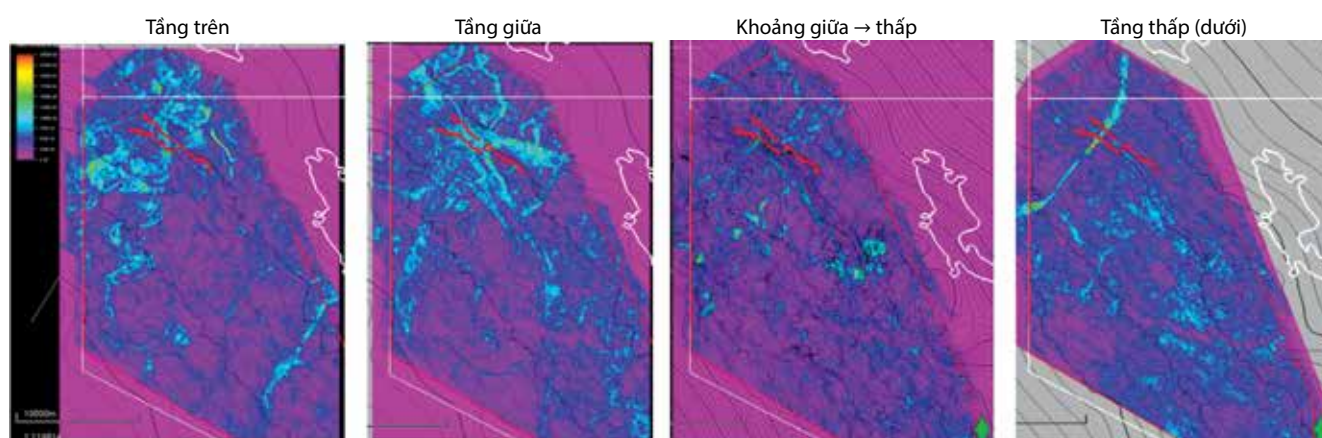
Độ rỗng nhìn thấy (visible porosity) quan sát trên lát mỏng thạch học được bảo tồn khá tốt (Hình 6a - d), gồm: độ rỗng liên thông giữa hạt (mũi tên màu đỏ) < 13,2%, độ rỗng giữa các tinh thể hình thành do quá trình dolomite hóa (mũi tên màu hồng) < 6,4% và độ rỗng thứ sinh do hòa tan các hạt feldspar (mũi tên màu xanh) < 1,2%. Độ rỗng của đá chịu sự chi phối mạnh mẽ bởi sự có mặt của các khoáng vật thứ sinh (dolomite, siderite, khoáng vật sét) và vật liệu nền (matrix). Các mẫu gắn kết bởi xi măng

carbonate (Hình 6e) và hàm lượng vật liệu nền cao (Hình 6f) có độ rỗng tương đối kém [7, 9].

Theo kết quả phân tích 5 mẫu hiển vi điện tử quét (SEM), độ rỗng có thể quan sát rõ trên ảnh, gồm: độ rỗng liên thông giữa hạt (Hình 7a và b), độ rỗng hình thành từ các hạt kết tinh (Hình 7c) và vi lỗ rỗng nằm trong các hòng sét (Hình 7e). Các khoáng vật thứ sinh chủ yếu gồm dolomite, siderite, calcite, pyrite và khoáng vật sét (Hình 7d). Sự có mặt và phát triển của khoáng vật thứ sinh trong đá



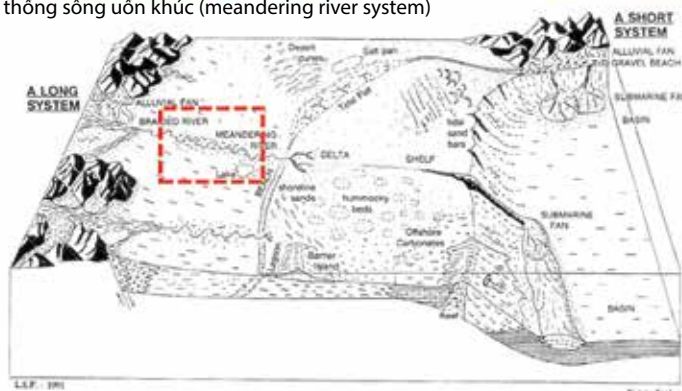
Hình 8. Kết quả phân tích thành phần sét giếng khoan C-1X [7]



Các thân cát khu vực C-1X hình thành bởi hệ thống sông uốn khúc (meandering river system)



Hệ thống sông uốn khúc



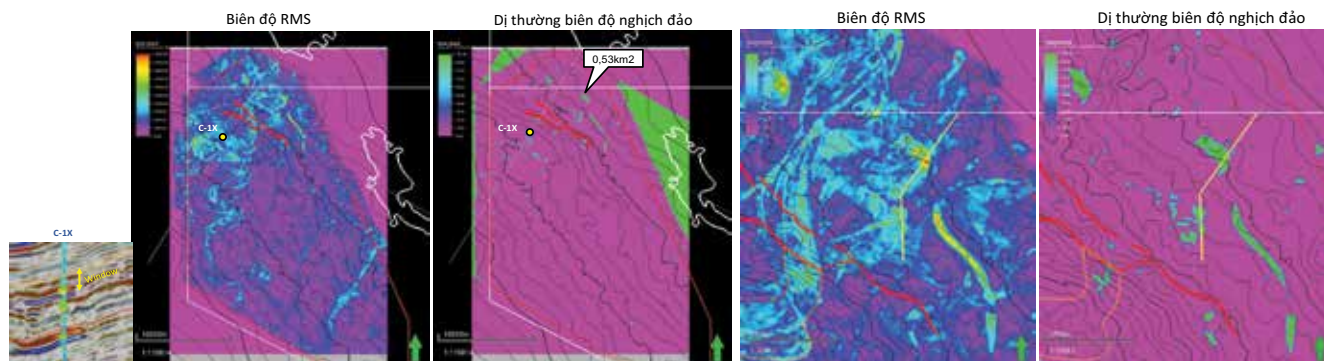
Hình 9. Mô hình thành tạo các thân cát tầng chứa khu vực nghiên cứu [2, 11]

làm giảm độ rỗng và độ thấm, tức giảm mức độ lưu thông của chất lưu, ảnh hưởng xấu đến chất lượng đá chứa. Chỉ có một quá trình biến đổi thứ sinh làm tăng độ rỗng, đó là quá trình hòa tan khoáng vật kém bền vững trong đá (feldspar), hình thành nên độ rỗng thứ sinh và cải thiện chất lượng đá chứa (Hình 7f) [7, 9, 10].

Để đánh giá chi tiết về thành phần khoáng vật tạo đá và thành phần sét đi kèm, 22 mẫu vụn đã được phân tích bằng phương pháp nhiễu xạ Rơnghen (XRD) [7, 8].

Kết quả phân tích tổng hàm lượng đá cho thấy,

khoáng vật tạo đá chủ yếu gồm thạch anh (51,6%), tiếp theo là lượng nhỏ hơn K-feldspar, plagioclase, mica, calcite, dolomite... Đặc biệt siderite hiện diện khá nhiều trong khoảng độ sâu này (16,4%). Kết quả phân tích thành phần sét cho thấy illite chiếm ưu thế, ít hơn là kaolinite và chlorite cùng một lượng nhỏ sét hỗn hợp lớp illite-smectite (Hình 8). Smectite chỉ xuất hiện ở độ sâu nhỏ hơn 1.505 m (hàm lượng 14,9 - 19%) cho thấy được thành tạo từ sét trương nở nguồn gốc núi lửa (volcanic montmorillonite), khó chuyển hóa thành illite trong môi trường biển.



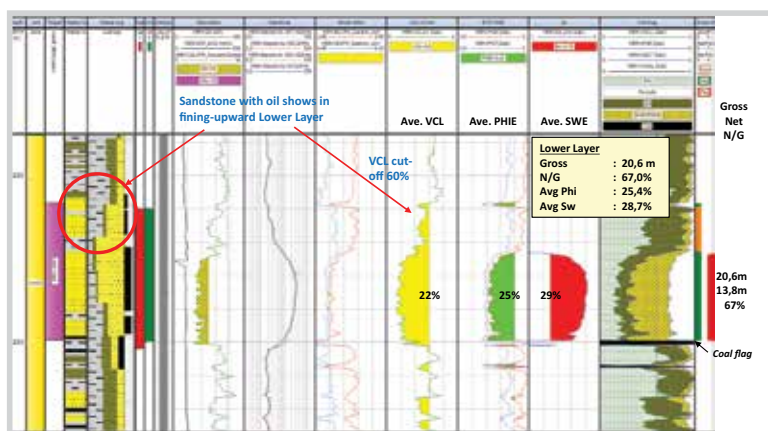
Hình 10. Phân bố các vỉa cát khu vực nghiên cứu [2, 11]

Tổng hợp kết quả nghiên cứu (thạch học lát mỏng, SEM và XRD) cho thấy cát kết khu vực nghiên cứu có chất lượng chứa từ trung bình tới khá, đôi chỗ chất lượng chứa được cải thiện tốt hơn (vỉa chứa phát hiện dầu khí tại giếng C-1X ở độ sâu 1.230 - 1.350 m) do độ rỗng của đá được bảo tồn, ít chịu ảnh hưởng của quá trình xi măng hóa và lấp nhét bởi khoáng vật thứ sinh.

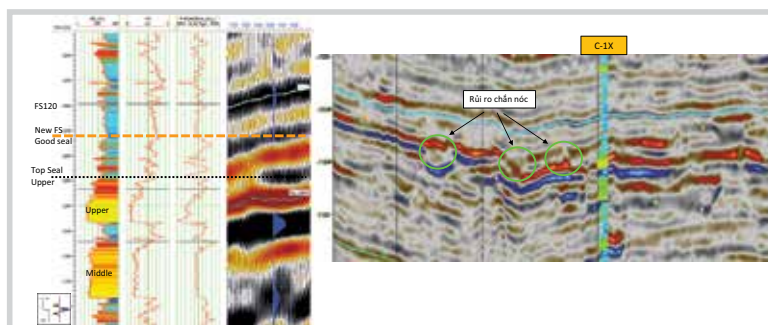
3.2.2. Phân bố của các vỉa chứa

Theo kết quả phân tích dị thường biên độ nghịch đảo địa chấn, khu vực nghiên cứu tồn tại một số vỉa chứa cát kết hình thành bởi hệ thống sông uốn khúc (Hình 9). Tuy nhiên, các vỉa chứa phát triển không liên tục và phân bố trong phạm vi hẹp < 1 km² (Hình 10). Một số vỉa có thể liên thông với nhau, do vậy tương đối khó xác định độ sâu ranh giới khép kín của bẫy/tầng chắn [2].

Tại giếng khoan C-1X, đã phát hiện hydrocarbon tại tập đá chứa Miocene dưới ở độ sâu 1.230 - 1.250 m. Kết quả minh giải địa vật lý giếng khoan (LWD) cho thấy đây là vỉa sản phẩm chứa dầu (Hình 11).



Hình 11. Vỉa chứa dầu trong Miocene dưới (giếng C-1X, độ sâu 1.230 - 1.250 m) [2]

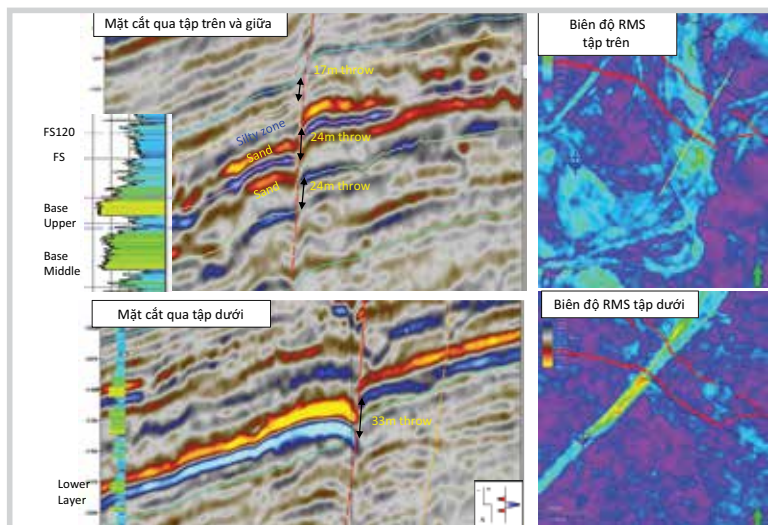


Hình 12. Mặt cắt địa chấn minh họa tầng chắn nóc cho các vỉa chứa Miocene [2]

Sơ bộ tính toán cho thấy trữ lượng tại chỗ khu vực giếng khoan C-1X không lớn, nhưng đã khẳng định hoạt động tích cực của hệ thống dầu khí tại rìa Tây Nam khu vực nghiên cứu, gợi mở cho công tác tìm kiếm, thăm dò trong thời gian tiếp theo.

3.3. Đặc điểm tầng chắn

Kết quả khoan giếng C-1X đã xác định được tầng chắn nóc là các tập sét nằm phía trên tầng đá chứa Miocene dưới, tương ứng



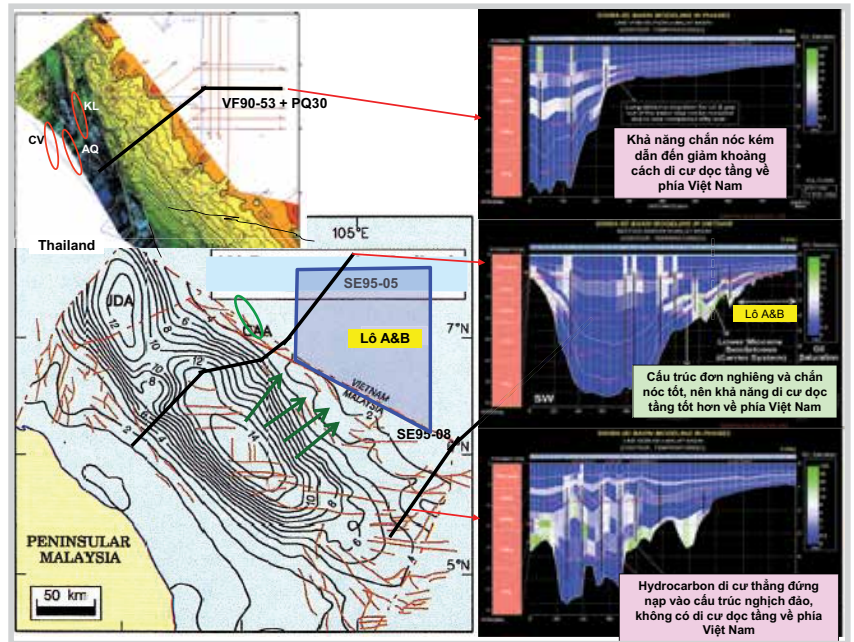
Hình 13. Mặt cắt địa chấn minh họa khả năng chắn biên của đứt gãy [2]

với bề mặt ngập lụt FS, FS120 trên mặt cắt địa chấn (Hình 12).

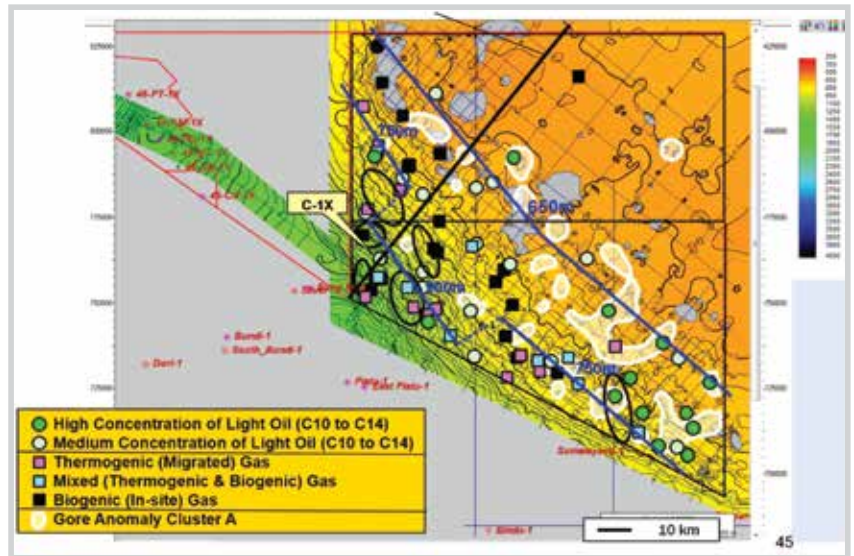
Các đứt gãy đóng vai trò chắn biên tại giếng C-1X được xác định như Hình 13. Tuy nhiên, khả năng chắn biên của đứt gãy phụ thuộc vào giá trị SGR (Shale Gouge Ratio), tức tỷ phần sét tại các vỉa nằm 2 bên cánh đứt gãy. Các vỉa trong phần giữa và trên (Upper & Middle Layer) có giá trị SGR thấp ($< 0,3$), tức tỷ phần sét thấp, đồng thời có sự tiếp xúc một phần giữa các vỉa hàm lượng cát cao hơn bên cánh sụt với cánh nâng, do vậy đứt gãy gần như không chắn. Các vỉa trong phần dưới (Lower Layer) có giá trị SGR lớn hơn ($0,3 < \text{SGR} < 0,6$), tức tỷ phần sét cao hơn, đồng thời vỉa cát bên cánh nâng tiếp xúc với vỉa sét bên cánh sụt, do vậy đứt gãy có khả năng chắn tốt [2, 11].

3.4. Dịch chuyển dầu khí và tạo bẫy

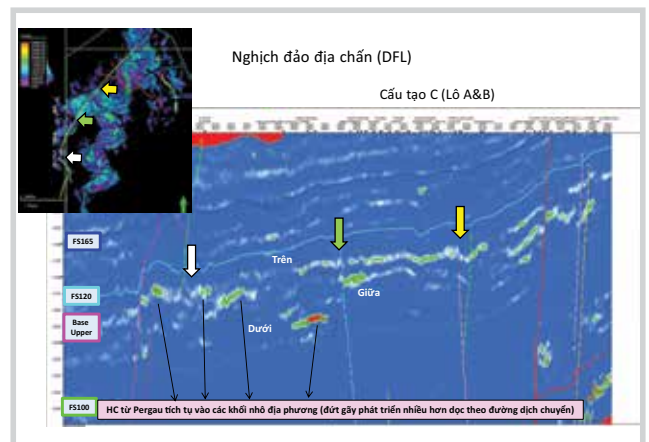
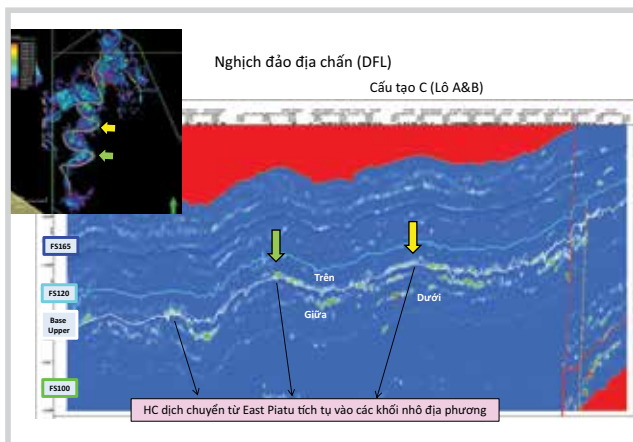
Kết quả nghiên cứu mô hình địa hóa khu vực thực hiện bởi JOGMEC và VPI [12] cho thấy, đá mẹ khu vực bể Malay - Thổ Chu được hình thành từ các tầng sinh đầm hồ (lacustrine) tuổi Oligocene - Miocene dưới và tầng sinh châu thổ - sông (fluvial - deltaic) tuổi Miocene giữa - trên có nguồn gốc từ than, được di cư với khoảng cách khá lớn ($> 100 \text{ km}$) từ trung tâm bể Malay đến khu vực nghiên cứu (Hình 14) [12, 13].



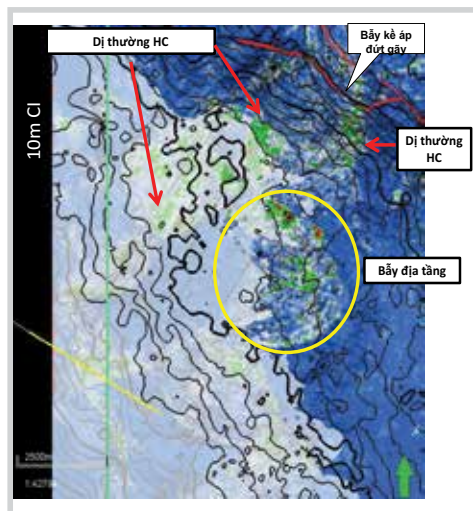
Hình 14. Mô hình dịch chuyển đá mẹ khu vực nghiên cứu [12]



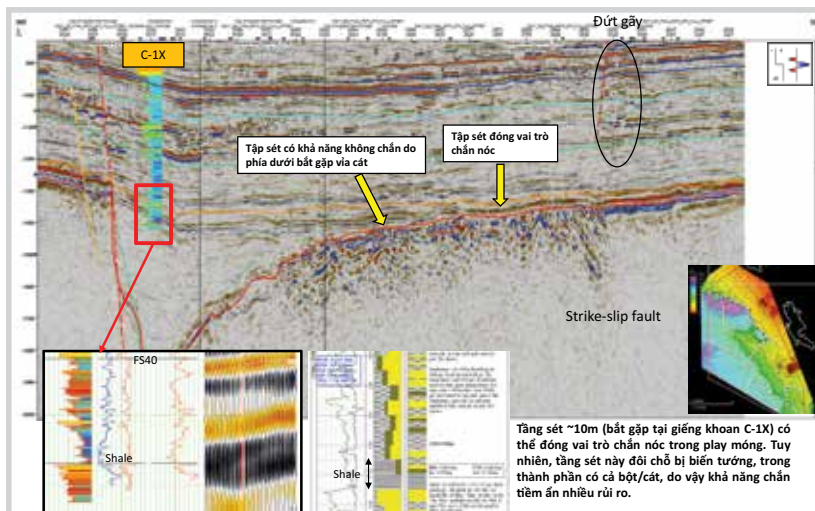
Hình 15. Kết quả phân tích mẫu địa hóa bề mặt khu vực nghiên cứu [12]



Hình 16. Cơ chế dịch chuyển hydrocarbon vào bẫy chứa [2]



Hình 17. Bẫy chứa dạng hỗn hợp cấu trúc - địa tầng khu vực nghiên cứu [2]



Hình 18. Mặt cắt địa chấn phương Tây Bắc - Đông Nam qua khu vực nghiên cứu [2]

Khảo sát địa hóa bề mặt thực hiện bởi Idemitsu [13] cho thấy mật độ cao đến trung bình của dầu nhẹ ($C_{10} - C_{14}$) tập trung ở phần Tây Nam của lô, nơi có giếng khoan C-1X. Điều đó cho thấy dầu khí đã được di cư đến từ trung tâm của bể Malay. Dầu và khí cùng di cư, nhưng khí di thoát sớm hơn do có mật độ và độ nhớt thấp hơn (Hình 15).

Tại khu vực nghiên cứu, dầu khí được nạp vào bẫy theo cơ chế dịch chuyển ngang từ tầng sinh tới các tầng chứa và dịch chuyển thẳng đứng thông qua kênh dẫn là các đứt gãy (Hình 16). Dịch chuyển thẳng đứng thường mang tính địa phương trong khu vực phát triển nhiều đứt gãy, trong khi đó dịch chuyển ngang có phạm vi ảnh hưởng lớn hơn [13]. Tuy nhiên, khoảng cách dầu khí có thể dịch chuyển ngang từ tầng sinh tới các tầng chứa, đặc biệt là khu vực rìa bể vẫn cần phải tiếp tục nghiên cứu, làm rõ.

Kết quả phân tích nghịch đảo địa chấn (simultaneous inversion) [2, 11] cho thấy, khu vực nghiên cứu tồn tại các loại bẫy: kè áp đứt gãy (ít gặp đứt gãy lớn trong khu vực), bẫy nếp lồi (thường có diện tích khép kín cấu tạo khá nhỏ), bẫy kè áp móng (gặp nhiều rủi ro liên quan đến tầng chắn) và bẫy địa tầng/hỗn hợp cấu trúc - địa tầng (thường có quy mô nhỏ).

Trong khu vực Lô A & B, bẫy địa tầng tồn tại ở phía Nam, nhưng dị thường hydrocarbon lại nằm trên cánh nâng của đứt gãy phía Bắc và phía Tây của Lô A & B, độ sâu dưới 1.090 m. Do vậy, bẫy chứa ở đây được xác định là bẫy dạng hỗn hợp cấu trúc - địa tầng (Hình 17).

3.5. Play móng

Trong bể Malay - Thổ Chu, hiện có giếng khoan 46-KM-1X khoan đến đối tượng móng và đã xác định được thành phần đá móng chủ yếu là đá biến chất (metamorphic) [3].

Rủi ro chính đối với play móng là khả năng chắn nóc và chất lượng tầng chứa liên quan đến thành phần thạch học đá móng (có thể là đá biến chất, tương tự khu vực giếng khoan 46-KM-1X). Giếng khoan C-1X đã khoan vào tầng sét độ dày 10 m (xác định bởi giá trị GR cao ở dưới ranh giới FS40) cho thấy đây có thể là tầng chắn nóc (một phần) cho play móng. Tuy nhiên, do lớp sét này khá mỏng và thay đổi thành phần theo chiều ngang (đã bắt gặp nhiều lớp cát kết/bột kết ở trên và dưới tập sét này tại giếng khoan C-1X) nên khả năng chắn nóc tiềm ẩn rủi ro lớn (Hình 18).

Với các thông tin có được đến thời điểm hiện tại, có thể thấy play móng khu vực nghiên cứu còn tồn tại nhiều rủi ro địa chất. Tuy nhiên, do thông tin về đối tượng móng còn hạn chế nên việc nghiên cứu, đánh giá chi tiết tiềm năng dầu khí play móng cần tiếp tục được tiến hành khi triển khai công tác tìm kiếm thăm dò tại khu vực.

4. Trao đổi và thảo luận

Kết quả phân tích nhiệt phân Rock-eval [6] tại khu vực giếng khoan C-1X (độ sâu 1.230 - 1.235 m, 1.235 - 1.240 m, 1.240 - 1.245 m, 1.245 - 1.250 m và 1.530 - 1.535 m) cho thấy đá mẹ có nguồn gốc đầm hồ (lacustrine), với lượng nhỏ vật chất hữu cơ nguồn gốc lục địa. Có 2 mẫu than ở độ sâu 965 - 970 m và 1.400 - 1.405 m rất giàu hàm lượng vật chất hữu cơ (TOC tương ứng 47,52% và 42,38%) và có tiềm năng sinh dầu khí rất tốt (S2 tương ứng 144,23 kg/T và 130,22 kg/T).

Đá mẹ tại giếng khoan C-1X có độ phản xạ vitrinite $R_0 = 0,35 - 0,43\%$, $T_{max} < 435^\circ C$ cho thấy đá mẹ chưa đạt ngưỡng trưởng thành, nên hydrocarbon không được sinh tại chỗ mà di cư từ nơi khác đến. Một số mẫu (độ sâu 1.230

- 1.235 m và 1.235 - 1.240 m) có tính chất tương tự với mẫu dầu/condensate có mặt ở khu vực khác trong bể Malay - Thổ Chu. Như vậy, nhóm tác giả cho rằng đá mẹ khu vực nghiên cứu được di cư đến từ trung tâm bể Malay (có nét tương đồng với đá mẹ ở mỏ Pergau và East Piatu phía Malaysia). Nhận định này cũng phù hợp với các kết quả nghiên cứu về mô hình địa hóa tiến hành bởi Idemitsu và Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) năm 2013 [13].

Kết quả phân tích tổng hợp về thạch học cho thấy các khoáng vật tạo đá và khoáng vật sét đi kèm tại khu vực nghiên cứu ít chịu ảnh hưởng của quá trình chôn vùi (burial). Chúng được vận chuyển đến từ một khoảng cách khá xa so với nguồn cung vật liệu, có thể chuyển tiếp từ môi trường sông cho đến đồng bằng ven biển (chịu ảnh hưởng của điều kiện sóng đến thủy triều). Chất lượng đá chứa chịu sự chi phối lớn của thành phần các khoáng vật thứ sinh trong các vỉa chứa. Theo đó, cùng với sự tồn tại của xi măng gắn kết carbonate, sự có mặt phong phú của các loại sét có tính trương nở (smectite, illite-smectite) có ảnh hưởng tiêu cực đến khả năng bảo tồn độ rỗng cũng như khả năng lưu thông của các chất lưu, tức làm giảm độ thấm và độ thấm của đá chứa [7].

Phát hiện dầu khí trong 20 m vỉa chứa cát kết Miocene dưới cho thấy tập sét nằm phía trên đóng vai trò tầng chắn nóc. Rủi ro chắn biên của đứt gãy liên quan tới tỷ phần sét và tiếp xúc giữa các vỉa hàm lượng sét thấp ở 2 bên cánh đứt gãy [2].

Mặc dù cả dầu và khí cùng di cư từ phía Malaysia đến phía Việt Nam, nhưng khí bị di thoát trước do có mật độ và độ nhớt thấp hơn. Với khoảng cách khá lớn (> 100 km) từ trung tâm bể, dự báo chủ yếu dầu nhẹ (hàm lượng C_{10} - C_{14}) di cư được đến phần rìa Tây Nam bể Malay - Thổ Chu [2, 13].

Theo đánh giá của nhà thầu tuy phát hiện không đem tính thương mại, nhưng việc tìm ra dầu ở giếng khoan C-1X nằm tương đối xa các khu vực đã có phát hiện và các mỏ đang khai thác (cách mỏ Sông Đốc gần nhất khoảng 50 km về phía Tây Bắc), cho thấy tiềm năng dầu khí ở khu vực này vẫn là ẩn số hấp dẫn đối với công tác tìm kiếm, thăm dò trong thời gian tới.

5. Kết luận

Kết quả khoan giếng C-1X với phát hiện dầu trong tầng chứa Miocene dưới đã khẳng định hoạt động tích cực của hệ thống dầu khí tại khu vực rìa Tây Nam bể Malay - Thổ Chu, là cơ sở để tiếp tục đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò trong khu vực này.

Đá mẹ khu vực nghiên cứu là các tầng sinh thành tạo trong môi trường đầm hồ (lacustrine) và tầng sinh châu thổ - sông (fluvial - deltaic) tuổi Miocene giữa - trên có nguồn gốc từ than, hàm lượng vật chất hữu cơ thay đổi từ trung bình đến tốt, chủ yếu sinh dầu và khí (kerogen loại II và III). Dầu khí được di cư từ trung tâm bể Malay (phía Malaysia) đến khu vực rìa Tây Nam bể Malay - Thổ Chu và nạp vào bể chứa dạng hỗn hợp cấu trúc - địa tầng, với sự chiếm ưu thế của dầu nhẹ.

Đá chứa là các vỉa cát hình thành bởi hệ thống sông uốn khúc (meandering channel) trong môi trường sông (fluvial) đến đồng bằng ven biển (coastal plain), phân bố trong phạm vi hẹp và bề dày không lớn. Phân loại đá chứa chủ yếu là loại sub-litharenite và sub-arkose, với chất lượng chứa thay đổi từ kém tới trung bình, đôi chỗ được cải thiện tốt hơn, tùy thuộc hàm lượng xi măng và mức độ biến đổi của khoáng vật thứ sinh trong đá.

Đá chắn là các tập sét xen kẹp các vỉa than hình thành trong môi trường đầm lầy ngập lụt (mangrove swamp), có bề dày không lớn trong khu vực rìa Tây Nam của bể.

Hệ thống dầu khí trầm tích Đệ Tam khu vực nghiên cứu được dự báo tồn tại các cụm bể chứa tiềm năng, tuy nhiên ít có khả năng bắt gặp ở quy mô lớn. Đối với tầng móng, tồn tại nhiều rủi ro liên quan đến khả năng chắn nóc, cũng như bản chất thạch học (thành phần biến chất) của đá móng, cần được tiếp tục nghiên cứu và làm rõ.

Tài liệu tham khảo

- [1] Simon P.Todd, M.E.Dunn and A.J.G.Bawise, "Characterizing petroleum systems in the tertiary of SE Asia", *Petroleum geology of Southeast Asia*, Geological Society London Special Publications, Vol. 126, No. 1, pp. 25 - 47, 1997. DOI: 10.1144/GSL.SP.1997.126.01.04.
- [2] Idemitsu, "The geological and geophysical evaluation report for Blocks 39 & 40/02, offshore Vietnam", Final report, 2018.
- [3] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật (tái bản, sửa chữa và bổ sung), 2019, tr. 443 - 491.
- [4] Andrew D. Miall, *Principles of sedimentary basin analysis* (3rd updated and enlarge edition). Springer, 2000.
- [5] Thomas Hantschel and Armin I.Kauerauf, *Fundamental of basins and petroleum systems modeling*. Springer, 2009.
- [6] VPI, "Geochemical evaluation for cutting samples of 40/02-CS-1X well" (final report), 2018.

- [7] VPI, "Petrography, SEM and XRD analyses of 40/02-CS-1X well", (final report), 2018.
- [8] Robert L.Fork, *Petrology of sedimentary rocks*. Austin, Tex: Hemphill's Book Store, 1980.
- [9] Joan E.Welton, *SEM petrology atlas*. American Association of Petroleum Geologists, 1984, Vol. 4.
- [10] F.J.Pettijohn, *Sedimentary rocks* (second edition). New York: Harper & Brothers, 1957.
- [11] Idemitsu, "The geological and geophysical evaluation report for drilling proposal of an exploration well in the C-South prospect, Blocks 39 & 40/02, Offshore Vietnam" (final report), 2017.
- [12] VPI and Idemitsu, "Characterization of petroleum system in Vietnam by State-of-the-art geochemical technology", *Phase 3 Malay - Tho Chu basin*, Final report for collaborative study, 2009.
- [13] JOGMEC and Idemitsu, "Joint study in the Blocks 39 and 40/02, offshore Vietnam" (final report), 2013.
- [14] Petronas, *The petroleum geology and resources of Malaysia*, 1999, pp. 665.
- [15] A.Sutoto, "The use of LWD and its impact on petrophysical evaluation in the Belida field, Block 'B', south Natuna Sea", *Indonesian Petroleum Association, 23rd Annual Convention*, 1994.

CHARACTERISATION OF PETROLEUM SYSTEMS IN THE SOUTHWESTERN MARGIN OF MALAY - THO CHU BASIN, OFFSHORE VIETNAM

Hoang Anh Tuan¹, Trinh Xuan Cuong¹, Nguyen Thu Huyen²

¹Vietnam Oil and Gas Group

²Vietnam Petroleum Institute

Email: tuanha03@pvn.vn

Summary

Results of recent explorations found hydrocarbon accumulation in Lower Miocene reservoir at the C-1X well, approx. 50km northwest of Song Doc productive field, and have confirmed the active petroleum systems in the southwestern margin of the Malay - Tho Chu basin in Vietnam.

The paper presents research results on the characteristics of the petroleum systems in the investigated area, including source rocks, reservoirs, seals, hydrocarbon migration and traps on the basis of integrated cutting sample analyses from the C-1X well in combination with regional geological and geophysical data. The obtained results contribute to a better understanding of the petroleum systems in the southwestern margin of Malay-Tho Chu basin, and encourage further exploration activities in this area in the future.

Key words: Petroleum system, source rock, reservoir, seal, southwestern margin, Malay - Tho Chu basin.

CẢI THIẾN HIỆU QUẢ SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG TRONG NHÀ MÁY LỌC DẦU

Trương Như Tùng, Nguyễn Hữu Lương, Nguyễn Phú Quý Anh, Nguyễn Thanh Sang

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: tungtn@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Chi phí năng lượng của các nhà máy lọc dầu trên toàn cầu trung bình chiếm khoảng 50% chi phí vận hành. Do vậy, sử dụng năng lượng hiệu quả luôn là yếu tố quan trọng để giảm chi phí sản xuất, nâng cao năng lực cạnh tranh, đặc biệt trong bối cảnh thị trường biến động về giá cả và các yếu tố thay đổi bất thường như thiên tai, dịch bệnh...

Tại châu Âu, áp lực dư thừa công suất chế biến đã bắt buộc các doanh nghiệp dầu khí triển khai các biện pháp giảm chi phí sản xuất. Tại Việt Nam, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy Lọc dầu Nghi Sơn có lợi thế vì công suất chỉ đáp ứng 70% thị trường tiêu thụ trong nước. Để nâng cao năng lực cạnh tranh so với xăng dầu nhập khẩu, việc tối thiểu chi phí vận hành là vấn đề đặc biệt quan trọng, trong đó, tối thiểu năng lượng tiêu thụ trong nhà máy lọc dầu phải nằm trong chiến lược phát triển dài hạn.

Bài báo phân tích kết quả triển khai chương trình sử dụng năng lượng hiệu quả ở 2 nhà máy lọc dầu điển hình ở Cộng hòa Liên bang Đức (là Bayernoil và PCK), từ đó rút ra một số kinh nghiệm có thể áp dụng cho các nhà máy lọc dầu ở Việt Nam.

Từ khóa: Sử dụng năng lượng hiệu quả, EII, chi phí năng lượng, chương trình cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng, Nhà máy Lọc dầu Bayernoil, Nhà máy Lọc dầu PCK.

1. Mở đầu

Trong nhà máy chế biến dầu khí, sử dụng năng lượng hiệu quả được hiểu là tiêu thụ ít năng lượng hơn để sản xuất một khối lượng chủng loại sản phẩm đầu ra hoặc để chế biến một khối lượng chủng loại nguyên liệu đầu vào. Ngành công nghiệp dầu khí bắt đầu quan tâm đến sử dụng năng lượng hiệu quả kể từ cuộc khủng hoảng dầu mỏ giai đoạn 1973 - 1979. Nhiều công ty dầu khí và hóa chất ở Mỹ đã thực hiện chương trình tiết giảm năng lượng và đạt được kết quả đáng kể như Texaco giảm 32% nhiên liệu tiêu thụ, nhà máy lọc dầu California tiết kiệm 1 triệu USD/năm với thời gian hoàn vốn 1,6 năm hay ExxonMobil tiết giảm gần 50 triệu thùng dầu quy đổi/năm khi triển khai chương trình tiết kiệm năng lượng ở 6 nhà máy lọc dầu của hãng kể từ năm 1974 - 1989 [1]. Đây là bước khởi đầu quan trọng hình thành văn hóa tiết giảm tiêu thụ năng lượng trong hoạt động sản xuất ở các công ty dầu khí lớn trên thế giới.

Theo ước tính của Energy Star, chi phí năng lượng trung bình tại nhà máy lọc dầu chiếm khoảng 50% tổng

chi phí vận hành [2]. Chi phí năng lượng trung bình của các nhà máy lọc dầu trong hiệp hội của Solomon chiếm tỷ trọng 48% chi phí vận hành, trong đó, cao nhất thuộc về khu vực châu Á - Thái Bình Dương với 62%, tiếp theo là khu vực châu Âu với 51% và ở khu vực châu Mỹ là 32% [3].

Các nhà máy chế biến dầu khí thực hiện các biện pháp để cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng thông thường do 2 yếu tố chính. Một là để cắt giảm chi phí vận hành, nâng cao lợi thế cạnh tranh trên thị trường. Hai là sự tác động của các chính sách kiểm soát khí thải gây hiệu ứng nhà kính của Liên hợp quốc (UN), châu Âu cũng như một số quy định riêng ở các quốc gia. Bên cạnh đó, sự phát triển nhanh chóng của công nghệ trong thời gian gần đây, đặc biệt là các thành tựu của công nghệ 4.0, tạo nên yếu tố thứ 3 góp phần giúp cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng. Raj Agnihotri ước tính ứng dụng công nghệ thông minh dọc theo thời gian thực của quá trình có thể giúp các nhà máy chế biến dầu khí giảm từ 5 - 7% năng lượng tiêu thụ [4].

Các cam kết cắt giảm khí thải gây hiệu ứng nhà kính của các nước tham gia hiệp ước chống biến đổi khí hậu toàn cầu của Liên hợp quốc từ năm 1995, mục tiêu 20-20-20 (CEP2020) của Liên minh châu Âu (EU) năm 2007 cũng đặt ra áp lực buộc các công ty dầu khí tìm kiếm các giải

pháp để nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng, giảm thiểu phát thải CO₂ từ các quá trình trong nhà máy lọc dầu. CEP2020 thể hiện 3 tham vọng lớn đến năm 2020 của EU, gồm [5]:

- Giảm 20% khí thải gây hiệu ứng nhà kính so với mức phát thải năm 1990;
- 20% năng lượng sử dụng là từ các nguồn tái tạo;
- Tăng hiệu suất năng lượng thêm 20%.

Ngoài ra, thị trường dầu khí cũng biến động và rủi ro cao, đặc biệt trong đại dịch COVID-19. Nhu cầu nhiên liệu vận tải của khu vực châu Á, theo dự báo của Wood Mackenzie, sẽ tăng nhẹ và đạt đỉnh vào năm 2038, sau đó giảm dần và được thay thế bằng các nguồn năng lượng tái tạo. Lợi nhuận lĩnh vực lọc dầu đang theo xu hướng giảm cũng là yếu tố tác động lớn làm cho các công ty dầu khí ngày càng chú trọng đến việc sử dụng năng lượng hiệu quả, đặc biệt là trong lĩnh vực lọc dầu.

Hiện nay, các nhà máy lọc dầu chủ yếu dùng chỉ số về mức độ sử dụng năng lượng được phát triển bởi Solomon (EII) để đánh giá hiệu quả sử dụng năng lượng của các quá trình công nghệ trong nhà máy. EII được định nghĩa là tỷ số giữa năng lượng tiêu thụ thực tế của nhà máy và năng lượng tiêu thụ "tiêu chuẩn" của nhà máy có cấu hình và công suất tương tự. EII càng thấp thì nhà máy lọc dầu càng sử dụng năng lượng hiệu quả. Ở khu vực châu Á - Thái Bình Dương, EII thấp nhất là 65% và cao nhất là 174%. Mỗi 1% EII giảm, nhà máy lọc dầu có thể tiết kiệm được tương ứng khoảng 1 tấn FO/giờ, quy đổi ra giá nhiên liệu năm 2019 sẽ tương ứng khoản tiền tiết kiệm là 2,8 triệu USD/năm trong thời điểm giá dầu thô Brent bằng 71 USD/thùng. Xét ở chỉ tiêu EII, Solomon xếp 25% nhà máy tốt nhất về năng lượng ở mỗi khu vực vào nhóm Q1, mỗi 25% tiếp theo tương ứng sẽ vào nhóm Q2, Q3 và Q4.

Chương trình cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng tổng thể ở các nhà máy lọc dầu, về cơ bản là xây dựng lộ trình giảm

EII có mục tiêu và kế hoạch hành động rõ ràng theo từng năm, trong đó tối thiểu phải có mục tiêu EII cần đạt ở cuối giai đoạn cùng với các dự án dự kiến sẽ triển khai và ước tính hiệu quả mang lại.

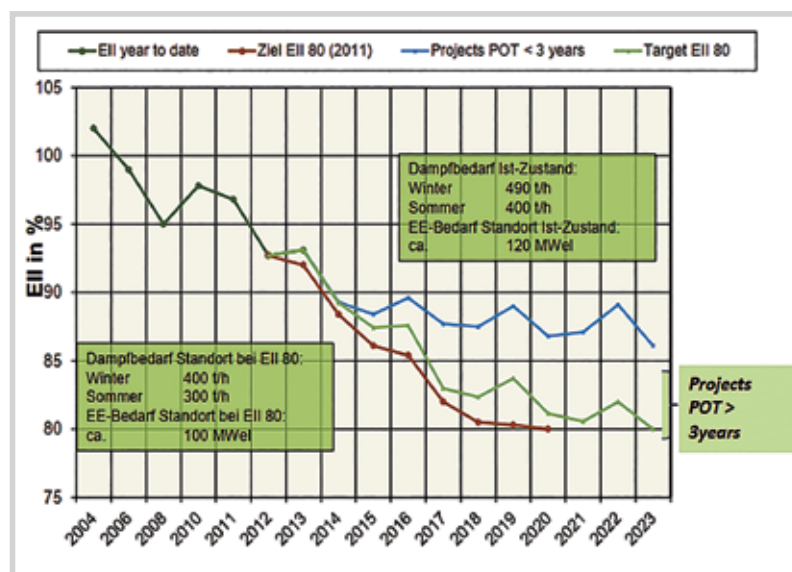
2. Các trường hợp xây dựng và triển khai thành công chương trình cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng

2.1. Nhà máy Lọc dầu PCK

Nhà máy Lọc dầu PCK được xây dựng từ năm 1960, có công suất chế biến 12 triệu tấn dầu thô/năm. Nhà máy đặt tại vùng Đông Đức, từ năm 1990 trở thành liên doanh của BP, Shell, Rosneft, Eni và Total. PCK cung ứng 90% nhu cầu nhiên liệu bang Berlin. Sản phẩm chính của nhà máy gồm: xăng, diesel, jet A1/heating oil, propylene và aromatic. Chi phí năng lượng năm 2018 chiếm 57% chi phí vận hành của nhà máy [3], cao hơn mức trung bình chung của châu Âu (51%) và nằm trong nhóm Q2 ở khu vực châu Âu về hiệu quả sử dụng năng lượng.

Nhà máy Lọc dầu PCK bắt đầu thực hiện chương trình cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng PEP từ năm 2010 với mục tiêu đặt ra đến 2023 giảm EII từ 98% (Q4) xuống 80% (Q1), tương ứng ~ 1,29%/năm. Để thực hiện mục tiêu đưa ra, PCK đã xây dựng hệ thống quản lý năng lượng với nhân sự chuyên trách theo chuẩn ISO 50001 có cam kết rõ ràng từ lãnh đạo và hệ thống triển khai theo chu trình khép kín PDCA (Plan - Do - Check - Act). Nhà máy Lọc dầu PCK đã tiến hành đánh giá hiệu quả hoạt động của hệ thống công nghệ để nhận diện các cơ hội có thể tối ưu, sàng lọc và sắp xếp các dự án theo thứ tự ưu tiên để triển khai. Đồng thời, xây dựng kế hoạch chi tiết cho từng năm với lộ trình cải hoán cụ thể kèm hiệu quả đạt được để trình phê duyệt của chủ sở hữu. Kế hoạch giảm EII cụ thể như Hình 1 [6].

Kế hoạch Nhà máy Lọc dầu PCK đưa ra gồm các dự án có khả năng thu hồi vốn ngắn hơn 3 năm và các dự án có thời gian thu hồi vốn dài hơn 3 năm. Lộ trình giảm EII của nhà máy rất rõ ràng và cho phép lựa



Hình 1. Lộ trình giảm EII của Nhà máy Lọc dầu PCK

chọn con đường đi từ năm 2014. Tại năm này, nếu chủ đầu tư tiếp tục với nguyên tắc thời gian thu hồi vốn cho các dự án cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng thấp hơn 3 năm thì EII sẽ giảm chậm dần và không thể xuống dưới 85% vào năm 2023; nếu chủ đầu tư chấp nhận thực hiện các dự án có thời gian hoàn vốn lớn hơn 3 năm thì kế hoạch đề ra có thể đạt được như dự kiến.

Các dự án PCK đã khởi xướng và triển khai thành công trong khuôn khổ chương trình cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng gồm:

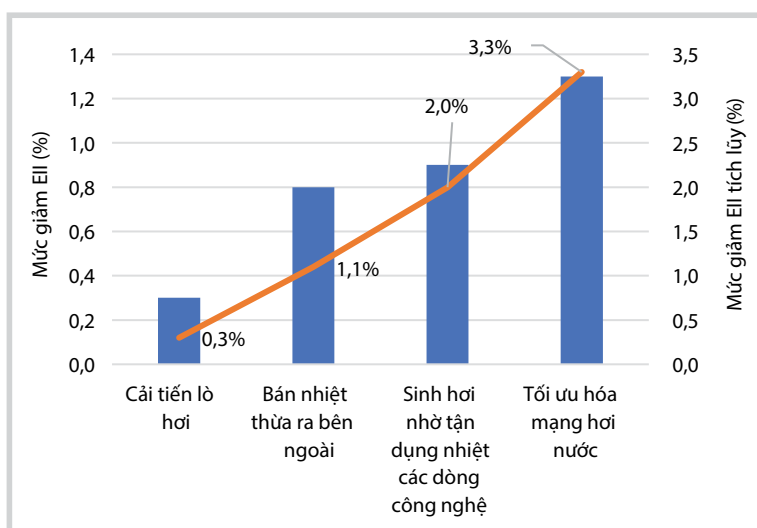
- Tối ưu hóa mạng hơi và lò hơi;
- Cải thiện hiệu suất nhiệt của các lò đốt từ 76% lên 90% thông qua việc lắp đặt thêm các thiết bị tận dụng nhiệt thừa và kiểm soát oxy trong khói thải;
- Cải tiến hệ thống lò hơi nhiệt thừa và mạng hơi ở phân xưởng cracking xúc tác;
- Tích hợp năng lượng ở các phân xưởng công nghệ.

Trong giai đoạn 2013 - 2017, PCK đã giảm EII xuống 3,3% tương ứng với 40 MW năng lượng tiết kiệm được, trong đó đóng góp của các giải pháp được thể hiện ở Hình 2 [7].

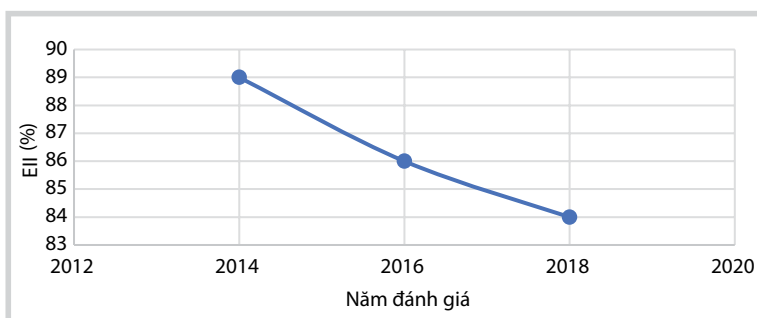
Tính đến năm 2018, hiệu quả của chương trình cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng giúp làm giảm EII của Nhà máy Lọc dầu PCK qua các năm, cụ thể như Hình 3 [3].

Hình 3 cho thấy so với mục tiêu đặt ra ban đầu, Nhà máy Lọc dầu PCK đang tiệm cận mục tiêu EII ở mức 80% (vào năm 2023) với khoảng cách 4% tại thời điểm năm 2018. Giai đoạn 2014 - 2018, EII giảm 5%, tương ứng 1,25%/năm.

Đến năm 2018, chương trình cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng ở Nhà máy Lọc dầu PCK đã vượt mục tiêu ban đầu là giảm EII trung bình 1,25%/năm. Trong giai đoạn thực hiện chương trình từ 2010 - 2018, EII đã giảm rõ rệt từ mức 98% xuống còn 84%, tương ứng mức giảm 1,75%/năm. Nhờ cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng liên tục với chương trình PEP, Nhà máy Lọc dầu PCK luôn nằm trong nhóm các nhà máy có lợi nhuận ròng cao (nhóm Q1) ở khu vực châu Âu [3].



Hình 2. Các dự án giảm EII tại Nhà máy Lọc dầu PCK trong giai đoạn 2013 - 2017



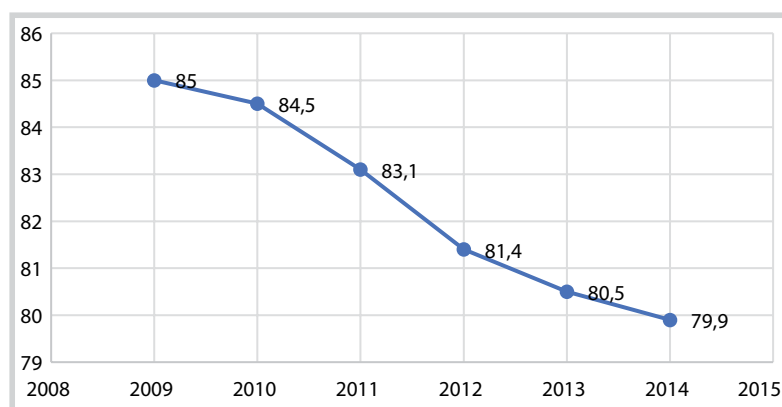
Hình 3. Chỉ số EII của Nhà máy Lọc dầu PCK trong giai đoạn 2014 - 2018

Điểm mấu chốt của kết quả đạt được tại PCK là đã xây dựng chương trình với mục tiêu cụ thể và có đánh giá kết quả qua từng năm. Giai đoạn đầu có thể thực hiện không cải hoán hoặc cải hoán nhỏ (thời gian hoàn vốn nhỏ hơn 3 năm) nhưng đến một giai đoạn nhất định (năm 2014) thì cần có những cải hoán lớn hơn với thời gian hoàn vốn dài hơn (lớn hơn 3 năm) để đạt được mục tiêu đặt ra.

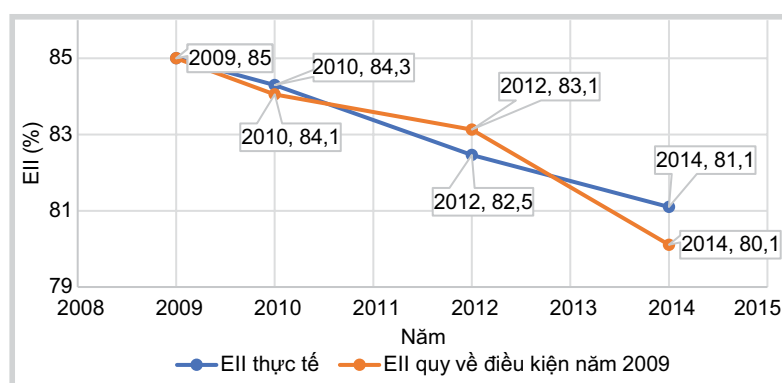
2.2. Nhà máy Lọc dầu Bayernoil

Nhà máy Lọc dầu Bayernoil đặt tại bang Bavaria là một nhà máy lọc dầu liên doanh của Varo (45%), Rosneft (35%) và Eni (20%). Nhà máy được xây dựng từ thập niên 1960 với công suất xử lý 10,3 triệu tấn dầu thô/năm. Dầu thô cấp cho nhà máy tương đối đa dạng và được cung ứng từ các vùng chủ yếu như: Bắc Mỹ, Bắc và Tây Phi, Biển Bắc và Liên bang Nga. Sản phẩm chính của nhà máy gồm: xăng, diesel, Jet A1, heating oil, naphtha, bitumen và LPG [7].

Dưới sự tác động của các hiệp ước cắt giảm khí thải CO₂ và CEP2020 của Liên minh châu Âu, vấn đề cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng và cắt giảm khí thải luôn được Bayernoil ưu tiên hàng đầu. Xét ở góc độ kinh tế, chi phí năng lượng (nhiên liệu và điện) của Bayernoil năm 2009 là 200 triệu EUR, tương ứng khoảng 50% chi phí của toàn nhà máy [8]. Do đó, cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng sẽ mang lại nhiều cơ hội giúp nhà máy giảm chi phí vận hành.



Hình 4. Lộ trình giảm EII của Nhà máy Lọc dầu Bayernoil trong giai đoạn 2009 - 2014



Hình 5. EII thực tế và quy đổi của Nhà máy Lọc dầu Bayernoil trong giai đoạn 2009 - 2014

Để triển khai đồng bộ các giải pháp cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng, Nhà máy Lọc dầu Bayernoil đã khởi xướng và triển khai chương trình cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng tổng thể, EnCon, nhằm phác thảo kế hoạch giảm EII với các dự án tối ưu hóa năng lượng triển khai từ năm 2009 - 2014. Trong năm 2009, EII của Nhà máy Lọc dầu Bayernoil được ước tính là 85%, nằm ở giữa nhóm Q1 và Q2 của khu vực châu Âu. Để giảm EII đi 1%, Nhà máy Lọc dầu Bayernoil phải giảm năng lượng tiêu thụ đi 11 MW/năm [8]. Chương trình EnCon đặt ra mục tiêu là giảm EII xuống dưới 80% (EII80) vào năm 2014 (sau khi quy đổi về công suất vận hành năm 2009), nằm trong nhóm đầu của Q1 theo bảng xếp hạng Solomon cho các nhà máy lọc dầu tại châu Âu. Chương trình EnCon được triển khai với cam kết từ cấp cao nhất của Bayernoil và sự tham gia của tất cả nhân viên trong nhà máy. Dựa trên các phân tích, đánh giá về cơ hội và khả năng triển khai các dự án tối ưu hóa hiệu quả sử dụng năng lượng cho tất cả các bộ phận trong toàn nhà máy, kế hoạch giảm EII của Nhà máy Lọc dầu Bayernoil qua các năm được xây dựng và thể hiện ở Hình 4.

Mục tiêu EII năm 2014 được ước tính bằng 79,9% dựa trên công suất vận hành của Nhà máy Lọc dầu Bayernoil trong năm 2009. Vì vậy, các kỹ sư của Nhà máy đồng thuận sử dụng công suất vận hành năm 2009 làm chuẩn để đánh giá kết quả giảm EII khi kết thúc chương trình [9].

Chương trình EnCon tổng thể của Nhà máy Lọc dầu Bayernoil trong giai đoạn 2009 - 2014 tập trung vào các hạng mục chính sau [8]:

- Tối ưu hóa mạng hơi nước và tái phối trí các thiết bị tiêu thụ hơi nước trong nhà máy;

- + Chuyển đổi turbine hơi nước từ dạng ngưng tụ sang dạng đối áp để tăng hiệu suất năng lượng;

- + Sử dụng năng lượng thừa từ các dòng công nghệ để thay thế hơi nước.

- Cải thiện hiệu suất hệ thống trao đổi nhiệt ở các phân xưởng công nghệ trong nhà máy và tối ưu hóa hệ thống cung cấp hydro;

- Tối ưu hóa điều kiện vận hành ở các phân xưởng công nghệ.

Tiêu chí được sử dụng để sàng lọc và ưu tiên các dự án cần được triển khai là thời gian hoàn vốn dưới 4 năm và chi phí đầu tư nhỏ (ưu tiên các dự án có chi phí đầu tư dưới 350 nghìn EUR).

Với lộ trình như Hình 4 kèm với các dự án dự kiến triển khai, chương trình cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng dự kiến tiết giảm 57 MW trong cả giai đoạn 2009 - 2014, trong đó 27 MW được tiết giảm vào năm 2011 và 30 MW vào các năm 2012 và 2013. Dự án cải thiện hiệu suất hệ thống trao đổi nhiệt được thực hiện với Koch Heat Transfer thực hiện lắp đặt trong thời gian bảo dưỡng lớn nhà máy năm 2011. Trong dự án này, Nhà máy Lọc dầu Bayernoil đã thay mới toàn bộ chùm ống trao đổi nhiệt ở hệ thống gia nhiệt nguyên liệu của các phân xưởng hydrocracking, xử lý lưu huỳnh bằng hydro và reformer. Dự án sau khi đi vào vận hành giúp giảm EII đi 1,5% với khoảng 16 MW năng lượng được tiết kiệm và kèm theo đó là giảm phát thải 27 nghìn tấn CO₂/năm [9].

Tổng kết chương trình EnCon tổng thể trong giai đoạn 2009 - 2014, EII của Nhà máy Lọc dầu Bayernoil đã giảm được 3,9% (chưa quy đổi về điều kiện năm 2009) xuống 81,1% so với mức 85% của năm 2009 và cách mục tiêu EII80 1,2% [10]. EII thực tế và EII quy đổi về năm 2009 của Nhà máy Lọc dầu Bayernoil được thể hiện ở Hình 5.

Dựa trên số liệu ở Hình 5, có thể kết luận

rằng chương trình giảm EII của Nhà máy Lọc dầu Bayernoil đã được thực hiện thành công, giá trị EII quy đổi về năm 2009 chỉ lệch 0,2% so với kế hoạch ban đầu ở Hình 4. Trong năm 2014 và năm 2015, Nhà máy Lọc dầu Bayernoil đã tiếp tục thực hiện chương trình EnCon với các dự án tiết kiệm năng lượng nhỏ và ghi nhận EII giảm 0,2%, đạt 80,9% sau khi kết thúc năm 2015. Kế hoạch giảm EII xuống 80% (giá trị theo điều kiện thực tế) vẫn đang được Nhà máy Lọc dầu Bayernoil chú trọng thực hiện bằng việc duy trì chương trình EnCon và xem như là thách thức lớn phải vượt qua trong giai đoạn tới [10].

3. Bài học kinh nghiệm và hướng tiếp cận cho các nhà máy lọc dầu ở Việt Nam

Kết quả nghiên cứu, phân tích của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) cho thấy, chương trình cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng của 2 nhà máy lọc dầu PCK và Bayernoil triển khai thành công vì:

- Có sự cam kết từ lãnh đạo cao nhất của nhà máy và các chủ đầu tư;
- Có sự đồng hành của toàn bộ nhân viên qua việc truyền thông nội bộ, gắn liền ý thức trách nhiệm với nhận thức tiết kiệm năng lượng là sự sống còn cho nhà máy và tất cả mọi người;
- Có mục tiêu rõ ràng để hướng đến là Q1 trong bảng xếp hạng Solomon;
- Có lộ trình và các phương án triển khai, đánh giá kết quả định kỳ (theo quý, năm);
- Có người chuyên trách và chịu trách nhiệm về năng lượng;
- Có chu trình triển khai khép kín theo mô hình PDCA;
- Có chương trình thưởng khi đạt mục tiêu;
- Chia sẻ kiến thức và trao đổi tin tức.

Các dự án tiết kiệm năng lượng đã đề cập và trọng tâm của mỗi nhà máy trên là trường hợp cụ thể và phụ thuộc vào điều kiện thực tế. Nhà máy Lọc dầu Bayernoil chú trọng vào mạng hơi và cải thiện hệ thống trao đổi nhiệt liệu trong khi Nhà máy Lọc dầu PCK lại tập trung vào tối ưu hóa hiệu suất nhiệt của các lò đốt trước tiên rồi mới đến mạng hơi. Nhà máy Lọc dầu PCK có xuất phát điểm thấp hơn Nhà máy Lọc dầu Bayernoil (EII cách nhau 10% tại thời điểm năm 2009) nhưng nhờ duy trì và thực hiện liên tục chương trình cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng nên đã tiếp cận gần hơn với nhóm Q1.

Tại Việt Nam, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được đưa vào vận hành thương mại từ năm 2010. Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã chú ý đến công tác tiết kiệm tiêu thụ năng lượng, tham gia đánh giá kết quả vận hành nhà máy theo Solomon vào các năm 2014, 2016, 2018. Kết quả EII của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất tuy có giảm qua các năm nhưng vẫn nằm trong nhóm Q4.

Nhà máy Lọc dầu Nghi Sơn được Công ty TNHH Lọc hóa dầu Nghi Sơn (NSRP) đưa vào vận hành thương mại từ tháng 12/2018 nên trong giai đoạn này chủ yếu tập trung vào khả năng chạy ổn định, an toàn và chưa tham gia đánh giá theo Solomon.

Từ kết quả nghiên cứu 2 trường hợp thành công điển hình ở châu Âu, để nâng cao năng lực cạnh tranh và hiệu quả hoạt động, VPI đề xuất các nhà máy lọc dầu Việt Nam cũng cần xây dựng chương trình cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng với lộ trình giảm EII rõ ràng và cụ thể. Chương trình tổng thể với mục tiêu cao nhất phải là đưa nhà máy vào nhóm Q1 về hiệu quả sử dụng năng lượng trong bảng xếp hạng của Solomon và có các kế hoạch hành động đi kèm để đảm bảo đạt mục tiêu đề ra. Tốc độ giảm EII 1,75%/năm (như kết quả PCK đã đạt được trong giai đoạn 2010 - 2018) là tham khảo rất có giá trị với các nhà máy thuộc nhóm Q4 và Q3 khi xây dựng lộ trình. Nếu nhà máy lọc dầu đã nằm trong nhóm Q2 về sử dụng hiệu quả năng lượng, tốc độ giảm EII 1%/năm như Bayernoil là phù hợp khi xây dựng lộ trình. Các tiêu chí sử dụng để sàng lọc các dự án tiết kiệm năng lượng được phát triển dựa trên điều kiện thực tế của từng nhà máy, các ưu tiên trong từng thời kỳ phát triển và chiến lược phát triển của doanh nghiệp trong đó, thời gian hoàn vốn và chi phí đầu tư là 2 yếu tố quan trọng nhất.

4. Kết luận

Chương trình cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng tổng thể, PEP của Nhà máy Lọc dầu PCK hay EnCon của Nhà máy Lọc dầu Bayernoil là minh chứng rất hiệu quả về sự cần thiết của chương trình cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng tổng thể đối với các nhà máy lọc dầu nói riêng và nhà máy chế biến dầu khí nói chung. Một chương trình cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng có mục tiêu rõ ràng và lộ trình cụ thể là điều kiện trước hết để thành công. Các ưu tiên cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng tùy vào trường hợp cụ thể và thay đổi tùy theo tình hình thực tế của mỗi nhà máy. Lộ trình giảm EII của Nhà máy Lọc dầu PCK và Nhà máy Lọc dầu Bayernoil lần lượt là lộ trình tham khảo tốt cho các nhà máy lọc dầu thuộc nhóm Q4/Q3 và Q2/Q1.

Tài liệu tham khảo

- [1] K.R.Amarnath, Jimmy Kumana and J.V.Shah, "Benchmarks for industrial energy efficiency", in 31st *Intersociety Energy Conversion Engineering Conference*, 1996.
- [2] Ernst Worrell and Christina Galitsky, "Energy efficiency improvement in the petroleum refining industry," *ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Industry*, 2005.
- [3] *PCK Refinery report*, 2018.
- [4] R.Agnihotri, "Digitalization for the refinery and plant of the future," *Hydrocarbon Processing*, 2018.
- [5] European Commission, "2020 climate & energy package" [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en.
- [6] PCK, *PEP- PCK energieeffizienz programm energie und Rohstoffe für morgen - sicher, bezahlbar, effizient*, 2013.
- [7] *PCK Refinery information*, 2017.
- [8] Truong Nhu Tung, *Refinery economic course part 4*, 2015.
- [9] Astrid Kropp and Rainer Köster, "EnCon masterplan - energieeinsparung mit system," *Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH*, 2010.
- [10] A.Müller, A.Kropp, R.Köster and M.Fazzin, "Improve energy efficiency with enhanced bundles in tubular heat exchangers", *Hydrocarbon Processing*, May 2017.
- [11] Bayernoil refinery information, 2016.

IMPROVING ENERGY EFFICIENCY IN REFINERIES

Truong Nhu Tung, Nguyen Huu Luong, Nguyen Phu Quy Anh, Nguyen Thanh Sang

Vietnam Petroleum Institute

Email: tungtn@vpi.pvn.vn

Summary

Refineries across the world typically spend 50% of the cash operating costs on energy. Therefore, improving energy efficiency always plays an important role in reducing costs and enhancing competitiveness, especially in the context of market price fluctuations and unexpected factors of changes like natural disasters and epidemics.

In Europe, under pressure of oversupply, oil and gas firms have to undertake cost reduction remedies. In Vietnam, Dung Quat and Nghi Son refineries have certain advantages since their total production capacity only meets 70% of the domestic demand. In order to enhance domestic refineries' competitiveness against imported products, minimising operation costs should be a very important mission. Minimum energy consumption in the refinery must be part of this long-term development strategy.

This article analyses the results of energy efficiency programmes implemented in two typical refineries in Germany (Bayernoil and PCK) and some experiences that can be applied to refineries in Vietnam.

Key words: Energy efficiency, EI, energy cost, energy efficiency improvement programme, Bayernoil refinery, PCK refinery.

PHỤC HỒI ROTOR VÀ NÂNG CAO ĐỘ TIN CẬY CHO MÁY NÉN KHÍ

Lê Thanh Hải, Trương Anh Tuấn, Nguyễn Văn Hiền, Nguyễn Thanh Tùng, Nguyễn Anh Khoa

Công ty Cổ phần Phân bón Dầu khí Cà Mau

Email: hailt@pvcfc.com.vn

Tóm tắt

Máy nén không khí ly tâm là thiết bị quan trọng trong các nhà máy hóa chất, lọc hóa dầu, độ tin cậy của thiết bị ảnh hưởng đến vận hành an toàn và ổn định của cả nhà máy. Chủ động trong công tác bảo dưỡng, sửa chữa và tự phục hồi sửa chữa bằng nguồn lực trong nước đang được thực hiện tại các công trình/nhà máy của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN), giúp tiết kiệm thời gian và chi phí sản xuất.

Bài báo giới thiệu giải pháp phục hồi rotor máy nén khí ly tâm tại Nhà máy Đạm Cà Mau, được thực hiện bằng nguồn lực trong nước trên cơ sở đánh giá hư hỏng, phân tích, định lượng lực dọc trục và độ bền đĩa chặn của rotor. Đồng thời, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đã tính toán công suất thiết bị sau khi phục hồi để đảm bảo thiết bị vận hành tối ưu nhất.

Từ khóa: Độ tin cậy thiết bị, máy nén khí ly tâm, phục hồi rotor, hóc khí máy nén, Nhà máy Đạm Cà Mau.

1. Giới thiệu

Hiện tượng hóc khí máy nén hay tăng áp khí đầu xả gây dội áp (surge) là mối nguy đối với máy nén khí ly tâm; là sự dao động của áp suất tại đầu ra máy nén, vận tốc dòng khí và hiện tượng đảo ngược dòng chảy. Mỗi máy nén ly tâm có giới hạn áp suất vận hành tối đa và dòng tối thiểu. Ngoài điểm này, hiện tượng hóc khí sẽ xảy ra. Khi đó áp suất, vận tốc dòng khí đầu ra máy nén dao động, dẫn đến rotor dao động theo hướng dọc trục, gây cọ xát mạnh giữa chi tiết quay và chi tiết tĩnh, phá hủy bề mặt cơ khí đặc biệt là ổ chặn, đĩa chặn trên rotor bị va đập do lực dọc trục (Hình 5), có thể gây phá hủy nghiêm trọng [1].

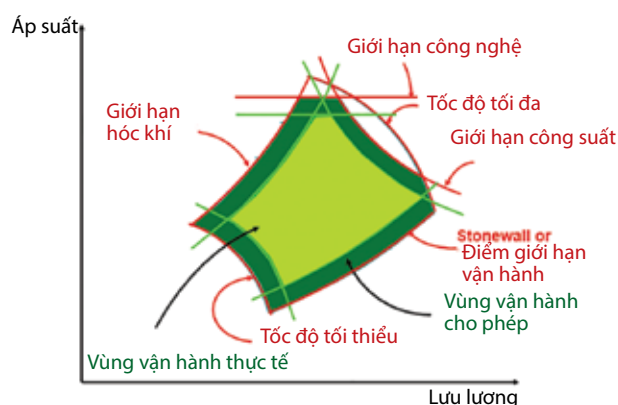
Để đảm bảo an toàn cho máy nén khí, hệ thống đường ống kết nối với máy nén khí sẽ được lắp đặt các van tuần hoàn hoặc van xả hoặc kết hợp cả hai (van xả chỉ áp dụng đối với khí nén không ảnh hưởng đến môi trường như không khí, CO₂,...) kết nối với bộ điều khiển sẽ tự động kích hoạt các van này theo tuần tự để đảm bảo giảm áp suất đầu ra của máy nén khí về giá trị cho phép (Hình 1). Hoặc có thể giảm tốc độ vận hành cụm thiết bị để giảm lưu lượng và áp suất đầu xả của máy nén khí.

Trên thế giới đã có các nghiên cứu về tối ưu hệ thống điều khiển máy nén, logic, lắp đặt các van điều khiển, thuật toán xác định giới hạn vận hành, giới hạn hóc khí và

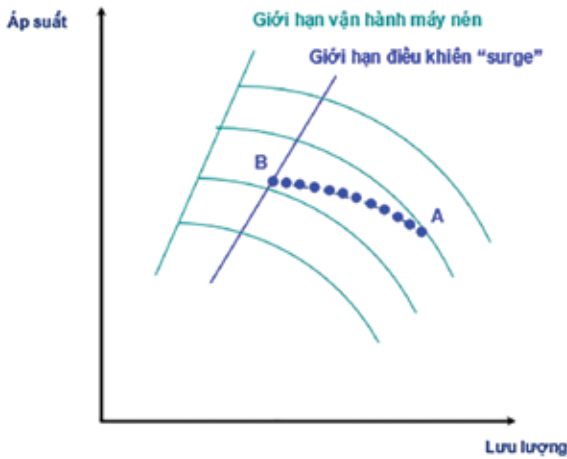
mô hình hóa các sự cố, tránh các hư hỏng trong vận hành bình thường cũng như quá trình dừng khẩn cấp [2 - 5].

Ở Việt Nam, các nhà máy hóa chất, dầu khí có vận hành các cụm máy nén ly tâm, việc cải tiến hệ thống điều khiển này đang được quan tâm như: mô phỏng hiện tượng hóc khí để tối ưu trong công tác vận hành [6] hay thay đổi vật liệu thiết bị đo lưu lượng, thay đổi đường ống nhằm nâng cao độ tin cậy cho bộ điều khiển máy nén khí [7].

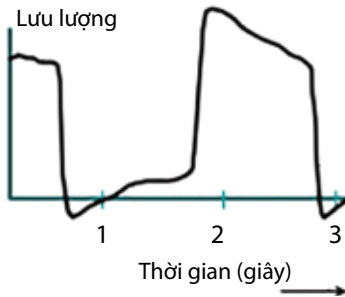
Đối với việc khắc phục hư hỏng rotor do quá trình máy nén khí bị hóc khí gây hư hỏng, căn cứ theo tình trạng thiết bị sẽ có phương án khắc phục hay thay mới các bộ phận quan trọng như: rotor, bộ phận làm kín, ổ trượt, ổ chặn. Phục hồi rotor có thể tuân theo các tiêu chí trong tiêu chuẩn Viện Dầu khí Mỹ (API) về sửa chữa rotor [8] tiêu chuẩn ISO [9].



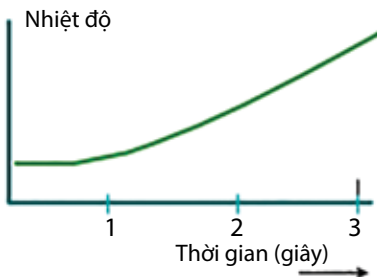
Hình 1. Đồ thị vận hành của máy nén



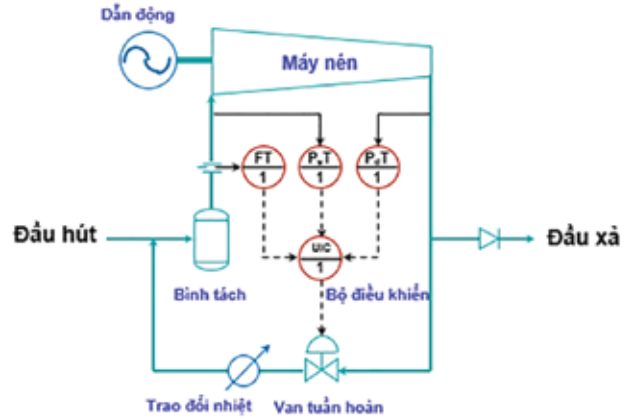
Hình 2. Đồ thị giới hạn vận hành và điều khiển hóc khí máy nén



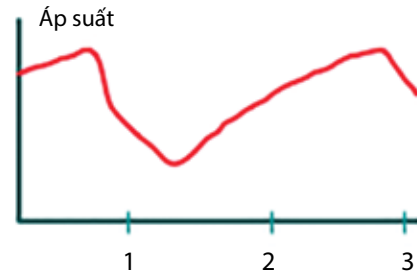
Hình 4. Lưu lượng khí nén dao động trong quá trình máy nén khí bị hóc khí



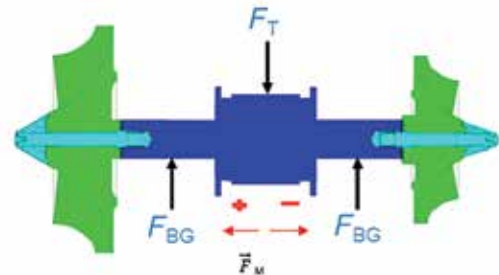
Hình 6. Nhiệt độ dòng khí nén tăng trong quá trình máy nén khí bị hóc khí



Hình 3. Bộ điều khiển đảm bảo máy nén khí không bị hóc khí dựa trên các thông số lưu lượng (FT) áp suất đầu hút và đầu xả (PT)



Hình 5. Áp suất dao động trong quá trình máy nén khí bị hóc khí



Hình 7. Dao động rotor máy nén khí bị hóc khí

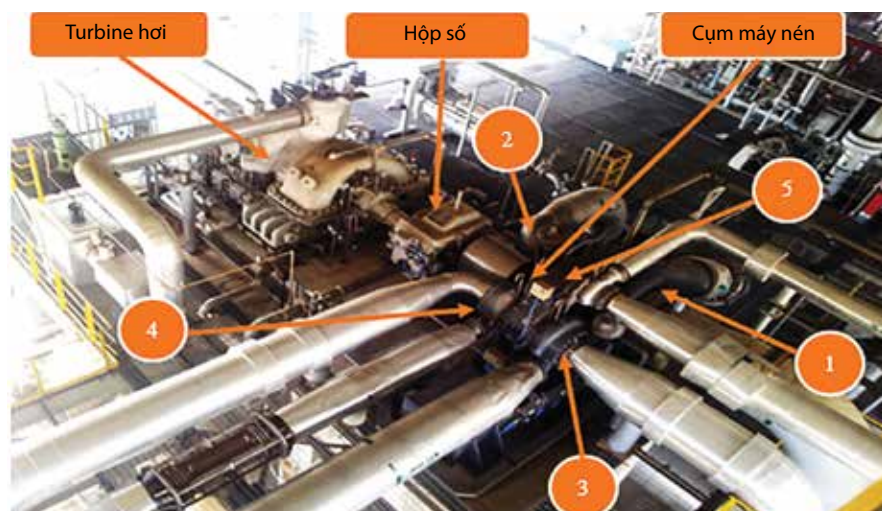
Nhà máy Đạm Cà Mau đang vận hành 1 cụm máy nén khí dạng ly tâm là thiết bị chính cung cấp không khí cho cụm công nghệ cracking và công đoạn hydro hóa.

Do lỗi công nghệ của công đoạn khác trong nhà máy, theo logic máy nén khí sẽ được tự động tách ra khỏi hệ thống và duy trì vận hành ở chế độ không tải. Trong quá trình này, không khí nén ở đầu ra của máy nén khí theo nguyên tắc sẽ được xả thải trực tiếp ra môi trường với thời gian ngắn nhất để đảm bảo máy nén khí không bị hóc khí hay dội áp, nhưng nếu xả quá lớn cũng sẽ gây ra tình trạng quá tải. Theo thiết kế, hệ thống đầu ra được lắp đặt các van điều khiển sẽ kích hoạt xả khí tuần tự để đảm bảo duy trì thiết bị ổn định trong quá trình tách tải và đưa thiết bị về

chế độ vận hành không tải. Do thiết kế logic đóng mở các van điều khiển chưa phù hợp dẫn đến máy nén khí bị hiện tượng hóc khí gây hư hỏng rotor máy nén khí cấp 3 và 4.

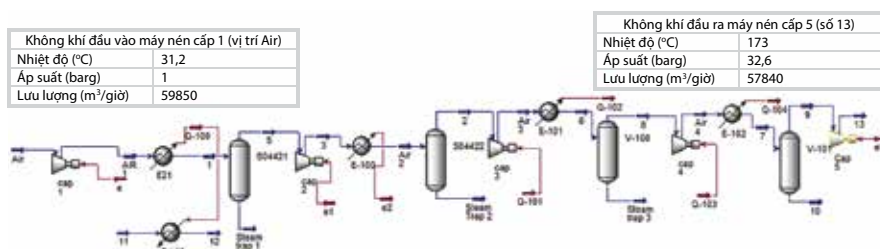
Vi vậy, cần phải sửa chữa máy nén khí đưa vào vận hành lại với thời gian dừng máy ngắn, đảm bảo sản xuất không bị gián đoạn trên cơ sở nguồn lực tại chỗ. Việc huy động chuyên gia và hỗ trợ từ nhà sản xuất trong trường hợp này không thể thực hiện được do giới hạn về địa lý và thời gian.

Từ thực trạng đó, PVCFC đã nghiên cứu, đề xuất các giải pháp kỹ thuật nhằm phục hồi rotor và thay đổi logic điều khiển thiết bị nhằm đưa thiết bị vào vận hành lại với thời gian tối ưu, tăng độ tin cậy cho thiết bị trong quá trình



Ký hiệu thiết bị	K04421	Nhà sản xuất	Atlas Copco
Lưu chất	Không khí	Kiểu máy	Turbo charge
Model	GT 070 L5K1	Lưu lượng trung bình (kg/giờ)	71.944
Công suất (KW)	11.700	Tốc độ (vòng/phút)	26.572 (cấp 5)
Áp suất đầu ra cấp 5 máy nén (bara)	33,61	Nhiệt độ đầu ra (°C)	171,48

Hình 8. Máy nén không khí và thông số cơ bản của máy nén
(1: Máy nén cấp 1; 2: Máy nén cấp 2; 3: Máy nén cấp 3; 4: Máy nén cấp 4; 5: Máy nén cấp 5)



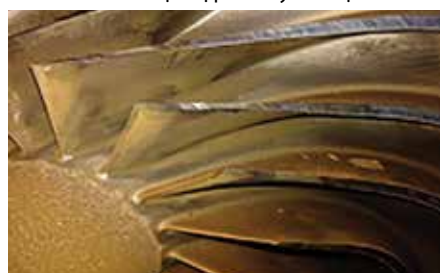
Hình 9. Sơ đồ công nghệ máy nén khí



Ổ đỡ chặn bị phá hủy bề mặt



Đĩa chặn trên trục rotor bị bào mòn, quá nhiệt



Bề mặt rotor cấp 4 bị cọ xát, giảm chiều cao các cánh



Bề mặt thân máy nén khí bị cọ xát phần lắp ghép với rotor 4

Hình 10. Máy nén khí bị hư hỏng sau khi bị hóc khí

vận hành bình thường và khi xảy ra sự cố. Giải pháp này giảm được chi phí thay mới rotor, rút ngắn thời gian phục hồi, sửa chữa thiết bị, không phải thuê chuyên gia, tối ưu nguồn lực thực hiện...

2. Lý thuyết tính toán

Quá trình dừng khẩn cấp tách tải để đưa máy nén khí về vận hành ở chế độ không tải đã xảy ra hiện tượng hóc khí gây hư hỏng rotor, ổ trượt, ổ đỡ và cọ xát giảm chiều cao cánh rotor cấp 4 của máy nén (Hình 10).

Theo kết quả kiểm tra sau khi mở thiết bị, máy nén khí bị cọ xát giảm kích thước chiều cao cánh rotor cấp 4 từ 1 - 1,5 mm theo chu vi. Vị trí đĩa chặn trên trục rotor này bị cọ xát với ổ chặn bào mòn khoảng 3 mm, các vị trí khác không bị hư hỏng nhiều.

Vấn đề đặt ra là đưa rotor cấp 3 và 4 vào vận hành lại khi xảy ra hư hỏng nghiêm trọng:

- Chiều dày đĩa chặn trên trục rotor giảm có ảnh hưởng đến vận hành bình thường và khi xảy ra lực dọc trục trong trường hợp có sự cố còn đảm bảo độ bền, cần tính toán kiểm tra độ bền của đĩa chặn căn cứ trên chiều dày thực tế bị suy giảm.

- Chiều cao cánh rotor bị giảm, khe hở rotor và thân máy nén khí giảm sẽ ảnh hưởng lớn đến lưu lượng, công suất và hiệu suất máy nén khí nên cần phải tính toán lại lưu lượng máy nén khí có thể vận hành được với tình trạng hiện tại sau khi phục hồi rotor cấp 3, 4.

2.1. Tính toán lực dọc trục trên rotor cấp 3, 4

Để xác định lực dọc trục tác động lên rotor máy nén khí, độ

chính xác của tính toán áp suất phân phối trên mặt trước, mặt sau rotor và vận tốc dòng khí theo hướng dọc trục tạo ra moment áp suất trên đầu vào và đầu ra rotor cần được xác định.

Tính toán lực dọc trục như phương trình (1), nếu giá trị là âm, chiều lực dọc trục từ phía sau về phía trước rotor.

$$Lực\ dọc\ trục = F_{trước} - F_{sau} \quad (1)$$

$$Với\ F_{trước} = F_{áp\ suất\ trước} + F_M \quad (2)$$

$$F_{áp\ suất\ trước} = \int_{R_1}^{R_2} 2\pi r P_{trước}(r) \times dr \quad (3)$$

Trong đó:

$F_{trước}$: Tổng lực tác động lên mặt trước rotor;

F_{sau} : Tổng lực tác động lên mặt sau rotor;

$F_{áp\ suất\ trước}$: Lực do áp suất tác động mặt trước rotor;

$F_{áp\ suất\ sau}$: Lực do áp suất tác động mặt sau rotor;

$P_{trước}(r)$: Áp suất tĩnh hướng kính mặt trước rotor theo biên dạng parabol;

F_M : Moment do áp suất gây nên;

R_2 : Bán kính đỉnh rotor;

R_1 : Bán kính moay-ơ rotor.

Áp suất phân phối mặt trước rotor như biên dạng parabol từ đầu vào đến đầu ra theo phương trình:

$$P_{trước}(r) = Ar^2 + Br + P_1 \quad (4)$$

$$Với\ A = \frac{(P_1 - P_2)}{(R_1 R_2 - R_2^2)} \quad (5)$$

$$và\ B = \frac{(P_2 - P_1)}{(R_2 - R_2^2/R_1)} \quad (6)$$

Trong đó:

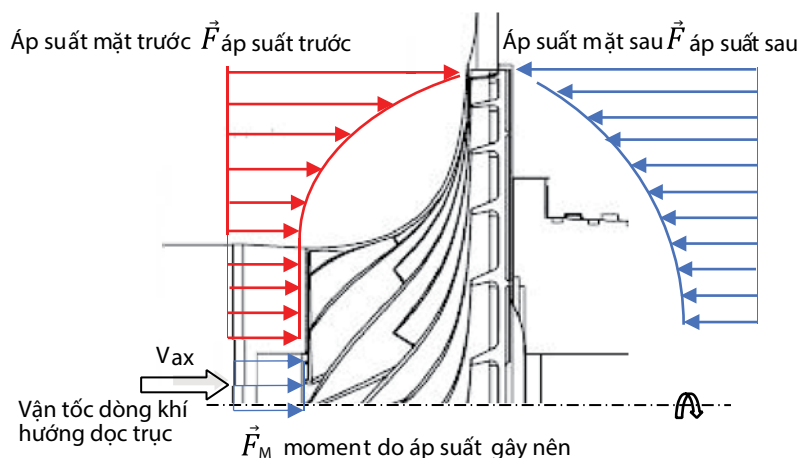
$P_{trước}(r)$: Áp suất tĩnh hướng kính mặt trước rotor theo biên dạng parabol;

P_1 : Áp suất tĩnh mặt trước rotor;

P_2 : Áp suất cửa xả rotor;

A, B: Các hệ số của phương trình.

Moment do áp suất gây nên được tính theo công thức:



Hình 11. Phân bố áp suất trên rotor

$$F_M = \dot{m}V_{ax1} - \dot{m}V_{ax2} \quad (7)$$

Trong đó:

$\dot{m}$: Lưu lượng không khí vào máy nén;

V_{ax1} : Vận tốc dòng khí theo hướng dọc trục cửa hút;

V_{ax2} : Vận tốc dòng khí theo hướng dọc trục cửa xả.

Đối với rotor dạng hướng tâm:

$$\dot{m}V_{ax2} = 0 \quad (8)$$

Lực tác dụng lên phía sau công tác:

$$F_{sau} = \int_{R_{seal}}^{R_2} 2\pi r P_{sau}(r) \times dr \quad (9)$$

Trong đó:

R_{seal} : Bán kính rotor tại vị trí lắp bộ làm kín;

$P_{trước}(r)$: Áp suất tĩnh hướng kính mặt sau rotor theo biên dạng parabol.

Ngoài ra moment do áp suất gây nên còn được tính theo công thức:

$$F_M = \dot{m}^2 \frac{1}{\rho a} \quad (10)$$

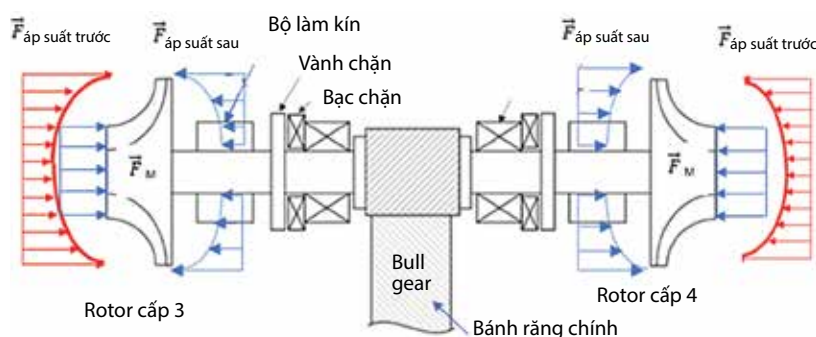
Trong đó:

$\dot{m}$: Lưu lượng khí ngõ vào rotor;

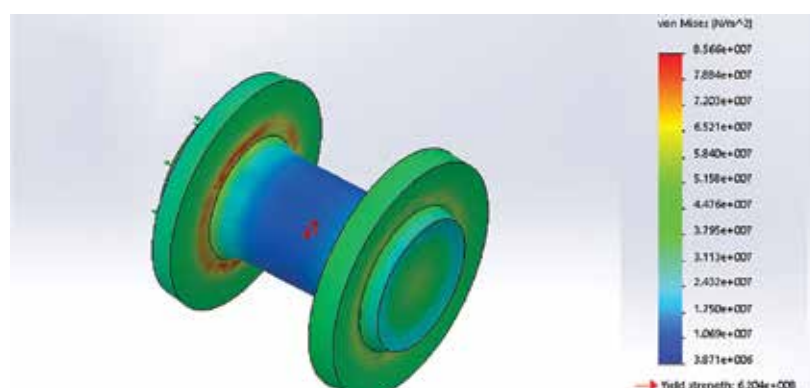
ρ : Khối lượng riêng của không khí;

a: Diện tích cửa vào rotor.

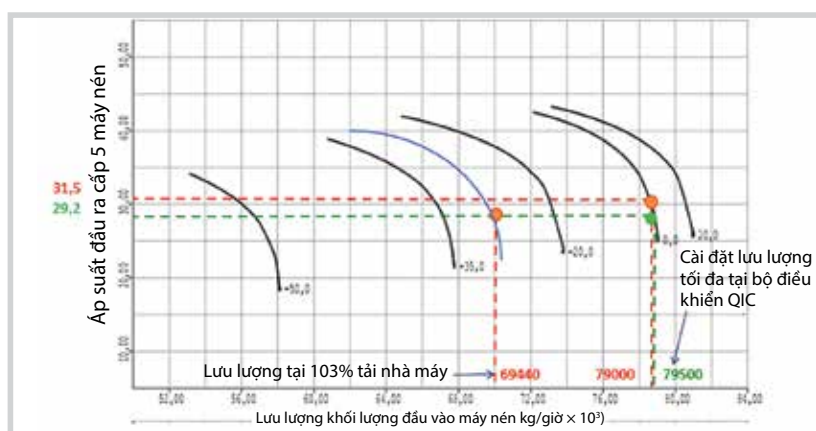
Theo thực tế rotor cấp 3 - 4 nằm cùng một trục với 2 đầu hút đối xứng nhau nên lực tác dụng sẽ triệt tiêu nhau; khi đó vị trí tâm vận hành trùng với tâm hình học của rotor. Lực dọc trục lớn nhất chỉ xuất hiện khi có sự cố "upset system" đặc biệt khi bị hóc khí, áp suất rotor cấp 4 bị tăng vọt gây dòng ngược, trong khoảng thời gian tức thời đó rotor cấp 3 vẫn hút khí dẫn tới chênh lệch áp suất đột ngột gây va đập giữa ổ chặn và đĩa chặn.



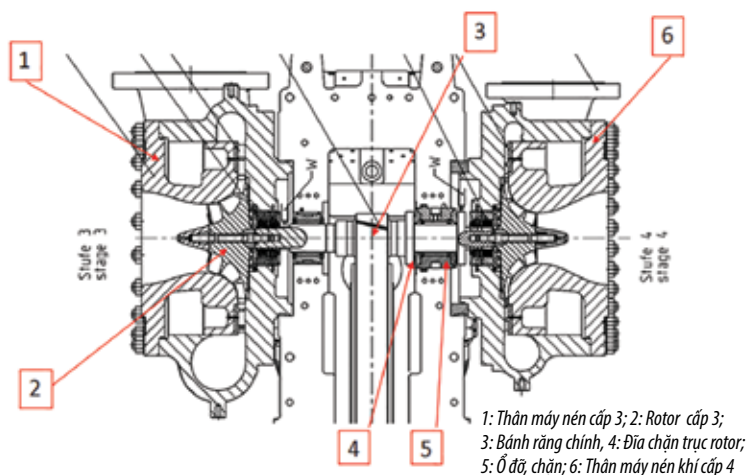
Hình 12. Thiết kế đối xứng rotor cấp 3 và 4, triệt tiêu lực dọc trục



Hình 13. Kết quả khi giảm chiều dày đĩa chặn xuống 4,5 mm vẫn đảm bảo độ bền



Hình 14. Đồ thị hiển thị điểm vận hành mới của cụm máy nén khí



Hình 15. Bản vẽ lắp rotor cấp 3 - 4 trên máy nén khí

Trường hợp máy nén khí bị hóc khí, đĩa chặn sẽ chịu lực lớn nhất, chủ yếu do moment áp suất và lực do áp suất phía trước và sau rotor cấp 3; hiệu của 2 lực này ngược chiều với chiều của moment áp suất; trong trường hợp này coi như chỉ có lực do moment áp suất tác động lên đĩa chặn:

$$F_M = m^2 \frac{1}{\rho a} = 15474 \text{ N} \quad (11)$$

Căn cứ theo độ dày thiết kế và sau khi bóc tách lớp kim loại quá nhiệt trên đĩa chặn khoảng 4,5 mm thì độ bền của đĩa chặn vẫn đảm bảo chịu lực lớn nhất do tác dụng khi vận hành.

2.2. Tính toán lưu lượng máy nén

Theo kết quả kiểm tra cần giảm chiều cao cánh rotor 1 - 1,5 mm dọc theo chiều dài cánh của rotor cấp 4, cần tính toán lại công suất lưu lượng máy nén khí đạt được sau khi thay đổi. Theo thiết kế máy nén khí vận hành ở 100% tương ứng 56.002 Nm³/giờ, căn cứ theo thông số kích thước dự kiến sau khi phục hồi rotor, máy nén chỉ nên vận hành ở 54.000 Nm³/giờ (69.440 kg/giờ) tương ứng với 102 - 103% tải của nhà máy.

Lưu lượng đầu vào rotor cấp 4:

$$Q = b_1 \pi V_1 D_1 \varepsilon_1 = 1,7 \text{ m}^3/\text{s}$$

Tương ứng với 54.000 Nm³/giờ.

Trong đó:

b_1 : Bề rộng rotor;

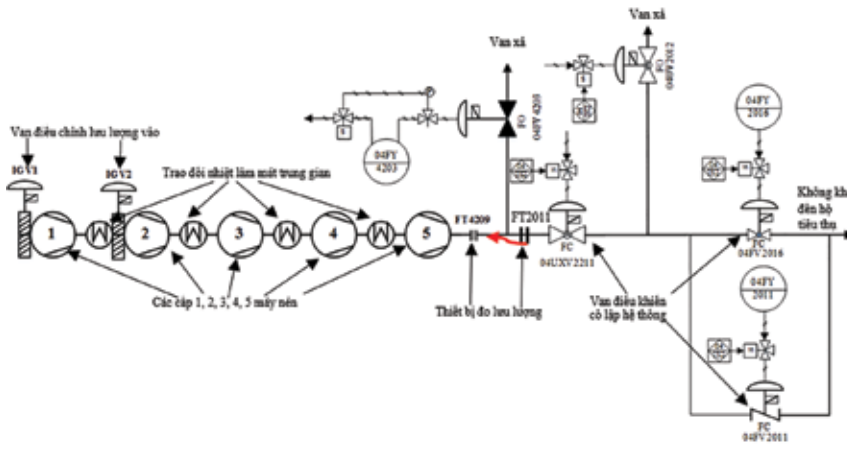
V_1 : Vận tốc dòng khí đầu vào máy nén cấp 4;

D_1 : Đường kính rotor cấp 4;

ε_1 : Hệ số chiều dày cánh rotor cấp 4 lấy từ 0,8 - 0,9.

2.3. Giải pháp kỹ thuật phục hồi rotor

Trên cơ sở tính toán về lưu lượng máy nén khí sau khi giảm chiều cao cánh rotor cấp 4 vẫn đảm bảo lưu lượng khí cấp cho hệ thống Nhà máy Đạm Cà Mau.



Hình 16. Bản vẽ sơ đồ hệ thống công nghệ và logic các van điều khiển của cụm máy nén khí



Hình 17. Lắp đặt đầu đo dịch chuyển của rotor và cấu hình tại hệ thống giám sát

Tính toán độ bền đĩa chặn khi giảm chiều dày 4,5 mm, đảm bảo cho máy nén khí vận hành bình thường cũng như khi có sự cố, nhóm tác giả đã đề xuất giải pháp phục hồi và thay đổi logic nhằm tăng độ tin cậy cho cụm thiết bị. Cụ thể, về phương án thực hiện phục hồi, sửa chữa rotor cấp 3 - 4 bị hư hỏng theo các bước:

Xử lý vết xước tại vị trí đĩa chặn số 4 (giảm xuống 4,5 mm);

Thêm vòng đệm vào ổ đỡ chặn để đảm bảo khe hở ổ đỡ chặn số 5 nằm trong tiêu chuẩn 0,23 - 0,31;

Điều chỉnh lại tâm rotor số 2 và tâm bánh răng chính số 3 bằng cách chỉnh ổ đỡ chặn bánh răng chính (nếu lệch);

Điều chỉnh thân máy nén khí số 1 và số 6 để đảm bảo khe hở 2 rotor cấp 3 và cấp 4 nằm trong giá trị cho phép;

Cân bằng động rotor 2 theo tiêu chuẩn ISO 1940-1:2003 [9].

2.4. Thay đổi về logic

Để đảm bảo máy nén khí vận hành an toàn và tin cậy tránh sự cố tương tự, nhóm tác giả đề xuất thay đổi logic như sau:

- Giảm số lần đếm xung học khí kích hoạt dừng máy nén khí để tránh bị va đập khi dừng nếu bị học khí;
- Tạo các cảnh báo cần thiết cho máy nén khí trên hệ thống điều khiển phân tán và điều khiển PLC;
- Lắp các đầu đo với độ phân giải là 0,001 mm để theo dõi độ dịch

chuyển của rotor các cấp 1, 2, 3, 4 máy nén khí để đảm bảo kích hoạt dừng máy nén khí khi có dao động dọc trục vượt quá giá trị cho phép [6];

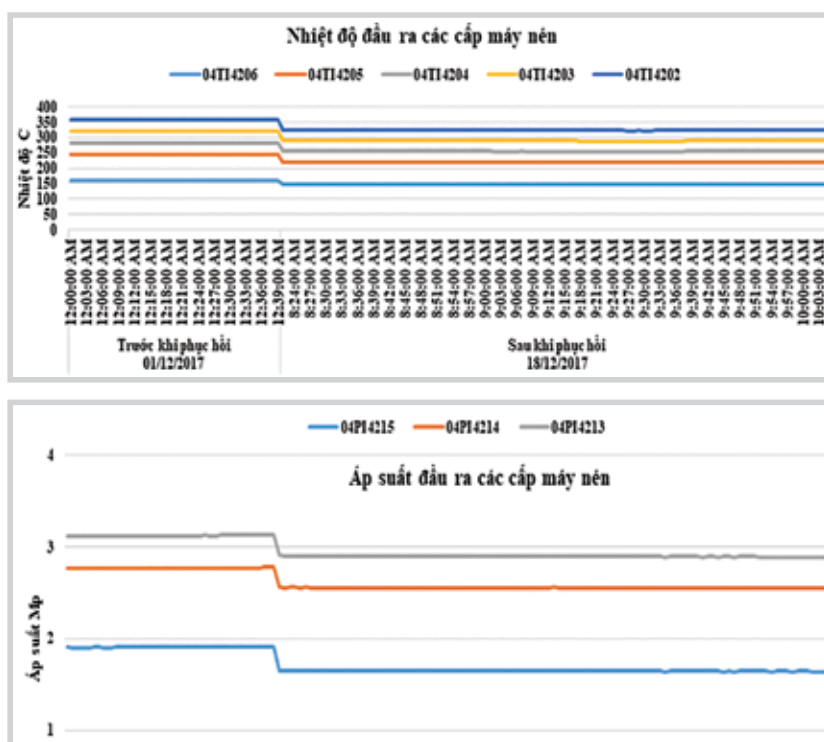
- Thay đổi logic khi kích hoạt từ tách tải máy nén khí sang dừng hoạt động khi xảy ra sự cố. Tín hiệu điều khiển dừng khẩn cấp sẽ được kích hoạt, khi đó máy nén khí chuyển sang chế độ dừng theo logic, khí nén đầu ra được xả khí ra môi trường, máy nén giảm dần tốc độ và dừng hẳn.

- Ngoài ra, theo điều tra nguyên nhân khi dừng khẩn cấp để tách tải máy nén khí khỏi hệ tiêu thụ, các van điều khiển cô lập 04FV2011, 04FV2016 (Hình 16) hệ thống được kích hoạt đóng ngay lập tức, 10 giây sau van xả 04UV2012 được kích hoạt để xả áp cho đầu ra máy nén khí, đồng thời van điều khiển 04UXV2211 đóng lại, các van IGV1, IGV 2 điều chỉnh lưu lượng vào máy nén khí đóng, lúc này van 04FV4203 sẽ điều chỉnh lưu lượng máy nén khí dựa theo tín hiệu của FT4209. Tuy nhiên, theo logic lưu lượng tại FT2011 cũng dùng để điều khiển máy nén khí, do bố trí sau van xả 04FV4203, dẫn đến máy nén khí sẽ tăng tốc và mở van IGV1, IGV 2 để bù lưu lượng do tại vị trí này lưu lượng giảm dần về không dẫn đến tình trạng học khí. Để đảm bảo an toàn cần thay đổi logic, khi có sự cố, máy nén khí sẽ tách tải khỏi hệ tiêu thụ bằng cách đóng các van cô lập đầu ra 04FV2011, 04FV2016, mở van xả 04UV2012 và sử dụng FT4209 để điều khiển máy nén khí kích hoạt van xả 04FV4203, đồng thời giả lập tín hiệu FT2011 ở lưu lượng tối đa khi đó sẽ đóng van điều chỉnh lưu lượng đầu vào.

Việc thay đổi được mô phỏng trên hệ thống điều khiển tùy theo sự cố sẽ kích hoạt dừng máy nén khí hay tách tải máy nén khí. Kết quả máy nén khí vận hành an toàn trước khi cài đặt vào hệ thống điều khiển cụm máy nén khí.



Hình 18. Rotor cấp 3 và 4 trước và sau khi phục hồi



Hình 19. Thông số kỹ thuật của máy nén khí giảm nhưng đáp ứng yêu cầu công nghệ

3. Kết quả và thảo luận

Song song với phục hồi rotor cấp 3 và 4, lắp đặt lại máy nén khí, đầu đo độ dịch chuyển của rotor các cấp 1, 2, 3, 4 cũng được thiết kế, lắp đặt và cấu hình trên hệ thống giám sát tình trạng thiết bị. Trong trường hợp có bất thường về công nghệ hoặc cơ khí, ảnh hưởng đến độ dịch chuyển rotor vượt quá giá trị cho phép sẽ tự động kích hoạt cảnh báo hoặc truyền tín hiệu sang bộ điều khiển tự động dừng cụm máy nén khí. Việc này đảm bảo

an toàn cho thiết bị và hệ thống công nghệ tránh xảy ra hiện tượng hư hỏng tương tự như trên.

Việc áp dụng phương án phục hồi rotor cấp 3, 4 đã khắc phục thành công các hư hỏng, rotor sau gia công đảm bảo các thông số kỹ thuật như độ bền, độ bóng...

Sau khi đưa máy nén khí vận hành trở lại, thông số áp suất và nhiệt độ đầu ra tại cấp nén 2, 3 và 4 có giảm nhẹ so với trước do khe hở và bề rộng rotor cấp 4 đã giảm khoảng 1,5 mm so với trước thời điểm hư hỏng rotor, tuy nhiên vẫn đáp ứng yêu cầu công nghệ.

Thông số về lưu lượng máy nén khí tại đầu ra cấp 5 của máy nén có thể tăng lên mức khoảng 54.000 Nm³/giờ như tính toán ở trên tương ứng với yêu cầu công nghệ để nhà máy vận hành ở mức tải 102 - 103%. Về logic sau khi thay đổi, máy nén vận hành an toàn, ổn định tin cậy trong khi vận hành bình thường và khi có sự cố ảnh hưởng đến cụm thiết bị.

4. Kết luận

PVCFC đã nghiên cứu, đề xuất các giải pháp kỹ thuật nhằm phục hồi rotor và thay đổi logic điều khiển thiết bị nhằm đưa thiết bị vào vận hành lại với thời gian tối ưu, tăng độ tin cậy cho thiết bị trong quá trình vận hành bình thường và khi xảy ra sự cố. Giải pháp này giảm được chi phí thay mới rotor, rút ngắn thời gian phục hồi, sửa chữa thiết bị, không phải thuê chuyên gia, tối ưu nguồn lực thực hiện...

Để tự chủ trong công tác bảo dưỡng, sửa chữa, Chính phủ, các bộ/ngành cần xem xét cơ chế chính sách phù hợp để liên kết các đơn vị thiết kế kỹ thuật và gia công trong nước, xây dựng hệ sinh thái phục vụ công tác bảo dưỡng sửa chữa tại Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

[1] Compressor Control Cooperation, Compressor, 2002.

[2] J.J. Jeffrey Moore, Augusto Garcia-Hernandez, Matthew Blieske, Rainer Kurz and Klaus Brun, "Transient surge measurements of a centrifugal compressor station during emergency", in *Turbomachinery & Pump Users Symposia*, 2009.

[3] Robert C. White and Rainer Kurz, "Surge avoidance for compressor systems", in *Turbomachinery & Pump Users Symposia*, 2016.

[4] Ahmed Hafaifa, Belhadeh Rachi and Guemana Moulou, "Modelling of surge phenomena in a centrifugal compressor: experimental analysis for control", *Systems Science & Control Engineering*, Vol. 2, pp. 632 - 641, 2014.

[5] Kamal Botros, Steven Hill and Jordan Grose, "Centrifugal compressor surge control systems-fundamentals of a good design", in *Turbomachinery & Pump Users Symposia*, 2016.

[6] Vũ Đức Vinh và Nguyễn Minh Đức, "Mô phỏng thuật toán sử dụng đa thức bậc 2 điều khiển surge máy nén cao áp", 28/4/2016. [Online]. Available: <http://gas.vietsov.com.vn/Pages/Details.aspx?itemid=153&c=1>.

[7] "Nâng cao độ tin cậy hệ thống điều khiển surge cho các tổ máy nén cao áp", 20/8/2017. [Online]. Available: <http://gas.vietsov.com.vn/Pages/Details.aspx?itemid=287&c=2>.

[8] American Petroleum Institute (API), "API Recommended Practice 687 - Rotor Repair", 2001.

[9] "ISO 1940-1:2003: Mechanical vibration - Balance

quality requirements for rotors in a constant (rigid) state - Part 1: Specification and verification of balance tolerances", [Online]. Available: <https://www.iso.org/standard/27092.html>.

[10] American Petroleum Institute (API), "API standard 617 Axial and centrifugal compressors and expandercompressors", 2002.

[11] Klaus H. Lüdtke, *Process centrifugal compressors basics, function, operation, design, application*. Verlag Berlin Heidelberg: Springer, 2004.

[12] Atlas Copco Energas GmbH, "Instruction Manual Turbocompressor", AC Doc. No. IM_53138224_T_en_0_0, 2010.

[13] Khin Nwe Zin Tun, "Design of centrifugal compressor impeller for power station", Vol. 3, No. 7, pp. 1168 - 1171, 2014.

[14] Michele Fontana, Leonardo Baldassarre, Andrea Bernocchi, Emanuele Rizzo, and Francesco Maiuolo, "Axial thrust in High pressure centrifugal compressors: Description of a calculation model validated by experimental data from full load test", in *44th Turbomachinery & 31st Pump Symposia*, Houston, TX, 2015.

[15] Yves Bidaut and Dominique Dessibourg, "The challenge for the accurate determination of the axial rotor thrust in centrifugal compressors", in *43rd Turbomachinery & 30th Pump Users Symposia (Pump & Turbo 2014)*, Houston, TX, 2014.

ROTOR REFURBISHMENT AND RELIABILITY IMPROVEMENT FOR CENTRIFUGAL AIR COMPRESSOR

Le Thanh Hai, Truong Anh Tuan, Nguyen Van Hien, Nguyen Thanh Tung, Nguyen Anh Khoa

Petrovietnam Ca Mau Fertilizer Joint Stock Company (PVCFC)

Email: hailt@pvcfc.com.vn

Summary

The paper presents the rotor refurbishment solution for centrifugal air compressors at Ca Mau Fertilizer Plant, which was carried out entirely with domestic resources based on the results of rotor inspection and evaluation of the axial thrust force and the strength of rotor thrust disc. Calculation of equipment capacity after refurbishment has also been performed by Petrovietnam Ca Mau Fertilizer Joint Stock Company (PVCFC) to ensure that the device operates at an optimal load.

Key words: Reliability, centrifugal air compressor, rotor refurbishment, surge, Ca Mau Fertilizer Plant.

MÔ HÌNH TỔ CHỨC QUẢN LÝ HOẠT ĐỘNG HẠ NGUỒN CỦA CÁC CÔNG TY DẦU KHÍ QUỐC GIA TRONG KHU VỰC ĐÔNG NAM Á VÀ KINH NGHIỆM CHO TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Hoàng Thị Đào¹, Hoàng Thị Phương¹, Lương Thu Hà²

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Đại học Kinh tế Quốc dân

Email: daoht@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Lĩnh vực hạ nguồn đã và đang phải đối mặt với nhiều thách thức lớn tác động đến toàn chuỗi giá trị như: Biến động giá dầu thô, lợi nhuận biên giảm, cạnh tranh gia tăng, yêu cầu chất lượng chặt chẽ hơn, vốn đầu tư tăng, nguồn năng lượng mới... Trước thực tế đó, các công ty dầu khí đã đổi mới mô hình tổ chức quản lý hoạt động cho phù hợp với môi trường kinh doanh mới. Bài viết giới thiệu mô hình tổ chức quản lý lĩnh vực hạ nguồn của 3 công ty dầu khí quốc gia tại khu vực Đông Nam Á (gồm PTT, Pertamina và Petronas), từ đó rút ra các bài học kinh nghiệm cho công tác tổ chức quản lý lĩnh vực hạ nguồn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN).

Từ khóa: Mô hình tổ chức quản lý, lĩnh vực hạ nguồn, công ty dầu khí quốc gia, PTT, Pertamina và Petronas.

1. Giới thiệu

Mô hình tổ chức quản lý của các công ty dầu khí quốc gia được đánh giá dựa trên 2 khía cạnh:

- Mức độ sở hữu công ty con: xét theo 2 thái cực, (i) các công ty con được niêm yết toàn bộ trên sàn chứng khoán hoặc (ii) công ty mẹ nắm quyền sở hữu toàn bộ các công ty con và đặt dưới sự kiểm soát của Nhà nước.

- Mức độ tập trung trong quản lý: theo 2 xu hướng (i) quản lý phân tán, công ty con khác nhau được quản lý bởi KPIs khác nhau và ít chú trọng đến sự phối hợp giữa các công ty con; hoặc (ii) quản lý tập trung, các công ty con cùng có mục tiêu chung và thường được đặt ra ở cấp độ tập đoàn, các mục tiêu và KPIs này được khuyến khích thảo luận và hợp tác giữa các công ty con.

Xu hướng gần đây về mô hình tổ chức quản lý công ty con của các công ty dầu khí trong khu vực cho thấy có 3 loại mô hình tổ chức chính [1] (Hình 1):

- Mô hình truyền thống thường thấy ở công ty dầu khí 100% vốn nhà nước, công ty mẹ nắm quyền sở hữu đa số cổ phần và kiểm soát toàn bộ hoạt động của các công ty con (kiểm soát tập trung cao).

- Mô hình phân tán: Các công ty con được niêm yết trên sàn chứng khoán, hoạt động như thực thể riêng biệt và tối đa hóa lợi nhuận (kiểm soát phân tán).

- Mô hình kiểm soát hỗn hợp: Một số công ty con niêm yết trên sàn chứng khoán (chủ yếu vì lý do chính trị hoặc tài chính) và công ty mẹ duy trì kiểm soát phần lớn các công ty con chiến lược.

Ngoài ra, các yếu tố khác ảnh hưởng đến mô hình tổ chức quản lý của các công ty dầu khí quốc gia như: nhiệm vụ chính trị, giá chuyển nhượng, chỉ số kết quả hoạt động chính (KPI), quy trình và thủ tục... sẽ được đề cập cụ thể.

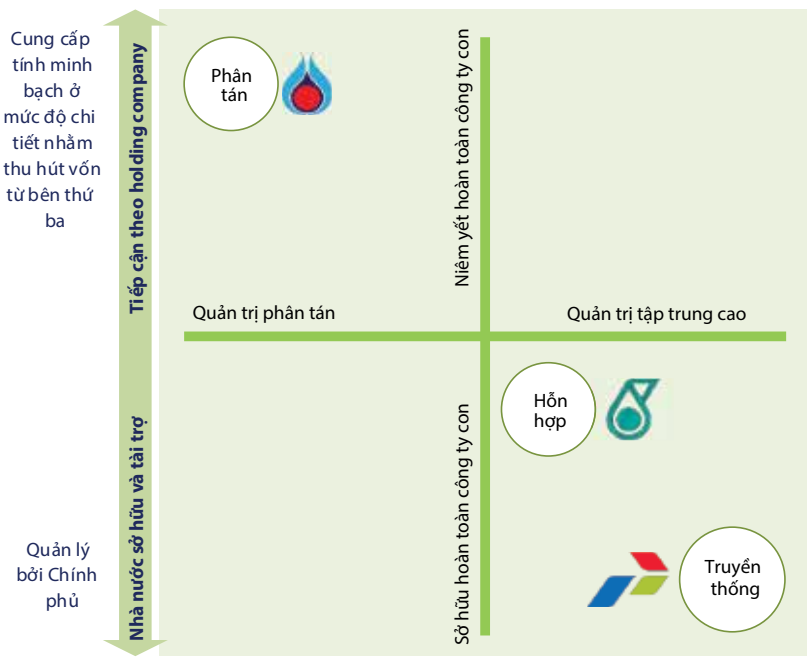
Các công ty dầu khí quốc gia nghiên cứu đại diện cho 3 loại hình tổ chức quản lý: PTT áp dụng mô hình tổ chức quản lý phân tán, Pertamina áp dụng mô hình tổ chức quản lý tập trung và Petronas áp dụng mô hình tổ chức quản lý hỗn hợp.

PVN đang trong quá trình tái cơ cấu lĩnh vực hạ nguồn để thích nghi với môi trường kinh doanh mới. Việc tham khảo các bài học từ thực tế triển khai của các công ty dầu khí quốc gia trong khu vực sẽ rất hữu ích trong việc đổi mới quản lý lĩnh vực hạ nguồn của PVN.

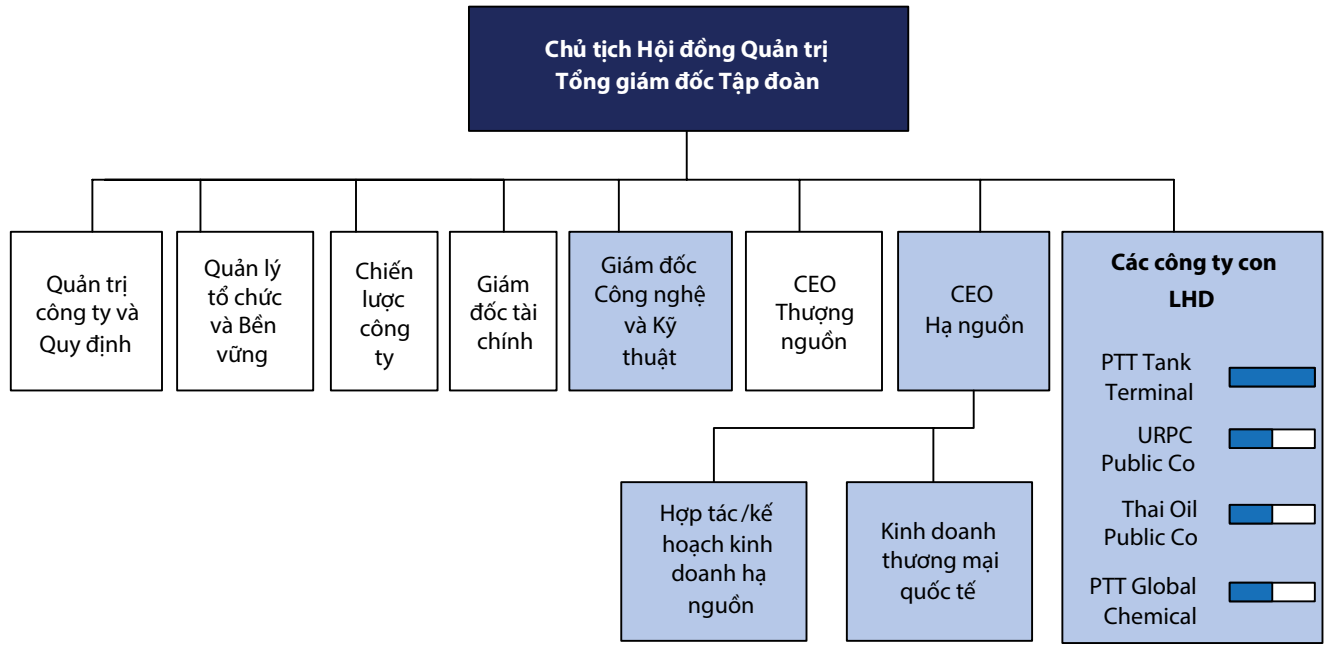
2. Mô hình tổ chức quản lý hoạt động hạ nguồn của 3 công ty dầu khí quốc gia ở khu vực Đông Nam Á

2.1. PTT

PTT là công ty dầu khí quốc gia niêm yết của Thái Lan, Bộ Tài chính Thái Lan nắm giữ 51% cổ phần. PTT đầu tư chuỗi dầu khí thông qua các khoản đầu tư vào các công ty con, công ty liên doanh và công ty liên kết với mức độ tham gia khác nhau. Ngoài việc đáp ứng an ninh năng lượng dài hạn cho Thái Lan, sứ mệnh của PTT cũng bao gồm đảm bảo tăng trưởng bền vững, tạo ra lợi nhuận tối ưu cho các cổ đông và đảm



Hình 1. Mô hình tổ chức quản lý của công ty dầu khí quốc gia



Hình 2. Cơ cấu tổ chức của PTT

bảo kinh doanh công bằng với tất cả các đối tác [2].

Mô hình kinh doanh theo loại hình công ty đầu tư tài chính (holding company), PTT đầu tư vào lĩnh vực hạ nguồn thông qua các công ty con. Lĩnh vực hạ nguồn được quản lý điều hành bởi Giám đốc điều hành hạ nguồn.

Phù hợp với chính sách của Chính phủ, thúc đẩy tư nhân hóa tài sản Nhà nước, PTT đã nỗ lực đa dạng hóa quyền sở hữu các công ty con với mục đích huy động vốn cho mở rộng, đa dạng danh mục đầu tư và chia sẻ rủi ro. Ngoài ra, PTT tăng cường phát triển quan hệ hợp tác chiến lược với công ty mục tiêu (targeted company), với mong muốn thừa hưởng chuyên môn/chuyên gia cho mở rộng và tăng trưởng. Các hoạt động tái cơ cấu của PTT [2]:

- PTT tổ chức lại hoạt động kinh doanh và thị trường bán lẻ, đã chuyển hoạt động kinh doanh dầu thô từ PTT cho PTT Oil and Retail (PTTOR) từ ngày 1/7/2018, nhằm phát triển thành doanh nghiệp hàng đầu về kinh doanh dầu thô và bán lẻ, đồng thời xây dựng thương hiệu mạnh và hướng tới mở rộng ra thị trường quốc tế.



Hình 3. Chuỗi cung ứng dầu khí của PTT [2]

- Quan hệ đối tác chiến lược thông qua các công ty liên kết để thâm nhập thị trường mới, như PTT đã ký kết thỏa thuận liên doanh với Kanbawza để mở rộng sang thị trường bán lẻ Myanmar.

Chuỗi cung ứng dầu khí tích hợp của PTT (Hình 3):

PTT xây dựng kế hoạch mua dầu thô tối ưu cho 90 ngày sản xuất, được tổng hợp trên nhu cầu của các nhà máy lọc dầu mà chưa dựa trên kế hoạch tích hợp và chưa có chuẩn mực đánh giá dầu thô. Mỗi nhà máy lọc dầu có bộ điều chỉnh giá riêng, thiếu sự liên kết và chia sẻ thông tin về định giá bán, phân phối, quản lý tồn kho và bảo dưỡng sửa chữa giữa các nhà máy lọc dầu.

PTT đã đẩy mạnh đầu tư vào hệ thống bán lẻ và dịch vụ đi kèm như “bước đệm” chống lại sự suy giảm hiệu quả trong hoạt động kinh doanh lọc hóa dầu. Ví dụ: việc cổ phần hóa PTTOR được xem là cách để PTT mở rộng thương hiệu chuỗi Café Amazon trên khắp thị trường châu Á.

Mua sắm và đầu tư hạ nguồn [1]:

- Mỗi công ty con của PTT đều có hệ thống mua sắm riêng, ít có sự phối hợp giữa các công ty con.
- PTT tích cực tìm kiếm các cơ hội đầu tư mới để duy trì sự phù hợp trong nền kinh tế thay đổi, gần đây đã công bố kế hoạch tiếp tục đầu tư vào hoạt động kinh doanh mới nhằm tăng giá trị hoạt động cho lĩnh vực cốt lõi gồm đầu tư polymer và xe điện.

2.2. Pertamina

Pertamina (Indonesia) là công ty dầu khí 100% vốn nhà nước, thực hiện kế hoạch chuyển sang mô hình công ty holding từ năm 2018. Theo đó, Pertamina thành lập 4 sub-holdings: thượng nguồn, hạ nguồn, khí và marketing. Chính phủ Indonesia tin rằng với mô hình công ty holding có thể dễ dàng thực hiện được các mục tiêu

quốc tế, đồng thời cho phép chính phủ có thể điều phối chính sách hiệu quả hơn.

Mô hình kinh doanh theo mô hình truyền thống, các công ty con trong lĩnh vực hạ nguồn chủ yếu do Pertamina nắm quyền sở hữu. Giám đốc dự án lớn có nhiệm vụ điều phối các tài sản lọc dầu đã được xây dựng và các dự án mở rộng.

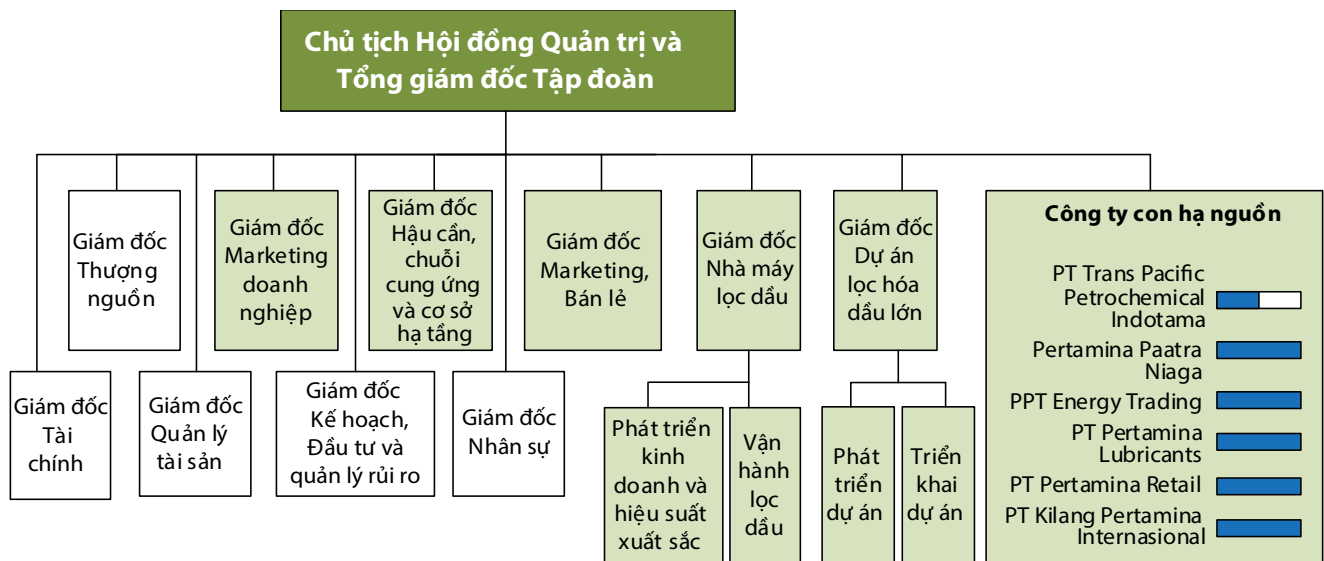
Chuỗi cung ứng dầu khí tích hợp chiều dọc được quản lý tập trung nhằm đảm bảo tính liên tục của chuỗi từ dầu thô đến đưa sản phẩm ra thị trường (Hình 5). Để đảm bảo nguyên liệu đầu vào và công nghệ, Pertamina liên doanh với các công ty ở Trung Đông (Saudi Aramco ở Nhà máy Lọc dầu Cilacap 50:50); kế hoạch liên doanh với Oman's Overseas Oil & Gas xây dựng Nhà máy Lọc dầu ở Botang (300 nghìn thùng/ngày) và Liên doanh với Rosneft xây dựng Tổ hợp lọc hóa dầu (300 nghìn thùng/ngày) ở Tuban.

Do đặc điểm địa lý, phân phối sản phẩm từ nhà máy lọc dầu tới thị trường tiêu thụ rất phức tạp với cung đường rộng khoảng từ 160 - 800 km. Pertamina sở hữu và điều phối toàn bộ hệ thống bán lẻ trong nước.

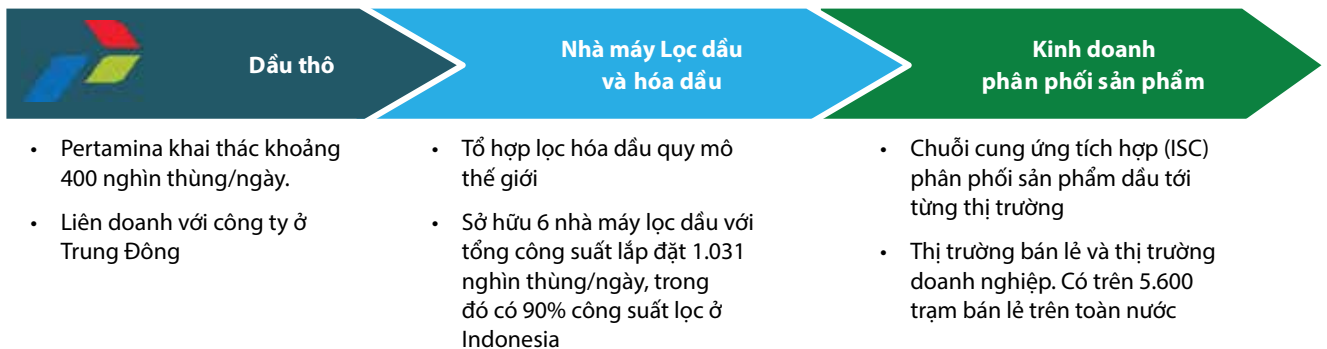
Mua sắm và đầu tư [1]:

- Công ty mẹ có 1 bộ phận mua sắm tập trung dưới sự quản lý của Ban giám đốc dịch vụ chia sẻ (directorates of shared services). Các quyết định mua sắm được thực hiện trên cấp độ Tập đoàn với sự tham gia của các Ban giám đốc khác. Công ty mẹ sử dụng hệ thống mua sắm tập trung với tên gọi “Procurement Excellence Centre”.

- Đầu tư mới vào lĩnh vực hạ nguồn được đánh giá bởi 1 bộ phận tập trung (centralized division) đứng đầu là Giám đốc của các dự án lớn và các thông tin được Viện Năng lượng Pertamina (Pertamina Energy Institute) cung cấp về đánh giá các lĩnh vực tăng trưởng tiềm năng.



Hình 4. Cơ cấu tổ chức của Pertamina



Hình 5. Chuỗi cung ứng dầu khí của Pertamina [3]

2.3. Petronas

Petronas (Malaysia) là công ty dầu khí 100% vốn nhà nước, hoạt động dưới hình thức công ty TNHH đại chúng. Petronas đã niêm yết một số công ty con không cốt lõi để đa dạng hóa sở hữu vốn nhưng vẫn đảm bảo là cổ đông lớn, đồng thời duy trì sự kiểm soát toàn bộ đối với các hoạt động kinh doanh cốt lõi. Mục đích là duy trì sự kiểm soát của nhà nước trong lĩnh vực chiến lược trong khi vẫn thu hút đầu tư nước ngoài và phù hợp với định hướng của chính phủ. Cụ thể hoạt động tái cơ cấu của Petronas [4]:

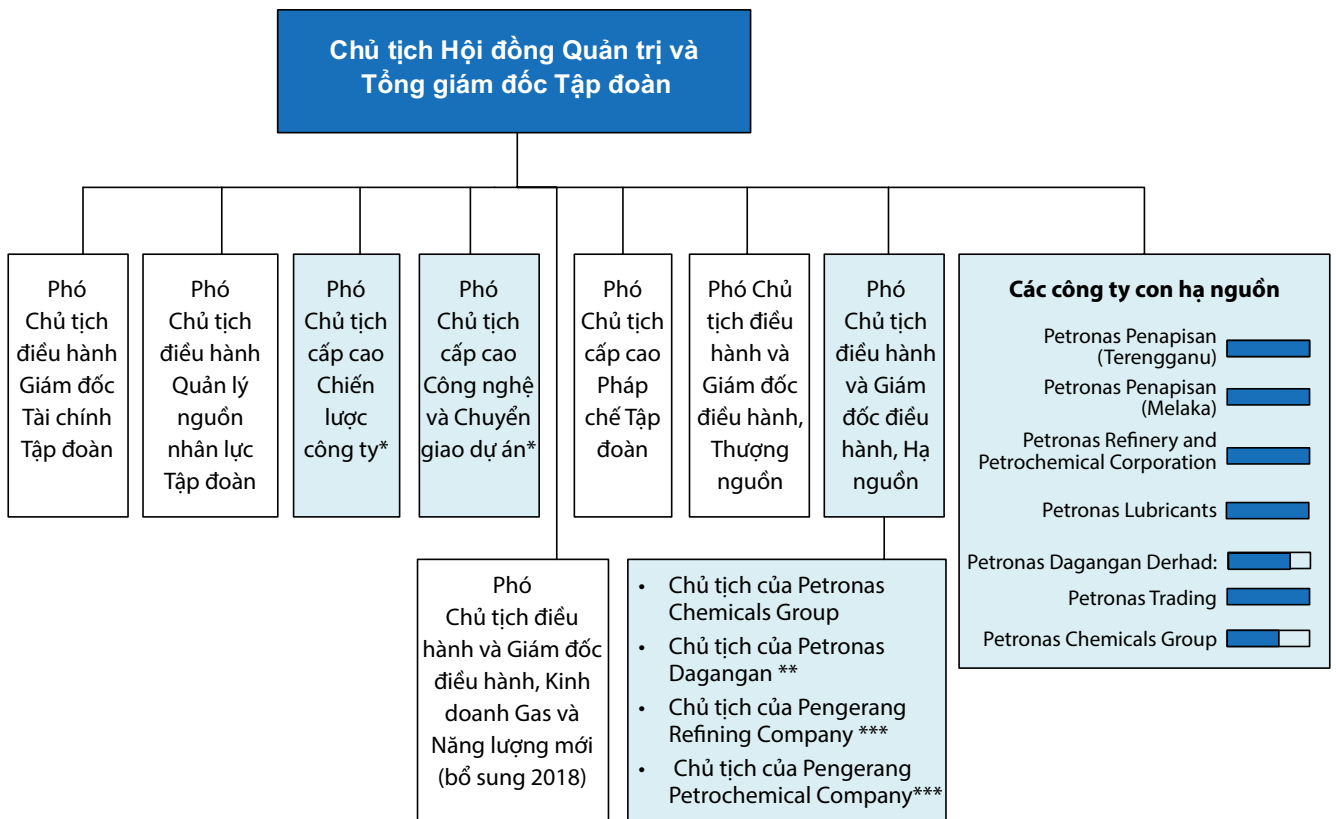
- Tái cấu trúc hoạt động hạ nguồn nhằm cắt giảm chi phí, thành lập nhóm công nghệ và chuyển giao dự án (The Project Delivery and Technology team) năm 2018 để giám sát chuyên môn kỹ thuật, nâng cao hiệu quả hoạt động và thúc đẩy tăng trưởng kinh doanh.
- Tái khởi động đội ngũ lãnh đạo bằng việc tăng ủy quyền, trao quyền ra quyết định nhiều hơn và chịu trách nhiệm giải trình.

- Hợp tác với các đối tác chiến lược thông qua các chi nhánh/công ty con để tham gia vào các thị trường mới và tiếp nhận chuyên môn của đối tác nhằm tiếp tục mở rộng/tăng trưởng (như hợp tác với Saudi Aramco ở dự án RAPID, tổ hợp lọc hóa dầu và hóa dầu tích hợp quy mô thế giới).

- Petronas thành lập nhóm chuyển đổi số (Digitalisation) để tìm kiếm các phương pháp nhằm tăng thêm giá trị vào hoạt động kinh doanh và vận hành thông qua hiểu, phân tích xu hướng dữ liệu.

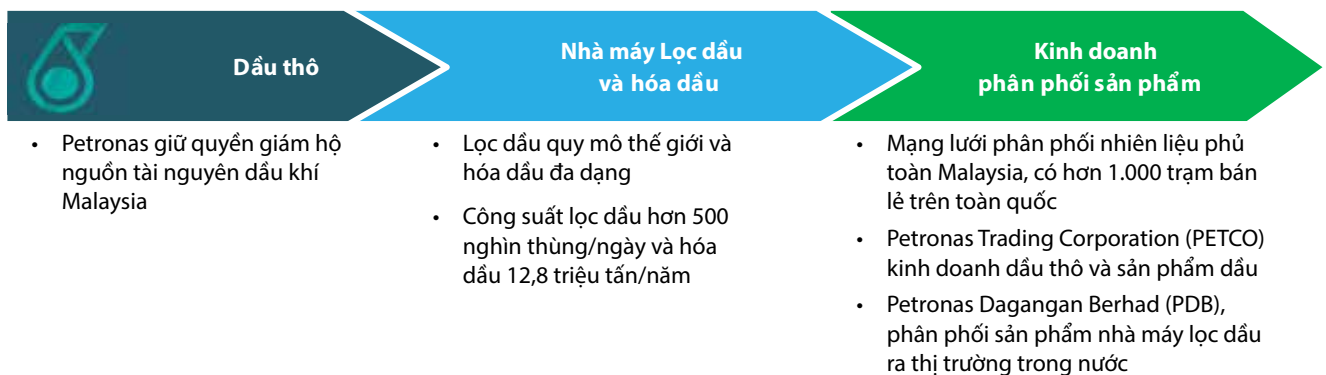
Mô hình kinh doanh hỗn hợp, lĩnh vực hạ nguồn được quản lý tập trung. Quản lý cấp cao của Petronas có trong HĐQT của công ty con và có ảnh hưởng trong việc chỉ đạo các công ty con. (Ví dụ: ông Datuk MD Arif Mahmood, là CEO lĩnh vực hạ nguồn, đồng thời là Chủ tịch của 4 công ty con) (Hình 6).

Petronas tham gia vào chuỗi cung ứng hạ nguồn tích hợp từ sản xuất dầu thô đến chế biến và phân phối sản phẩm ra thị trường trong nước (Hình 7).



* Nhóm Chiến lược Công ty và Nhóm Công nghệ và Chuyển giao dự án có bao trùm lĩnh vực hạ nguồn; ** PETRONAS Dagangan là cánh tay bán lẻ và marketing của Petronas về sản phẩm dầu khí hạ nguồn
*** Pengerang Refining and Petrochemical là liên doanh giữa Petronas and Saudi Aramco (RAPID project)

Hình 6. Cơ cấu tổ chức của Petronas



Hình 7. Chuỗi cung ứng dầu khí của Petronas

Petronas phân phối sản phẩm sản xuất ra từ các nhà máy lọc dầu ra thị trường Malaysia thông qua hệ thống các công ty con Petronas Dagangan Berhad (PDB) do Petronas sở hữu 69,88% cổ phần. PETCO thực hiện nhập khẩu các sản phẩm mà các nhà máy lọc dầu trong nước không đáp ứng được. Quan hệ giữa các công ty con theo giá thị trường.

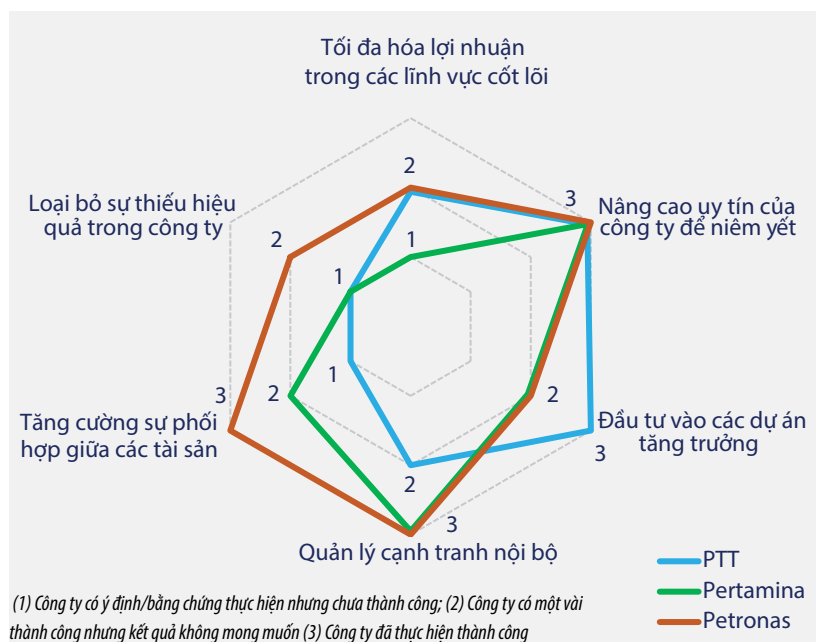
Mua sắm và đầu tư hạ nguồn [1]:

- Petronas hướng tới hệ thống mua sắm tập trung với mục đích tăng cường sức mạnh hợp lực và đáp ứng yêu cầu của nhà thầu.

- Hệ thống mua sắm của Petronas phải tuân thủ các quy định mua sắm của địa phương (yêu cầu sử dụng các công ty dịch vụ địa phương).

2.4. Đánh giá

Mô hình tổ chức quản lý thể hiện mối quan hệ tương tác giữa công ty mẹ với các công ty con và giữa các công ty con trong một tập đoàn. Trong phạm vi bài viết, nhóm tác giả đánh giá mối quan hệ này thông qua hành vi ra quyết định: các quyết định về chiến lược về đầu tư, cung ứng, hoạt động được thực hiện tập trung ở công ty mẹ



Hình 8. Kết quả thực hiện tái cơ cấu của công ty dầu khí quốc gia trong khu vực [1]

hay phân tán xuống công ty con (ai ra quyết định); các quyết định dựa trên lợi nhuận toàn tập đoàn hay từng đơn vị kinh doanh (cơ sở ra quyết định); đánh giá dựa trên KPIs tài chính hay KPIs hoạt động (động cơ ra quyết định); quy trình ra quyết định có được xây dựng và áp dụng chung trong toàn tập đoàn (tiêu chuẩn hóa) hay chỉ có một số tiêu chuẩn áp dụng chung còn tại mỗi đơn vị có bộ quy trình, thủ tục riêng phù hợp với đặc thù của đơn vị (cách thức ra quyết định).

Mỗi công ty dầu khí có mục tiêu và cách thực hiện khác nhau, với mỗi mô hình áp dụng sẽ là các bài học hữu ích để tham khảo.

- **PTT:** Áp dụng hình thức ra quyết định phân tán, các quyết định chủ yếu được đưa ra ở cấp công ty con, tối ưu từng tài sản riêng rẽ và ít có sự kết hợp giữa các tài sản; thước đo tài chính là mục tiêu chính của công ty (KPIs tài chính); đã có một số tiêu chuẩn hóa nhưng chưa bắt buộc áp dụng, PTT đang trong quá trình xây dựng quy trình và hướng tới áp dụng chuẩn hóa toàn tập đoàn. Mô hình áp dụng cải thiện về tài chính nhưng gặp khó khăn trong tăng trưởng và hợp lực, cụ thể:

Mặt được: Công ty mẹ có đại diện trong HĐQT của công ty con để đảm bảo kiểm soát thống nhất một số vấn đề chính và quản lý tập trung vào tăng trưởng; các công ty con hoạt động như một đơn vị độc lập, có trách nhiệm đối với cổ đông và có bộ KPI định hướng tài chính riêng; mua dầu thô tập trung cho các nhà máy lọc dầu. PTT thành lập nhóm nghiên cứu để tìm kiếm khu vực có tiềm năng tăng trưởng mới để có thể cải thiện tăng trưởng và đảm bảo lợi nhuận ổn định.

Tồn tại: Cấu trúc quản lý cồng kềnh, mỗi công ty con có các chức năng hỗ trợ riêng (mua sắm, nhân sự, công nghệ thông tin, tài chính), dẫn đến không hiệu quả do thiếu hợp lực. Quản lý các nhà máy lọc dầu chưa tối ưu, áp dụng các hệ thống quy trình khác nhau, bộ giá khác nhau, hạn chế hợp tác (bảo dưỡng sửa chữa và hoạt động), còn tồn tại cạnh tranh nội bộ

để chiếm lĩnh thị trường trong nước mặc dù PTT là cổ đông chính trong các nhà máy lọc dầu (PTT Global Chemical, IRPC, Thai Oil).

- **Pertamina:** Áp dụng hình thức ra quyết định tập trung, HĐQT quyết định các quyết định chính và ít có sự kết hợp giữa các tài sản; mục tiêu quản lý tập trung nhiều vào tối ưu sản xuất (KPI hoạt động), các chỉ tiêu tài chính chưa được ưu tiên; đã xây dựng một số tiêu chuẩn hóa nhưng chưa bắt buộc áp dụng. Pertamina gặp khó khăn trong cân bằng cung cấp nhiên liệu và lợi nhuận.

Mặt được: Cơ cấu tổ chức của Pertamina cho phép tập trung vào các dự án tăng trưởng. Giám đốc dự án lọc hóa dầu được trao quyền để khai thác cơ hội đầu tư mới trên cơ sở tham khảo ý kiến của nhóm chiến lược doanh nghiệp; đã hình thành chuỗi cung ứng tích hợp (ISC), cung cấp dầu thô và quản lý các sản phẩm lọc dầu cho các nhà máy lọc dầu.

Tồn tại: Quyết định quản lý chủ yếu được đưa ra bởi cấp cao (Công ty mẹ), dẫn đến việc ra quyết định chậm; các mục tiêu của Pertamina chủ yếu được điều hướng theo chính trị, đảm bảo an ninh nhiên liệu trong nước; thiếu kinh nghiệm quản lý các liên doanh quốc tế (nỗ lực tham gia vào liên doanh với Saudi Aramco trong dự án nâng cấp nhà máy lọc dầu nhưng bị trì hoãn do bất đồng về định giá tài sản); chưa tối ưu các nhà máy lọc dầu do sử dụng các bộ giá khác nhau để lập kế hoạch.

- **Petronas:** Áp dụng hình thức ra quyết định tập trung, HĐQT quyết định các quyết định chính và dựa trên tối ưu các tài sản; mục tiêu truyền đạt là KPI hoạt động và đang hướng tới là KPI tài chính; Petronas đang trong quá trình xây dựng quy trình và hướng tới áp dụng chuẩn hóa tất cả các hoạt động của tập đoàn.

Mặt được: Các hoạt động kinh doanh cốt lõi được sở hữu hoàn toàn bởi Petronas và được kiểm soát tập trung. Bên

cạnh đó, công ty mẹ có đại diện trong ban lãnh đạo của các công ty con để đảm bảo cạnh tranh lành mạnh giữa các công ty con. Petronas trao quyền cho đội ngũ lãnh đạo để tự chủ đưa ra quyết định trong thời kỳ giá dầu thấp và thực hiện chiến lược cắt giảm chi phí (tiết kiệm khoảng 50 tỷ RM trong 4 năm từ năm 2015 đến 2018); các công ty con hoạt động theo định hướng lợi nhuận do vậy các công ty niêm yết hấp dẫn hơn; tiếp cận được nguồn chi phí cạnh tranh và công nghệ thông qua liên doanh với các công ty quốc tế (trong dự án RAPID); nhóm về kỹ thuật số hỗ trợ cải thiện chuỗi giá trị thông qua phân tích dữ liệu.

Tồn tại: Các quyết định chính chủ yếu được thực hiện bởi các giám đốc điều hành cấp cao, dẫn đến quá trình ra quyết định chậm và quan liêu. Chính phủ định giá sản phẩm lọc dầu (bắt kể biến động giá dầu thô thế giới) dẫn đến tác động tiêu cực khả năng cạnh tranh; hệ thống mua sắm không hiệu quả do quy định ủng hộ các nhà sản xuất địa phương; hệ thống thủ tục, quy trình lúc đầu chưa được thiết lập cho hợp tác quốc tế, do đó, Petronas đã phải hợp lý hóa để đảm bảo báo cáo minh bạch, dẫn đến phạm vi và trách nhiệm không rõ ràng.

Đánh giá mức độ thực hiện tái cơ cấu thành công của các công ty dầu khí nghiên cứu trên các khía cạnh thực hành tốt (best practices) dưới đây theo 3 cấp độ[1]. Các khía cạnh đánh giá gồm:

- Tối đa hóa lợi nhuận trong các lĩnh vực cốt lõi: Ưu tiên cân bằng lợi nhuận tài chính với mục tiêu quốc gia; thực hiện các cơ chế định giá sản phẩm và giá chuyển nhượng giữa các công ty con theo giá thị trường.
- Nâng cao uy tín của doanh nghiệp: Có quan hệ với các đối tác có uy tín; tổ chức báo cáo minh bạch, đặc biệt là báo cáo tài chính của công ty con.
- Đầu tư vào các lĩnh vực tăng trưởng mới: Hợp tác chiến lược với các công ty hàng đầu để tiếp cận kiến thức và chuyên môn kỹ thuật; đảm bảo tổ chức và hệ thống sẵn sàng để quản lý quan hệ đối tác chiến lược mới; thành lập nhóm đánh giá các cơ hội tiềm năng độc lập để đảm bảo các cơ hội được đánh giá công bằng (cùng 1 bộ giá).
- Quản lý cạnh tranh nội bộ: Giảm thiểu cạnh tranh không cần thiết để tranh giành thị trường trong cùng loại tài sản/sản phẩm thông qua việc giữ quyền kiểm soát các công ty con cốt lõi và thông qua CEO và HĐQT đối với các công ty con niêm yết; hạn chế sự chống chéo tài sản trong chuỗi giá trị và địa lý; xây dựng và tuân thủ các hướng dẫn quản lý các liên doanh.
- Tăng cường hợp lực các tài sản: Khuyến khích sự

phối hợp trong chuỗi cung ứng và tối ưu hóa nhà máy lọc dầu bằng việc xây dựng quy trình vận hành và hệ thống thống nhất áp dụng chung (đặc biệt là hệ thống mua sắm và bảo dưỡng); thực hiện tối ưu hóa các nhà máy lọc dầu; thành lập đội chuỗi cung ứng tích hợp để mua dầu thô và quản lý sản phẩm hạ nguồn.

- Loại bỏ sự thiếu hiệu quả: Cơ cấu tổ chức tinh gọn để giảm thiểu lãng phí nguồn lực như việc hợp nhất các chức năng hỗ trợ giữa các công ty con để giảm chi phí chung; truyền đạt các mục tiêu rõ ràng trong toàn tập đoàn và trao quyền cho đội ngũ lãnh đạo có thẩm quyền để ra quyết định; tối ưu hóa số lượng nhân viên phù hợp với hoạt động; giảm quyền sở hữu đối với tài sản không có lợi nhuận hoặc nằm ngoài chuỗi giá trị.

Kết quả đánh giá các công ty nghiên cứu (Hình 8).

Kết quả trên cho thấy các thực hành tốt được thấy trong mô hình hỗn hợp. Mô hình này tiếp thu được cả ưu điểm của mô hình phân tán và mô hình truyền thống. Mô hình phân tán, chủ động trong việc thực hiện đầu tư các dự án tăng trưởng mới nhưng gặp khó khăn trong việc khuyến khích sự phối hợp trong chuỗi để tối ưu nguồn lực và tinh gọn tổ chức. Mô hình truyền thống, nhờ tỷ lệ nắm giữ quyền kiểm soát tài sản các công ty con, công ty mẹ giảm thiểu được cạnh tranh không cần thiết giữa các công ty con có cùng loại sản phẩm trong cùng thị trường. Tuy nhiên, mô hình truyền thống gặp khó khăn trong việc đảm bảo lợi nhuận tốt cho lĩnh vực kinh doanh cốt lõi do phải cân bằng lợi nhuận tài chính với mục tiêu quốc gia, cơ cấu tổ chức quản lý công kênh tương tự như mô hình phân tán.

3. Kinh nghiệm tổ chức quản lý lĩnh vực hạ nguồn của PVN

Các đơn vị hoạt động trong lĩnh vực hạ nguồn của PVN chủ yếu đã được chuyển sang mô hình công ty cổ phần và công ty trách nhiệm hữu hạn, điều này phù hợp với định hướng của Nhà nước và của PVN. Tuy nhiên, do ảnh hưởng từ hệ thống quản lý doanh nghiệp Nhà nước nên thực tế hiệu quả quản lý đối với các công ty cổ phần/trách nhiệm hữu hạn chưa được như mục tiêu ban đầu do thiếu kinh nghiệm quản lý liên doanh nước ngoài, chưa rõ ràng mô hình công ty điều hành hay công ty đầu tư tài chính (holding) nên Công ty mẹ vẫn còn tham gia trực tiếp vào điều hành đơn vị, sự kết nối giữa các đơn vị rời rạc, chưa liên kết chuỗi giá trị chặt chẽ, chưa tối ưu được nguồn lực (cơ sở hạ tầng phân phối sản phẩm, bảo dưỡng sửa chữa, vật tư dự phòng, nhân sự...), còn tồn tại cạnh

tranh thị trường, cơ chế quản lý của công ty mẹ khác nhau giữa các đơn vị... [5].

Trên cơ sở phân tích mô hình tổ chức quản lý của các công ty dầu khí trên thế giới, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) kiến nghị một số thực hành tốt có thể được áp dụng cho mô hình quản lý hạ nguồn của PVN:

- Giữ quyền kiểm soát các công ty cốt lõi thông qua sở hữu vốn hoặc chi phối bằng nguồn nguyên liệu đầu vào hoặc thị trường sản phẩm; kiểm soát thông qua người đại diện phần vốn tại đơn vị để đảm bảo dẫn dắt các công ty theo chiến lược của PVN.
- Quan hệ giá trao đổi giữa các đơn vị theo thị trường để đảm bảo lợi ích công bằng giữa các công ty con.
- Thiết lập mối quan hệ đối tác chiến lược, tổ chức lại theo thông lệ tốt để minh bạch báo cáo tài chính và xoay quanh hiệu quả tài chính đối với các công ty con.
- Tham gia vào các dự án đầu tư tăng trưởng mới bằng việc quan hệ đối tác với các công ty lớn để tiếp cận chuyên môn và kiến thức kỹ thuật mới.
- Thay đổi tổ chức và xây dựng hệ thống hướng dẫn rõ ràng để quản lý các liên doanh với nước ngoài và các quan hệ đối tác chiến lược mới.
- Thiết lập tư duy theo hướng tăng trưởng mạnh mẽ, tìm kiếm cơ hội tăng trưởng mới thông qua việc nghiên cứu sàng lọc các cơ hội tiềm năng.
- Áp dụng kỹ thuật số vào lĩnh vực hạ nguồn.
- Hạn chế chống chéo trong chuỗi giá trị và khu vực địa lý, trong trường hợp tài sản chống chéo, sáp nhập/hợp nhất có thể giúp thúc đẩy việc hợp lực và cải thiện sự hợp tác.
- Xây dựng hệ thống thống nhất và quy trình vận hành cho các tài sản để thúc đẩy sự hợp tác, phối hợp (mua sắm và bảo dưỡng).
- Đưa hoạt động quản lý và phân phối sản phẩm về một đầu mối để nâng cao hiệu quả của chuỗi cung ứng.
- Truyền đạt các mục tiêu rõ ràng trong tổ chức và trao quyền cho đội ngũ lãnh đạo công ty con có thẩm quyền đưa ra quyết định.

4. Kết luận và khuyến nghị

Trên cơ sở phân tích mô hình tổ chức của các công ty dầu khí trong khu vực, nhóm tác giả đề xuất một số khuyến nghị cho công tác tổ chức quản lý hoạt động hạ nguồn của PVN như sau:

- Mô hình tổ chức quản lý của PVN nên tiếp cận theo hướng mô hình công ty holding, phù hợp với xu hướng hiện nay của các công ty dầu khí, tập trung vào phát triển công tác quản trị tốt để giám sát và hỗ trợ công tác quản trị cho công ty con. Công ty mẹ không tham gia vào điều hành công ty con và công ty con tự chịu trách nhiệm hoàn toàn với hoạt động sản xuất kinh doanh.

- Áp dụng mô hình hỗn hợp, nâng cao công tác quản trị:

+ Phân cấp/ủy quyền tối đa cho công ty con chủ động, linh hoạt và tự chịu trách nhiệm đối với hoạt động sản xuất kinh doanh của đơn vị. Công ty mẹ chỉ quản lý các vấn đề lớn về định hướng, chiến lược và xây dựng hệ thống quản trị tốt để quản lý và giám sát thông qua chỉ số KPIs.

+ Xây dựng và áp dụng bộ quy tắc, hướng dẫn chung cho hoạt động kinh doanh, quản lý điều hành, quản trị trong toàn Tập đoàn, từ Công ty mẹ đến các đơn vị thành viên thông qua hệ thống các quy trình, quy chế được chuẩn hóa theo thông lệ tốt nhằm đảm bảo tính thống nhất, minh bạch và có cơ chế giám sát hiệu quả trong quá trình triển khai, thực hiện. Các hệ thống cần thiết xây dựng áp dụng chung gồm: quản trị rủi ro và kiểm soát nội bộ, quản lý đầu tư, quản lý nhân sự cấp cao...

+ Đổi mới và tái tạo văn hóa hiệu quả trong doanh nghiệp dựa trên sự gắn kết, niềm tin và tinh thần chịu trách nhiệm trong tổ chức.

- Tăng cường liên kết, tích hợp chuỗi giá trị chặt chẽ, tối ưu hóa nguồn lực và thế mạnh hiện có của PVN về cơ sở hạ tầng, nguồn cung, tài sản, vốn, con người, kênh phân phối, thị trường; đảm bảo tài chính cho công ty mẹ; nâng cao năng lực cạnh tranh.

- Xây dựng mối quan hệ hợp tác chiến lược với các đối tác tác có kinh nghiệm, chuyên môn và năng lực tài chính để tham gia vào các dự án đầu tư mới có tiềm năng tăng trưởng cao trong tương lai như hóa dầu, hóa chất, LNG, năng lượng tái tạo.

- Nâng cao hiệu quả của chức năng hỗ trợ, xem xét tổ chức tập trung hoạt động bảo dưỡng sửa chữa và logistics, điều này có thể tăng giá trị trong việc chia sẻ nguồn lực trong các tài sản.

- Đổi mới và áp dụng mô hình kinh doanh kỹ thuật số trong lĩnh vực hạ nguồn, tương tự một số công ty dầu khí đã thành lập các nhóm tập trung vào chuyển đổi số, đổi mới, tái tạo và đầu tư mạo hiểm.

Tài liệu tham khảo

- [1] Wood Mackenzie, "Downstream organisational learnings", 2019.
- [2] PTT, "Annual report". [Online]. Available: <https://www.pttplc.com/en/Media/Publications/Report.aspx>.
- [3] Pertamina, "Annual report". [Online]. Available: <https://www.pertamina.com/en/documents/laporan-tahunan>.
- [4] Petronas, "Annual report". [Online]. Available: <https://www.petronas.com/media/reports>.
- [5] Viện Dầu khí Việt Nam, "Đánh giá và hoàn thiện mô hình quản trị doanh nghiệp cho các đơn vị sản xuất kinh doanh khâu sau của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam", 2020.

DOWNSTREAM ORGANISATION MODEL OF SOME NATIONAL OIL AND GAS COMPANIES IN SOUTHEAST ASIA AND EXPERIENCES FOR PVN

Hoang Thi Dao¹, Hoang Thi Phuong¹, Luong Thu Ha²

¹Vietnam Petroleum Institute

²National Economics University

Email: daoht@vpi.pvn.vn

Summary

The petroleum downstream sector has been facing many challenges affecting the entire value chain such as price volatility, falling refining margins, increasing competition, tighter quality requirements, high investment capital and renewable energy sources. Downstream players therefore need to reform their organisations to suit the new context. This paper describes the organisation of the downstream sector of three national oil and gas companies, namely PTT, Pertamina and Petronas, thereby drawing experiences and lessons for the organisation of the downstream sector of the Vietnam Oil and Gas Group (PVN).

Key words: Organisation, downstream sector, national oil and gas company, PTT, Pertamina and Petronas.



NHỮNG THÁCH THỨC KHI PHẢI QUYẾT ĐỊNH ĐÓNG GIẾNG TRONG BỐI CẢNH GIÁ DẦU GIẢM

Việc đóng 1 giếng dầu trong năm 2020 tương đối dễ dàng, thậm chí trong một vài trường hợp chỉ cần thao tác trên điện thoại. Tuy nhiên, chọn giếng dầu nào để đóng và đóng trong bao lâu mới là quyết định khó khăn.

Trong bối cảnh đại dịch COVID-19 và giá dầu thô ở mức thấp kỷ lục trong lịch sử, các doanh nghiệp dầu khí của Mỹ đang phải đóng hàng loạt giếng khai thác. Tại khu vực bể Permian, ExxonMobil Corp. cho biết sẽ cắt giảm 75% số lượng giàn khoan, chỉ vận hành 15 giàn cho đến cuối năm 2020. Còn Chevron chỉ có 5 giàn hoạt động, giảm 71% số lượng giàn tại khu vực này.

"Công nghiệp dầu khí chưa bao giờ phải đối mặt với tốc độ đóng

giếng như hiện nay" theo chuyên gia Clay Williams, Giám đốc điều hành của National Oilwell Varco Inc., doanh nghiệp sản xuất thiết bị mỏ dầu lớn nhất của Mỹ, cho biết ngày 28/4/2020. "Chúng ta đang ở tình thế bị buộc phải đóng giếng để cắt giảm sản lượng từ 15 đến 20 triệu thùng dầu mỗi ngày".

Cùng lúc điều hành tới hàng trăm, thậm chí hàng nghìn giếng, các doanh nghiệp dầu khí đang đau đầu khi phải cân nhắc đóng giếng nào trước, giếng nào đóng vĩnh viễn, khi khởi động lại sẽ gặp khó khăn gì, chi phí là bao nhiêu, những mỏ nào có độ rỗng không phù hợp để đóng...

Đối với các giếng khai thác dầu đá phiến ngày nay, việc cắt giảm sản lượng được thực hiện tương đối đơn giản. Các máy bơm điện chìm (EPS)

hoạt động như các hệ thống giám sát để tổ chức và lưu trữ dữ liệu tập trung, phục vụ việc theo dõi và kiểm soát. Các hệ thống này gửi dữ liệu từ trong lòng giếng đến bộ phận đo từ xa trên bề mặt và truyền báo cáo trực tuyến đến các nhà quản lý khai thác và cho phép có thể dễ dàng đóng giếng khi cần.

Giám đốc điều hành ExxonMobil Darren Woods cho biết sẽ cắt giảm các giếng mới nhất, tốt nhất trước tiên. Điều đó về cơ bản cho phép ExxonMobil dự trữ dầu trong lòng đất cho đến khi giá tăng và tùy thuộc vào diễn biến của thị trường để nhanh chóng đưa các giếng hoạt động trở lại.

Nói chung, kể cả giếng không tự động hóa cũng có thể được đóng lại khá dễ dàng, giống như bảo trì định kỳ. Để sửa chữa 1 giếng sẽ cần 1 giàn



Mỏ dầu Draugen tại khu vực nước sâu 250m Lô 6407-9, Na Uy. Ảnh: Jan-Rune Smenes Reite

dịch vụ và đội ngũ nhân viên với chi phí khoảng 500 USD/giờ. Trong trường hợp, các giếng phải ngừng hoạt động trong thời gian dài hoặc vĩnh viễn, các doanh nghiệp muốn lấy lại các thiết bị đắt tiền mà vẫn đảm bảo chúng hoạt động được thì chi phí có thể rất tốn kém, lên tới 75.000 USD hoặc hơn.

Tuy nhiên, cũng có một số lo ngại từ các nhà điều hành rằng nếu phải đóng giếng lâu, độ rỗng của đá có thể cho phép dầu di chuyển khỏi giếng, làm giảm dòng sản phẩm.

Đối với nhiều doanh nghiệp, điểm cơ bản để xem xét quyết định đóng giếng chính là chi phí vận hành trên mỗi thùng dầu. Nghiên cứu của các chuyên gia phân tích của BloombergNEF cho thấy 45% sản lượng khảo sát đều không có lãi

Chi phí ước tính theo Wood Mackenzie Ltd.

- Chi phí đóng giếng:

Kéo máy bơm chìm điện tử từ giếng có dòng chảy cao: 150.000 USD

Kéo cần khoan từ giếng có dòng chảy thấp: 75.000 USD

Xử lý hóa chất để bảo vệ các thiết bị còn lại: 2.000 - 5.000 USD

- Chi phí khởi động lại:

Sửa chữa hoặc lau chùi 1 giếng bị ngập quá nhiều nước: 10.000 - 20.000 USD

Sửa máy bơm chìm điện tử bị hư hỏng: 150.000 USD

Mua và vận hành máy bơm chìm điện tử mới: 250.000 - 300.000 USD

Sửa ống hoặc cần khoan trong giếng có dòng chảy thấp: 50.000 USD

ở mức 30 USD/thùng; còn đối với các giếng thông thường, không nứt vỡ thủy lực và các công ty khai thác có chi phí vận hành cao ở khu vực bể Bakken ở Montana và Bắc Dakota phải cần giá dầu thô lên trên 45 USD/thùng.

Trong tháng qua, Mỹ, Canada và Brazil đóng góp chủ yếu vào phần cắt giảm nguồn cung 2,2 triệu thùng/ngày, theo Fatih Birol - Giám đốc điều hành của Cơ quan Năng lượng Quốc tế.

North Dakota đã đóng khoảng 6.200 giếng, chiếm tới 1/3 số giếng hoạt động của bang. Trong đó có 1.700 giếng của Continental Resources Inc. Công ty này đã cắt giảm sản lượng 69.000 thùng/ngày trong tháng 4/2020 và có kế hoạch tiếp tục cắt giảm 150.000 thùng/ngày trong 2 tháng tới, theo Rystad Energy. Các công ty khác có kế hoạch kiểm chế sản lượng gồm: ConocoPhillips, Cimarex Energy Co., Parsley Energy Inc., Concho Resources Inc. và Enerplus Corp.

Các giếng tại vịnh Mexico có thể sẽ đóng sau cùng. Thách thức của khu vực này là hệ thống đường ống ngầm khá dài dưới đáy biển dẫn dầu đến các cơ sở chế biến trên bờ. Ở độ sâu như vậy, chất lỏng trong các đường ống có thể bị tắc nghẽn nếu đóng giếng quá lâu. Mặc dù vùng

Vịnh thường xuyên phải ngừng sản xuất trong thời gian ngắn khi bão đến, nhưng điều đó không khả thi để đóng giếng lâu dài.

Mỹ không phải là quốc gia duy nhất phải đóng nhiều giếng. Các doanh nghiệp sản xuất dầu miền Tây Canada đã giảm sản lượng khoảng 300.000 thùng/ngày, còn thiếu từ 1 triệu đến 1,5 triệu thùng sẽ cần phải cắt giảm tiếp, chuyên gia phân tích Jason Bouvier của Bank of Nova Scotia cho biết.

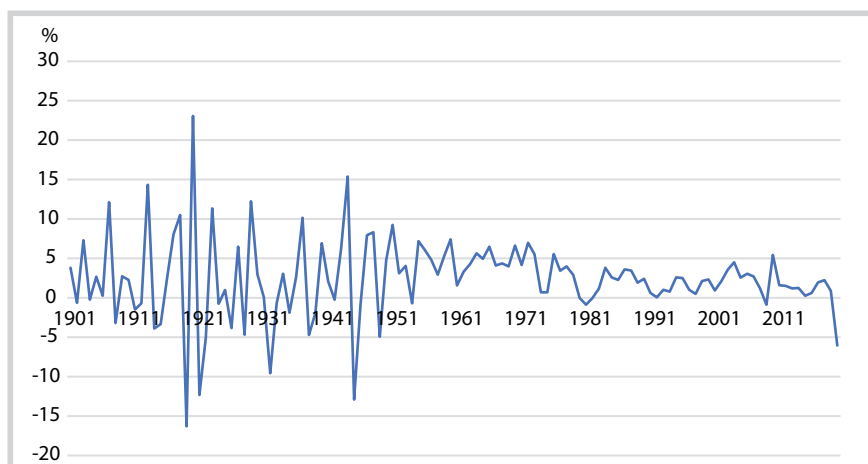
Dầu cát của Canada với trữ lượng lớn thứ 3 thế giới phải đối mặt với thách thức đặc biệt. Để khai thác loại cát dầu nằm sâu dưới mặt đất, hơi nước được bơm xuống tầng cát dầu dưới đất, làm tăng độ nhớt và dầu sẽ chảy lên bề mặt. Các giếng nhiệt loại này tiềm ẩn nhiều rủi ro khi đóng vì khi bơm trở lại có thể khiến vỉa chứa bị tắc nghẽn, làm suy giảm lượng dầu thu hồi.

Để thực sự hiểu các chi phí của việc ngừng sản xuất, Jon Gorrie, chuyên gia phân tích của Wood Mackenzie cho rằng đó là vấn đề thời gian. Theo ông Gorrie, có thể tắt công tắc ở giếng khai thác, dừng hoạt động 1 mỏ, song điều quan trọng nhất là khoảng thời gian sẽ ngừng hoạt động.

Trần Hoàng Anh (theo World Oil)

NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO CÓ GIÚP NỀN KINH TẾ THẾ GIỚI NHANH CHÓNG PHỤC HỒI?!

Các công ty dầu khí lớn và các tập đoàn năng lượng hàng đầu thế giới đang duy trì đầu tư vào lĩnh vực năng lượng tái tạo trong bối cảnh giá dầu biến động và dịch bệnh COVID-19 diễn biến phức tạp.



Hình 1. Biến động tiêu thụ năng lượng của thế giới (Nguồn: IEA)

Đại dịch COVID-19 đã khiến kinh tế thế giới rơi vào khủng hoảng, song chất lượng không khí chưa bao giờ trong sạch đến thế tại các thành phố lớn ở châu Âu, Mỹ hay Ấn Độ. Lượng khí thải nhà kính trên thế giới đã giảm mạnh.

Theo dự báo của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), phát thải carbon liên quan đến năng lượng sẽ giảm khoảng 8% trong năm 2020, con số này cao gấp 6 lần so với mức giảm kỷ lục vào năm 2009, trong đó Mỹ là quốc gia có mức giảm khoảng 7,5%. Điều này đã làm dấy lên hy vọng về một tương lai đạt được mục tiêu giảm phát thải nhà kính trên thế giới theo Hiệp ước chống biến đổi khí hậu tại Paris. Tuy nhiên, sự thật là thế giới đang phụ thuộc vào năng lượng dầu mỏ và không dễ thay đổi được điều này.

Trong báo cáo tác động của đại dịch coronavirus, IEA đã chỉ ra rằng

nhu cầu năng lượng sụp đổ là điều chưa từng có tiền lệ. Xét về dài hạn, đại dịch lần này đã cho thấy những dấu hiệu thúc đẩy chuyển dịch mạnh mẽ sang cơ cấu năng lượng carbon thấp. Công nghiệp năng lượng tái tạo đang vươn lên phát triển chắc chắn và ổn định hơn dầu mỏ.

Royal Dutch Shell tuyên bố cắt giảm chi tiêu xuống mức 3 - 4 tỷ USD và đầu tư xuống dưới 20 tỷ USD trong năm 2020. Mặc dù vậy, Shell cam kết duy trì mức cắt giảm khí thải và tăng cường đầu tư vào lĩnh vực năng lượng tái tạo gồm: điện năng, hạ tầng bộ nạp EV cho xe điện cũng như theo đuổi mô hình kinh doanh năng lượng carbon thấp trong tương lai.

BP cho biết sẽ duy trì mức đầu tư khoảng 500 triệu USD cho lĩnh vực năng lượng carbon thấp trong năm 2020 mặc dù cắt giảm đến



25% chi tiêu, xuống còn khoảng 12 tỷ USD. Trong khi đó, công ty năng lượng lớn nhất Đan Mạch Ørsted A/S đã bán tài sản thăm dò dầu khí cuối cùng vào năm 2017, bán mảng kinh doanh LNG vốn đang bị thua lỗ trong năm 2019 và chuyển đổi hoàn toàn sang lĩnh vực năng lượng sạch. Hiện nay, năng lượng tái tạo chiếm đến 90% sản lượng điện của Ørsted. Trong Quý I/2020, Ørsted công bố lợi nhuận tăng 27% và cho biết COVID-19 sẽ không tác động nhiều đến kế hoạch lợi nhuận cả năm của công ty. Tập đoàn điện lực lớn của Tây Ban Nha Iberdrola cũng báo cáo tăng trưởng lợi nhuận ròng trong Quý I/2020 là 5% và dự định tăng chi phí đầu tư thêm 12% lên 10 tỷ EUR.



Nhiều dự án mới được công bố gần đây cho thấy sự phát triển của lĩnh vực năng lượng sạch/tái tạo. Liên doanh giữa Abu Dhabi Power Corporation và EDF, Jinko Solar đã trúng thầu dự án điện mặt trời công suất 2 GW dự kiến đi vào hoạt động trong năm 2022. Số lượng các dự án năng lượng mặt trời tại Mỹ đang gia tăng nhanh chóng. Chính phủ các quốc gia sẵn sàng kích hoạt các gói hỗ trợ và kích thích kinh tế khổng lồ, giúp nền kinh tế có thể phục hồi trong ngắn hạn và tạo nên sự thay đổi cơ bản trong các thập kỷ tới. Trong đó, các kế hoạch đầu tư vào năng lượng sạch được tin tưởng sẽ tạo ra nhiều việc làm hơn, thúc đẩy tăng trưởng kinh tế và giúp giảm thiểu ô nhiễm môi trường.

Năng lượng sạch được dự báo sẽ đóng vai trò trung tâm trong quá trình phục hồi nền kinh tế thế giới và chuyển đổi năng lượng, với 2 trụ cột là năng lượng gió và điện mặt trời. Để đạt được bước tiến trong kế hoạch chuyển đổi năng lượng này, IEA cho rằng các kế hoạch hành động chính cần được thực hiện gồm: thiết lập chương trình hành động kết hợp mục tiêu chống biến đổi khí hậu với việc tạo thêm việc làm; các doanh nghiệp nhà nước tham gia đầu tư vào lĩnh vực năng lượng sạch (IEA cho rằng chính phủ các quốc gia đóng vai trò thúc đẩy đến 70% đầu tư năng lượng toàn cầu thông qua chính sách); ưu tiên xây dựng các trung tâm lưu trữ năng lượng và chú trọng tiết kiệm năng lượng.

Minh Hà

Tài liệu tham khảo

[1] Wood Mackenzie, "Renewable energy shows its strength in the coronavirus crisis". [Online]. Available: <https://www.woodmac.com/news/opinion/renewable-energy-shows-its-strength-in-the-coronavirus-crisis>.

[2] IEA, "How Clean Energy Transitions Can Help Kick-Start Economies". [Online]. Available: <https://www.iea.org/commentaries/how-clean-energy-transitions-can-help-kick-start-economies>.

[3] IEA, "Global energy and CO2 emissions in 2020". [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020/global-energy-and-co2-emissions-in-2020#abstract>.

TIN TRONG NƯỚC

VPI ký thỏa thuận hợp tác toàn diện với Đại học Mỏ - Địa chất



TS. Nguyễn Anh Đức - Viện trưởng VPI và GS.TS. Trần Thanh Hải - Hiệu trưởng HUMG ký Thỏa thuận hợp tác. Ảnh: Linh Chi

Ngày 15/5/2020, tại Hà Nội, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) và Đại học Mỏ - Địa chất (HUMG) đã ký Thỏa thuận hợp tác toàn diện trong nghiên cứu khoa học và hợp tác phát triển khoa học công nghệ, đào tạo và phát triển nguồn lực... TS. Nguyễn Anh Đức - Viện trưởng VPI và GS.TS. Trần Thanh Hải - Hiệu trưởng HUMG đã đại diện hai bên ký kết thỏa thuận quan trọng này.

Theo Thỏa thuận này, VPI và HUMG sẽ hợp tác xây dựng và triển khai các chương trình nghiên cứu khoa học phục vụ cho sự phát triển ngành Dầu khí Việt Nam nói riêng và lĩnh vực địa chất, khai thác khoáng sản nói chung; tăng cường mở rộng các mối quan hệ hợp tác với trường/viện nghiên cứu, doanh nghiệp khoa học công nghệ, nhà cung cấp bản quyền uy tín trên thế giới. Hai bên sẽ thành lập các nhóm nghiên cứu chung định hướng chuyên sâu về nghiên cứu địa chất cơ bản, giải pháp nâng cao hệ số thu hồi, cơ lý đất đá, phát triển các phần mềm dầu khí...

Trong lĩnh vực đào tạo và phát triển nguồn lực, VPI và HUMG sẽ

phối hợp xây dựng và hoàn thiện các chương trình đào tạo phù hợp với tình hình phát triển của ngành Dầu khí Việt Nam và thế giới; xây dựng dữ liệu chuyên gia; biên soạn, xuất bản giáo trình, tài liệu nghiên cứu và giảng dạy... Hai bên sẽ hợp tác xây dựng và triển khai các khóa đào tạo ngắn hạn mang thương hiệu độc quyền VPI - HUMG, gắn đào tạo với thực tế ứng dụng; khai thác sử dụng hiệu quả đội ngũ giảng viên, chuyên gia, cơ sở vật chất và trang thiết bị...

Trong thời gian qua, VPI và HUMG đã có những hợp tác nghiên cứu như: xây dựng bộ công cụ trí tuệ nhân tạo hỗ trợ đánh giá phân tích, liên kết tài liệu địa chất, địa vật lý giếng khoan và số liệu khai thác để nâng cao hiệu quả quản lý, khai thác mỏ khí condensate Hải Thạch - Mộc Tinh; nghiên cứu chế tạo hệ gel bền nhiệt ngăn cách nước trong vỉa cát kết nhằm tăng năng suất khai thác dầu; minh giải dữ liệu địa chấn 3D, tính toán trữ lượng tiềm năng và trữ lượng phát hiện tại một số cấu tạo tại bể Nam Côn Sơn...

Phát biểu tại Lễ ký, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) đánh giá cao, ủng hộ VPI và HUMG thực hiện có hiệu quả các nội dung hợp tác đã ký kết. Lãnh đạo PVN đề nghị 2 đơn vị triển khai các nghiên cứu, giải pháp cụ thể để phát huy thế mạnh và chia sẻ các thách thức của ngành Dầu khí trong bối cảnh mới.

TS. Nguyễn Anh Đức - Viện trưởng VPI cho biết Thỏa thuận hợp tác này là bước khởi đầu cho sự hợp tác lâu dài giữa VPI và HUMG. Trước xu hướng chuyển đổi số, chuyển đổi năng lượng đang diễn ra mạnh mẽ trên thế giới, Viện trưởng VPI mong muốn các chuyên gia, giảng viên, sinh viên của HUMG sẽ có được góc nhìn mới, đề xuất ý tưởng mới, cung cấp giải pháp mới cho ngành Dầu khí Việt Nam. Trong thời gian tới, VPI và HUMG sẽ triển khai các nghiên cứu cụ thể trong các lĩnh vực: tìm kiếm thăm dò (đánh giá lại tiềm năng dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam), khai thác dầu khí (các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu), đào tạo phát triển nguồn nhân lực, khai thác sử dụng hiệu quả cơ sở dữ liệu dầu khí...

GS.TS. Trần Thanh Hải - Hiệu trưởng HUMG cho rằng tiềm năng khoa học công nghệ, số liệu, chất xám trong thời gian qua chưa được khai thác hiệu quả để phục vụ hoạt động đào tạo của HUMG; nghiên cứu khoa học, triển khai công nghệ, sản xuất của VPI. GS.TS. Trần Thanh Hải mong muốn trong thời gian tới VPI và HUMG sẽ có các đề xuất, đề án, hoạt động được triển khai mạnh mẽ, thiết thực, hiệu quả, liên tục để giải quyết các vấn đề cụ thể, đẩy mạnh hoạt động nghiên cứu khoa học, đào tạo, triển khai công nghệ...

Linh Chi

Hạ thủy chân đế giàn dầu giếng BK-21

Ngày 13/5/2020, tại khu vực bãi chế tạo Xí nghiệp Xây lắp, Khảo sát và Sửa chữa Các công trình Khai thác Dầu khí, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã hạ thủy chân đế BK-21 xuống sà lan vận chuyển VSP-05 để đưa đi lắp đặt ngoài khơi.

BK-21 là giàn đầu giếng không người (unmanned), gần các giàn cố định MSP6, MSP7. Sản phẩm khai khác từ BK-21 sẽ được vận chuyển qua giàn MSP6 bằng đường ống ngầm. Giàn BK-21 nhận khí gaslift và nước ép vỉa từ giàn MSP7 và được cung cấp điện từ giàn MSP6.

Giàn BK-21 do Vietsovpetro là chủ đầu tư gồm: Khối thượng tầng (950 tấn), chân đế (632 tấn), bển cấp tàu (39 tấn), sàn khoan tạm (47 tấn), cộc (809 tấn), cần xả khí (5 tấn), các



Chân đế BK-21 được hạ thủy xuống sà lan VSP-05. Ảnh: Vietsovpetro

tuyến ống riser và J-tube... được thiết kế cho 9 giếng khai thác.

Trong đó, chân đế BK-21 đã được Xí nghiệp Xây lắp, Khảo sát và Sửa

chữa Các công trình Khai thác Dầu khí hoàn thành công tác chế tạo trên bờ trước thời hạn 16 ngày.

Thanh Cảnh

BSR tối ưu công suất vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

Tại Đại hội đồng cổ đông thường niên năm 2020, Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã tập trung thảo luận các giải pháp ứng phó với khủng hoảng "kép" khi giá dầu thô và sản phẩm dầu biến động mạnh, dịch bệnh COVID-19 diễn biến phức tạp.

Tổng giám đốc BSR Bùi Minh Tiến cho biết, BSR sẽ tập trung vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, liên tục và ổn định ở công suất tối ưu; rà soát để cắt giảm, dừng, giãn các khoản chi phí mua sắm vật tư, trang thiết bị. Bảo dưỡng tổng thể Nhà máy Lọc dầu Dung Quất lần thứ 4, đảm bảo chất lượng, rút ngắn tiến độ, an toàn và giảm thiểu chi phí phát sinh. Điều hành linh hoạt trong công tác: mua dầu thô và bán sản phẩm, mua dầu thô trong nước và nhập khẩu, cơ chế, chính sách bán sản phẩm; tối ưu hóa tỷ lệ mua, bán giữa hợp đồng



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

term và hợp đồng spot; chọn thời điểm thích hợp để mua spot dầu thô, tận dụng tối đa cơ hội mua dầu giá thấp.

Theo Phó Tổng giám đốc PVN Lê Xuân Huyền, BSR có thể "đứng" vững trong thời điểm này là nhờ áp dụng các biện pháp để vận hành Nhà máy

Lọc dầu Dung Quất an toàn, ổn định, có hệ thống quản trị tốt, chiến lược mua bán dầu thô rõ ràng. Lãnh đạo PVN yêu cầu BSR tiếp tục tối ưu công suất vận hành, tiết giảm chi phí sản xuất kinh doanh, thực hành tiết kiệm, áp dụng khoa học kỹ thuật vào sản xuất...

Hồng Minh

PVCFC ký Biên bản ghi nhớ với Đại học Cần Thơ

Ngày 14/5/2020, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau và Đại học Cần Thơ đã ký Biên bản ghi nhớ hợp tác (MOU) trong việc xây dựng Trung tâm Đào tạo, Nghiên cứu và Ứng dụng Nông nghiệp Công nghệ cao tại huyện Cờ Đỏ, Thành phố Cần Thơ.

Thực hiện chiến lược đa dạng hóa sản phẩm phát triển nông nghiệp bền vững, PVCFC đang tập trung đẩy mạnh công tác nghiên cứu phát triển, mở rộng liên kết, hợp tác với các đơn vị sở hữu nguồn lực chất lượng cao, trong đó có Đại học Cần Thơ. Sự kiện này mở ra cơ hội phát triển mới cho 2 bên thông qua thực hiện dự án; hợp tác đào tạo và nghiên cứu khoa học; hợp tác phát triển sản phẩm, quy trình công nghệ.



GS.TS. Hà Thanh Toàn - Hiệu trưởng Đại học Cần Thơ và Tổng giám đốc PVCFC Văn Tiến Thanh ký Biên bản ghi nhớ.
Ảnh: PVCFC

Hai bên sẽ phối hợp, tạo điều kiện cho sinh viên Đại học Cần Thơ kiến tập, thực tập, tiếp cận thực tế sản xuất, quy trình công nghệ và sản xuất hiện đại; hỗ trợ các hoạt động nghiên cứu khoa học; liên kết, hợp tác với các đối tác trong và ngoài

nước trong tiếp nhận kỹ thuật công nghệ mới cho Đồng bằng sông Cửu Long; nghiên cứu phát triển, thử nghiệm sản phẩm và xây dựng các mô hình nông nghiệp ứng dụng công nghệ cao...

Thúy Hằng

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với PVFCCo



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo

Ngày 14/5/2020, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng và đoàn công tác đã làm việc với Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo), tập trung thảo luận các giải pháp tháo gỡ khó khăn và chuẩn bị cho Chiến lược phát triển dài hạn, bền vững của Tổng công ty.

PVFCCo cho biết, trong 4 tháng đầu năm 2020 đã sản xuất 342.000 tấn phân bón, tổng sản lượng kinh doanh ước đạt gần 416.000 tấn; triệt để tiết giảm, tối ưu chi phí, hoàn thành việc tái cấu trúc bộ máy điều hành Công ty mẹ... Trong các tháng cuối năm, PVFCCo sẽ tập trung

vận hành các nhà máy an toàn, ổn định, hiệu quả, khai thác tốt các thị trường mới, thị trường quốc tế, tiếp tục triển khai công tác tái cấu trúc, tinh gọn bộ máy, tiết giảm chi phí...

Tổng giám đốc PVN yêu cầu PVFCCo sớm cập nhật Chiến lược phát triển trong giai đoạn mới, cụ thể hóa thành các kế hoạch, giải pháp, có thứ tự ưu tiên cho từng giai đoạn; xem xét việc lập, thực hiện danh mục quản trị đầu tư... Trước mắt, PVFCCo cần đánh giá tổng thể về khả năng sản xuất và thị trường; tiếp tục kiểm soát, tiết giảm chi phí...

Tổng giám đốc Lê Mạnh Hùng yêu cầu các ban liên quan sớm có phương án tổng thể cho PVFCCo về nguồn khí, giá khí để làm cơ sở cho hoạch định Chiến lược phát triển; kiến nghị Chính phủ, Quốc hội, các bộ/ngành tháo gỡ khó khăn liên quan đến Luật thuế giá trị gia tăng cho phân bón và quy định về thuế xuất khẩu tài nguyên...

Thúy Hằng

HỘI THẢO KHOA HỌC CÔNG NGHỆ CHUYÊN ĐỀ ẢO HÓA MÁY TRẠM VÀ ỨNG DỤNG



Ngày 22/5/2020, Trung tâm Công nghệ Thông tin và Liên lạc, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã tổ chức Hội thảo khoa học công nghệ chuyên đề "Giải pháp ảo hóa máy trạm và ứng dụng trong Vietsovpetro".

Hội thảo đã tập trung đánh giá hiện trạng của việc sử dụng và quản lý máy tính trạm đầu cuối tại Vietsovpetro; giải pháp kỹ thuật, công nghệ, cơ chế hoạt động và các tính năng của phần mềm VMware Horizon; hệ thống phần cứng chuyên dụng dành cho VDI (Hitachi)...

Nguyễn Thanh

TIN THẾ GIỚI

Gazprom đẩy nhanh dự án Tổ hợp chế biến và hóa lỏng khí tại Leningrad

Hội đồng Quản trị Gazprom cho biết Dự án xây dựng Tổ hợp chế biến và hóa lỏng khí tự nhiên tại Leningrad, Liên bang Nga đang được triển khai đúng tiến độ.

Tổ hợp này có công suất xử lý khí lớn nhất Liên bang Nga (45 tỷ m³ khí/năm) và là cơ sở sản xuất LNG lớn nhất Tây Bắc Âu (13 triệu tấn/năm). Ngoài LNG, Tổ hợp còn sản xuất các sản phẩm thương mại gồm: ethane, khí hóa lỏng LPG và pentane -hexane.

Nhà điều hành đã xác định các thông số kỹ thuật để kết nối Tổ hợp



Cảng biển Ust Luga. Nguồn: Ust Luga

với hệ thống vận chuyển khí của Gazprom. Dự thảo thiết kế kỹ thuật của dự án sẽ sớm được phê duyệt để

lựa chọn nhà thầu EPC, EPCM cho dự án trong năm 2020.

Trần Anh (Theo Gazprom)

CNOOC và Shell đầu tư xây dựng dự án ethylene mới công suất 1,5 triệu tấn/năm



Cụm nhà máy chế biến dầu khí. Nguồn: Energy Dais

Ngày 17/5/2020, CNOOC Oil & Petrochemicals Co. Ltd. (Trung Quốc) và Shell Nanhai B.V đã ký Thỏa thuận hợp tác chiến lược để tiếp tục mở rộng Liên doanh CNOOC and Shell Petrochemicals (CSPC) tại tỉnh Quảng Đông, Trung Quốc.

Dự án này bao gồm việc xây dựng 1 nhà máy sản xuất ethylene mới có công suất 1,5 triệu tấn/năm. Đây là lần đầu tiên, Shell áp dụng công nghệ tiên tiến linear alpha olefins.

CSPC được thành lập năm 2000

bởi CNOOC, Royal Dutch Shell và Guangdong Guangye Investment Group Co. Ltd. (CPIL), là một trong những liên doanh hóa dầu lớn nhất tại Trung Quốc.

Trước đó, CSPC đã đưa vào vận hành thương mại Dự án Nanhai giai đoạn I trong năm 2006 và giai đoạn II trong năm 2018. CSPC sau đó đã tăng công suất sản xuất ethylene lên 2,2 triệu tấn/năm, có thể cung cấp cho thị trường hơn 6 triệu tấn sản phẩm chất lượng cao mỗi năm.

Linh Chi (theo Shell.com)

BELORUSNEFT CÓ 2 PHÁT HIỆN DẦU MỚI TẠI KHOINIKI



Giếng khoan dầu tại Belarus. Ảnh: Ezop Aneev

Ngày 1/6/2020, Belorusneft công bố 2 phát hiện dầu mới (Izbynskoye và North Omelkovichi) ở khu vực Gomel, Khoiniki, có trữ lượng trên 2,5 triệu tấn.

Phát hiện này làm tăng triển vọng và tiềm năng dầu khí tại cấu trúc trung tâm của trũng Pripyat. Đây là khu vực mà các nhà địa chất đã tập trung tìm kiếm, thăm dò trong 2 năm qua.

Theo các nghiên cứu trong phòng thí nghiệm, dầu từ các phát hiện mới có chất lượng tốt, nhẹ, ngọt, độ nhớt thấp...

Trong 2 năm tới, các nhà địa chất sẽ tiếp tục nghiên cứu tiềm năng thương mại của khu vực cấu trúc trung tâm của trũng Pripyat. Belorusneft đã lên kế hoạch khoan 7 giếng thăm dò trong giai đoạn 2020 - 2023.

Hiện Belarus có khoảng 900 giếng khoan và dự kiến khoan thêm khoảng 10 giếng nữa tại khu vực này.

Linh Chi (theo Belorusneft)

Qatar đầu tư 20 tỷ USD để phát triển đội tàu LNG



Đội tàu LNG tại Qatar. Nguồn: One Petro

Ngày 1/6/2020, Qatar Petroleum cho biết đã ký 3 thỏa thuận tổng giá trị 70 tỷ QAR (tương đương 20 tỷ USD) với các đối tác Hàn Quốc để phát triển đội tàu LNG, phục vụ cho dự án mở rộng mỏ North Field và các dự án tại Mỹ.

Nhóm 3 công ty đóng tàu lớn của Hàn Quốc gồm: Daewoo Ship Engineering & Marine Engineering (DSME), Hyundai Heavy Industries (HHI) và Samsung Heavy Industries (SHI) - cam kết sẽ dành phần lớn nguồn lực đóng tàu cho Qatar Petroleum đến năm 2027.

Bộ trưởng Bộ Năng lượng Qatar Saad Sherida Al-Kaabi cho biết, Qatar đang tiến hành mở rộng dự án North Field để nâng công suất sản xuất LNG của Qatar từ 77 triệu tấn/năm hiện nay lên 126 triệu tấn/năm vào năm 2027. Các thỏa thuận Qatar đã ký kết chiếm 60% công suất đóng tàu LNG trên toàn cầu cho đến năm 2027. Tổng số tàu LNG đóng mới của Qatar trong 7 - 8 năm tới có thể lên đến trên 100 chiếc.

Các tàu LNG đóng mới sẽ được trang bị động cơ nhiên liệu kép thể hệ mới nhất, sử dụng nhiên liệu LNG, đảm bảo các quy định về khí thải và phù hợp với các mục tiêu của Tầm nhìn Quốc gia Qatar 2030.

Hoàng Anh (theo Qatar Petroleum)

Lắp đặt chân đế cho Dự án South Pars giai đoạn 11



Mỏ khí South Pars. Nguồn: Research Gate

Công ty Dầu khí Pars (Iran) đã tiến hành lắp đặt chân đế giàn B, Dự án South Pars giai đoạn 11, tại vịnh Ba Tư.

Chân đế được Naft Sazeh Qeshm (NSQ) vận chuyển bằng tàu Sadaf 3000 đến vào ngày 30/4/2020 và lắp đặt ở độ sâu 71 m ngoài khơi vịnh Ba Tư.

Đây là chân đế đầu tiên trong số 2 chân đế thuộc dự án khoan 12 giếng tại khu vực biên giới trên biển Iran - Qatar ở vịnh Ba Tư.

Chân đế có trọng lượng 2.200 tấn, dự kiến giếng khoan khai thác đầu tiên sẽ vận hành trong năm 2021. Sản lượng khí trong giai đoạn 11 ước đạt 500 triệu ft³/ngày.

Linh Chi (theo Pars)

QATAR PETROLEUM MUA LẠI 45% CỔ PHẦN CỦA TOTAL Ở LÔ CI-705 VÀ CI-706



Vị trí bể Ivorian-Tano, Côte d'Ivoire. Nguồn: Research Gate

Qatar Petroleum đã ký thỏa thuận mua lại 45% cổ phần của Total tại các lô CI-705 và CI-706 ở bể Ivorian-Tano, ngoài khơi Cộng hòa Côte d'Ivoire.

Hai lô này có tổng diện tích khoảng 3.200 km², với nhiều cấu tạo triển vọng dầu khí từ độ sâu 1.000 - 2.000 m nước, cách các mỏ Foxtror, Espoir và Baobab khoảng 100 km.

Trần Anh (theo Qatar Petroleum)

NHÀ MÁY LỌC DẦU CỦA SHELL TẠI LOUISIANA GIẢM CÔNG SUẤT

Nhà máy lọc dầu Norco của Royal Dutch Shell tại Louisiana, công suất 225.300 thùng/ngày đang hoạt động ở 80% công suất.

Nhà máy lọc dầu Convent của Shell ở Louisiana với công suất 211.270 thùng/ngày cũng đã giảm sản lượng 100.000 thùng/ngày bằng cách dừng hoạt động Phân xưởng chưng cất dầu thô (CDU).

Hoàng Anh (theo Hydrocarbonprocessing)

ConocoPhillips hoàn tất thương vụ bán tài sản tại Australia cho Santos

Ngày 27/5, ConocoPhillips công bố hoàn tất thương vụ bán các công ty con nắm giữ tài sản và hoạt động tại Tây Australia cho Santos. ConocoPhillips và Santos đồng ý giảm khoản thanh toán trả trước bằng tiền mặt từ 1,39 tỷ USD xuống còn 1,265 tỷ USD (giảm 125 triệu USD), tăng khoản thanh toán dự phòng cho dự án phát triển Barossa khi có quyết định đầu tư cuối cùng (FID) từ 75 triệu USD lên 200 triệu USD.

“Santos có sự hiện diện mạnh mẽ trong ngành dầu khí Australia và đã là liên doanh trong các dự án Bayu-Undan, Darwin LNG và Barossa. Chúng tôi vui mừng ký kết thương vụ với 1 doanh nghiệp Australia



Nhà máy LNG của ConocoPhillips tại Australia. Nguồn: ConocoPhillips

để giúp tiếp tục phát triển nguồn tài nguyên dầu khí Australia”, Matt Fox - Phó Chủ tịch kiêm Giám đốc điều hành ConocoPhillips cho biết. “ConocoPhillips có hơn 2 thập kỷ thành công tại Australia và mong muốn tiếp tục hiện diện tại quốc gia

này với dự án Australia Pacific LNG và các hoạt động tìm kiếm, thăm dò”.

Tài sản được ConocoPhillips bán có sản lượng trung bình khoảng 46 triệu thùng dầu quy đổi/ngày trong 3 tháng đầu năm 2020.

Trần Hoàng Anh (theo ConocoPhillips)

Xuất khẩu dầu thô của Saudi Arabia giảm còn 6,6 triệu thùng/ngày



Tàu chở dầu của Saudi Arabia. Nguồn: Business Insider

Saudi Arabia đã giảm xuất khẩu dầu đến Trung Quốc từ 2,3 triệu thùng/ngày (tháng 4/2020, mức cao nhất kể từ đầu năm 2017) xuống 2,1 triệu thùng dầu/ngày (28/5/2020) và con số này có thể sẽ tăng trong thời gian tới.

Trong khi đó, xuất khẩu dầu thô của Saudi Arabia đến Mỹ sụt giảm mạnh, từ gần 1,3 triệu thùng dầu/ngày (tháng 4/2020) giảm xuống còn

khoảng 570.000 thùng/ngày (tháng 5/2020). Xuất khẩu dầu thô của Saudi Arabia đến Ấn Độ cũng giảm gần 50% xuống còn 560.000 thùng/ngày trong tháng 5/2020.

Tổng khối lượng dầu thô xuất khẩu của Saudi Arabia giảm từ 9,3 triệu thùng/ngày (tháng 4/2020, mức cao nhất trong 3 năm qua) xuống khoảng 6,6 triệu thùng/ngày trong tháng 5/2020.

Hoàng Anh (theo Worldoil)

LIÊN BANG NGA BẢO VỆ CÔNG NGHIỆP LỘC DẦU TRONG NƯỚC



Tàu chở dầu CPO Russia. Nguồn: Maritime Connector

Liên bang Nga cấm nhập khẩu các sản phẩm tinh chế (gồm: xăng, diesel, gas và nhiên liệu máy bay) đến ngày 1/10/2020.

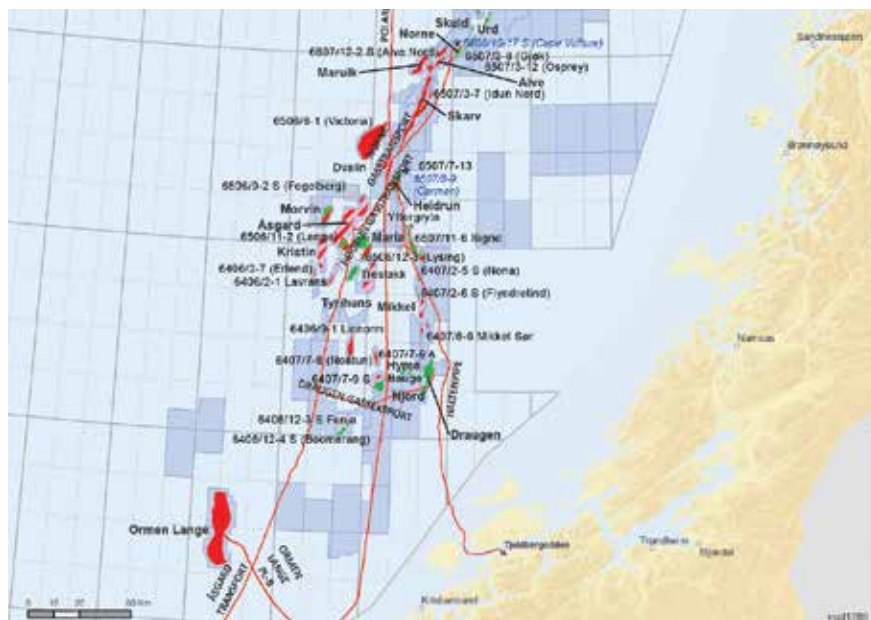
Bộ trưởng Năng lượng Liên bang Nga Alexander Novak cho biết lệnh cấm nhập khẩu nhiên liệu được đưa ra để bảo vệ ngành công nghiệp lọc dầu trong nước. Nhu cầu xăng dầu của Nga đã giảm 40 - 50% do thực hiện giãn cách xã hội.

Các công ty dầu khí của Nga đang bị sức ép cắt giảm sản lượng trên 2 triệu thùng dầu/ngày theo thỏa thuận với OPEC+, đồng thời đang tìm kiếm sự hỗ trợ của chính phủ để vượt qua khủng hoảng.

Theo Reuters, sản lượng dầu thô của Liên bang Nga trong 20 ngày đầu tháng 5/2020 đạt trung bình 8,72 triệu thùng/ngày. Đây là đợt cắt giảm sản lượng lớn nhất mà Nga phải thực hiện lần đầu tiên trong nhiều thập kỷ.

Hoàng Anh (theo Oilprice)

Neptune Energy tiến hành khoan kép ở mỏ Fenja, Biển Bắc



Mỏ Fenja ngoài khơi Na Uy. Nguồn: Norsk Petroleum

Ngày 13/5/2020, Neptune Energy công bố tiến hành công tác khoan kép (dual drilling) từ

kết cấu tích hợp (integrated subsea template structure) đầu tiên trên thế giới tại mỏ Fenja ở Biển Bắc Na Uy.

Cùng với việc khởi động chiến dịch khoan Fenja, Neptune Energy đã tối đa hóa hoạt động của giàn khoan Seadrill West West Phoenix để khoan 2 giếng cùng một lúc, giúp đẩy nhanh hoạt động khoan, giảm chi phí và giảm lượng khí thải.

Gần đây, Neptune Energy tiến hành các hoạt động khoan kép tại 1 giếng thăm dò trên thềm lục địa Na Uy và kinh nghiệm này được áp dụng khi phát triển mỏ Fenja.

Fenja là dự án phát triển đầu tiên Neptune Energy điều hành trên thềm lục địa Na Uy, có trữ lượng khoảng 97 triệu thùng dầu quy đổi, sản lượng trung bình ước đạt 40 nghìn thùng/ngày.

Hoàng Anh (theo Neptune Energy)

Saudi Arabia kêu gọi cắt giảm sản lượng sâu hơn



Giàn khoan dầu ngoài khơi Saudi Arabia. Nguồn: CNBC

Saudi Arabia kêu gọi các thành viên Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) và các đối tác bên ngoài cắt giảm sản lượng sâu hơn để tái cân bằng thị trường dầu mỏ.

Vương quốc này tuyên bố sẽ tăng thêm hạn ngạch cắt giảm lên tới 1 triệu thùng/ngày đến 7,5 triệu

thùng/ngày. Giá dầu thấp và ảnh hưởng của đại dịch COVID-19 đã làm Saudi Aramco mất 25% lợi nhuận trong Quý I/2020.

Do doanh thu từ dầu mỏ sụt giảm, Chính phủ Saudi Arabia đã phải tăng thuế giá trị gia tăng gấp 3 lần, giảm chi tiêu công hơn 26 tỷ USD.

Hoàng Anh (theo Oilprice)

ROSNEFT CẮT GIẢM 21% NGÂN SÁCH ĐẦU TƯ TRONG NĂM 2020



Tàu chở dầu của Rosneft. Nguồn: Rosneft

Rosneft, doanh nghiệp sản xuất dầu lớn nhất của Liên bang Nga, sẽ cắt giảm 21% ngân sách đầu tư trong năm 2020 so với kế hoạch trước đó. Rosneft cho biết sẽ duy trì ngân sách đầu tư ở mức khoảng 10,2 tỷ USD (750 tỷ RUB), giảm từ 12,9 tỷ USD (950 tỷ RUB) trong chi phí vốn đã lên kế hoạch trước đó.

Rosneft đề nghị Chính phủ Nga có chính sách tiếp cận được tin dụng dễ dàng hơn; điều chỉnh các khoản thuế liên quan đến tìm kiếm, thăm dò, vận chuyển trong thời gian tới để giúp các doanh nghiệp dầu mỏ vượt qua cuộc khủng hoảng hiện nay.

Hoàng Anh (theo Oilprice)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Cung - cầu dầu toàn cầu trong năm 2020

Theo Báo cáo Triển vọng Năng lượng trong ngắn hạn tháng 5/2020, Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) dự báo nhu cầu dầu toàn cầu trong năm 2020 sẽ đạt 92,6 triệu thùng/ngày, giảm 8,1 triệu thùng/ngày so với năm 2019, trước khi tăng 7 triệu thùng/ngày vào năm 2021. Mức tăng trưởng nhu cầu dầu toàn cầu thấp hơn so với báo cáo trước đó (giảm 5,2 triệu thùng/ngày năm 2020 trong báo cáo tháng 4/2020).

EIA dự báo nguồn cung từ các nước ngoài OPEC sẽ giảm 2,4 triệu thùng/ngày trong năm 2020 (tiếp tục giảm 200.000 thùng/ngày so với dự báo tháng 4/2020). Sản lượng cắt

giảm lớn nhất tập trung ở Liên bang Nga, Mỹ và Canada.

Trong số đó, Liên bang Nga dự kiến sẽ cắt giảm sản lượng hơn 800.000 thùng/ngày so với năm 2019 nhưng EIA dự báo sản lượng của Nga sẽ tăng trở lại trong năm 2021.

EIA dự báo sản lượng của Mỹ sẽ giảm 800.000 thùng/ngày trong năm 2020, chủ yếu do giảm số lượng giếng khoan dầu khí phi truyền thống (dầu đá phiến, dầu chặt sít) vì giá thành cao. EIA cũng dự báo nguồn cung từ Mỹ tiếp tục giảm thêm 600.000 thùng/ngày trong năm 2021.

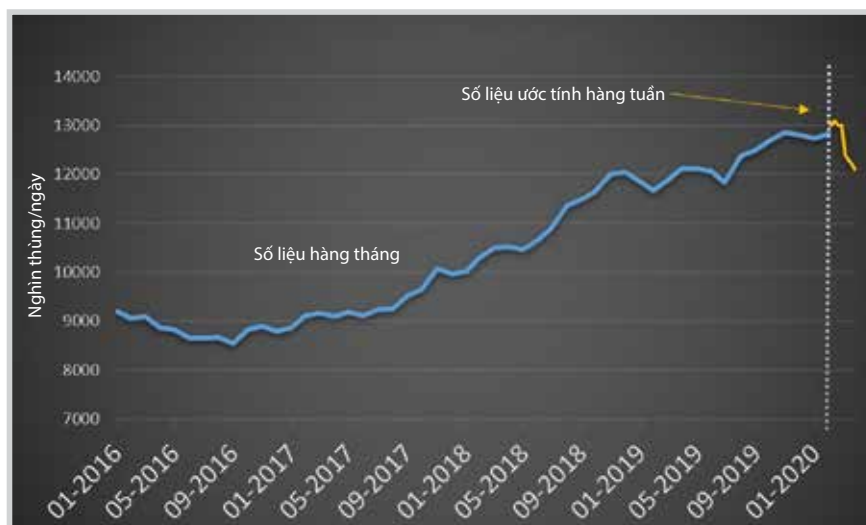
Tổng sản lượng của Canada dự kiến giảm 400.000 thùng/ngày trong năm 2020, do lệnh cắt giảm sản xuất dầu bitum ở Alberta. Năm

2021, EIA dự kiến sản lượng của Canada sẽ tăng trở lại gần với mức năm 2019. EIA không kỳ vọng sản lượng bổ sung mới từ các dự án thượng nguồn đưa vào khai thác trong giai đoạn dự báo mà chỉ mở rộng các dự án hiện có.

Sản lượng của Brazil tăng trưởng chậm hơn dự báo trước đây. Ngày 1/4/2020, Petroleo Brasileiro SA (Petrobras) cắt giảm sản lượng 200.000 thùng/ngày. EIA cho rằng mức cắt giảm này sẽ được duy trì cho đến cuối năm 2020. Petrobras sẽ sử dụng các giàn khoan nhân rồi trong khu vực nước nông với sản lượng cao hơn và chi phí thấp ở các bang Sergipe, Rio Grande do Norte và Ceará để bù trừ cho sản lượng dầu bị cắt giảm ở các khu vực nước sâu. Ngoài ra, FPSO P-70 sẽ dừng hoạt động cho đến năm 2021.

Bộ Dầu khí và Năng lượng Na Uy công bố sẽ giới hạn sản lượng dầu thô trung bình không quá 1,61 triệu thùng/ngày trong tháng 6/2020 và không quá 1,725 triệu thùng/ngày trong năm 2020.

Theo thỏa thuận cắt giảm sản lượng của OPEC+, sản lượng dầu thô của OPEC sẽ giảm xuống dưới 24,1 triệu thùng/ngày trong tháng 6/2020, giảm 6,3 triệu thùng/ngày so với tháng 4/2020. Nếu sản lượng của OPEC giảm xuống dưới 24,1 triệu



Hình 1. Sản lượng dầu thô Mỹ từ 2016 - 2020

thùng/ngày thì đó sẽ là mức thấp nhất của OPEC từ tháng 3/1995. EIA dự báo sản lượng của OPEC sẽ tăng vào tháng 7/2020 và đến nửa cuối năm 2021 sẽ đạt mức trung bình 28,5 triệu thùng/ngày.

EIA dự báo giá dầu Brent trung bình cả năm 2020 sẽ đạt 34 USD/thùng, giảm 30 USD/thùng so với giá trung bình năm 2019. EIA cũng tăng dự báo giá dầu Brent trung bình trong năm 2021 lên mức 48 USD/thùng.

EIA dự báo dự trữ dầu thô ở Mỹ sẽ tăng cao nhờ giải pháp chứa ngầm dầu lẫn khí trong hang đá granite tự nhiên, khi cần sẽ thu hồi bằng đường ống hiện đại dẫn đến

nhà máy lọc dầu hoặc các cơ sở sản xuất và các cơ sở hạ tầng liên quan. Mục tiêu của giải pháp này là đạt được hiệu quả kinh tế, không xâm lấn diện tích đất đai trên mặt và để cải thiện điều kiện đào hầm, xây dựng bể chứa dưới sâu, xa nơi ở của dân, giảm thiểu ô nhiễm môi trường, thời gian ngắn và chi phí thấp. Công suất bồn chứa dầu khí sẽ lớn nhất trong nửa đầu năm 2020, tăng từ 6,6 triệu thùng/ngày trong Quý I lên mức 11,5 triệu thùng/ngày trong Quý II (Hình 2).

EIA dự kiến mức tiêu thụ xăng của Mỹ sẽ giảm từ 8,6 triệu thùng/ngày trong Quý I/2020 xuống 7 triệu thùng/ngày trong Quý II/2020 trước

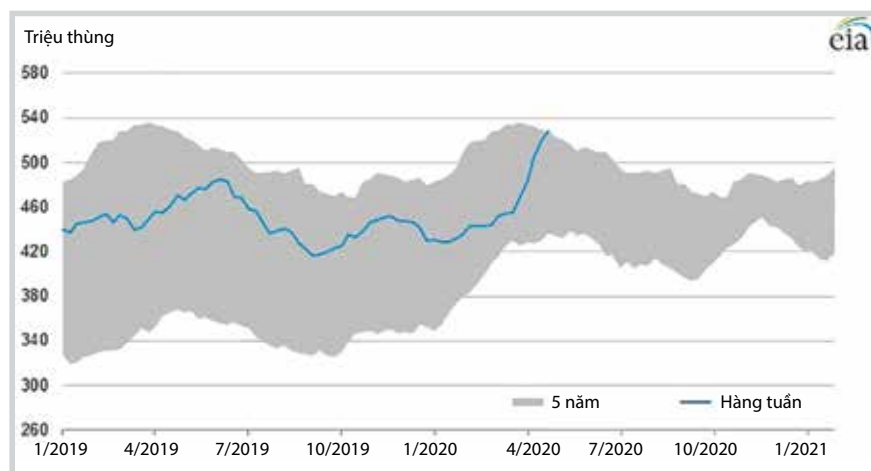
khí tăng lên 8,7 triệu thùng/ngày trong nửa cuối năm 2020. Dự kiến cả năm đạt trung bình 8,3 triệu thùng/ngày, giảm 11% so với năm 2019.

Tiêu thụ nhiên liệu bay của Mỹ sẽ giảm từ 1,6 triệu thùng/ngày trong Quý I/2020 xuống 800.000 thùng/ngày trong Quý II/2020, dự kiến cả năm sẽ giảm 25% so với năm 2019.

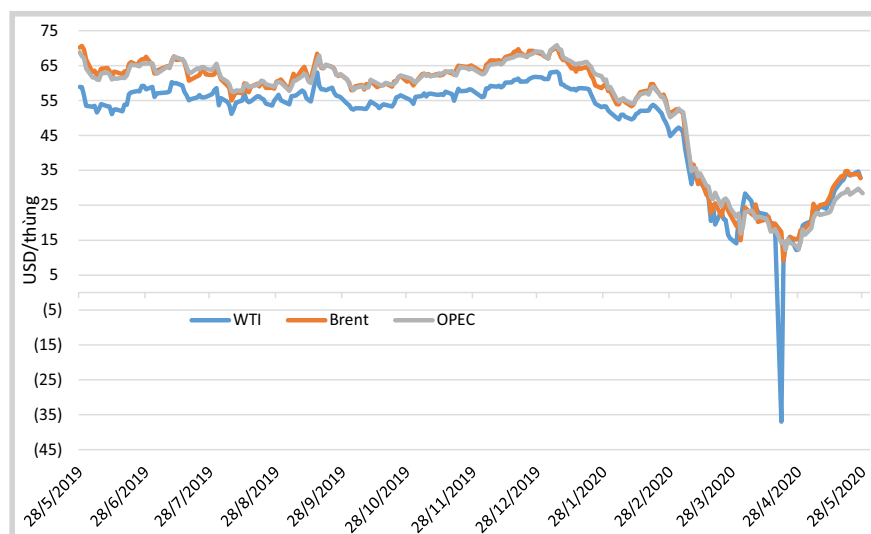
Theo đánh giá của Bộ Năng lượng Mỹ (US-DOE), tiêu thụ năng lượng toàn cầu từ năm 1996 - 2020 tăng 65%. Năm 2020, các nước công nghiệp phát triển chiếm 43% trong tổng số nhu cầu năng lượng toàn cầu 600.000 tỷ BTU, trong khi đó các nước đang phát triển chiếm 57%. Mặc dù bị ảnh hưởng bởi khủng hoảng kinh tế, nhu cầu năng lượng của các nước châu Á đang phát triển tăng 3,7%/năm, đứng sau Trung - Nam Mỹ có mức tăng trưởng 4,2%/năm và chiếm 29% tổng nhu cầu năng lượng thế giới.

Nếu xét theo từng loại năng lượng thì nhu cầu của từng nước khá khác nhau. Dầu vẫn là nhiên liệu chủ yếu và chiếm 37% tổng nhu cầu năng lượng thế giới, sau đó đến khí đốt (29%), than đá (23%), hạt nhân (4%) và thủy điện, gió, điện mặt trời, điện địa nhiệt... (8%). Nhu cầu khí tăng trung bình 3,3%/năm trong giai đoạn đầu thế kỷ XXI, tiếp theo là thủy điện và nhiên liệu tái tạo (2,2%/năm), dầu mỏ (1,8%/năm) và than đá (1,7%/năm).

Ở các nước châu Á đang phát triển, than đá chủ yếu được sử dụng để sản xuất điện (chiếm 47%), nhất là ở Trung Quốc, Ấn Độ, Triều Tiên và các nước Đông Nam Á. Nhu cầu dầu mỏ chiếm 29%, khí đốt chiếm 18%, thủy điện và các nguồn tái tạo chiếm 5%. Nhu cầu xăng dầu của Trung Quốc, Ấn Độ, Hàn Quốc năm 2020 tăng gấp 2 lần so với năm 1996. Mặc dù có nhiều dự án đầu tư bị dừng



Hình 2. Diễn biến dầu dự trữ Mỹ năm 2019 - 2020



Hình 3. Diễn biến giá dầu chuẩn WTI, Brent từ 28/5/2019 đến 28/5/2020

hoặc kéo dài tiến độ song nhu cầu khí đốt vẫn tăng 7,4%/năm.

Theo Bản tin Cảnh báo Năng lượng Toàn cầu (Global Energy Alert Newsletter - GEAN), thông tin về giao dịch các hợp đồng bán dầu WTI, giao hàng vào tháng 6/2020 cũng như tình hình tích trữ xăng dầu dự trữ ở Mỹ và dự báo danh sách các quốc gia sản xuất dầu thô có thể sớm phải đối mặt với khủng hoảng giá dầu kéo dài hiện nay.

Sáng 3/6/2020 (theo giờ Việt Nam), giá dầu Brent đã lần đầu tiên trong gần 3 tháng qua vượt mốc 40 USD/thùng, giữa bối cảnh OPEC+ đồng thuận cắt giảm sản lượng. Trên sàn ICE Futures Europe, giá dầu Brent giao tháng 8/2020 tăng 2% lên 40,37 USD/thùng, sau khi đóng phiên 2/6/2020 với mức tăng 3,3%. Giá dầu WTI giao tháng 7/2020 trên sàn New York tăng 2,7% lên 37,82 USD/thùng, sau khi tăng 3,9% trong phiên trước.

Nhu cầu khí đốt và xuất khẩu LNG ở Mỹ

Mỹ là nước tiêu thụ khí lớn nhất thế giới, chiếm đến hơn 31% tổng nhu cầu năng lượng sơ cấp toàn cầu. Như vậy, tác động tiêu cực của COVID-19 đã khiến nhu cầu khí đốt của Mỹ trong 4 tháng đầu năm 2020 giảm mạnh, ngoại trừ khí cho sản xuất điện (Hình 4).

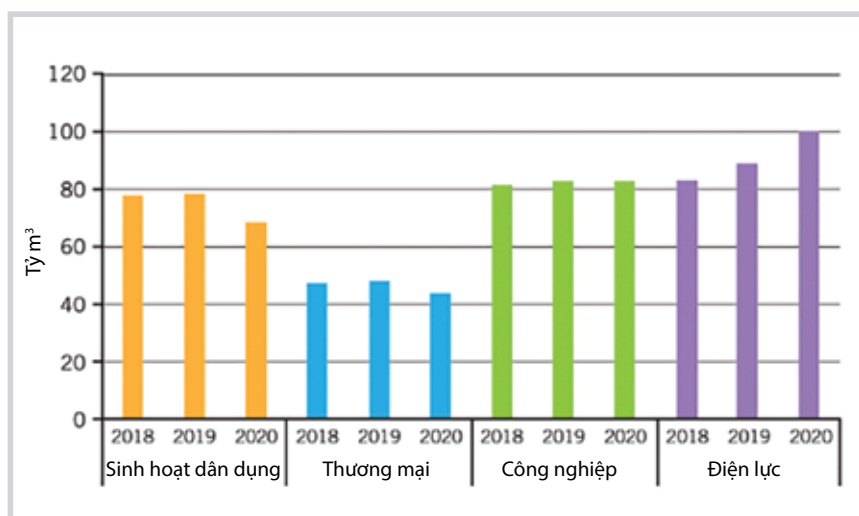
Cụ thể, nhu cầu khí đốt cho khu vực sinh hoạt dân dụng sụt giảm mạnh nhất, (-12,4% so với cùng kỳ năm 2019), tiếp theo là lĩnh vực thương mại (-8,8%) và các ngành công nghiệp (-0,1%). Ngược lại, nhu cầu khí cho sản xuất điện tăng 12,3%. Khí được sử dụng chủ yếu để sản xuất điện ở Mỹ (chiếm 38%), sau đó đến hạt nhân (22%), than đá (16%), năng lượng tái tạo (12%), hydro (8%) và các loại năng lượng khác (4%).

Trong Hình 5, xuất khẩu LNG của Mỹ tăng đáng kể so với cùng kỳ năm 2019. Trong 19 tuần đầu năm 2020, xuất khẩu LNG tăng 99% so với cùng kỳ năm trước, lên 20,5 triệu tấn, chủ yếu từ các cơ sở LNG mới đưa vào sử dụng và được nâng cấp trong nước.

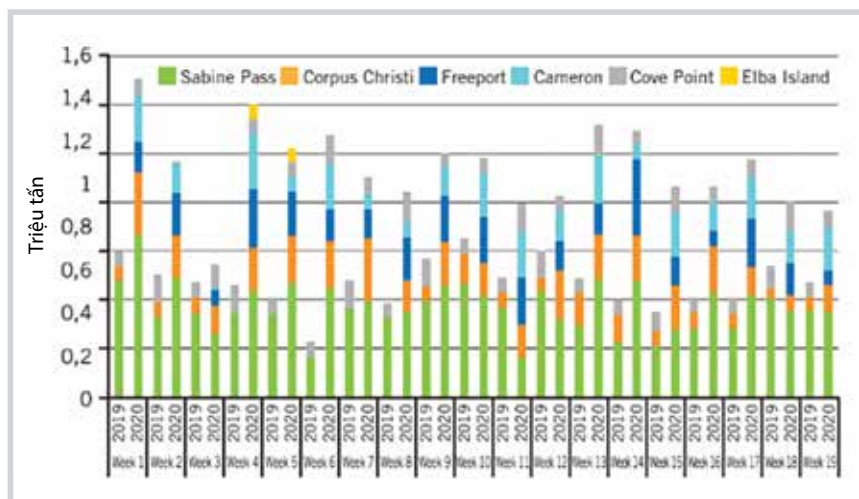
Xét về giá khí và LNG giao sau, nếu chi phí vận chuyển và chi phí hóa lỏng được coi là chi phí “chìm”, thì các lô hàng LNG Mỹ xuất khẩu đến châu Âu đến tháng 10/2020 là không kinh tế vì bất lợi do chênh lệch giá giữa châu Âu và Mỹ trong khoảng thời gian này (Hình 6). Chênh lệch giá LNG giữa các nước phát triển tại khu vực Đông Bắc Á với các nước tiêu thụ

khác (JKM-HH hay TTF-HH) là tích cực từ tháng 7/2020 đến tháng 4/2021. Tuy nhiên, thị trường Đông Bắc Á có thể không đủ khả năng để hưởng lợi từ tăng trưởng đáng kể trong nguồn cung LNG toàn cầu vào năm 2020, chủ yếu đến từ Mỹ. Các đại lý xuất khẩu LNG Mỹ rất có khả năng hủy bỏ hợp đồng để không phải chịu thêm thiệt hại tài chính do các lô LNG bị lỗ tại thị trường châu Âu.

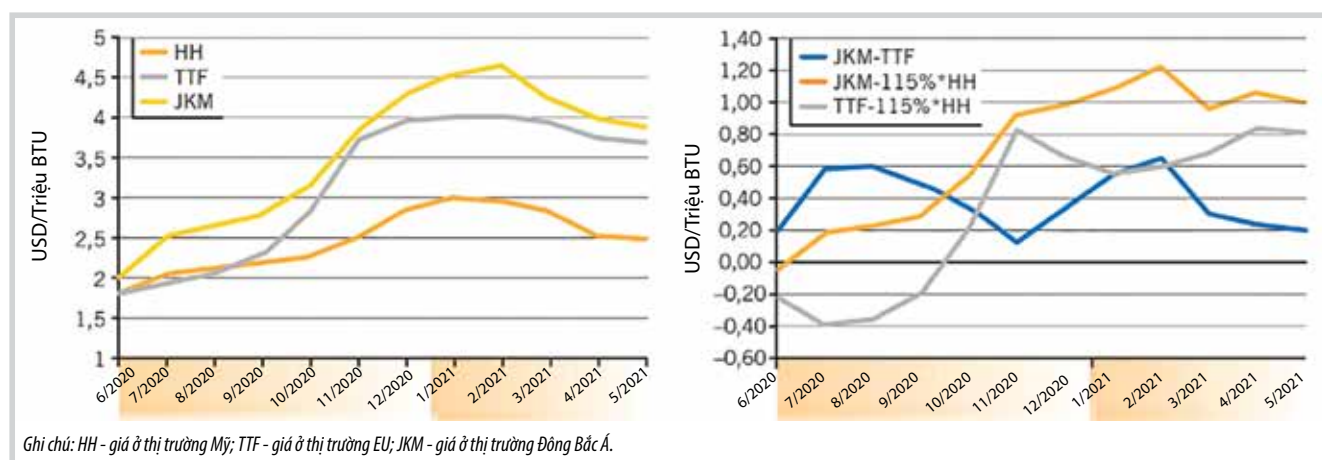
Trong tháng 4/2020, khoảng 20 - 30 chuyến hàng LNG tháng 6/2020 của Mỹ đã bị hủy, tương đương 1,4 - 2,1 triệu tấn LNG, gần bằng 1/2 lượng LNG xuất khẩu hàng tháng của Mỹ. Các nhà tiếp thị LNG, như



Hình 4. Tiêu thụ khí đốt trong tháng 4/2020 của 4 ngành sử dụng chính ở Mỹ. Nguồn: GECCF, ICIS LNG Edge



Hình 5. Xuất khẩu LNG hàng tuần phân theo các nhà máy hóa lỏng khí đốt của Mỹ. Nguồn: GECCF, ICIS LNG Edge



Hình 6. Giá LNG và khí đốt giao tháng 8/2020 (a). Độ chênh lệch của giá LNG Mỹ so với các thị trường khác trên thế giới (b). Nguồn: GECF, CME Groupe

Cheniere, có thể chọn để tiếp thị lại các lô LNG bị hủy, tuy nhiên, mức giá thấp có thể ngăn cản hành động đó. Nếu các nhà xuất khẩu LNG không thể đảm bảo khối lượng LNG xuất khẩu hàng tháng giai đoạn giữa tháng 7 - 9/2020 thì khoảng 6 - 8 triệu tấn LNG sẽ bị loại khỏi thị trường xuất khẩu giao sau. Theo đó, khối lượng LNG trên sẽ bị cắt giảm tại các phân xưởng hóa lỏng hoặc chuyển sang phương thức bán giao ngay theo giá spot trên thị trường tự do. Một số nhà máy LNG của Mỹ có thể hỗ trợ khách hàng trong nước về giá khí đốt và LNG trong ngắn hạn.

Trong tháng 4/2020, giá khí đốt tự nhiên Henry Hub chỉ ở mức 1,73 USD/triệu BTU. EIA dự báo giá khí đốt tự nhiên có thể đạt trung bình 2,14 USD/triệu BTU trong cuối năm 2020 và 2,89 USD/triệu BTU trong năm 2021.

Tổng sản lượng khí tiêu thụ của Mỹ dự kiến đạt 81,7 tỷ ft³/ngày trong năm 2020, giảm 3,9% so với mức trung bình năm 2019 vì sản lượng khí cung cấp cho các hộ tiêu thụ công nghiệp giảm, chỉ đạt trung bình 21,3 tỷ ft³/ngày trong năm 2020, giảm 7,1% so với năm 2019. Sản lượng khí giảm nhiều nhất trong các bồn trũng Appalachian và Permian. Năm 2021,

dự báo sản lượng khí khô trung bình sẽ đạt 84,9 tỷ ft³/ngày, tăng trong nửa cuối năm vì giá sẽ cao hơn.

EIA ước tính tổng sản lượng khí dự trữ của Mỹ trong tháng 4/2020 ở mức 2,3 nghìn tỷ ft³, cao hơn 20% so với mức trung bình 5 năm trước. Khí dự trữ sẽ tăng thêm 2,1 nghìn tỷ ft³ trong giai đoạn từ tháng 4 - 10 và sẽ đạt kỷ lục gần 4,2 nghìn tỷ ft³ vào ngày 31/10/2020.

Xuất khẩu LNG của Mỹ sẽ đạt trung bình 5,8 tỷ ft³/ngày trong Quý II/2020 và 4,8 tỷ ft³/ngày trong Quý III/2020. Xuất khẩu LNG Mỹ dự kiến sẽ giảm cho đến hết mùa hè do nhu cầu khí đốt tự nhiên toàn cầu thấp hơn dự kiến.

Hoạt động dầu khí thế giới

ConocoPhillips sẽ cắt giảm sản lượng 420.000 thùng/ngày trong tháng 6/2020, đưa lượng cắt giảm tổng cộng trong năm 2020 lên 460.000 thùng/ngày. ConocoPhillips đang tìm mua mỏ mới để gia tăng trữ lượng cho hoạt động khai thác trong tương lai, bù lại trữ lượng bị giảm ở Alaska trước đây.

Các tập đoàn dầu khí của Trung Quốc gồm CNOOC, PetroChina và Sinopec sẽ cắt giảm 19 tỷ USD từ kế

hoạch chi tiêu.

ExxonMobil đang đứng trước khó khăn chưa từng có trong 32 năm qua. Tập đoàn này đã lỗ 610 triệu USD trong Quý I/2020, có thể lên tới 3 tỷ USD như dự báo trên các phương tiện truyền thông.

Chevron sẽ đóng một số mỏ có tổng sản lượng 400.000 thùng/ngày và dừng hoạt động 60% tổng số giàn khoan. Riêng ở bồn trũng Permian, Chevron chỉ hoạt động 5 giàn khoan, dừng hoạt động 12 giàn.

Concho Resources công bố lỗ 9,28 tỷ USD trong Quý I/2020 do cổ phiếu bị mất giá, còn 4,749 USD/cổ phiếu.

BP, Chevron, ExxonMobil, Eni, Total, Shell có thể bị buộc phải cắt giảm sản lượng ở cả Azerbaijan, Kazakhstan, Angola Nigeria và Liên bang Nga.

Na Uy đồng ý cắt giảm sản lượng 250.000 thùng/ngày trong tháng 6/2020, giảm 13%.

Theo Rystad Energy, các công ty dầu khí dự kiến sẽ mất 1 nghìn tỷ USD doanh thu trong năm 2020.

Trần Ngọc Toàn (tổng hợp)

TỐI ƯU HÓA VẬN HÀNH PHÂN XỬ KTU Ở CÔNG SUẤT CAO HƠN CÔNG SUẤT THIẾT KẾ NHẪM TĂNG SẢN LƯỢNG SẢN XUẤT NHIÊN LIỆU JETA1

Chu trình sản xuất JetA1 - nhiên liệu bay hàng không là một chu trình khép kín, được tuân thủ và kiểm soát rất chặt chẽ từ khâu nguyên liệu đầu vào đến khâu sản phẩm đầu ra: Phân đoạn kerosene được phân tách từ tháp chưng cất khí quyển T-1101 đã được kiểm soát các thành phần điểm khói, điểm đông đặc và tỷ trọng sẽ được đưa qua Phân xưởng xử lý kerosene (KTU), Nhà máy Lọc dầu Dung Quất với công suất thiết kế là 10.000 BPSD (tương đương 66,37Sm³/giờ).

Nhằm tăng sản lượng sản xuất nhiên liệu JetA1 (theo công suất thiết kế của nhà máy thấp hơn rất nhiều so với nhu cầu của thị trường), đồng thời chênh lệch giá bán ra thị trường khá lớn giữa sản phẩm JetA1 và DO/xăng, cùng với xu thế dầu thô chế biến ngày càng nhiều thành phần phân đoạn nhẹ (naphtha/kerosene ngày càng nhiều) – đây là nút thắt kỹ thuật lớn nếu BSR muốn nâng cao và duy trì công suất chế biến tối đa của nhà máy, nhóm tác giả thuộc Công ty cổ phần Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã nghiên cứu, đề xuất giải pháp tối ưu hóa vận hành Phân xưởng KTU ở công suất cao hơn công suất thiết kế. Tuy nhiên khi tăng sản lượng JetA1

có thể dẫn đến một số điều kiện sau không thỏa mãn:

- Phân đoạn cắt của kerosene không đủ lớn;

Chất lượng sản phẩm JetA1 không đạt tiêu chuẩn về: điểm chớp cháy; điểm khói; điểm đông đặc; tỷ trọng; ăn mòn tấm đồng; hàm lượng mercaptan; hàm lượng hạt trong sản phẩm;

- Vấn đề thủy lực của hệ thống.

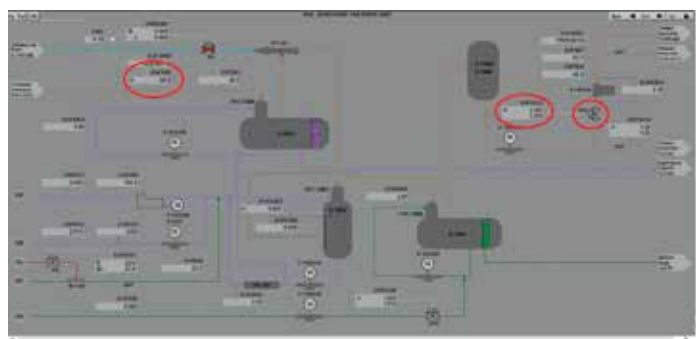
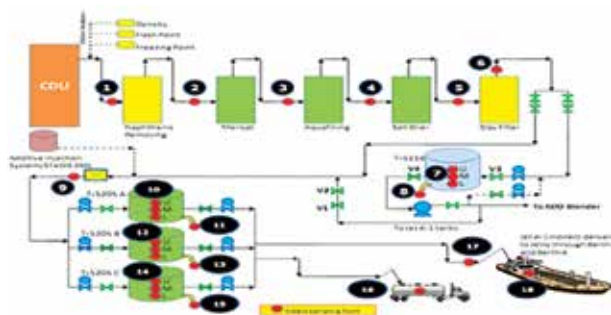
Để khắc phục hiện trạng trên, nhóm tác giả đã nghiên cứu sự thay đổi điểm cắt giữa 3 phân đoạn naphtha/kerosene/LGO tại tháp T-1101, cụ thể như sau: điều chỉnh tăng phân đoạn kerosene, giảm naphtha, giữ nguyên LGO; điều chỉnh tăng phân đoạn kerosene, giảm đồng thời naphtha và LGO; điều chỉnh tăng phân đoạn kerosene, giảm LGO, giữ nguyên naphtha.

Sau khi đánh giá 3 trường hợp thay đổi điểm cắt nêu trên, dựa vào xu hướng chênh lệch giá giữa JetA1 và ADO, giữa JetA1 và xăng trên thị trường, nhóm tác giả đã lựa chọn phương án dịch chuyển điểm cắt kerosene-LGO xuống bên dưới để tối đa hóa lợi nhuận và mô phỏng trên phần mềm PetroSim nhằm dự

đoán sự thay đổi điều kiện vận hành, sự thay đổi về chất lượng dòng sản phẩm kerosene đã xử lý khi KTU vận hành ở công suất cao hơn thiết kế theo hướng dịch chuyển điểm cắt xuống dưới nhưng vẫn đảm bảo các chỉ tiêu về điểm khói, điểm chớp cháy, điểm đông đặc cũng như chỉ tiêu ăn mòn tấm đồng. Bên cạnh đó, nhóm tác giả đã nghiên cứu và tiến hành thử nghiệm Phân xưởng KTU tại 120% công suất thiết kế. Kết quả quá trình thử nghiệm đã cho thấy Phân xưởng KTU có thể vận hành ổn định tại 120% công suất thiết kế mà không vướng phải bất kỳ vấn đề kỹ thuật nào, đồng thời chất lượng kerosene xử lý vẫn đảm bảo được tất cả các chỉ tiêu của sản phẩm JetA1 tại Phân xưởng KTU.

Với mục tiêu mang lợi nhuận cao hơn cho Nhà máy, đồng thời giải quyết vấn đề xu thế dầu thô chế biến ngày càng nhiều thành phần phân đoạn nhẹ, nhóm tác giả tiếp tục nghiên cứu và đề xuất vận hành thử nghiệm KTU tại 130% công suất thiết kế, tương đương 87m³/giờ).

Dựa trên kết quả đánh giá điểm cắt phân đoạn kerosene, kiểm chứng trên phần mềm mô phỏng PetroSim đã cho thấy khả năng vận hành của



Hình 1. Quy trình sản xuất nhiên liệu JetA1 tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

phân xưởng và chất lượng sản phẩm kerosene đã xử lý khi KTU vận hành đến 130% công suất thiết kế thì các chỉ tiêu về tỷ trọng, điểm chớp cháy, độ đồng đặc, ăn mòn tấm đồng..., đạt yêu cầu về chất lượng JetA1, đồng thời nhóm tác giả cũng đánh giá thời gian lưu giữ dòng kerosene bên trong cụm làm khô bằng muối (salt drier) và cụm xử lý tạp chất bằng đất sét (Clay filter) nhằm đảm bảo đủ thời gian tối thiểu để các cụm này có thể hoạt động tốt, tránh trường hợp nước, tạp chất và cặn rắn bị cuốn theo khi vận hành ở lưu lượng dòng cao và thời gian lưu ngắn. Kết quả thử nghiệm đã chỉ ra Phân xưởng KTU có thể vận hành được tại 130% công suất thiết kế mà không gặp phải vấn đề bất thường lớn về điều kiện vận hành công nghệ, đồng thời chất lượng kerosene xử lý vẫn đảm bảo được tất cả các chỉ tiêu của sản phẩm JetA1 tại phân xưởng KTU trừ vấn đề về giới

hạn thủy lực của bơm P-1406A/B. Ngoài ra, trong giai đoạn thử nghiệm nâng KTU từ 127 – 130% công suất thiết kế, nhóm tác giả đã linh hoạt lựa chọn đưa dòng kerosene sau khi xử lý về bể có mức bể thấp và/hoặc chạy thử nghiệm 2 bơm P-1406A/B để duy trì dòng kerosene ổn định tại 130% công suất trong tối thiểu 24 giờ.

Để khắc phục vấn đề giới hạn thủy lực của bơm P-1406A/B khi vận hành ở công suất cao, nhóm tác giả cũng đưa ra các giải pháp như sau:

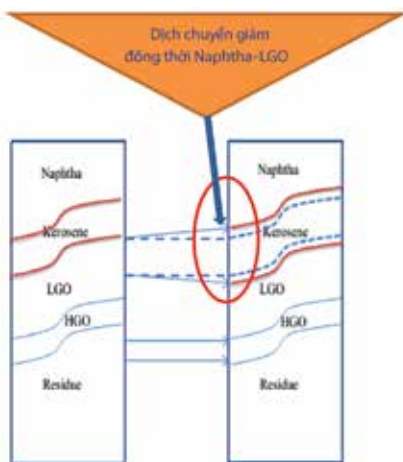
- Giải pháp ngắn hạn: nâng áp suất tại đầu hút của bơm P-1406A/B (từ 1,7 kg/cm² lên 2,5 kg/cm²) nhằm tăng thêm áp lực cho đầu đẩy của bơm; vận hành song song cả 2 bơm P-1406A và P-1406B;
- Giải pháp dài hạn: để đảm bảo thủy lực cho quá trình vận chuyển dòng kerosene đã xử lý tại KTU đến khu bể chứa sản phẩm tại khu vực P3

tại 130% công suất, có thể: nâng cấp cho 2 bơm P-1406A/B; hoặc: nâng áp suction P-1406 lên vận hành ở 2,8 - 3,5 bar và duy trì KTU vận hành liên tục từ 128 – 130% công suất mà không cần cải hoán hay chạy song song 2 bơm.

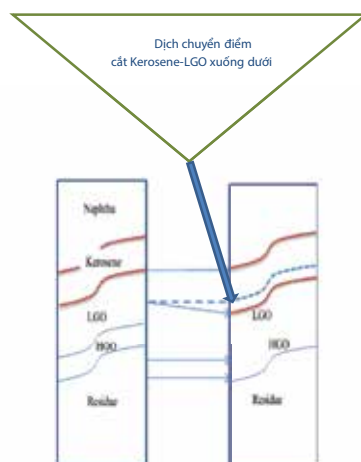
Việc tăng tối đa công suất KTU lên 130% công suất thiết kế đã tạo điều kiện thuận lợi để Công ty Lọc Hóa dầu Bình Sơn có thể chế biến được các loại dầu thô thay thế dầu thô Bạch Hổ đang trên đà suy giảm sản lượng, gia tăng cơ hội chế biến và thử nghiệm dầu thô ngoại nhập có thành phần phân đoạn xăng naphtha cao như dầu WTI Midland (Mỹ). Lợi nhuận thu được trong năm đầu tiên áp dụng giải pháp tối ưu hóa vận hành Phân xưởng KTU trên công suất thiết kế nhằm tăng sản lượng sản xuất nhiên liệu JetA1 là 1,5 triệu USD mà không tốn chi phí. Khi vận hành tại công suất tối đa 130% công suất thiết kế thì ước tính tổng lượng JetA1 có thể sản xuất thêm lên đến 1.097.069 thùng tương đương thu được mỗi năm lên đến khoảng 3,2 triệu USD. Ngoài ra giải pháp còn tạo điều kiện thuận lợi để xử lý các vấn đề kỹ thuật hoặc mục tiêu sản xuất kinh doanh của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; giúp Nhà máy nhận diện được một số điểm hạn chế kỹ thuật của KTU, tạo điều kiện cho việc cải hoán và nâng cấp mở rộng của Nhà máy trong tương lai.

Giải pháp tối ưu hóa vận hành Phân xưởng KTU ở công suất cao hơn công suất thiết kế được công nhận sáng kiến cấp Tập đoàn; giải thưởng VIFOTEC năm 2019 và có thể vận dụng để nghiên cứu áp dụng cho các nhà máy khâu sau của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

Nguyễn Nhanh (giới thiệu)



Hình 2. Dịch chuyển giảm điểm cắt Naphtha-LGO



Hình 3. Dịch chuyển điểm cắt Kerosene-LGO xuống dưới



Hình 4. Nhà máy Lọc dầu Dung Quất