

Dầu Khí



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

■ SỐ 9 - 2016

ISSN-0866-854X





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Hoàng Ngọc Đang

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

ThS. Vũ Văn Nghiêm

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viễn

ThS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

PHỤ TRÁCH MỸ THUẬT

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: 04-37727108 | 0982288671 * Fax: 04-37727107 * Email: tapchidk@vpi.pvn.vn

Ảnh bìa: Bảo dưỡng sửa chữa Hệ thống đường ống khí PM3 - Cà Mau. Ảnh: PV GAS

TIỂU TIỂM

HỢP TÁC NĂNG LƯỢNG VIỆT NAM - LIÊN BANG NGA

Ngày 21/9/2016, tại Saint Petersburg, Phó Thủ tướng Chính phủ Việt Nam đã cùng với các thành viên của Ủy ban Liên Chính phủ Việt Nam - Liên bang Nga về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học - kỹ thuật, Lãnh đạo hai nước đã tập trung trao đổi các biện pháp nhằm củng cố, tăng cường quan hệ hữu nghị truyền thống và đối tác chiến lược toàn diện, đẩy mạnh hợp tác trong các lĩnh vực ưu tiên, đặc biệt là lĩnh vực năng lượng và chung và dầu khí nói riêng.



Phó Thủ tướng Chính phủ Việt Nam và các thành viên của Ủy ban Liên Chính phủ Việt Nam - Liên bang Nga về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học - kỹ thuật, Lãnh đạo hai nước đã tập trung trao đổi các biện pháp nhằm củng cố, tăng cường quan hệ hữu nghị truyền thống và đối tác chiến lược toàn diện, đẩy mạnh hợp tác trong các lĩnh vực ưu tiên, đặc biệt là lĩnh vực năng lượng và chung và dầu khí nói riêng.

Hợp tác dầu khí được triển khai tích cực và hiệu quả.

Ngày 21/9/2016, tại Saint Petersburg, Phó Thủ tướng Chính phủ Việt Nam và các thành viên của Ủy ban Liên Chính phủ Việt Nam - Liên bang Nga về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học - kỹ thuật, Lãnh đạo hai nước đã tập trung trao đổi các biện pháp nhằm củng cố, tăng cường quan hệ hữu nghị truyền thống và đối tác chiến lược toàn diện, đẩy mạnh hợp tác trong các lĩnh vực ưu tiên, đặc biệt là lĩnh vực năng lượng và chung và dầu khí nói riêng.

Lãnh đạo hai nước đã tập trung thảo luận, đề xuất các giải pháp thực thi hợp tác kinh tế - thương mại song phương, đặc biệt là Hiệp định Thương mại Tự do giữa Việt Nam và Liên minh Kinh tế Á - Âu bắt đầu có hiệu lực từ ngày 1/10/2016. Lãnh đạo hai nước đã ghi cao kết quả triển khai các dự án hợp tác trọng điểm, đặc biệt là các dự án dầu khí đang được triển khai tích cực và hiệu quả tại Việt Nam và Liên bang Nga.

Hai bên ghi nhận sự phát triển và mở rộng hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đối tác Liên bang Nga: Zarubezhneft, Gazprom, Rosneft...

Hai bên ghi nhận hoạt động liên doanh của Gazprom - EP International B.V và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong việc thực hiện các dự án thăm dò và khai thác dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam. Lãnh đạo hai nước: giao Gazprom và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nghiên cứu xây dựng phương án nâng cao hiệu quả kinh tế của các dự án phát triển mỏ tại Việt Nam, trình Chính phủ xem xét.

Hai bên ghi nhận hoạt động liên doanh của Gazprom và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong việc thực hiện các dự án khai thác dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam. Lãnh đạo hai nước: giao Gazprom và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nghiên cứu xây dựng phương án nâng cao hiệu quả kinh tế của các dự án phát triển mỏ tại Việt Nam, trình Chính phủ xem xét.

Hai bên ghi nhận hoạt động liên doanh của Gazprom và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong việc thực hiện các dự án khai thác dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam. Lãnh đạo hai nước: giao Gazprom và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nghiên cứu xây dựng phương án nâng cao hiệu quả kinh tế của các dự án phát triển mỏ tại Việt Nam, trình Chính phủ xem xét.

NGHIÊN CỨU, PHÁT TRIỂN VÀ HOÀN THIỆN CÔNG NGHỆ THU GOM, XỬ LÝ, VẬN CHUYỂN DẦU THỎ

Cum công trình "Nghiên cứu, phát triển và hoàn thiện công nghệ thu gom, xử lý, vận chuyển dầu thô trong điều kiện đặc thù của các mỏ Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro và các mỏ kết nối trên thềm lục địa Việt Nam" đã giúp vận chuyển dầu thô bằng đường ống ngầm an toàn, đảm bảo hoạt động khai thác dầu khí liên tục, có hiệu quả và tạo điều kiện cho các khu vực mới phát hiện và khai thác dầu. Hiện quả kinh tế trực tiếp từ các giải pháp khoa học của Cum công trình ước đạt 275,7 triệu USD, đóng góp quan trọng cho sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

Đảm bảo khai thác an toàn, hiệu quả



Giao công nghệ thu gom dầu thô và vận chuyển dầu thô

Ngày 26/6/1986, sản phẩm đầu tiên của Việt Nam được khai thác từ mỏ Bạch Hổ, bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam. Hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu khí ở mỏ Bạch Hổ được thiết kế, xây dựng theo mô hình phát triển mỏ ở vùng biển Caspi, Azerbaijan. Các giải pháp được xây dựng và kết nối bằng đường ống ngầm không bỏ cách nhiệt với đường kính 219 x 12mm hoặc 312 x 16mm, để vận chuyển dầu đã tách khí đến các kho nối chứa xuất dầu. Tuy nhiên, mô hình này chỉ phù hợp để thu gom, xử lý và vận chuyển dầu không có hoặc có độ nhớt thấp.

Trong khi đó, dầu khai thác ở mỏ Bạch Hổ có hàm lượng paraffin 19 - 27%, độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao (29 - 36°C), cao hơn nhiều so với nhiệt độ môi trường nước biển ở vùng sản xuất (22 - 28°C). Sau khi được vận chuyển 2 - 3km bằng đường ống không bỏ cách nhiệt, nhiệt độ của dầu sẽ giảm bằng nhiệt độ của nước biển, gây ra hiện tượng lắng đọng paraffin và nguy cơ tắc nghẽn đường ống, dẫn đến phải đóng khai thác. Bằng phương pháp nghiên cứu tính chất lưu biến của dầu, xử lý nhiệt và hóa phẩm, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã nghiên cứu, áp dụng và phát triển công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu thô ngoài khơi đạt hiệu quả kinh tế cao, làm thay đổi cơ bản

thực của mỏ, giúp vận chuyển dầu thô có hàm lượng paraffin cao bằng đường ống ngầm an toàn, hiệu quả với chi phí thấp. Với công nghệ vận chuyển dầu thô bằng đường ống không bỏ cách nhiệt và vận chuyển dầu thô có hàm lượng paraffin cao bằng đường ống ngầm an toàn, hiệu quả với chi phí thấp. Với công nghệ vận chuyển dầu thô bằng đường ống không bỏ cách nhiệt và vận chuyển dầu thô có hàm lượng paraffin cao bằng đường ống ngầm an toàn, hiệu quả với chi phí thấp. Với công nghệ vận chuyển dầu thô bằng đường ống không bỏ cách nhiệt và vận chuyển dầu thô có hàm lượng paraffin cao bằng đường ống ngầm an toàn, hiệu quả với chi phí thấp.

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

14. Môi trường thành tạo và địa tầng các trầm tích Oligocene - Miocene sớm cấu tạo Tê Giác Trắng, Lô 16-1, bồn trũng Cửu Long theo tài liệu hóa thạch bào tử phấn hoa và tương hữu cơ



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

24. Nghiên cứu tổng hợp vật liệu nanosilica phục vụ quá trình thu hồi dầu trong khai thác và vận chuyển thu gom dầu thô tại Việt Nam

34. Mô phỏng và tối ưu hóa, xử lý sự cố trong quá trình vận hành phân xưởng transalkyl hóa các hydrocarbon thơm (Tatoray)



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

46. Cơ chế khuyến khích các dự án thu gom khí đồng hành tại các mỏ dầu nhỏ/cận biên ở Việt Nam

52. Tiếp cận về đánh giá chất lượng tăng trưởng sử dụng Năng suất nhân tố tổng hợp

58. Dự báo thị trường sản phẩm dầu châu Á - Thái Bình Dương và Việt Nam đến năm 2035



GIỚI THIỆU CÔNG NGHỆ

64. Hiện thị kế nút được chèn bằng trường vi địa chấn và sóng điện từ



FOCUS

Vietnam, Russia co-operation in the field of energy	4
Research, development and improvement of crude oil gathering, processing and transport technology	7
Dung Quat Refinery to enhance competitiveness	10
Successful installation of BK-Thien Ung production platform topside	12

SCIENTIFIC RESEARCH

Sequence stratigraphy and depositional environment of Oligocene - Early Miocene sediments of Te Giac Trang structure, Block 16-1 in Cuu Long basin based on the characteristics of palynology and palynofacies	14
Study on the synthesis of nanosilica for oil recovery in Vietnam	24
Simulation and optimisation of operations and troubleshooting for aromatics transalkylation unit (Tatoray)	34
Incentive mechanism for associated gas collection in small and marginal fields in Vietnam	46
An approach to assessing the quality of growth using Total Factor Productivity	52
Oil product market outlook of Asia-Pacific and Vietnam to 2035	58
Imaging of propped fractures using microseismic fields and electromagnetic energy	64

OIL AND GAS AROUND THE WORLD

Global offshore market spend set for upturn 68

NEWS

42 nd meeting of ASEAN Council on Petroleum (ASCOPE)	70
Load-out of topside of Su Tu Trang gas compression platform	71
Early completion of Nam Con Son gas system maintenance works ...	72
Scientific and technological co-operation with Gazprom to be strengthened	74
BSR studies possible application of Honeywell integrated high-tech system	74
Russia starts commercial production at new Arctic oil field	75
Algeria to send oil to Cuba for the first time	76

THẨM ĐÓ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

MÔI TRƯỜNG THÀNH TẠO VÀ ĐỊA TẮNG CÁC TRẨM TÍCH OLIGOCENE -
MIOCENE SỚM CẤU TẠO TẾ GIÁC TRẮNG, LỒ 16-1, BỒN TRÙNG CỬU LONG
THEO TÀI LIỆU HÓA THẠCH BẢO TỬ PHẤN HOA VÀ TƯỢNG HỮU CƠ

CN. Phạm Thị Duyên, CN. Mai Hoàng Đảm
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: duyenoti@vi.vnn.vn

Tóm tắt

Tổng hợp các kết quả phân tích sinh địa tầng đến thời điểm hiện tại cho thấy trầm tích Oligocene - Miocene sớm khu vực Lo 16-1 ở Cửu Long chủ yếu hình thành trong môi trường đồng bằng sông, đầm lầy nước ngọt, đôi khi chủ yếu hướng nước lợ hoặc môi trường chuyển tiếp cho đến khi biến đổi sang đầm lầy nước mặn hoặc vùng giai đoạn cuối Miocene sớm, đánh dấu bởi tập sét "Rotallid". Vì vậy, việc phân chia các phức hệ trầm tích và xác định môi trường lắng đọng trong giai đoạn này chủ yếu sử dụng phương pháp phân nguyên cứu các phức hệ bào tử phấn hoa và tương hữu ca, đồng thời có sự hỗ trợ của phân mềm Cyclogon nhằm chính xác hóa các ranh giới trầm tích theo tài liệu cổ sinh.

Từ khóa: Vật liệu hữu cơ, mảnh vật liệu hữu cơ, bào tử phấn, tảo nước ngọt, phân tập địa tầng, môi trường lắng đọng

1. Giới thiệu

trở thành các tác phẩm nghiên cứu có giá trị khoa học và văn nghệ cao. Các tác phẩm này đã được xuất bản và lưu hành rộng rãi, góp phần nâng cao nhận thức của nhân dân về tầm quan trọng của việc bảo vệ môi trường và tài nguyên thiên nhiên. Các tác phẩm này cũng đã được dịch ra nhiều ngôn ngữ khác nhau, góp phần quảng bá hình ảnh và văn hóa Việt Nam ra thế giới.

Thuyết số tác giả [1 - 3], quá trình biến đổi lần đầu của dòng sông Cổ Long bắt đầu từ hướng đông bắc và sự hình thành của biến thể phát triển dần xuống phía Nam dọc theo trục địa bắc. Vì vậy, việc đánh giá sự biến đổi của một trường tương tác theo hướng biến thể số thứ 9 tại khu vực trung tâm bắc Cửu Long.

Khu vực nghiên cứu thuộc cao tạo Tả Tê Gác Trảng với 7 giếng khoan được phân bố dọc theo cao tạo có hướng Bắc - Nam. Cao tạo Tả Tê Gác Trảng nằm ở phía Đông Bắc của lồi 161, bên trong của lồi, cách Vũng Tàu 109km về phía Đông Nam, cách mỏ Bạch Hổ 20km về phía Bắc và cách mỏ Rồng Đông 35km về phía Tây (Hình 1). Dữ liệu địa chất chính của cao tạo Tả Tê Gác là các tài liệu: sơ, xem kết quả thuộc hệ bản đồ 1:50.000, như



Ảnh 1. Sơ đồ vị trí khu vực nghiên cứu

14 **niên kỷ**, số 9/2016

14



DẦU KHÍ THẾ GIỚI

68. Thị trường ngoài khơi toàn cầu: Xu hướng tăng chi phí đầu tư cơ bản



HỢP TÁC NĂNG LƯỢNG VIỆT NAM - LIÊN BANG NGA

Ngày 21/9/2016, tại Saint Petersburg, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng tham gia Khóa họp lần thứ 19 Ủy ban liên Chính phủ Việt Nam - Liên bang Nga về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học - kỹ thuật. Lãnh đạo hai nước đã tập trung trao đổi các biện pháp nhằm củng cố, tăng cường quan hệ hữu nghị truyền thống và đối tác chiến lược toàn diện, đẩy mạnh hợp tác trong các lĩnh vực trụ cột, đặc biệt là lĩnh vực năng lượng nói chung và dầu khí nói riêng.



Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng làm việc với Zarubezhneft. Ảnh: Xuân Tuyến

Hợp tác dầu khí được triển khai tích cực và hiệu quả

Ngày 21/9/2016, tại Saint Petersburg, Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng và Phó Thủ tướng thứ nhất Liên bang Nga Igor Ivanovich Shuvalov đã chủ trì Khóa họp lần thứ 19 Ủy ban liên Chính phủ Việt Nam - Liên bang Nga về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học - kỹ thuật. Đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam do Chủ tịch HĐQT Nguyễn Quốc Khánh dẫn đầu tham dự khóa họp này, đồng thời tham gia chuẩn bị văn kiện hợp tác trong lĩnh vực dầu khí.

Lãnh đạo hai nước đã tập trung thảo luận, đề xuất các giải pháp thúc đẩy hợp tác kinh tế - thương mại song phương, đặc biệt khi Hiệp định Thương mại Tự do giữa Việt Nam và Liên minh Kinh tế Á - Âu bắt đầu có hiệu lực từ ngày 5/10/2016. Lãnh đạo hai nước đánh giá cao kết quả triển khai các dự án hợp tác trọng điểm, đặc biệt là các dự án dầu khí đang được triển khai tích cực và hiệu quả tại Việt Nam và Liên bang Nga.

Hai bên ghi nhận sự phát triển và mở rộng hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đối tác Liên bang Nga: Zarubezhneft, Gazprom, Rosneft...

Hai bên ghi nhận hoạt động liên doanh của Gazprom EP International B.V và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong việc thực hiện các dự án thăm dò và khai thác dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam. Lãnh đạo hai nước giao Gazprom và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nghiên cứu xây dựng phương án nâng cao hiệu quả kinh tế của các dự án phát triển mỏ tại Việt Nam, trình Chính phủ xem xét.

Hai bên ghi nhận hoạt động liên doanh của Gazprom và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong việc thực hiện các dự án khai thác dầu khí trên lãnh thổ Liên bang Nga trong khuôn khổ hoạt động của Gazpromviet. Việt Nam đề nghị phía Liên bang Nga xem xét miễn thuế cổ tức và thuế tài nguyên trong các dự án của Gazpromviet; xem xét vấn đề hoán đổi khí của

Gazpromviet thành LNG để nâng cao hiệu quả kinh tế.

Hai bên ủng hộ hoạt động của Gazprom và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong việc nghiên cứu khả năng: cung cấp LNG cho Việt Nam, tham gia đầu tư vào các dự án sản xuất điện trên lãnh thổ Việt Nam. Hai bên bày tỏ sự quan tâm khi Gazprom và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục hợp tác trong dự án sản xuất khí thiên nhiên làm nhiên liệu cho giao thông vận tải tại Việt Nam trong khuôn khổ Công ty TNHH Khí nhiên liệu Giao thông Vận tải (PVGazprom NGV). Trên cơ sở đó, Liên bang Nga đề nghị phía Việt Nam xác định nguồn khí thiên nhiên với khối lượng không ít hơn 350 triệu m³/năm cần thiết cho việc thực hiện dự án.

Chính phủ Việt Nam cũng ghi nhận mong muốn của Gazprom và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tham gia xây dựng nhà máy điện tại tỉnh Quảng Trị, Nhà máy Nhiệt điện Sơn Mỹ 2, Trạm tiếp nhận và tàng trữ LNG Sơn Mỹ tại tỉnh Bình Thuận.



Mô Bạch Hồ. Ảnh: VSP

Kim ngạch thương mại Việt - Nga đạt 1,56 tỷ USD trong 7 tháng đầu năm 2016, tăng hơn 30% so với cùng kỳ năm 2015. Tính đến hết tháng 6/2016, Liên bang Nga có 113 dự án đầu tư trực tiếp tại Việt Nam với tổng vốn đầu tư 1,1 tỷ USD; Việt Nam có 20 dự án đầu tư tại Liên bang Nga với tổng vốn đầu tư 2,93 tỷ USD. Các dự án hợp tác trong lĩnh vực dầu khí đang được triển khai tích cực và hiệu quả tại Việt Nam và Liên bang Nga.

Lãnh đạo hai nước ủng hộ Rosneft tham gia vào các dự án tại Việt Nam và đẩy mạnh hợp tác với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong lĩnh vực thăm dò, khai thác và vận chuyển dầu khí, cung cấp dầu thô và sản phẩm xăng dầu vào thị trường Việt Nam. Lãnh đạo hai nước đánh giá cao hợp đồng dài hạn giữa Rosneft và Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) về việc cung cấp 96 triệu tấn dầu thô trong giai đoạn

từ năm 2017 đến năm 2040 bên lề “Diễn đàn kinh tế quốc tế Saint Petersburg lần thứ 20”. Đồng thời, hoan nghênh Rosneft và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam mở rộng hợp tác trong lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí, chế biến, kinh doanh và logistics, cũng như đào tạo nhân lực trong khuôn khổ Thỏa thuận hợp tác đã ký ngày 16/5/2016.

Hai bên hoan nghênh sự hợp tác của doanh nghiệp hai nước trong việc xây dựng các đề xuất nhằm nâng cao tính hấp dẫn thương mại của dự án đầu tư hiện đại hóa và mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Phía Liên bang Nga ghi nhận sự quan tâm trong việc tìm hiểu các kết quả xác định giá trị doanh nghiệp và lộ trình cổ phần hóa Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR).

Phía Liên bang Nga ghi nhận sự quan tâm của Gazprom Neft trong việc hợp tác với Tập đoàn Dầu khí

Việt Nam và các đơn vị thành viên nhằm thay thế công nghệ và thiết bị vận hành trên biển.

Hai bên ghi nhận sự quan tâm và đề xuất của Power Machines trong việc thực hiện dự án Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 3 công suất 1.800MW (3 x 600MW) tại tỉnh Sóc Trăng, có tính đến việc đảm bảo cấp vốn cho dự án trên cơ sở điều kiện của Vnesheconombank. Hai bên ghi nhận sự quan tâm của Power Machines trong việc tiến hành hiện đại hóa và mở rộng các công trình lắp đặt thiết bị của Power Machines tại Việt Nam, cũng như thực hiện các dự án xây dựng mới, bao gồm các nhà máy thủy điện và nhiệt điện.

Đưa mỏ Đông Yanemdeyskoye vào khai thác

Trong khuôn khổ chuyển công tác tại Liên bang Nga, ngày 19/9/2016, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng và đoàn công tác Chính phủ, Tập



Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh trao đổi với các đối tác Liên bang Nga. Ảnh: PVN

đoàn Dầu khí Việt Nam đã đi thăm, làm việc với Zarubezhneft, tham dự Lễ khởi động hệ thống dẫn dầu nội mỏ ở Nenetskiy và đưa mỏ Đông Yanemdeyskoye vào khai thác. Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng đánh giá cao quan hệ hợp tác ngày càng sâu rộng giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Zarubezhneft với biểu tượng là Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và Rusvietpetro.

Vietsovpetro là minh chứng cho sự hợp tác hiệu quả và tin cậy giữa Zarubezhneft và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Từ khi thành lập ngày 19/6/1981 đến nay, Vietsovpetro đã khai thác được 220 triệu tấn dầu thô, đưa vào bờ gần 30 tỷ m³ khí đồng hành, tổng doanh thu đạt gần 75 tỷ USD, đóng góp gần 47 tỷ USD cho ngân sách Nhà nước Việt Nam và 11 tỷ USD cho phía Liên Xô/Liên bang Nga.

Tại Liên bang Nga, Rusvietpetro đang thực hiện các hoạt động thăm dò, phát triển khai thác tại 13 mỏ dầu thuộc Khu tự trị Nenetskiy. Trong giai đoạn 2010 - 2012, Rusvietpetro đã đưa vào khai thác 3 mỏ có trữ lượng

lớn nhất là: Bắc Khosedayuskoye, Visovoye và Tây Khosedayuskoye và đang tích cực triển khai các công việc cần thiết để đưa các mỏ còn lại vào khai thác. Sản lượng khai thác năm 2015 của Rusvietpetro đạt 3,24 triệu tấn dầu, tổng sản lượng khai thác lũy kế của dự án đến ngày 30/6/2016 đạt 14,68 triệu tấn dầu, doanh thu lũy kế ước đạt 5.502,10 triệu USD, lợi nhuận sau thuế lũy kế đạt 1.191,97 triệu USD.

Ngày 20/4/2016, Chính phủ hai nước đã ký Hiệp định Liên chính phủ về việc tiếp tục hợp tác thăm dò địa chất và khai thác dầu khí trên lãnh thổ Liên bang Nga của Rusvietpetro và Nghị định thư sửa đổi Hiệp định Liên chính phủ về việc tiếp tục hợp tác thăm dò địa chất và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" ngày 27/12/2010. Các văn bản này đã được Tổng thống Liên bang Nga phê chuẩn vào ngày 3/7/2016 và chính thức có hiệu lực từ ngày 1/1/2016. Trong đó, có thay đổi quy định về ưu đãi thuế khai thác khoáng sản cho Rusvietpetro nhằm nâng cao hiệu quả kinh tế của dự án Nenetskiy,

tăng tỷ lệ dầu thương phẩm để lại cho Vietsovpetro.

Từ mỏ Nenetskiy, ông Nguyễn Phan Phúc - Phó Tổng giám đốc thứ nhất Rusvietpetro đã báo cáo Phó Thủ tướng Chính phủ về kết quả triển khai công tác thăm dò, khai thác của Liên doanh và xin lệnh khởi động hệ thống dẫn dầu nội mỏ có chiều dài 41km, đồng thời đưa mỏ Đông Yanemdeyskoye vào khai thác.

Thay mặt Chính phủ Việt Nam, Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng đánh giá cao cố gắng vượt bậc của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Zarubezhneft, coi đây là hợp tác mẫu mực, không chỉ đạt hiệu quả kinh tế cao mà còn là cầu nối tình hữu nghị Việt Nam - Liên bang Nga. Quy mô và phạm vi hợp tác giữa Zarubezhneft và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang ngày càng lớn mạnh, hiệu quả, góp phần phát huy các tiềm năng và thế mạnh của các bên trong lĩnh vực dầu khí.

Phó Thủ tướng Chính phủ đề nghị Zarubezhneft phối hợp chặt chẽ với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nghiên cứu, tìm ra các biện pháp để nâng cao hiệu quả hoạt động của các liên doanh; khẳng định cam kết của Chính phủ Việt Nam về việc tạo thuận lợi cho các nhà đầu tư nước ngoài trong lĩnh vực dầu khí, trong đó có Zarubezhneft và các doanh nghiệp khác của Liên bang Nga.

Phó Thủ tướng khẳng định: "Chính phủ Việt Nam cam kết sẽ tiếp tục dành sự quan tâm đặc biệt, chỉ đạo các Bộ/Ngành và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tạo điều kiện thuận lợi cho các nhà đầu tư; đồng thời sẽ linh hoạt và mềm dẻo trong việc giải quyết các khó khăn và vướng mắc, tạo điều kiện cho các nhà thầu hoạt động có hiệu quả nhất".

Nguyễn Hoàng

NGHIÊN CỨU, PHÁT TRIỂN VÀ HOÀN THIỆN CÔNG NGHỆ THU GOM, XỬ LÝ, VẬN CHUYỂN DẦU THÔ

Cụm công trình “Nghiên cứu, phát triển và hoàn thiện công nghệ thu gom, xử lý, vận chuyển dầu thô trong điều kiện đặc thù của các mỏ Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro và các mỏ kết nối trên thềm lục địa Việt Nam” đã giúp vận chuyển dầu thô bằng đường ống ngầm an toàn, đảm bảo hoạt động khai thác dầu khí liên tục, có hiệu quả và tạo điều kiện đưa các khu vực mới phát hiện vào khai thác sớm. Hiệu quả kinh tế trực tiếp từ các giải pháp khoa học của Cụm công trình ước đạt 779,7 triệu USD, đóng góp quan trọng cho sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

Đảm bảo khai thác an toàn, hiệu quả

Ngày 26/6/1986, tấn dầu thô đầu tiên của Việt Nam được khai thác từ mỏ Bạch Hổ, bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam. Hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu khí ở mỏ Bạch Hổ được thiết kế, xây dựng theo mô hình phát triển mỏ ở vùng biển Caspi, Azerbaijan. Các giàn cố định được xây dựng và kết nối bằng đường ống ngầm không bọc cách nhiệt với đường kính 219 x 12mm hoặc 312 x 16mm, để vận chuyển dầu đã tách khí đến các kho nổi chứa xuất dầu. Tuy nhiên, mô hình này chỉ phù hợp để thu gom, xử lý và vận chuyển dầu không có hoặc có ít paraffin, nhiệt độ đông đặc và độ nhớt thấp.

Trong khi đó, dầu khai thác ở mỏ Bạch Hổ có hàm lượng paraffin 19 - 27%, độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao (29 - 36°C), cao hơn nhiều so với nhiệt độ môi trường nước biển ở vùng cận đáy (22 - 28°C). Sau khi được vận chuyển 2 - 3km bằng đường ống không bọc cách nhiệt, nhiệt độ của dầu sẽ giảm bằng nhiệt độ của nước biển, gây ra hiện tượng lắng đọng paraffin và nguy cơ tắc nghẽn đường ống, dẫn đến phải dừng khai thác. Bằng phương pháp nghiên cứu tính chất lưu biến của dầu, xử lý nhiệt và hóa phẩm, Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” đã nghiên cứu, áp dụng và phát triển công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu thô ngoài khơi đạt hiệu quả kinh tế cao, làm thay đổi cơ bản



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: VSP

công nghệ xử lý thu gom dầu mỏ Bạch Hổ và Rồng. Công nghệ này giúp giảm chi phí xây dựng và vận hành khai thác, rút ngắn thời gian đưa mỏ vào khai thác, tạo điều kiện phát triển các mỏ nhỏ và cận biên bằng hình thức kết nối mỏ...

Công nghệ này bao gồm tổ hợp các giải pháp như: gia nhiệt kết hợp với hóa chất; sử dụng condensate và khí hòa tan trong dầu để tăng độ linh động của chất lưu; công nghệ tách khí sơ bộ để giảm xung động lưu lượng và áp suất trong đường ống; vận chuyển dầu bão hòa khí; công nghệ tận dụng địa nhiệt của giếng dầu để đáp ứng yêu cầu xử lý dầu bằng hóa phẩm. Vietsovpetro đã áp dụng kết hợp các giải pháp công nghệ này một cách linh hoạt, tùy vào từng khu vực và thời kỳ khai

thác của mỏ, giúp vận chuyển dầu thô có hàm lượng paraffin cao bằng đường ống ngầm an toàn, hiệu quả với chi phí thấp.

Với công nghệ vận chuyển dầu thô bằng đường ống sử dụng nguồn năng lượng vỉa của giếng mà không sử dụng máy bơm, Vietsovpetro đã chuyển đổi từ mô hình xây dựng giàn cố định sang mô hình thiết kế và xây dựng giàn nhẹ, giàn công nghệ trung tâm để khai thác và vận chuyển dầu khí; chuyển đổi mô hình phát triển mỏ độc lập sang mô hình kết nối mỏ. Sử dụng nguồn năng lượng địa nhiệt của giếng dầu để xử lý hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc của dầu, giúp đảm bảo vận chuyển dầu an toàn bằng đường ống; bơm hóa phẩm xuống dòng sản phẩm của giếng ở độ sâu 2.500 - 2.800m, nhiệt



độ cao hơn 65°C giúp không cần lắp đặt thêm bộ nung dầu trên giàn nhẹ để xử lý nhiệt và hóa phẩm.

Việc nghiên cứu, phát triển đảm bảo an toàn thu gom, xử lý và vận chuyển dầu thô có tính chất lưu biến phức tạp bằng đường ống ngầm ngoài khơi mỏ Bạch Hổ giúp Vietsovpetro đưa mỏ Rồng vào khai thác sớm bằng việc xây dựng đường ống ngầm dài 34km kết nối mỏ Rồng với mỏ Bạch Hổ và sử dụng bộ gia nhiệt cho dầu trên giàn cố định RP-1. Với việc sử dụng giải pháp tận dụng địa nhiệt của giếng và phát triển công nghệ vận chuyển hỗn hợp dầu và khí bằng phương pháp bão hòa khí, giúp Vietsovpetro đưa khu vực Đông Nam Rồng vào khai thác, vận chuyển dầu bão hòa khí bằng đường ống ngầm dài 20km đến giàn cố định RP-1 bằng nguồn năng lượng vỉa.

Thành công trong thu gom, xử lý và vận chuyển dầu thô có tính chất lưu biến phức tạp bằng đường ống ngầm

ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng đã cho phép đưa các mỏ mới ở khu vực lân cận vào khai thác sớm theo hình thức kết nối mỏ: Nam Rồng - Đồi Mồi, Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Cá Tầm, Kinh Ngư Trắng... giúp rút ngắn thời gian đưa mỏ vào khai thác, tiết kiệm chi phí xây dựng, phát triển và vận hành mỏ.

Giá trị cao về khoa học công nghệ

Nhóm tác giả đã cải tiến, đổi mới và sáng tạo ra công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu thô nhiều paraffin bằng đường ống, áp dụng cho các mỏ Bạch Hổ và Rồng, khác biệt so với công nghệ truyền thống xử lý, vận chuyển dầu đang được sử dụng trên thế giới. Kết quả nghiên cứu của Cụm công trình đã tạo ra sản phẩm công nghệ mới, bổ sung và làm phong phú công nghệ vận chuyển dầu trên thế giới. Trong đó, có giải pháp sử dụng hóa phẩm phi truyền thống crompic để xử lý và vận chuyển dầu



Vietsovpetro đã nghiên cứu, phát triển và hoàn thiện công nghệ thu gom, xử lý, vận chuyển dầu thô. Ảnh Minh Trí

an toàn bằng đường ống không bọc cách nhiệt từ giàn cố định đến tàu chứa xuất dầu; hình thành công nghệ vận chuyển dầu và khí bằng đường ống ở điều kiện nhiệt độ thấp hơn nhiệt độ đông đặc của dầu, đã làm thay đổi căn bản công nghệ truyền thống vận chuyển dầu có hàm lượng paraffin cao bằng đường ống ở điều kiện ngoài khơi. Nhóm tác giả đã nghiên cứu và phát triển thành công giải pháp vận chuyển dầu bão hòa khí bằng cách sử dụng thiết bị tách khí sơ bộ, góp phần giảm thiểu khả năng hình thành các nút lỏng và khí trong hệ thống xử lý, giảm tổn hao áp suất vận chuyển,

tăng sản lượng giếng. Giải pháp sử dụng condensate có sẵn ở mỏ, thay thế dung môi truyền thống, để pha loãng dầu thô khai thác ở mỏ Rồng với hàm lượng trên 5% giúp giảm độ nhớt và nhiệt độ đông đặc của dầu, để vận chuyển dầu từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ an toàn. Giải pháp tận dụng địa nhiệt của giếng dầu để xử lý dầu nhiều paraffin giúp xử lý hóa phẩm dầu thô tại các giếng có nhiệt độ miệng giếng thấp ở mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ kết nối để vận chuyển dầu thô an toàn bằng đường ống ngầm. Giải pháp bơm nước biển vào đường ống vận chuyển làm tăng tối đa vận tốc dòng

chảy, tẩy rửa lớp lắng đọng paraffin mềm hoặc các lớp dầu đông đặc trong đường ống (thay thế hệ thống phóng thoi) giúp phục hồi khả năng lưu thông của đường ống mà không cần dừng khai thác.

Theo tính toán sơ bộ, hiệu quả kinh tế trực tiếp từ các giải pháp khoa học của Cụm công trình đến nay ước đạt 779,7 triệu USD và con số này sẽ tiếp tục tăng thêm đến cuối đời khai thác các mỏ của Vietsovpetro, đồng thời cho phép kết nối thêm các mỏ nhỏ, cận biên trong thời gian tới.

Nguyễn Thanh



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất: NÂNG CAO NĂNG LỰC CẠNH TRANH

Theo Quyết định số 1725/QĐ-TTg, Chính phủ sẽ bỏ quy định thu điều tiết đối với sản phẩm lọc hóa dầu do Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) sản xuất, chế biến tiêu thụ trong nước từ ngày 1/1/2017. Với quy định này, sản phẩm của BSR có thể cạnh tranh bình đẳng với sản phẩm nhập khẩu.

Ngày 3/9/2016, Thủ tướng Chính phủ đã ký Quyết định số 1725/QĐ-TTg sửa đổi một số điều trong Quyết định số 952/QĐ-TTg ngày 26/7/2012 của Thủ tướng Chính phủ về một số cơ chế tài chính của Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn. Quyết định này quy định một số cơ chế tài chính gồm: thu điều tiết đối với sản phẩm xăng sản xuất, chế biến tiêu thụ trong nước, ưu đãi thuế thu nhập doanh nghiệp, trích khấu hao tài sản cố định và vốn điều lệ của BSR.

Theo đó, Chính phủ đã bỏ quy định thu điều tiết đối với các sản phẩm dầu, LPG, sản phẩm hóa dầu do BSR sản xuất, chế biến tiêu thụ trong nước; bỏ quy định các mức giá trị ưu đãi được cộng 3 - 7% thuế nhập khẩu vào giá bán (3% đối với sản phẩm hóa dầu, 5% đối với sản phẩm LPG, 7% đối với sản phẩm xăng dầu).

Sản phẩm xăng do BSR sản xuất, chế biến tiêu thụ trong nước (bao gồm cả tiêu dùng nội bộ) sẽ là đối tượng thu điều tiết với tỷ lệ 10% áp dụng từ ngày 3/9 - 31/12/2016. Kể từ ngày 1/1/2017, Chính phủ sẽ bỏ quy

định thu điều tiết đối với sản phẩm lọc hóa dầu do BSR sản xuất, chế biến tiêu thụ trong nước.

Trong thời gian qua, BSR phải đối diện với rất nhiều khó khăn: giá dầu diễn biến phức tạp, chênh lệch giữa giá sản phẩm và giá dầu thô bị thu hẹp; cách tính thuế suất cho sản phẩm xăng dầu Dung Quất chưa bình đẳng so với sản phẩm của các nước được hưởng thuế nhập khẩu ưu đãi đặc biệt theo Hiệp định thương mại tự do (FTA)... Thuế nhập khẩu xăng từ Hàn Quốc giảm xuống còn 10%, các loại dầu diesel từ khu vực ASEAN về 0% trong khi mức thuế nhập khẩu áp dụng cho sản phẩm xăng, dầu Dung Quất lần lượt là 20% và 7%. Do đó, các doanh nghiệp xăng dầu đầu mối sẽ ưu tiên nhập khẩu xăng dầu



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

theo FTA để hưởng lợi thế chênh lệch giữa giá đầu vào và giá bán.

Tổng giám đốc BSR Trần Ngọc Nguyên cho biết Quyết định số 1725/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ sẽ giúp BSR chủ động trong hoạt động sản xuất kinh doanh, để xăng dầu Dung Quất có thể cạnh tranh bình đẳng với sản phẩm nhập khẩu từ các nước ASEAN, Hàn Quốc.

Khi sản lượng tiêu thụ tăng, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sẽ vận hành ở công suất tối ưu (110%), góp phần nâng cao hiệu quả kinh tế cho doanh nghiệp - Nhà nước và xã hội. Năm 2016, BSR đặt mục tiêu nộp ngân sách Nhà nước 16.000 tỷ đồng. Khi tăng công suất thêm 10% thì đóng góp cho ngân sách Nhà nước của BSR cũng tăng thêm 10% (tương đương 1.600 tỷ đồng).

“Việc được hoạt động theo cơ chế tự chủ cũng là cơ hội để BSR thu hút vốn của các nhà đầu tư trong và

ngoài nước khi triển khai công tác cổ phần hóa vào cuối năm 2017” - Tổng giám đốc BSR khẳng định.

Trong 9 tháng đầu năm 2016, BSR sản xuất được khoảng 5,1 triệu tấn sản phẩm (88% kế hoạch năm), sản lượng tiêu thụ hơn 4,9 triệu tấn sản phẩm các loại (85% kế hoạch năm). Doanh thu ước đạt 51.886 tỷ đồng (63% kế hoạch năm), lợi nhuận đạt 1.038 tỷ đồng (130% kế hoạch năm) và nộp ngân sách Nhà nước khoảng 8.625 tỷ đồng (đạt 72% kế hoạch năm). Kể từ khi Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đi vào vận hành đến nay, BSR đã nhập 47 triệu tấn dầu thô và sản xuất được hơn 42 triệu tấn sản phẩm các loại, đạt doanh thu thuần 776.500 tỷ đồng và nộp ngân sách nhà nước 132.000 tỷ đồng. Sản lượng xăng dầu của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cung cấp đáp ứng khoảng 30 - 35% nhu cầu tiêu thụ trong nước.

Trong thời gian qua, BSR đã tập trung tối ưu hóa vận hành sản xuất;

Từ khi được đưa vào vận hành thương mại đến nay, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất luôn vận hành an toàn, ổn định, đáp ứng khoảng trên 30% nhu cầu xăng dầu trong nước, góp phần quan trọng trong việc bảo đảm an ninh năng lượng và phát triển kinh tế - xã hội của đất nước. BSR đã đóng góp cho ngân sách Nhà nước trên 132 nghìn tỷ đồng, tương đương 6 tỷ USD.

đẩy mạnh công tác nghiên cứu khoa học, trong đó tập trung chủ yếu vào việc tiết kiệm năng lượng, tối ưu hóa điều kiện vận hành của các quy trình công nghệ nhằm giảm thiểu chi phí sản xuất, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh. Với mục tiêu nâng cao công suất, tăng độ linh hoạt trong việc chế biến dầu thô, nâng cấp về công nghệ để bảo đảm sản xuất các sản phẩm xăng dầu có chất lượng cao, nâng cao sức cạnh tranh, BSR đang triển khai Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để nâng công suất từ 6,5 triệu tấn/năm lên 8,5 triệu tấn/năm.

Tính đến nay, Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã triển khai được 16/78 tháng. Hợp đồng thiết kế tổng thể (FEED) đã triển khai được 43,9% khối lượng công việc. BSR đã ký 7 hợp đồng bản quyền công nghệ các phân xưởng: HGU, DHDT, GHDT, SDA, ALKYI, NHT và SRU; đang triển khai thực hiện thiết kế cơ sở (BEDP)...

Lãnh đạo BSR cho biết: Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất giúp BSR giải quyết được 3 vấn đề: đáp ứng tiêu chuẩn môi trường Euro IV/V; chủ động được nguồn dầu thô đầu vào (với 80% dầu trong nước, 20% là dầu nhập ngoại), theo thiết kế mới có thể chế biến được 75 loại dầu thô; hiệu quả kinh tế cao hơn.

Hồng Minh



LẮP ĐẶT THÀNH CÔNG KHỐI THƯỢNG TẦNG GIÀN BK - THIÊN ƯNG

Vào 15 giờ 15 phút ngày 21/9/2016, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro" đã tiến hành nâng và lắp đặt thành công khối thượng tầng (topside) giàn BK - Thiên Ưng (Lô 04-3). Đây là hạng mục quan trọng nhất trong tổng thể Dự án xây dựng giàn BK-Thiên Ưng do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và OAO Zarubezhneft làm chủ đầu tư, Vietsovetro là nhà điều hành kiêm tổng thầu.

Khối thượng tầng giàn BK - Thiên Ưng có khối lượng trên 5.000 tấn, trước đó đã được hạ thủy thành công bằng phương pháp kéo trượt. Liên danh nhà thầu BOSKALIS - SEC đã nâng và lắp đặt bằng tàu cầu Asia Hercules III (AHIII Heavy lift).

Sau khi lắp đặt thành công khối thượng tầng, Vietsovetro sẽ cùng Liên danh nhà thầu BOSKALIS - SEC

tiếp tục lắp đặt khối nhà ở 700 tấn, ngọn đuốc 97 tấn. Sau đó, tàu cầu Trường Sa của Vietsovetro thi công lắp đặt máy phát điện chính (155 tấn), máy phát điện dự phòng (58 tấn) và cụm cung cấp khí nhiên liệu (22 tấn). Công tác thi công, chạy thử dự kiến sẽ được thực hiện vào đầu tháng 11/2016.

Dự án BK - Thiên Ưng nằm trong chuỗi dự án đường ống dẫn khí



Khối thượng tầng giàn BK - Thiên Ưng được hạ thủy thành công bằng phương pháp kéo trượt. Ảnh: VSP



Khối thượng tầng giàn BK - Thiên Ưng được lắp đặt vào chân đế. Ảnh: VSP

Dự án chế tạo và lắp đặt giàn nước sâu BK - Thiên Ưng được khởi công từ ngày 13/5/2014. Đây là công trình siêu trường siêu trọng, có tổng khối lượng trên 15 nghìn tấn gồm các hạng mục: khối thượng tầng, chân đế, cọc, khối nhà ở, bến cập tàu, cọc định vị chân đế... được lắp đặt tại khu vực nước sâu 120m nước. Tính đến nay, dự án đã đạt trên 2,5 triệu giờ làm việc an toàn.

Nam Côn Sơn 2 (có tổng mức đầu tư 1,3 tỷ USD). Đây là công trình siêu trường siêu trọng, có tổng khối lượng trên 15 nghìn tấn gồm các

hạng mục: khối thượng tầng, chân đế, cọc, khối nhà ở, bến cập tàu, cọc định vị chân đế... được lắp đặt tại khu vực nước sâu 120m nước. Công trình này được xây dựng để phục vụ công tác khai thác, thu gom, vận chuyển khí từ mỏ Thiên Ưng và mỏ Đại Hùng, với công suất tối đa trên 3 triệu m³ khí/ngày. Khi đưa vào hoạt động, giàn BK - Thiên Ưng sẽ giúp Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam nói chung, Vietsovpetro nói riêng nâng cao sản lượng khai thác, từng bước thực hiện chiến lược mở rộng vùng hoạt động, đặc biệt là khu vực nước sâu, xa bờ.

BK - Thiên Ưng là dự án khai thác khí tại khu vực nước sâu có quy mô lớn nhất từ trước đến nay do Vietsovpetro làm tổng thầu, với tỷ lệ nội địa hóa cao nhất từ khâu thiết kế, mua sắm, chế tạo. Việc đảm bảo tiến độ, chất lượng của dự án đã khẳng định năng lực của Vietsovpetro trong công tác quản lý dự án, thiết kế, thi công, với mục tiêu trở thành đơn vị cung cấp dịch vụ dầu khí uy tín, chất lượng cao tại Việt Nam và khu vực trong lĩnh vực xây lắp công trình dầu khí biển.

Thu Huyền

MÔI TRƯỜNG THÀNH TẠO VÀ ĐỊA TẦNG CÁC TRẦM TÍCH OLIGOCENE - MIOCENE SỚM CẤU TẠO TÊ GIÁC TRẮNG, LÔ 16-1, BỒN TRỪNG CỬU LONG THEO TÀI LIỆU HÓA THẠCH BÀO TỬ PHẦN HOA VÀ TƯỢNG HỮU CƠ

CN. Phạm Thị Duyên, CN. Mai Hoàng Đảm
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: duyenpt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Tổng hợp các kết quả phân tích sinh địa tầng đến thời điểm hiện tại cho thấy trầm tích Oligocene - Miocene sớm khu vực Lô 16-1 bể Cửu Long chủ yếu hình thành trong môi trường đồng bằng sông, đầm hồ nước ngọt, đôi khi chịu ảnh hưởng nước lợ hoặc môi trường chuyển tiếp cho đến khi biển bắt đầu xâm nhập vào khu vực giai đoạn cuối Miocene sớm, đánh dấu bởi tập sét "Rotallid". Vì vậy, việc phân chia các phức hệ trầm tích và xác định môi trường lắng đọng trong giai đoạn này chủ yếu sử dụng phương pháp nghiên cứu các phức hệ bào tử phần hoa và tượng hữu cơ, đồng thời có sự hỗ trợ của phần mềm CycloLog nhằm chính xác hóa các ranh giới trầm tích theo tài liệu cổ sinh.

Từ khóa: Vật liệu hữu cơ, mảnh vật liệu hữu cơ, bào tử phần hoa, tảo nước ngọt, phân tập địa tầng, môi trường lắng đọng.

1. Giới thiệu

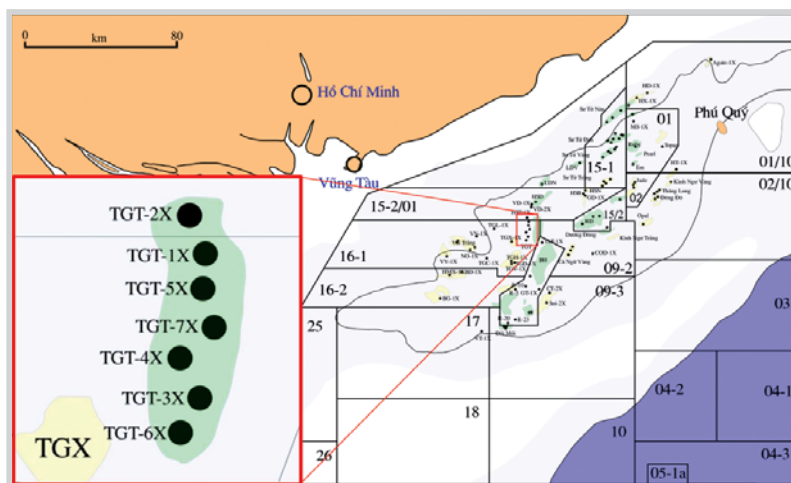
Trong công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, việc nghiên cứu cổ sinh - địa tầng là một trong những công tác quan trọng nhằm cung cấp cơ sở dữ liệu cho việc phân tích, đánh giá môi trường lắng đọng trầm tích; khả năng sinh, khả năng chôn của các tầng trầm tích hạt mịn; góp phần làm sáng tỏ địa tầng giếng khoan cho khu vực cần nghiên cứu. Trên thực tế, địa tầng Oligocene - Miocene sớm luôn là đối tượng nghiên cứu chính trong bồn trũng Cửu Long.

Theo một số tác giả [1 - 3], quá trình biển xâm lấn vào bồn trũng Cửu Long bắt đầu từ hướng Đông Bắc và sự ảnh hưởng của biển tiến phát triển dần xuống phía Nam dọc theo trục dài bể. Vì vậy, việc đánh giá sự biến đổi của môi trường trầm tích theo hướng biển tiến sẽ thấy rõ tại khu vực trung tâm bể Cửu Long.

Khu vực nghiên cứu thuộc cấu tạo Tê Giác Trắng với 7 giếng khoan được phân bố dọc theo cấu tạo có hướng á Bắc - Nam. Cấu tạo Tê Giác Trắng nằm ở phía Đông Bắc của Lô 16-1, bồn trũng Cửu Long, cách Vũng Tàu 100km về phía Đông Nam, cách mỏ Bạch Hổ 20km về phía Tây Bắc và cách mỏ Rạng Đông 35km về phía Tây (Hình 1). Đối tượng chứa chính của mỏ Tê Giác Trắng là các tập cát sét xen kẹp thuộc hệ tầng Bạch Hổ, phụ

tập BI.1 có tuổi Miocene sớm và tầng chứa thứ hai là tập cát thuộc hệ tầng Trà Tân có tuổi Oligocene muộn. Hiện nay, mỏ Tê Giác Trắng có 3 giàn đầu giếng khai thác hoạt động từ các tầng chứa này đạt 40.000 - 42.000 thùng/ngày [4, 5].

Việc nghiên cứu sinh địa tầng ở thềm lục địa Việt Nam hiện nay phục vụ cho công tác tìm kiếm - thăm dò dầu khí chủ yếu dựa vào 3 chỉ tiêu phân tích là: tảo vôi (nannofossil), vi cổ sinh (foraminifera) và bào tử phần hoa (palynology). Trong đó, nhóm hóa thạch tảo vôi và vi cổ sinh là công cụ nghiên cứu chủ đạo trong môi trường biển (marine), bào tử phần hoa có thể mạnh trong môi trường lục địa đến biển nông, vũng - vịnh ven bờ và đặc biệt hữu ích trong môi trường hệ thống sông và tam giác châu [6 - 10]. Thực tế, đối tượng tìm kiếm thăm dò các tích tụ dầu khí chủ yếu trong các trầm tích tại Lô 16-1 cũng như bồn trũng Cửu Long hiện nay là các trầm tích Oligocene đến Miocene dưới, chúng được lắng đọng trong môi trường lục địa đến vùng chuyển tiếp. Do vậy, phương pháp nghiên cứu bào tử phần hoa đã trở thành công cụ chủ đạo và xuyên suốt trong việc phân tập, xác định tuổi và môi trường lắng đọng trầm tích (Hình 2).



Hình 1. Sơ đồ vị trí khu vực nghiên cứu

Nghiên cứu tương hữu cơ (palynofacies) là một công cụ rất hữu ích trong việc chính xác hóa môi trường lắng đọng trầm tích trong phạm vi không gian hẹp hơn. Vật liệu hữu cơ chứa trong trầm tích là đối tượng nghiên cứu của phương pháp phân tích tương hữu cơ khi nghiên cứu bào tử phấn. Các mảnh vật liệu (mảnh vụn) hữu cơ (palynomaceral - PM) được phân loại dựa trên tính chất vật lý về cấu trúc, mức độ thấu quang và độ nổi gồm: Mảnh vụn hữu cơ loại 1 (PM1), loại 2 (PM2), loại 3 (PM3), loại 4 (PM4) và loại vật liệu hữu cơ không cấu trúc (structureless organic matter/sapropel - SOM). Các điều kiện Eh và pH của môi trường lắng đọng trầm tích đã quyết định sự tồn tại của các loại mảnh hữu cơ trong môi trường thành tạo đá trầm tích [11, 12].

Phần mềm CycloLog là công cụ minh giải các chu kỳ trầm tích, dựa trên thuật toán Maximum Entropy Spectral Analysis (MESA) từ số liệu của đường cong gamma ray, để tạo ra một đường cong mới gọi là đường cong INPEFA (Integrated Prediction Error Filter Analysis) thể hiện các xu thế trầm tích. Từ đó xác định được các bề mặt trầm tích hạt mịn (NBS - Negative Bounding Surface) và trầm tích hạt thô (PBS - Positive Bounding Surface), nhằm chính xác hóa ranh giới giữa các tập trầm tích [13, 14, 20].

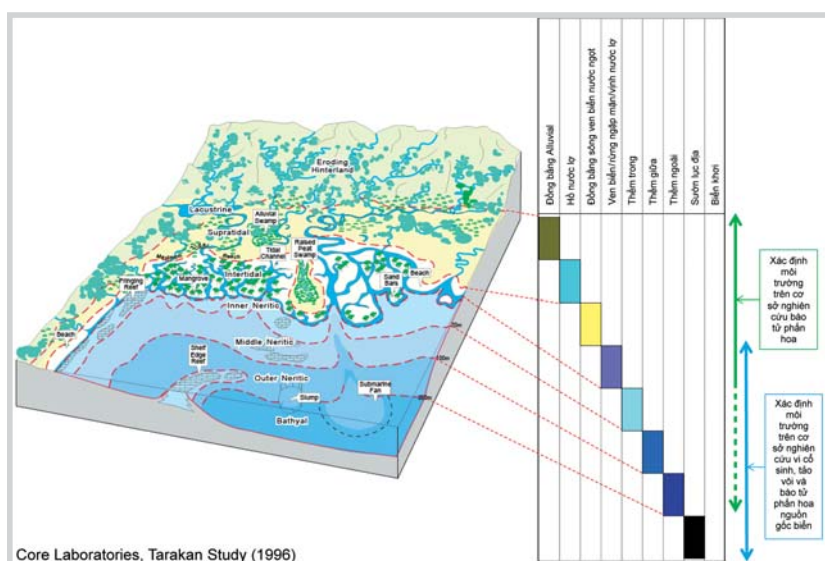
2. Các phức hệ bào tử phấn hoa và tương hữu cơ trong trầm tích Oligocene - Miocene sớm khu vực nghiên cứu

Hiện nay, bồn trầm tích Cửu Long là một trong những bồn được thực hiện nhiều giếng khoan nhất và được nghiên cứu chi tiết nhất trên thềm lục địa Việt Nam. Theo kết quả phân tích sinh địa tầng của hàng trăm giếng khoan cùng với sự hỗ trợ của địa chấn, địa vật lý đã phần nào làm sáng tỏ bức tranh địa chất dầu khí của bồn trũng Cửu Long. Kế thừa những kết quả đã nghiên cứu và tổng hợp các số liệu, từ đó rút ra quy luật phân chia các tập và phụ tập trầm tích tuổi Oligocene - Miocene sớm ở bồn trũng Cửu Long dựa vào các nhóm tảo nước ngọt và hóa thạch bào tử phấn có nguồn gốc thủy sinh như: *Bosedinia*, *Pediastrum*, *Botryococcus*, *Magnastriatites howardi*, *Marsilea* và *Potamogeton*. Mỗi tập hoặc phụ tập

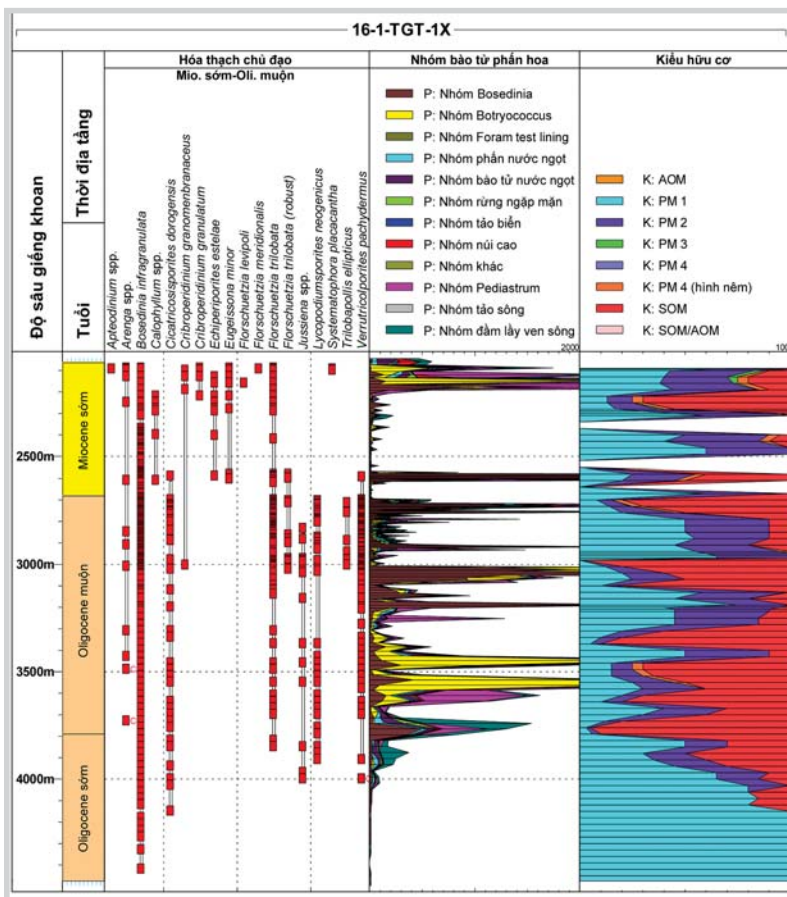
đều có những đặc trưng riêng về phức hệ hóa thạch cũng như tương hữu cơ được phát hiện trong đá trầm tích [6, 8, 13, 15 - 19].

Các phức hệ hóa thạch bào tử phấn hoa trong trầm tích Oligocene - Miocene sớm chủ yếu thuộc các nhóm tảo nước ngọt (algae) như *Pediastrum*, *Bosedinia*, tảo nước lợ *Botryococcus*, các hóa thạch nhóm bào tử-phấn nước ngọt, nhóm đầm lầy ven sông, nhóm hóa thạch ngập mặn (mangrove), khóa tử... với hơn 100 giống loài khác nhau. Các hóa thạch chủ đạo có tính định tầng tốt như: *Cicatricosisporites dorogensis*, *Jussiena spp.*, *Gothanipollis basensis*, *Lycopodiumsporites neogenicus* (định tầng Oligocene); *Verrutricolporites pachydermus* (đặc trưng cho Oligocene muộn), *Cribroperidium granomenbranceus*, *Sporotrapoidites spp.* (Miocene sớm), *Arenga spp.*, *Echiperiporites estelae*, *Flochuettia levipoli*, *Avicenia spp.*,... (có tuổi không già hơn Miocene sớm) được bắt gặp khá phong phú và liên tục. Đặc biệt, các hóa thạch nhóm tảo nước ngọt và nước lợ phát triển rất mạnh và có tính chu kỳ rõ rệt. Sự phát triển có tính chu kỳ này hỗ trợ rất hiệu quả cho việc phân chia các phức hệ trầm tích. Các phức hệ hóa thạch khác nhau biểu thị cho các môi trường lắng đọng trầm tích khác nhau. Bên cạnh đó, tương hữu cơ cũng góp phần quan trọng trong việc xác định năng lượng môi trường lắng đọng. Trong diện tích nghiên cứu, thành phần vật chất hữu cơ chủ yếu là mảnh vụn hữu cơ loại 1, loại 2 và vật chất hữu cơ không cấu trúc (sapropel). Ngoài ra còn có sự hiện diện với tỷ phần rất nhỏ của mảnh vụn hữu cơ loại 3, loại 4 và vật chất hữu cơ vô định hình (Amorphous Organic Matter - AOM) (Hình 3).

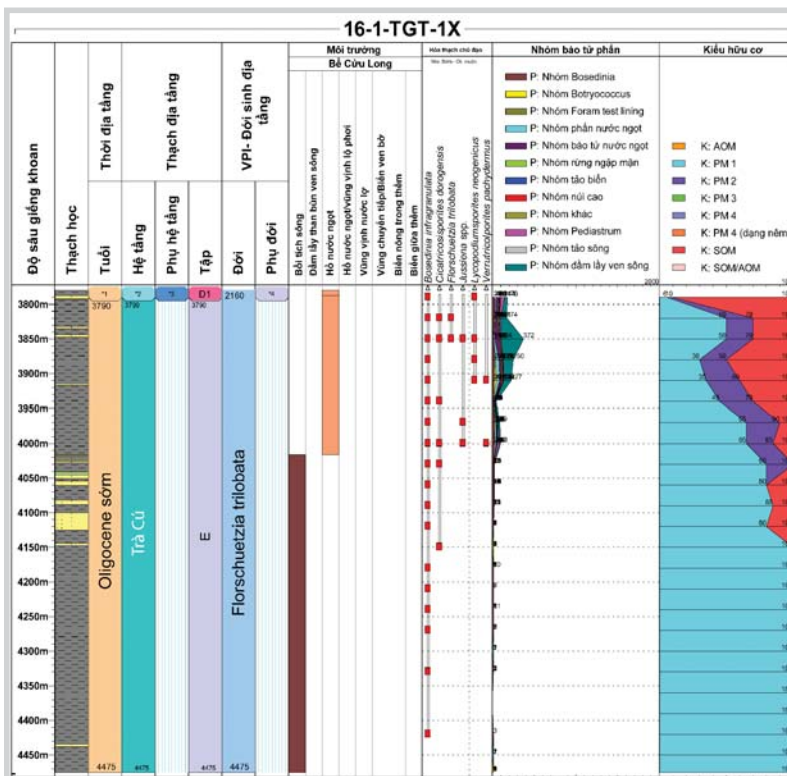
Trầm tích Oligocene sớm hầu như vắng mặt hóa thạch, chỉ rải rác một số loài thuộc nhóm đầm lầy ven sông và nguồn gốc thủy sinh. Thành phần vật chất hữu cơ là mảnh vụn hữu cơ loại 1.



Hình 2. Sơ đồ phân đới các đơn vị môi trường và phạm vi nghiên cứu của các nhánh cổ sinh (CoreLab và VPI)



Hình 3. Đặc điểm tổ hợp hóa thạch chủ đạo, phức hệ bào tử phần hoa, tướng hữu cơ trong địa tầng Oligocene - Miocene sớm giếng khoan TGT-1X



Hình 4. Mặt cắt trầm tích tập E trong giếng khoan 16-1-TGT-1X

Trầm tích Oligocene muộn có sự phát triển mạnh của nhóm hóa thạch tảo nước ngọt *Bosedinia*. Sự phát triển này có tính chu kỳ rõ rệt. Bên cạnh đó còn có các giai đoạn phát triển vượt trội của nhóm hóa thạch tảo nước ngọt khác là *Pediatrum* và nhóm tảo nước lợ *Botryococcus*. Sự ưu thế trong từng giai đoạn của các nhóm hóa thạch này cùng với các nhóm hóa thạch đầm lầy ven sông, nhóm thực vật ngập mặn... thể hiện rõ các nhịp trầm tích khác nhau. Hàm lượng vật chất hữu cơ có sự ưu thế của thành phần sapropel.

Trầm tích Bạch Hổ dưới rất thưa thớt hóa thạch, chủ yếu là bào tử - phần nước ngọt, hóa thạch đầm lầy ven sông và một số loài tảo, thực vật nguồn gốc thủy sinh như: *Bosedinia*, *Magnastriatites*... với số lượng không đáng kể. Thành phần vật chất hữu cơ chủ yếu là mảnh vụn hữu cơ loại 1 và loại 2.

Trầm tích Bạch Hổ trên rất phong phú các phức hệ hóa thạch với sự phát triển nở rộ của tảo nước ngọt *Pediatrum*, *Bosedinia*, tảo nước lợ *Botryococcus*, thực vật thủy sinh *Magnastriatites*, hóa thạch nhóm đầm lầy ven sông... và có sự xuất hiện của các hóa thạch biển (dinocysts) như *Cribrerodinium granomenbranaceus*, *Operculodinium spp.*, *Thalassiphora spp.*, *Selenopemphix spp.*, *Leiosphaeridia spp.*, *Microhystridium spp.*, *Polysphaeridium spp.*,... thành phần vật chất hữu cơ biến đổi từ sự ưu thế của vật liệu hữu cơ không cấu trúc sang ưu thế của mảnh vụn hữu cơ loại 1 và mảnh vụn hữu cơ loại 2.

3. Phân tập trầm tích và môi trường lắng đọng khu vực cấu tạo Tê Giác Trắng

Dựa vào đặc điểm các phức hệ hóa thạch bào tử phần hoa trong các giếng khoan ở mặt cắt nghiên cứu để phân chia địa tầng và xác định môi trường lắng đọng trầm tích, kết hợp với sử dụng phần mềm CycloLog nhằm chính xác hóa các ranh giới địa tầng, các trầm tích Oligocene - Miocene dưới trong cấu tạo Tê Giác Trắng được phân chia như sau:

3.1. Trầm tích tuổi Oligocene sớm

Trong bể Cửu Long, các trầm tích Oligocene lắng đọng chủ yếu trong môi trường sông/đầm lầy ven sông/hồ nước ngọt. Do vậy, việc xác định tuổi địa chất và môi trường lắng đọng các trầm tích tuổi Oligocene trong bể Cửu Long chủ yếu trên cơ sở nghiên cứu chỉ tiêu bào tử phần và tướng hữu cơ. Trong đó, các nhóm hóa thạch tảo lục *Botryococcus*, *Pediastrum*, tảo hai roi nước ngọt *Bosedinia* và thực vật đầm lầy ven sông có ý nghĩa quan trọng trong việc xác định môi trường lắng đọng trầm tích của các trầm tích tập E - F thuộc hệ tầng Trà Cú tuổi Oligocene sớm ở bể Cửu Long.

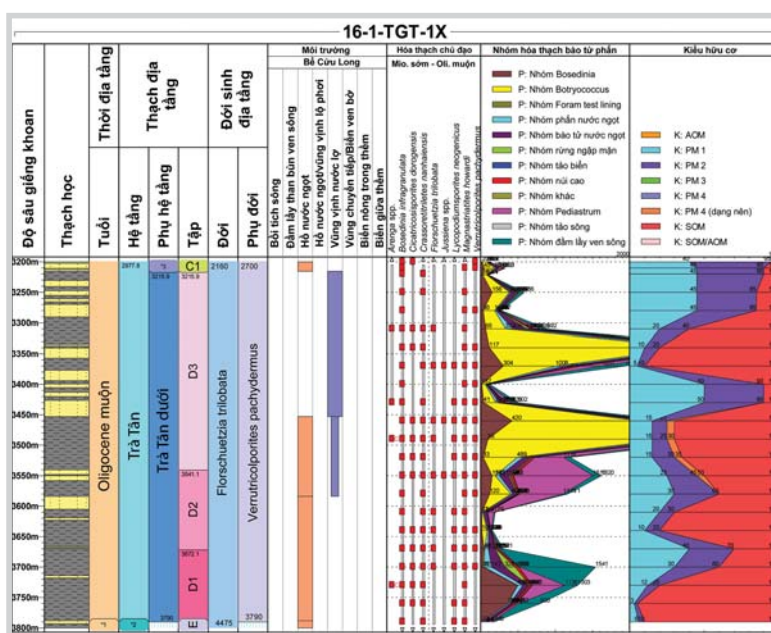
- Trầm tích tập E

Tuổi địa chất tương đối của các trầm tích Oligocene sớm được xác định trên cơ sở tìm thấy các hóa thạch đặc trưng *Cicatricosisporites dorogensis*, *Jussiaea spp.*, *Gothanipollis basensis*, *Lycopodiumsporites neogenicus*, *Magnastriatites howardi*, *Crassoretitrites nanhaiensis* nhưng vắng mặt hóa thạch phần *Verrutricolporites pachydermus* (Hình 4).

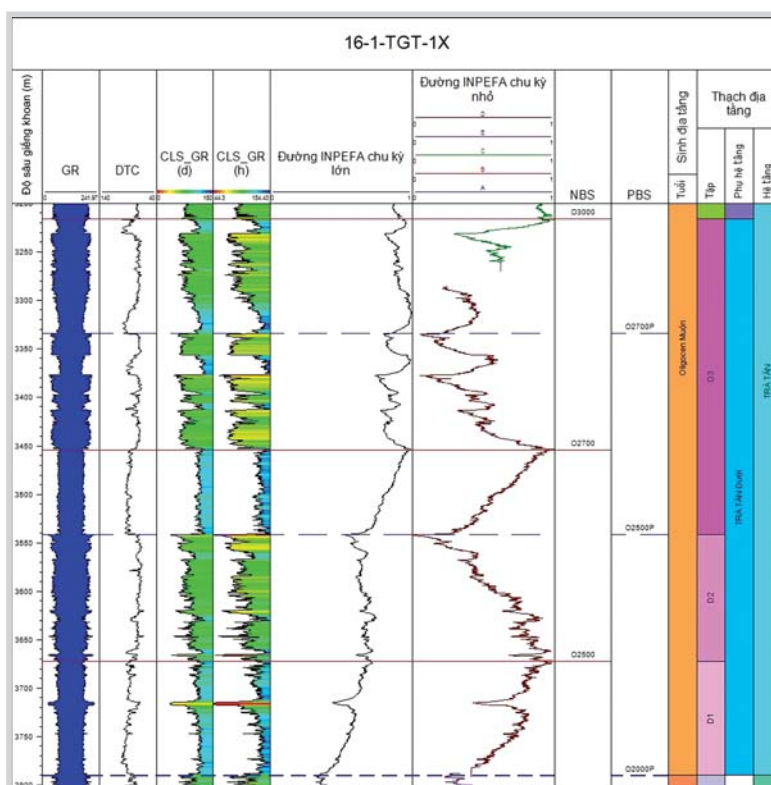
Môi trường lắng đọng trầm tích là trầm tích sông (Freshwater Fluvial) với sự hiện diện chủ yếu của phức hệ hóa thạch đầm lầy than bùn, bào tử - phần nước ngọt và sự xuất hiện của các nhóm tảo nước ngọt: *Bosedinia infragranulata*, *Pediastrum spp.* ở nóc tập E. Hàm lượng vật chất hữu cơ rất phong phú với thành phần chủ yếu là mảnh vụn hữu cơ loại 1 chiếm 100% ở phần dưới và giảm dần ở phần trên (còn khoảng 50 - 70%) đồng thời tăng dần hàm lượng sapropel, phản ánh môi trường năng lượng cao thuộc đới ven bờ trong giai đoạn đầu và sự chuyển dần sang môi trường năng lượng thấp hơn trong giai đoạn cuối của tập trầm tích này.

3.2. Các trầm tích tuổi Oligocene muộn

Các trầm tích tuổi Oligocene muộn trong bể Cửu Long được xác định bởi phức hệ hóa thạch *Cicatricosisporites dorogensis*, *Jussiaea spp.*, *Gothanipollis basensis*, *Lycopodiumsporites neogenicus* và đặc biệt là phần hoa *Verrutricolporites pachydermus* chỉ phát triển trong Oligocene muộn. Trầm



Hình 5. Phức hệ hóa thạch đặc trưng trong tập D giếng 16-1-TGT-1X



Hình 6. Minh giải chu kỳ trầm tích tập D trên giếng 16-1-TGT-1X

tích Oligocene muộn được phân chia thành các tập trầm tích tương đương với sự phân chia của địa chấn gồm: tập D (phụ hệ tầng Trà Tân dưới), tập C (phụ hệ tầng Trà Tân trên). Trầm tích Oligocene muộn bắt gặp trong tất cả các giếng khoan trong tuyến mặt cắt nghiên cứu và thường phát triển chủ yếu là phức hệ tảo nước ngọt với số lượng lớn. Trầm tích thuộc phụ hệ tầng Trà Tân dưới (tập D) thường phong phú hóa thạch bào tử phần hơn phụ hệ tầng Trà Tân trên (tập C) và chúng có những đặc trưng về môi trường trầm tích khác nhau.

3.2.1. Các trầm tích tập D

- Trầm tích phụ tập D1:

Trầm tích phụ tập D1 chỉ bắt gặp trong giếng khoan 16-1-TGT-1X. Trầm tích này rất phong phú và đa dạng các phức hệ hóa thạch, đặc trưng bằng sự phát triển chiếm ưu thế của nhóm hóa thạch tảo nước ngọt: *Bosedinia*, *Pediastrum*, bào tử *Magnastriatites howardi* và sự hiện diện phong phú của các phức hệ hóa thạch bào tử phần thuộc nhóm đầm lầy than bùn ven sông. Môi trường lắng đọng trầm tích trong trầm tích phụ tập D1 chủ yếu là hồ nước ngọt, chứa phong phú phức hệ hóa thạch tảo nước ngọt *Pediastrum-Botryococcus-Bosedinia* (khoảng 60 - 70% tổng lượng hóa thạch). Hàm lượng vật chất hữu cơ cao, chủ yếu là sapropel với thành vật liệu trầm tích mịn hạt cho thấy môi trường lắng đọng là môi trường nước sâu, năng lượng thấp, yên tĩnh. Nóc của phụ tập D1 tương ứng với bề mặt trầm tích hạt mịn NBS O2500, giới hạn trầm tích trong nửa chu kỳ từ PBS O2000P đến NBS O2500 (Hình 6).

- Trầm tích phụ tập D2:

Trầm tích phụ tập D2 đặc trưng bởi sự hiện diện chủ yếu của tổ hợp tảo *Pediastrum*, *Botryococcus* và *Bosedinia*, các phức hệ hóa thạch bào tử phần nước ngọt và thường có đặc điểm phát triển cao tảo *Pediastrum*. Đây là dấu hiệu để nhận biết phụ tập này trong mặt cắt giếng khoan. Môi trường tích tụ trong phụ tập D2 chủ yếu là hồ nước ngọt. Hàm lượng vật chất hữu cơ rất cao chủ yếu là sapropel (70%) cho thấy điều kiện lắng đọng là xa bờ với năng lượng môi trường thấp và yên tĩnh, thuận lợi cho quá trình bảo tồn vật chất hữu cơ và chuyển hóa thành hydrocarbon. Phần trên của phụ tập có sự tăng dần của nhóm tảo nước lợ *Botryococcus*, hàm lượng sapropel tăng dần tương ứng với môi trường hồ nước ngọt bị ảnh hưởng của nước lợ. Bề mặt ranh giới của tập trầm tích D2 được xác định dựa trên sự minh giải các chu kỳ trầm tích trên CycloLog. Đó là khoảng bán chu kỳ bắt đầu từ bề mặt hạt mịn NBS O2500 đến bề mặt hạt thô PBS O2500P (Hình 6).

- Trầm tích phụ tập D3:

Phụ tập D3 đặc trưng bởi sự hiện diện của tổ hợp tảo *Pediastrum*, *Botryococcus* và *Bosedinia*. Đặc biệt là sự nở rộ vượt trội của nhóm tảo *Botryococcus*.

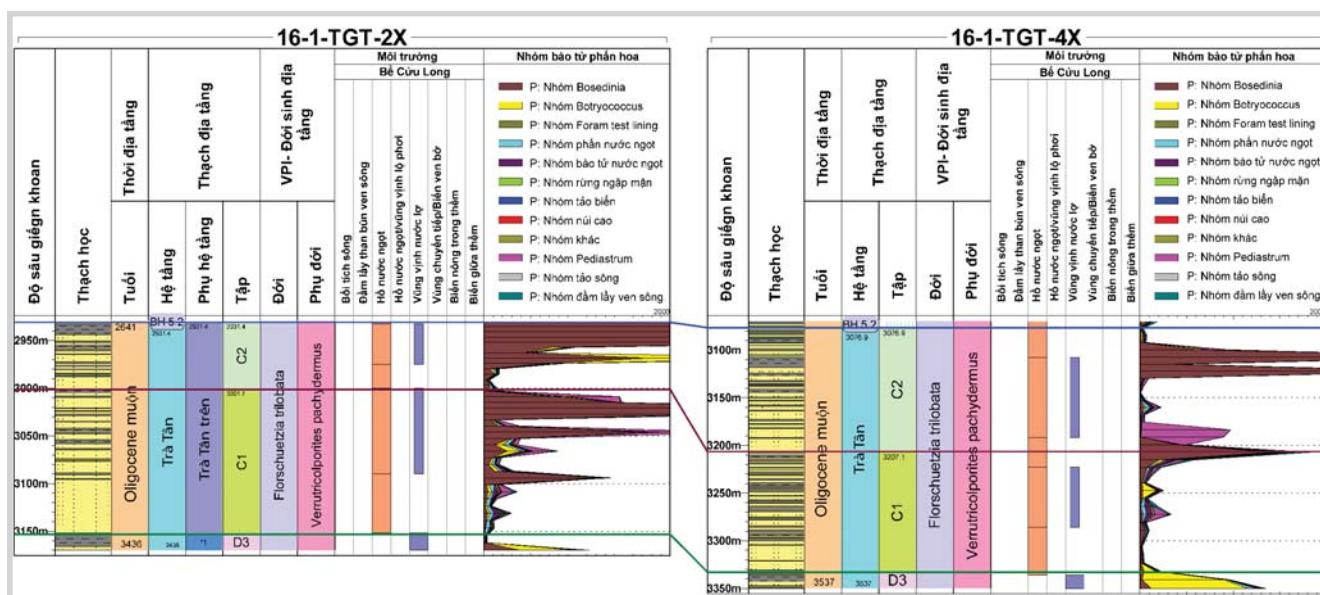
Môi trường lắng đọng trầm tích trong phụ tập D3 vào giai đoạn đầu chủ yếu là hồ nước ngọt chịu ảnh hưởng của nước lợ, đặc trưng bởi sự phong phú hóa thạch tảo nước ngọt nhưng có sự gia tăng hiện diện của các hóa thạch chỉ thị cho môi trường nước lợ như *Botryococcus*, *Tasmanites spp.* và sự hiện diện của số ít hóa thạch có

nguồn gốc biển như *Selenopemphix spp.*, *Spiniferites spp.*. Hàm lượng vật chất hữu cơ cao chủ yếu là sapropel (chiếm khoảng 75 - 85%) thể hiện điều kiện lắng đọng trong môi trường nước sâu, năng lượng thấp, yên tĩnh. Trong giai đoạn sau, môi trường lắng đọng trầm tích trong toàn cấu tạo là vùng vịnh nước lợ do có sự xuất hiện thường xuyên của tảo nước lợ và tảo biển: *Tasmanites spp.*, *Leiosphaeridia spp.*, *Dinoflagellate cyst undiff.*, *Polysphaeridium spp.*, *Spiniferites spp.*, *Selenopemphix spp.*, *Impagidinium spp.*, *Micrhystridium spp.*... Hàm lượng vật chất hữu cơ khá cao với thành phần chủ yếu là mảnh vụn hữu cơ loại 1 và loại 2 cho thấy môi trường lắng đọng có năng lượng cao. Phụ tập D3 giới hạn trong khoảng trầm tích từ PBS O2500P đến NBS O3000 (Hình 6).

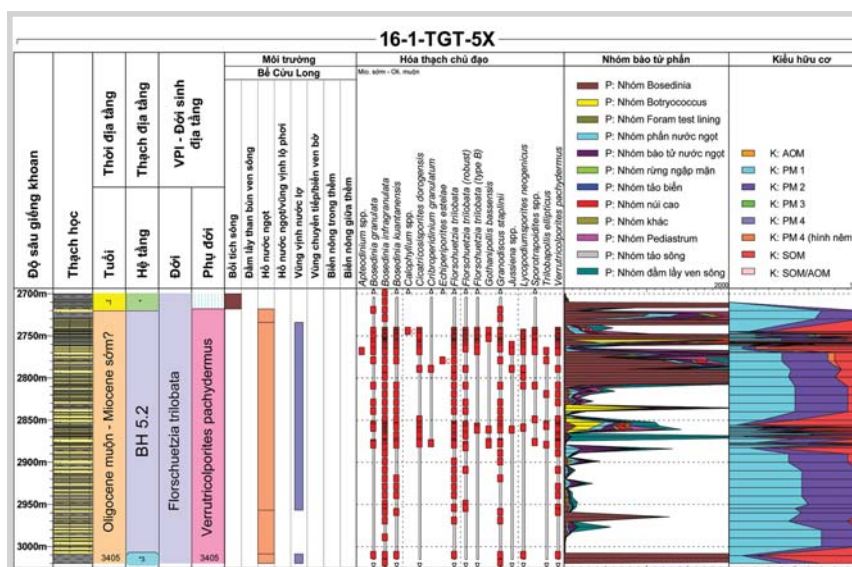
3.2.2. Các trầm tích tập C

Tập trầm tích C bắt gặp trong tất cả các giếng khoan thuộc cấu tạo nghiên cứu. Tổ hợp hóa thạch trong trầm tích tập C không đa dạng bằng tập D và đặc trưng bằng sự phát triển vượt trội của nhóm tảo *Bosedinia*, tuy nhiên sự phát triển của hóa thạch này cũng có tính chu kỳ. Dựa vào sự phát triển mang tính chu kỳ của nhóm hóa thạch này cùng với vật liệu hữu cơ, tập C có thể được phân chia thành hai phụ tập C1 và C2. Bề dày của phụ tập C1 và C2 ở khu vực phía Bắc cấu tạo tương đối biến đổi so với khu vực phía Nam. Dọc theo mặt cắt nghiên cứu từ Bắc tới Nam cấu tạo, trong khi bề dày của phụ tập C1 mỏng dần thì phụ tập C2 tăng dần. Giới hạn khoảng trầm tích trong tập C tương ứng với bề mặt trầm tích hạt mịn NBS O3000 đến NBS O4000.

Các trầm tích tập C được lắng đọng chủ yếu trong môi trường hồ nước ngọt chịu ảnh hưởng lợ hóa. Trong đó phụ tập C1 được xác định bởi tổ hợp của các hóa thạch chủ yếu là *Bosedinia* cùng với các nhóm *Pediastrum*, *Botryococcus*... với hàm lượng vật liệu hữu cơ rất cao (gần 100%) chủ yếu là mảnh vụn hữu cơ loại 1 (45 - 50%) và mảnh vụn hữu cơ loại 2 (PM1 + PM2 lên đến 85 - 100%), thành phần sapropel rất ít chứng tỏ môi trường lắng đọng trầm tích là hồ nông, năng lượng cao. Phụ tập C2 đặc trưng bởi sự vượt trội hoàn toàn của hóa thạch nhóm *Bosedinia*, cùng với vật liệu hữu cơ rất cao (~100%) chủ yếu là sapropel (85 - 100%), chứng tỏ trầm tích phụ tập này được lắng đọng trong môi trường hồ nước ngọt sâu với năng lượng thấp, yên tĩnh (Hình 7). Bên cạnh đó sự hiện diện của nhóm hóa thạch rừng ngập mặn và tảo nước lợ/biển: *Tasmanites spp.*, *Leiosphaeridia spp.*, *Dinoflagellate cysts undiff.*, *Selenopemphix spp.*, *Apteodinium spp.* cũng cho thấy sự ảnh hưởng của nước lợ trong các trầm tích tập C.



Hình 7. Sự thay đổi bề dày trầm tích của các phụ tập C1 và C2 dọc theo cấu tạo Tê Giác Trắng



Hình 8. Đặc trưng tập trầm tích BH5.2 trong giếng 16-1-TGT-5X

3.3. Oligocene muộn - Miocene sớm?

Tập BH5.2 được phát hiện trong tất cả các giếng khoan trong cấu tạo nghiên cứu, bề dày trầm tích ổn định và tương đối lớn, khoảng 300m, phủ trực tiếp lên tập C. Nóc của tập được xác định bởi sự kết thúc của của tổ hợp hóa thạch *Cicatricosporites dorogensis*, *Jussiena spp.*, *Gothanipollis basensis*, *Lycopodiumsporites neogenicus*, *Verrutricolporites pachydermus* và sự chấm dứt nhịp phát triển của nhóm hóa thạch tảo nước ngọt *Bosedinia*. Các phức hệ hóa thạch trong tập trầm tích BH5.2 trong cấu tạo nghiên cứu tương đối phong phú, chủ yếu là các hóa thạch nhóm tảo nước ngọt *Bosedinia*, *Botryococcus*, *Pediastrum* và các phức hệ hóa thạch nhóm đầm lầy ven sông và được đặc trưng bởi sự phát triển mạnh của hóa thạch nhóm tảo *Bosedinia* ở nóc tập (Hình 8).

Môi trường lắng đọng là hồ nước ngọt chịu ảnh hưởng của nước lợ, có hàm lượng vật chất hữu cơ rất cao (80 - 100%) với thành phần chủ yếu

là mảnh vụn hữu cơ loại 1 chiếm 50 - 60% và mảnh vụn hữu cơ loại 2 chiếm 30 - 35%, thành phần sapropel chiếm không nhiều (10 - 15%). Phần nóc tập BH5.2 ở một số giếng (TGT-7X) tồn tại giai đoạn lắng đọng trong điều kiện lộ phôi (exposion condition) cho thấy có sự hạ thấp mực nước và xảy ra bóc mòn các trầm tích có trước trong giai đoạn này.

3.4. Các trầm tích tuổi Miocene sớm, hệ tầng Bạch Hồ

Các hoạt động kiến tạo tạo ríff kết thúc vào cuối Oligocene muộn, qua Miocene sớm bắt đầu chuyển sang giai đoạn lún chìm nhiệt bình ổn. Các trầm tích của hệ tầng Bạch Hồ phát triển rộng khắp bể, không bị biến vị và trầm tích gần như nằm ngang. Vào cuối Miocene sớm (nóc hệ tầng Bạch Hồ) xảy ra biến cố lún chìm sâu của bể đánh dấu bởi tập sét "Rotalid" biển nông rộng khắp và tạo nên tầng đánh dấu địa tầng và tầng chắn khu vực khá tốt cho toàn bể. Nóc của hệ tầng được giới hạn bởi bề mặt trầm tích hạt mịn NBS M2000.

3.4.1. Phụ hệ tầng Bạch Hồ dưới

Trầm tích phụ hệ tầng Bạch Hồ dưới tương ứng với phụ tập địa chấn

Bl.1. Trầm tích phủ không chỉnh hợp lên nóc của trầm tích Oligocene trên. Phức hệ hóa thạch trong phụ hệ tầng tương đối nghèo và phức hệ hóa thạch tảo nước ngọt không còn đặc trưng cho các tập trầm tích tuổi Miocene sớm trở lên.

Trong phụ hệ tầng Bạch Hổ dưới được phân chia thành hai phần, phần bên dưới xác định được phụ tập BH5.1, theo CycloLog nóc của phụ tập này tương ứng với bề mặt trầm tích hạt mịn NBS M1000. Phần nóc của Bạch Hổ dưới được giới hạn bởi bề mặt trầm tích hạt thô PBS M1000P.

Trầm tích BH5.1 chứa phong phú hóa thạch hơn so với phần trên của Bạch Hổ dưới, chủ yếu là phức hệ hóa thạch tảo nước ngọt *Bosedinia*, *Pediastrum* và *Botryococcus* giúp xác định một giai đoạn ngắn môi trường lắng đọng các tích tụ đầm hồ trong khoảng trầm tích này. Tuy nhiên, ở phần đáy và nóc phụ tập BH5.1 vẫn là sự hiện diện của môi trường tích tụ đồng bằng sông, tương ứng với sự vắng mặt của các phức hệ tảo nước ngọt kể trên.

Phần trên của trầm tích Bạch Hổ dưới rất nghèo hóa thạch, chủ yếu thuộc nhóm hóa thạch ven sông. Phần nóc phụ hệ tầng này hóa thạch bắt đầu trở nên phong phú hơn, chủ yếu thuộc các nhóm bào tử - phần nước ngọt và đầm lầy than bùn ven sông.

Nhìn chung, môi trường trầm tích trong toàn phụ hệ tầng Bạch Hổ dưới chủ yếu được lắng đọng trong điều kiện đồng bằng sông với năng lượng môi trường cao, hàm lượng vật chất hữu cơ rất nghèo với mảnh vụn hữu cơ loại 1 là chủ yếu, còn lại là loại 2, sapropel hầu như vắng mặt.

3.4.2. Phụ hệ tầng Bạch Hổ trên

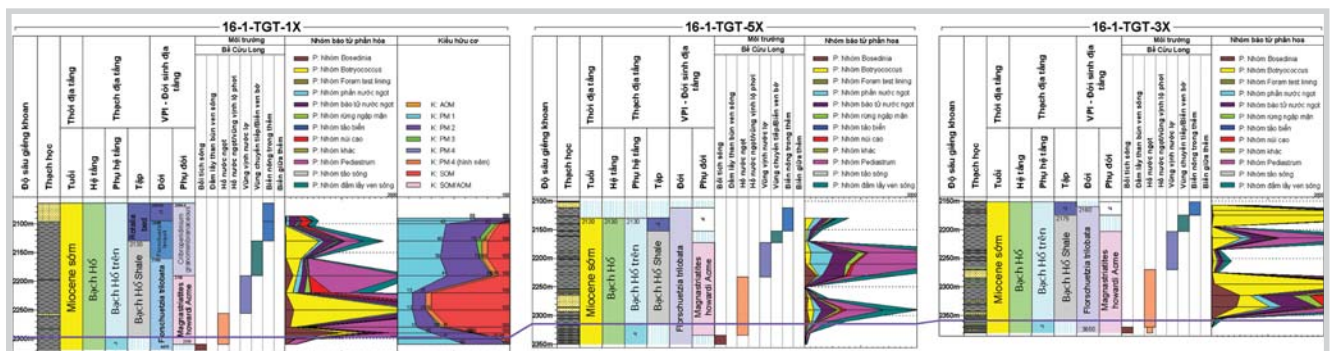
Phụ hệ tầng Bạch Hổ trên được phân chia thành hai khoảng trầm tích tương ứng với các đặc trưng khác nhau:

Phần dưới của phụ tập Bạch Hổ trên là tập sét Bạch Hổ (Bạch Hổ Shale), đặc trưng của tập sét này chứa phong

phú các phức hệ hóa thạch, đây là thời kỳ phát triển cực thịnh của nhóm hóa thạch *Botryococcus* được tìm thấy trong toàn bộ cấu tạo nghiên cứu. Bên cạnh đó, các nhóm hóa thạch *Pediastrum*, *Bosedinia*, *Magnastriatites howardi* và phức hệ hóa thạch rừng ngập mặn cũng được tìm thấy trong hầu hết các giếng khoan nghiên cứu. Hàm lượng vật chất hữu cơ trong phụ tập này từ trung bình đến tương đối tốt, chủ yếu là mảnh vụn hữu cơ loại 1 và loại 2.

Môi trường trầm tích phần dưới chủ yếu được lắng đọng trong điều kiện đầm hồ nước ngọt chuyển dần lên phần trên là môi trường vũng vịnh nước lợ/chuyển tiếp. Các giếng khu vực phía Bắc cấu tạo có sự hiện diện của môi trường biển nông ven bờ ở nóc phụ tập này ứng với sự hiện diện của các hóa thạch tảo biển (marine dinocysts) (Hình 9).

Phần trên cùng là tập sét "Rotalid" đánh dấu sự kết thúc của hệ tầng Bạch Hổ, tuổi Miocene sớm. Về mặt cổ sinh đây là tầng sét biển nông có màu xanh chứa phong phú hóa thạch vi cổ sinh như nhóm Amonia (kích thước nhỏ), về mặt bào tử phần chứa hóa thạch đặc trưng xác định tuổi Miocene sớm như: *Cribroperidinium granomenbranaceus*, *Sporotrapoidites spp.* và các hóa thạch có nguồn gốc biển như: *Tasmanites spp.*, *Apteodinium spp.*, *Nematosphaeropsis spp.*, *Operculodinium spp.*, *Thalassiphora spp.*, *Selenopemphix spp.*, *Leiosphaeridia spp.*, *Microhystridium spp.*, *Polysphaeridium spp.*,... (Hình 10). Trong mặt cắt nghiên cứu, tập sét "Rotalid" được phát hiện ở hầu hết các giếng khoan trong cấu tạo Tê Giác Trắng. Tổng lượng hóa thạch có sự suy giảm đáng kể so với trầm tích Bạch Hổ Shale bên dưới, chủ yếu là các hóa thạch thuộc nhóm đầm lầy ven sông, hóa thạch vùng núi cao và phát triển phức hệ hóa thạch có nguồn gốc biển *Dinoflagellate*, đặc biệt là *Cribroperidinium granomenbranaceus* tìm thấy trong tập sét "Rotalid" định tuổi Miocene sớm. Các hóa thạch nhóm tảo nước ngọt như *Bosedinia*, *Pediastrum* hầu như vắng mặt, chỉ còn sự xuất hiện thưa thớt của nhóm tảo nước lợ *Botryococcus*. Tuy nhiên, phần nóc tập sét này được xác định nhờ vào sự minh giải chu kỳ trầm tích trên



Hình 9. Sự phong phú của hóa thạch trong trầm tích Bạch Hổ trên - cấu tạo Tê Giác Trắng

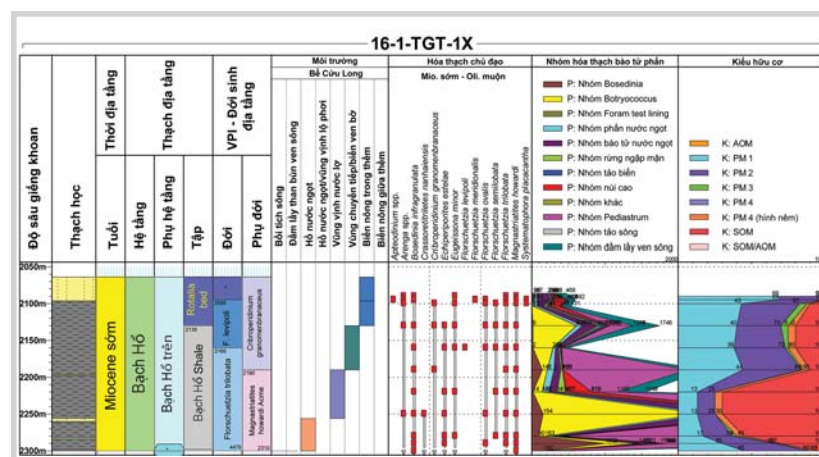
CycloLog do không có mẫu nghiên cứu. Nóc tập sét “Rotalid” được đánh dấu bằng bề mặt trầm tích hạt mịn NBS M2000.

Môi trường lắng đọng trầm tích tập sét “Rotalid” thuộc đới biển nông trong thềm đặc trưng bởi các phức hệ hóa thạch nguồn gốc biển, hóa thạch vùng núi cao và các hóa thạch nhóm đầm lầy ven sông và rừng ngập mặn. Hàm lượng hữu cơ từ trung bình đến khá, chủ yếu là mảnh vụn hữu cơ loại 1 và loại 2 đặc trưng cho đới lắng đọng trong môi trường năng lượng tương đối cao, gần bờ.

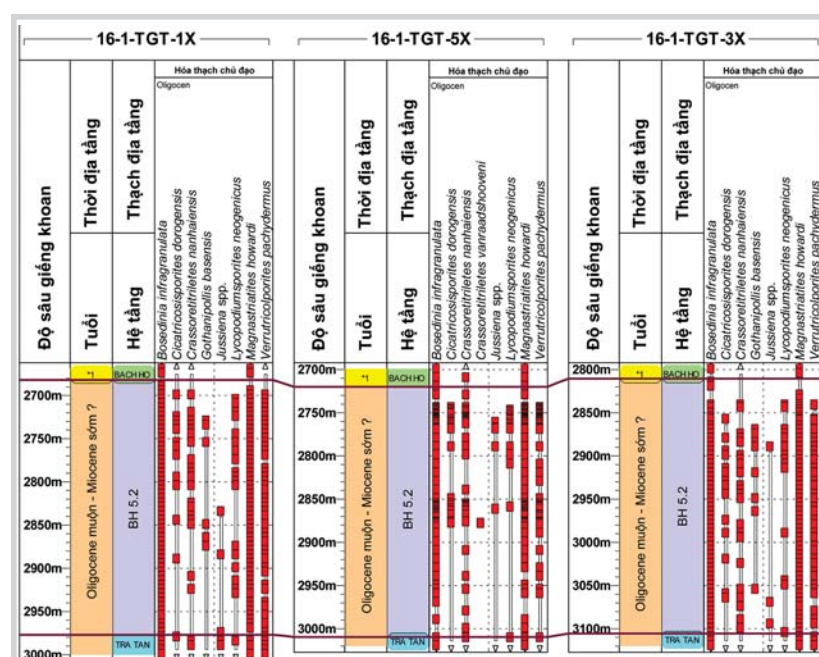
4. Trao đổi và thảo luận

4.1. Tuổi địa chất của tập trầm tích BH5.2

Tập địa chấn BH5.2 lần đầu tiên được Hoàng Long JOC dùng để chỉ tập trầm tích thấp nhất của hệ tầng Bạch Hổ. Hiện nay, theo quan điểm của các công ty dầu khí khác trong nước dựa trên việc phân tập địa chấn, tập trầm tích này được cho là có tuổi Miocene sớm. Tuy nhiên, dựa theo các kết



Hình 10. Đặc trưng của tập Rotalid trong giếng 16-1-TGT-1X



Hình 11. Các hóa thạch chỉ thị (marker) cho địa tầng Oligocene muộn trong tập BH5.2 cấu tạo Tê Giác Trắng

quả phân tích sinh địa tầng, với sự hiện diện tương đối phong phú của các hóa thạch chỉ thị (marker) cho tuổi địa tầng Oligocene muộn, VPI Labs và một số tác giả khác [14, 22] xếp tập trầm tích này vào phần trên cùng của Oligocene muộn.

Trong cấu tạo Tê Giác Trắng, tập trầm tích BH5.2 được tìm thấy trong cả 7 giếng khoan nghiên cứu. Các hóa thạch định tầng cho tuổi Oligocene muộn xuất hiện phong phú và liên tục: *Cicatricosporites dorogensis*, *Jussiena spp.*, *Gothanipollis basensis*, *Lycopodiumsporites neogenicus* và *Verrutricolporites pachydermus*; đồng thời vắng mặt các hóa thạch định tầng cho tuổi Miocene sớm (Hình 11). Các phức hệ hóa thạch nói trên cho thấy rất có thể tuổi địa chất của trầm tích tập BH5.2 là Oligocene muộn.

Tuy nhiên, sự không đồng nhất giữa việc phân tập theo địa chấn và theo sinh địa tầng dẫn đến sự chưa thống nhất về tuổi địa chất của tập trầm tích này. Do vậy, nhóm tác giả nhận định tuổi địa chất của tập BH5.2 trong cấu tạo Tê Giác Trắng là Oligocene muộn - Miocene sớm (?).

4.2. Sự biến đổi về môi trường thành tạo của các trầm tích Oligocene - Miocene sớm trong cấu tạo Tê Giác Trắng

Dựa vào sự phát triển của các phức hệ hóa thạch bào tử phần và tương hữu cơ bất gập trong các giếng khoan nghiên cứu, xu thế biến đổi môi trường trong mặt cắt liên kết theo thời gian của cấu tạo Tê Giác Trắng được phác họa tương đối như sau:

- Giai đoạn đầu của quá trình tạo lập cấu tạo (Oligocene sớm) chủ yếu là môi trường đồng bằng sông với các trầm tích tương đối mịn hạt cùng với sự xuất hiện thưa thớt của một số loài hóa thạch đầm lầy than bùn và bào tử - phần nước ngọt;
- Tiếp theo là giai đoạn lún chìm dần dần của bể (đầu Oligocene muộn): các phức hệ trầm tích được lắng đọng trong môi trường đầm hồ nước ngọt với sự hiện

diện phong phú của các hóa thạch tảo nước ngọt và các mảnh vụn hữu cơ sapropel chiếm ưu thế;

- Sau đó là giai đoạn biển tiến vào bờ hơn dẫn đến giai đoạn lắng đọng trầm tích hồ nước ngọt chịu ảnh hưởng nước lợ (giữa Oligocene muộn): đặc trưng bởi sự phát triển nở rộ của nhóm hóa thạch tảo nước lợ *Botryococcus*.

- Cuối Oligocene là thời kỳ địa hình được nâng lên tạo ra những bề mặt bào mòn và giai đoạn lắng đọng trong điều kiện lộ phôi cho thấy có sự hạ thấp mực nước và xảy ra bóc mòn các trầm tích có trước trong giai đoạn này.

- Sự sụt lún xảy ra vào đầu Miocene sớm thành tạo các trầm tích đầm hồ nước ngọt, sau đó là môi trường chuyển tiếp và tiếp tục sụt lún cho đến khi biển bắt đầu xâm nhập vào khu vực giai đoạn cuối Miocene sớm, đánh dấu bởi tập sét "Rotalid".

Về mặt không gian, theo mặt cắt dọc cấu tạo nghiên cứu từ Bắc đến Nam cũng có những biến đổi đáng lưu ý:

- Sự phát triển mạnh của nhóm hóa thạch *Botryococcus* ở khu vực phía Bắc cấu tạo trong giai đoạn Oligocene (phụ tập D3 và tập C) cho thấy trong giai đoạn này có sự hoạt động mạnh hơn của nước lợ ở khu vực phía Bắc so với khu vực phía Nam cấu tạo;

- Bề dày trầm tích phụ tập C2 thay đổi rất rõ rệt, càng tiến về phía Nam phụ tập này càng dày. Điều này có thể do trong giai đoạn này khu vực phía Nam có sự sụt lún nhiều hơn và nhận nhiều vật liệu trầm tích hơn;

- Khu vực phía Bắc cấu tạo môi trường bị lợ hóa và yếu tố biển xâm nhập vào cuối Miocene sớm trước hơn so với khu vực phía Nam cấu tạo: giai đoạn trầm tích nước ngọt ở khu vực phía Nam cấu tạo kéo dài hơn khu vực phía Bắc với sự phát triển mạnh mẽ hơn về phía Nam của nhóm hóa thạch *Bosedinia*. Giai đoạn trầm tích nước lợ ở khu vực phía Nam cũng kéo dài hơn đặc trưng bởi sự phát triển mạnh mẽ của nhóm *Botryococcus*. Trong khi đó sự ảnh hưởng của biển ở khu vực phía Bắc cấu tạo diễn ra sớm hơn, giai đoạn biển nông ven bờ ở khu vực này cũng kéo dài hơn so với phía Nam cấu tạo đặc trưng bởi sự hiện diện của các hóa thạch có nguồn gốc biển. Những biến đổi này cũng rất tương đồng với quan điểm của một số tác giả về sự xâm nhập từ hướng Đông Bắc của biển vào bể Cửu Long vào giai đoạn cuối Miocene sớm.

5. Kết luận

Dựa vào những đặc trưng về các phức hệ hóa thạch và tướng hữu cơ, địa tầng cấu tạo Tê Giác Trắng có thể

được phân chia thành các tập và phụ tập như sau: trầm tích Oligocene sớm - tập E thành tạo trong môi trường trầm tích sông; các trầm tích Oligocene muộn - tập C, D được lắng đọng trong môi trường hồ nước sâu, năng lượng thấp, yên tĩnh; trầm tích tập BH5.2 thành tạo trong điều kiện hồ nước ngọt chịu ảnh hưởng của nước lợ; các trầm tích thuộc hệ tầng Bạch Hổ - BH5.1, tập sét Bạch Hổ (Bạch Hổ Shale) và "Rotalid" - được trầm tích trong điều kiện môi trường có sự phát triển tiến hóa từ đồng bằng sông sang hồ nước ngọt, vũng vịnh nước lợ và cuối cùng là biển nông trong thềm và được đánh dấu bởi trầm tích sét biển nông trong thềm của tầng "Rotalid".

Sự biến đổi của môi trường lắng đọng trầm tích trong cấu tạo nghiên cứu vào cuối Miocene sớm khi yếu tố biển xâm nhập vào bể Cửu Long từ phía Đông Bắc được xác định rõ khi nghiên cứu sự biến đổi của các phức hệ hóa thạch và tướng hữu cơ trong các giếng khoan theo mặt cắt từ Bắc đến Nam cấu tạo.

Việc tìm thấy tương đối phong phú và liên tục các hóa thạch chỉ thị cho địa tầng Oligocene muộn trong trầm tích tập BH5.2 của cấu tạo Tê Giác Trắng cho thấy có khả năng tập trầm tích này được thành tạo trong giai đoạn Oligocene muộn - Miocene sớm?. Tuy nhiên, vẫn cần có các nghiên cứu tiếp theo ở các khu vực lân cận, đặc biệt là khu vực gần trung tâm bể Cửu Long để làm rõ hơn về tuổi thành tạo của tập trầm tích này.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Tiến Long, Sung Jin Chang. *Địa chất khu vực và lịch sử phát triển địa chất bể Cửu Long*. Hội nghị Khoa học Công nghệ ngành Dầu khí trước thềm thế kỷ 21. 2000: trang 436 - 453.
2. Đỗ Bạt, Nguyễn Địch Vỹ, Phan Huy Quỳnh và nnk. *Địa tầng các bể trầm tích Kainozoi Việt Nam*. Địa chất và Tài nguyên dầu khí Việt Nam. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2005: trang 156 - 162.
3. Trần Lê Đông, Phùng Đắc Hải. *Bể trầm tích Cửu Long và Tài nguyên dầu khí*. Địa chất và Tài nguyên dầu khí Việt Nam. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2005: trang 278 - 282.
4. Đình Nhân. *Đón dòng dầu đầu tiên từ giàn đầu giếng H5 mỏ Tê Giác Trắng*. Tạp chí Dầu khí. 2015; 8: trang 71.
5. VPI Labs. *Báo cáo sinh địa tầng các giếng khoan 16-1-TGT-1X, 16-1-TGT-2X, 16-1-TGT-3X, 16-1-TGT-4X, 16-1-TGT-5X, 16-1-TGT-6X, 16-1-TGT-7X và một số cấu tạo lân cận thuộc lô 09-1, 09-2, 16-1 bể Cửu Long*.

6. VPI and Core Laboratories Sales NV. *Vietnam Reservoirs and Seals: Cuu Long, Nam Con Son and Malay Tho Chu basins*. Lưu trữ tại Viện Dầu khí Việt Nam. 2009.
7. Dominic Emery, Keith Myers. *Sequence stratigraphy*. Wiley - Blackwell. August 1996: 304p.
8. Robert J. Morley. *Origin and evolution of tropical rain forests*. Copyright by John Wiley & Son Ltd. 2000.
9. J. Muller. *A Palynological contribution to the history of the mangrove vegetation in Borneo*. Ancient Pacific Floras: The Pollen Story Hawaii. 1964: p.33 - 42.
10. J. Muller. *Montane pollen from the Tertiary of NW Borneo*. Blumea - Biodiversity, Evolution and Biogeography of Plants. 1966; 14(1): p. 231 - 235.
11. Alfred Traverse. *Paleopalynology: Second edition*. Springer Science. 2007.
12. J.P.G. Fenton. *Palynology report No.3 guide to palynofacies analysis*. Robertson Research. 1984.
13. Chu Đức Quang. *Một số kết quả nghiên cứu địa tầng kết hợp với phương pháp Cyclostratigraphy trong các bể trầm tích thềm lục địa phía Nam Việt Nam*. Tạp chí Dầu khí. 2010, 4: trang 29 - 35.
14. Mai Hoàng Đàm, Chu Đức Quang. *Phân tập địa tầng và xác định môi trường lắng đọng trầm tích tuổi Miocene sớm - Oligocene Lô 09-3 bể Cửu Long trên cơ sở những đặc trưng của nhóm hóa thạch tảo (Dinocysts) nước ngọt và phân tích tướng hữu cơ*. Tạp chí Dầu khí. 2015; 7: trang 24 - 32.
15. Geochem Group Limited. *Technical and financial draft proposal for a regional geochemical study of the offshore basins, Vietnam*. Prepared for Petrovietnam. 1989.
16. James M. Cole. *Freshwater Dinoflagellate cysts and Acritarchs from Neogene and Oligocene sediments of the South China sea and adjacent areas*. American Association of Stratigraphic Palynologists Foundation. 1992.
17. R.J. Morley. *Tertiary stratigraphic palynology in Southeast Asia: current status and new direction*. Geological Society of Malaysia. Bulletin. November 1991; 28: p. 1 - 36.
18. Phan Huy Quynh. *Significance of the spore Magnastriatites howardi in stratigraphic and paleoenvironmental studies on the Vietnamese continental shelf*. Paper presented at the Petrovietnam: Seminar on Vietnam Oil and Gas. 1993.
19. A.J. Powell. *A stratigraphic Index of dinoflagellate cysts*. London; New York: Chapman & Hall. 1992.
20. Enres international. *Enres stratigraphic methods and workflow approaches in subsurface well correlations*. 2013.
21. R.J. Morley. *Palynology of Tertiary and Quaternary sediments in Southeast Asia*. Indonesia Petroleum Association. 1977; 1: p. 255 - 276.
22. R.J. Morley. *Biofacies analysis of the Bach Ho and upper Tra Tan Formations, TGT field, Cuu Long basin, offshore Vietnam*. Prepared for Hoang Long JOC. 2009.

Sequence stratigraphy and depositional environment of Oligocene - Early Miocene sediments of Te Giac Trang structure, block 16-1 in Cuu Long basin based on the characteristics of palynology and palynofacies

Pham Thi Duyen, Mai Hoang Dam
Vietnam Petroleum Institute
Email: duyenpt@vpi.pvn.vn

Summary

The biostratigraphy studies of Early Miocene - Oligocene sediments of Block 16-1 in Cuu Long basin showed that the sedimentary material was mainly deposited in river delta and freshwater lacustrine environment, and sometimes influenced by brackish water or transitional environment until the sea began entering this area in the last period of Early Miocene, marked by Rotalid bed. The sequence stratigraphic division and depositional environment determination in this period are mainly based on palynomorph assemblages and palynofacies, using CycloLog software to provide accurate and detailed division of the sequence stratigraphic boundaries.

Key words: Organic matters, palynomaceral, palynomorph, freshwater algae, stratigraphic division, depositional environment.

NGHIÊN CỨU TỔNG HỢP VẬT LIỆU NANOSILICA PHỤC VỤ QUÁ TRÌNH THU HỒI DẦU TRONG KHAI THÁC VÀ VẬN CHUYỂN THU GOM DẦU THÔ TẠI VIỆT NAM

ThS. Hoàng Thị Phương¹, GS.TS. Đinh Thị Ngọc²
 TS. Nguyễn Đăng Toàn², ThS. Trịnh Thanh Sơn¹
 KS. Nguyễn Thị Ngọc Bích¹, KS. Ngô Hồng Anh¹
 ThS. Nguyễn Lan Anh¹, KS. Phạm Hồng Trang¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Đại học Bách khoa Hà Nội

Email: phuonghth@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu tổng hợp vật liệu nanosilica theo phương pháp hóa ướt, đồng thời đánh giá ảnh hưởng của nồng độ chất hoạt động bề mặt cetyltrimethylammonium bromide (CTAB) đến cấu trúc của vật liệu nanosilica bằng các phương pháp đặc trưng hóa lý như: XRD, SEM, TEM, EDX, BET... Quá trình nghiên cứu đã lựa chọn được mẫu nanosilica có nồng độ 5% CTAB tại pH là 9,5, thời gian phản ứng trong 1 giờ và nhiệt độ là 550°C có khả năng hấp phụ dầu lớn (có diện tích bề mặt riêng lớn $SBET = 158,862\text{m}^2/\text{g}$, tỷ trọng khối thấp $0,2312\text{g}/\text{cm}^3$). Kết quả đánh giá các thông số của quá trình hấp phụ dầu thô Bạch Hổ cho thấy tại điều kiện nhiệt độ 30°C trong 1 giờ, 1g vật liệu nanosilica có khả năng hấp phụ được 9,27g dầu thô.

Từ khóa: Nanosilica, thu hồi dầu, hấp phụ, dầu thô.

1. Giới thiệu

Nanosilica là loại vật liệu nano có tiềm năng ứng dụng cao do có ưu điểm: tỷ trọng thấp, bền nhiệt và cơ học và trơ hóa học [1, 2]. Kích thước hạt có vai trò quan trọng trong quá trình ứng dụng vật liệu nanosilica, do đó có nhiều nghiên cứu đã tập trung vào việc giảm kích thước hạt của vật liệu này. Stöber và các cộng sự [3] đã nghiên cứu phương pháp tổng hợp các hạt nanosilica đơn lớp dạng cầu trong các dung dịch ancol khác nhau chứa các silicon alkoxide, với có mặt của xúc tác NH_3 , đạt được các hạt nanosilica có kích thước từ 50nm đến 1 μm . Chrusciel và Slusarski đã công bố quá trình tổng hợp vật liệu nanosilica dùng tiền chất là sản phẩm trao đổi ester giữa tetraethoxysilan với n-dexyl ancol và (aminopropyl) trimethoxysilane trong môi trường chất nhũ hóa [4]. Venkatathri [5] nghiên cứu ảnh hưởng của các chất hoạt động bề mặt đến kích thước và sự phân bố kích thước các hạt nanosilica cho kết quả khi có sự xuất hiện của các chất hoạt động bề mặt, hiệu suất tạo nanosilica cũng như kích thước các hạt đều được cải thiện. Từ đó có thể thấy, quy trình chung để tổng hợp vật liệu nanosilica phải có các tiền chất chứa Si như các silicon alkoxide, môi trường phân tán có thể là nước hoặc các rượu như ethanol, isopropanol và chất xúc tác giúp đẩy nhanh quá trình thủy phân tiền chất như NH_3 và một số amin bậc thấp khác. Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu quy trình tổng hợp vật liệu nanosilica theo phương pháp hóa ướt, đồng thời nghiên

cứu ảnh hưởng của nồng độ chất hoạt động bề mặt CTAB đến tính chất của hạt nanosilica tạo thành và ứng dụng vật liệu nanosilica đã tổng hợp hấp phụ dầu thô Bạch Hổ trong điều kiện phòng thí nghiệm cho kết quả rất khả quan.

2. Thực nghiệm và kết quả tổng hợp vật liệu nanosilica

2.1. Hóa chất

Các hóa chất sử dụng: Tetraethyl orthosilicate (TEOS), dung dịch NH_3 25% khối lượng, ethanol ($\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$) và cetyltrimethylammonium bromide (CTAB). Nước cất được điều chế tại phòng thí nghiệm [6, 7].

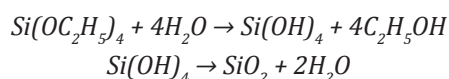
2.2. Tổng hợp vật liệu nanosilica

Chuẩn bị 6 cốc có cánh khuấy, cho ethanol vào từng cốc, khuấy đều với tốc độ 400 vòng/phút; nhỏ từ từ TEOS đồng thời với dung dịch NH_3 25% vào các cốc, tiếp tục khuấy đều trong 10 phút và siêu âm khoảng 40 phút.

Lần lượt cho vào từng cốc dung dịch CTAB có nồng độ 0% (ký hiệu mẫu M0), 5% (ký hiệu mẫu M5), 7% (ký hiệu mẫu M7), 8% (ký hiệu mẫu M8), 10% (ký hiệu mẫu M10), 12% (ký hiệu mẫu M12). Các mẫu được khuấy đều trong thời gian 1 giờ rồi đậy kín và để tĩnh qua đêm (khoảng 12 giờ). Lọc sản phẩm kết tủa trắng thu được bằng phễu lọc chân không và rửa bằng ethanol tuyệt đối đến khi pH của nước rửa tương đương với pH của ethanol. Sau đó, kết tủa

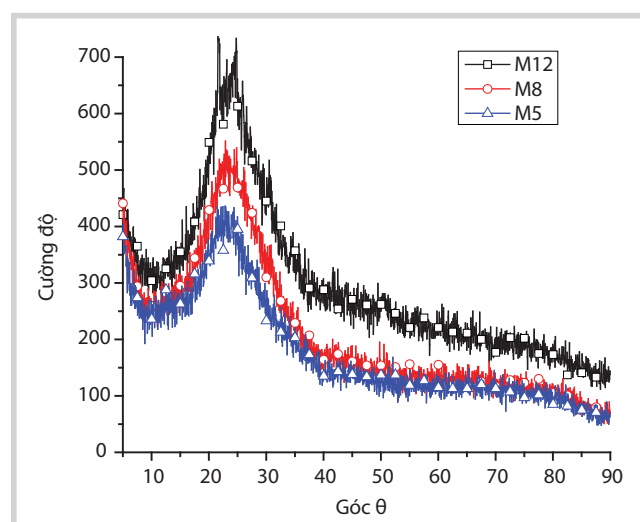
được đưa vào tủ sấy tại nhiệt độ 80°C trong vòng 10 - 15 giờ để sấy khô mẫu, sau đó nghiền mịn và nung tại nhiệt độ 550°C trong thời gian 3 giờ.

Phản ứng xảy ra theo cơ chế như sau:

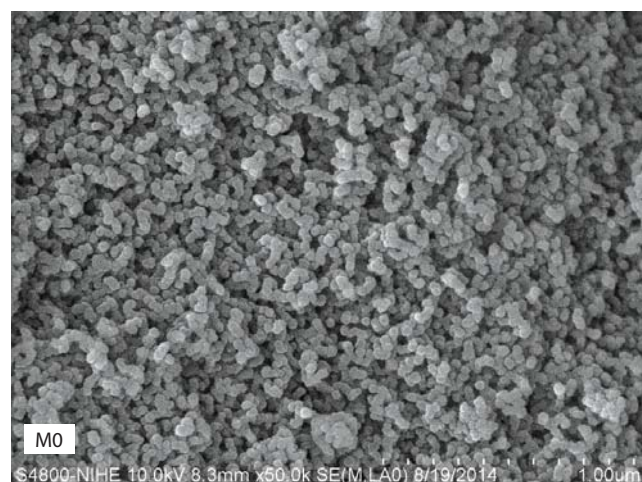


2.3. Các phương pháp đánh giá thực nghiệm

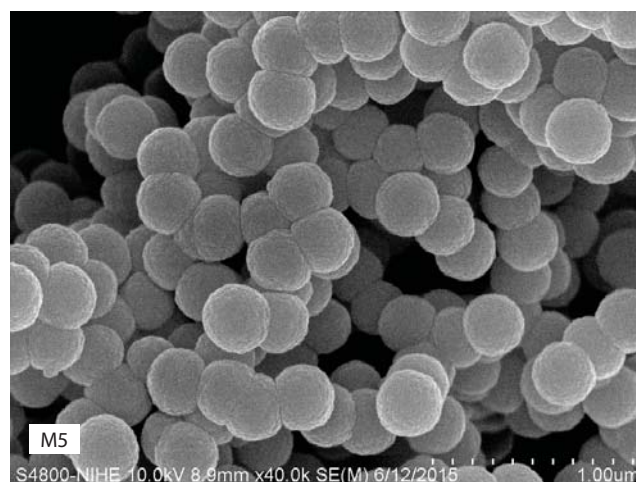
Sản phẩm của vật liệu tổng hợp được khảo sát qua ảnh hiển vi điện tử quét (SEM) và ảnh hiển vi điện tử truyền qua (TEM - JEM 1010, M = x50 - 600.000), tại Phòng vi cấu trúc của Viện Vệ sinh Dịch tễ Trung ương. Khảo sát bằng máy nhiễu xạ tia X, Bruker D8 Advance (Cu K α , λ = 0,154046nm). Tốc độ quét 0,02°s⁻¹, tại Trung tâm Khoa học Vật liệu, Trường Đại học Khoa học Tự nhiên - Đại học



Hình 1. Giảm độ nhiễu xạ tia X của vật liệu nanosilica M5, M8, M12 được nung ở nhiệt độ 550°C, trong thời gian 3 giờ



(a)



(b)

Hình 2. Mẫu nanosilica M0 (a) và M5 (b)

Quốc gia Hà Nội. Phổ hồng ngoại Fourier (FT-IR), phân tích nhiệt, tán xạ năng lượng (EDS) tại Viện Kỹ thuật Quân sự. Phương pháp BET tại Đại học Bách khoa Hà Nội.

2.3.1. Nghiên cứu tính chất cấu trúc vật liệu

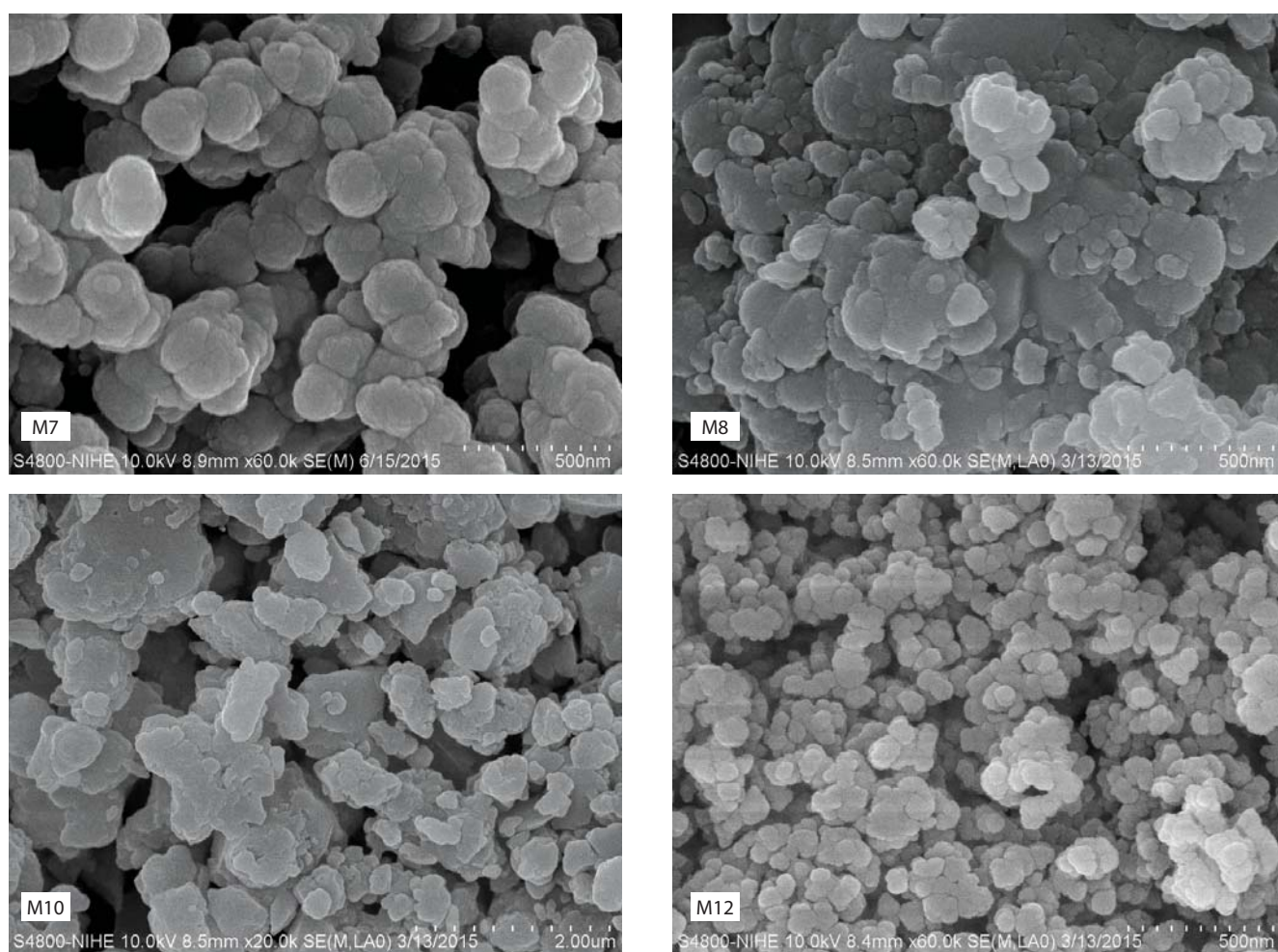
Kết quả đo nhiễu xạ tia X của các mẫu nanosilica tổng hợp từ mẫu M5 (màu xanh), M8 (màu đỏ) và M12 (màu đen) nung ở nhiệt độ 550°C được thể hiện trên Hình 1.

Trong Hình 1, các mẫu được đặc trưng bởi một đỉnh nhiễu xạ tia X có độ rộng bán phổ lớn nằm trong khoảng 19 - 22°, chứng tỏ mẫu có kích thước hạt nhỏ và cường độ yếu, gần như vô định hình. Độ rộng bán phổ của các mẫu M5, M8 gần như nhau, không thay đổi nhiều [8]. Điều này chứng tỏ rằng các hạt nanosilica có cấu trúc nano gần giống nhau.

2.3.2. Nghiên cứu ảnh hưởng của nồng độ chất CTAB

Theo Hình 2, mẫu M0 khi chưa bổ sung chất tạo cấu trúc CTAB, sức căng bề mặt của mẫu lớn, các tiền chất Si(OH)₄ được tạo ra do quá trình thủy phân của TEOS phân tán không tốt trong dung dịch, nên các hạt có xu hướng kết tụ lại trong quá trình ngưng tụ. Khi có chất tạo cấu trúc CTAB, sức căng bề mặt của dung dịch giảm làm tăng khả năng phân tán của các tiền chất vào dung dịch, dẫn đến các hạt rời rạc hơn (mẫu M5). Tuy nhiên, khi nồng độ CTAB tăng lên 7%, 8%, 10%, 12%, sức căng bề mặt của dung dịch giảm xuống rất thấp, tạo điều kiện cho các hạt kết tụ trở lại (Hình 3).

Với mục đích tạo ra các hạt nanosilica vừa có kích thước nhỏ, vừa phân bố đồng đều rời rạc thì mẫu M5 với nồng độ 5% CTAB phù hợp hơn cả. Điều này chứng tỏ nồng độ CTAB có ảnh hưởng đến hình thái cấu trúc của



Hình 3. Ảnh SEM của các mẫu nanosilica M7, M8, M10, M12

vật liệu nanosilica. Nhóm tác giả cũng chụp các ảnh SEM của các mẫu nanosilica được tổng hợp ở các nồng độ khác nhau để khẳng định lựa chọn tối ưu này (Hình 3). Mẫu nồng độ tối ưu là mẫu M5 (5% CTAB/TEOS/ NH_3) được tiếp tục nghiên cứu tiếp ở các điều kiện khác như: môi trường pH, thời gian phản ứng...

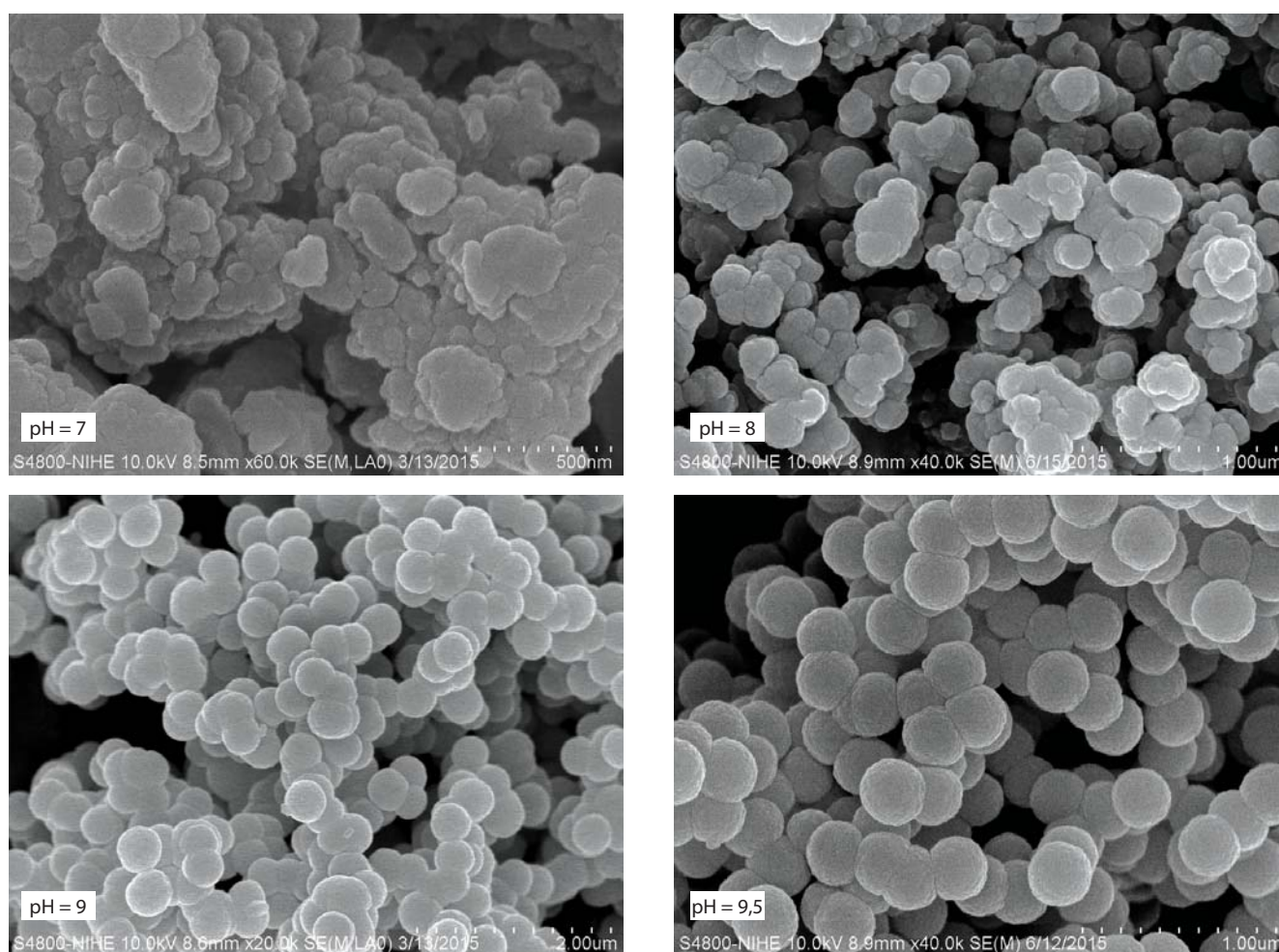
2.3.3. Nghiên cứu khảo sát ảnh hưởng của môi trường pH

Kết quả nghiên cứu độ pH của mẫu M5 với 5% CTAB/TEOS/ NH_3 cho thấy tốc độ phản ứng thủy phân (trong dung dịch TEOS được khuấy trộn ban đầu) tăng nhanh theo số mũ của nồng độ $[\text{OH}^-]$, nghĩa là với độ pH = 7 tốc độ của các phản ứng thủy phân lớn hơn rất nhiều so với pH = 8 - 10. Tốc độ phản ứng ngưng tụ cũng phụ thuộc vào nồng độ $[\text{OH}^-]$, khi khảo sát trong vùng pH > 7 tốc độ phản ứng ngưng tụ lớn hơn và lớn nhất ở pH = 9,5. Do vậy, với pH = 7 - 8 thì các hạt nanosilica được tạo thành có kích thước lớn hơn so với pH = 9 - 10. Nhóm tác giả thực hiện nghiên cứu này tại pH = 9,5 cho kết quả kích thước hạt tròn đều, tách rời nhau rõ rệt, phù hợp với kết quả nghiên cứu trước đó [3].

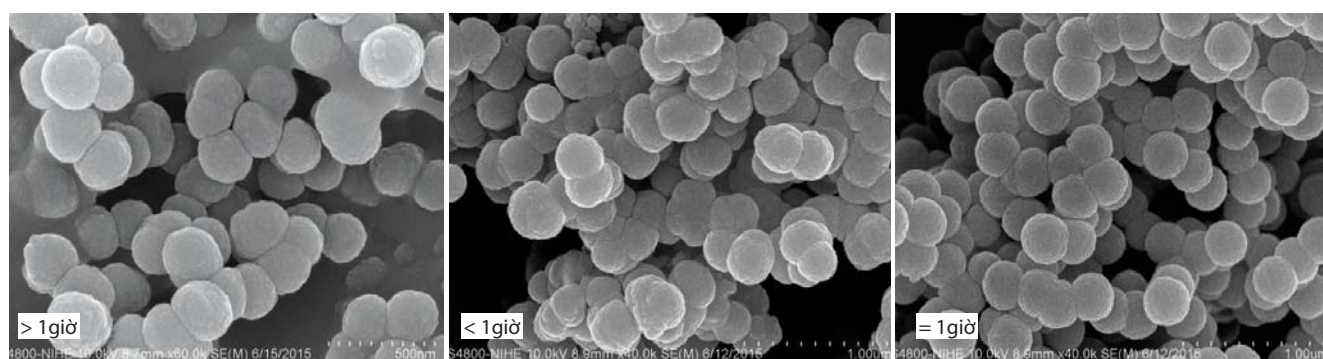
Với xúc tác bazơ (pH = 9,5), phản ứng thủy phân TEOS dễ dàng tạo thành dạng $\text{Si}(\text{OH})_4$ do ion OH^- có thể xâm nhập trực tiếp vào nguyên tử Si và thay thế từng phần các nhóm $-\text{OC}_2\text{H}_5$ của phân tử TEOS. Do đó, khi ngưng tụ các nhóm $\equiv\text{Si}(\text{OH})$ gel silica tạo thành có cấu trúc phân nhánh ưu tiên đều cho các phía, kết quả là vật liệu nanosilica tạo thành thường có dạng hình cầu như Hình 4 [9 - 14].

2.3.4. Nghiên cứu ảnh hưởng của thời gian phản ứng

Thời gian phản ứng có ảnh hưởng đến quá trình tạo hạt của vật liệu nanosilica. Nhóm tác giả đã thực hiện mẫu M5 với thời gian phản ứng < 1 giờ thì thấy các cấu trúc mắt xích liên kết $\text{Si} = \text{O}$ tạo thành chưa phát triển hết, các hạt kết tụ thành đám dính chặt vào nhau. Khi nhóm tác giả khảo sát tiếp ở thời gian > 1 giờ thì phản ứng kéo dài, các hạt bị già hóa, bám tụ vào nhau. Còn khi khảo sát ở thời gian 1 giờ thì độ tạo mầm kết tinh của các hạt vừa đạt nên cho cấu trúc hạt đồng đều hơn (Hình 5).



Hình 4. Mẫu nanosilica M5 ở pH = 7; pH = 8; pH = 9; pH = 9,5



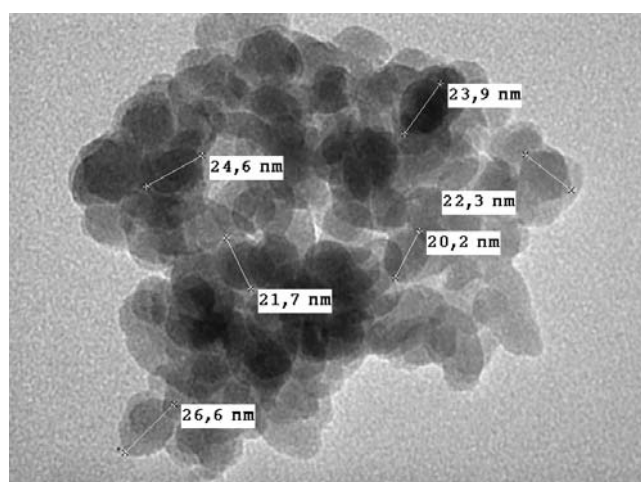
Hình 5. Mẫu M5 khảo sát ở các khoảng thời gian phản ứng khác nhau

Từ các nghiên cứu ảnh hưởng của môi trường pH và thời gian phản ứng khác nhau, nhóm tác giả chọn mẫu M5 tại thời gian 1 giờ và điều kiện pH = 9,5 tiếp tục nghiên cứu xác định trên hình ảnh TEM, phổ hồng ngoại IR, EDX và phân tích nhiệt độ.

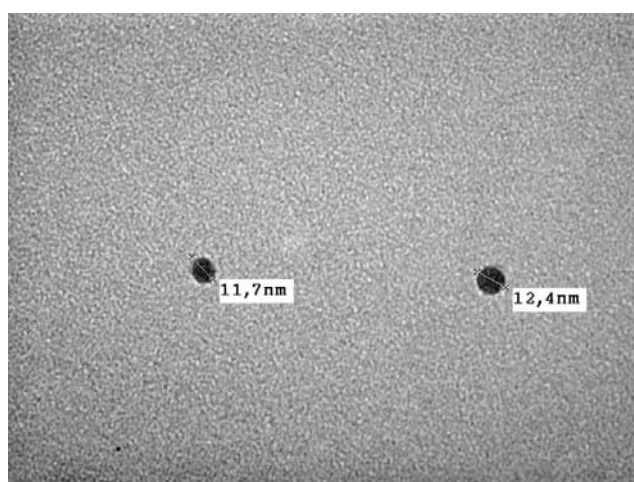
2.3.5. Nghiên cứu trên phổ hồng ngoại (FT-IR)

Phổ hồng ngoại của silica được tổng hợp từ TEOS bằng phương pháp sol - gel với xúc tác kiềm (NH_3) trên

Hình 7 cho thấy dao động hóa trị không đối xứng là dao động đối xứng của nhóm Si - O tương xứng xuất hiện ở số sóng δ không đối xứng (Si - O) = 1.100cm^{-1} và V đối xứng (Si - O) = 984cm^{-1} (số sóng không đối xứng), dao động biến dạng của nhóm Si - O ở số sóng δ (Si-O) = 450cm^{-1} (d - ký hiệu cho dao động biến dạng). Peak rộng ở vùng $3.000 - 3.750\text{cm}^{-1}$ đặc trưng cho dao động hóa trị của nhóm OH (trong đó Si - OH và nước liên kết) với đỉnh số sóng ν (OH) = 3.775cm^{-1} [15, 16].

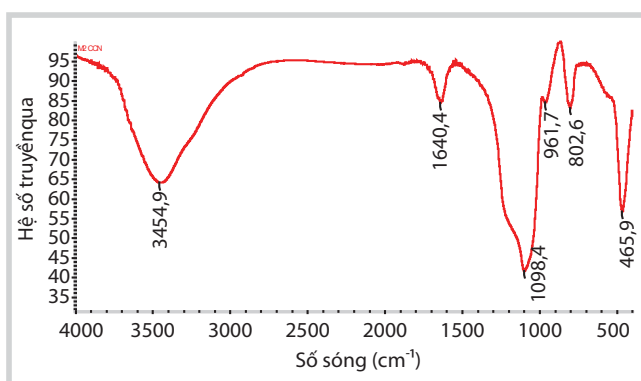


Nano Silica.002
Print Mag: 208000x @ 51mm
2:31:47 p 11/18/14
TEM Mode: Imaging
20nm
HV=80,0kV
Direct Mag: 100000x
EMLab-NIHE

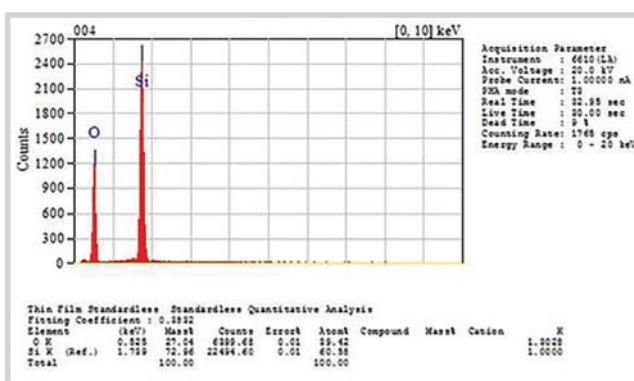


Nano Silica.004
Print Mag: 208000x @ 51mm
2:32:40 p 11/18/14
TEM Mode: Imaging
20nm
HV=80,0kV
Direct Mag: 100000x
EMLab-NIHE

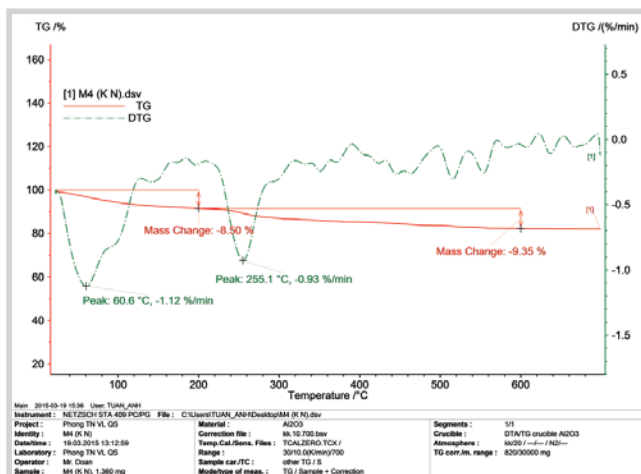
Hình 6. Ảnh TEM của mẫu M5 tại pH = 9,5



Hình 7. Phổ hồng ngoại của mẫu nanosilica M5



Hình 8. Phổ EDX của mẫu nanosilica M5



Hình 9. Giải đồ phân tích nhiệt độ của mẫu nanosilica M5

2.3.6. Nghiên cứu xác định trên phổ tán xạ năng lượng (EDX)

Nhóm tác giả thực hiện đo phổ tán xạ năng lượng (EDX) mẫu M5 để khảo sát thành phần chính của vật liệu nanosilica (Hình 8). Có 2 peak năng lượng chứa các nguyên tố thành phần Si và O, trong đó Si chiếm tỷ lệ 60% và O

chiếm tỷ lệ 40% khối lượng mẫu nanosilica tổng hợp được. Điều này cho thấy mẫu tinh khiết đặc trưng của vật liệu nanosilica và không có chứa peak các thành phần khác.

2.3.7. Khảo sát độ bền nhiệt của vật liệu

Hình 9 cho thấy có 2 khoảng mẫu mất khối lượng chính. (i) Từ nhiệt độ bắt đầu nung đến 210°C, là khoảng nhiệt độ tách nước hấp phụ vật lý có trong vật liệu nanosilica [17]. Đỉnh mất khối lượng trên đường DTG xuất hiện ở khoảng 60 - 100°C, phù hợp với sự bốc hơi mạnh của nước tại nhiệt độ sôi. (ii) Từ nhiệt độ 210 - 600°C (khoảng nhiệt độ đạt cao nhất), là khoảng mẫu mất khối lượng chủ yếu do quá trình ngưng tụ các nhóm -OH bề mặt - tức là quá trình ngưng tụ tách nước với TEOS để khóa các nhóm silanol. Quá trình này làm tăng tính kỵ nước cho sản phẩm. Đỉnh mất khối lượng tập trung ở nhiệt độ khoảng 255°C do tốc độ ngưng tụ các nhóm -OH mạnh nhất. Nhóm tác giả chọn nhiệt độ nung vật liệu nanosilica sau biến tính tại nhiệt độ 550°C nhằm thực hiện triệt để việc ngưng tụ các nhóm silanol có trong vật liệu.

Bảng 1. Các tính chất hóa lý cơ bản của mẫu M5

TT	Tính chất	Đơn vị	Phương pháp thử (hoặc tài liệu)	Giá trị
1	Tỷ trọng khối	g/cm ³	D 6683	0,2312
2	Độ tan trong nước	%	D 1110	0,01
3	Kích thước hạt trung bình	nm	TEM	23

Bảng 2. Các tính chất hóa lý quan trọng của dầu thô Bạch Hổ

TT	Tính chất	Đơn vị	Phương pháp thử	Giá trị
1	Tỷ trọng ở 20°C	-	D 3505	0,8467
2	Nhiệt độ đông đặc	°C	D 87	32,5
3	Trọng lượng phân tử	g/mol	D 6579	252,1
4	Độ nhớt tại 50°C	cSt	D 445	11,21
5	Hàm lượng lưu huỳnh	% khối lượng	D 4294	0,0358
6	Hàm lượng paraffin	% khối lượng	D 5443	24,8
7	Hàm lượng nhựa và asphaltene	% khối lượng	D 6560	4,38

Từ các kết quả nghiên cứu trên, nhóm tác giả lựa chọn được mẫu M5 tối ưu nồng độ là 5% CTAB xác định pH tại 9,5 với thời gian phản ứng 1 giờ và nhiệt độ phản ứng 550°C. Các tính chất hóa lý cơ bản của mẫu M5 (5% CTAB/TEOS/NH₃) được thể hiện trong Bảng 1.

Với các kết quả cho mẫu nanosilica tổng hợp được ở trên nhóm tác giả sẽ thử nghiệm hấp phụ dầu thô trong mục 3.

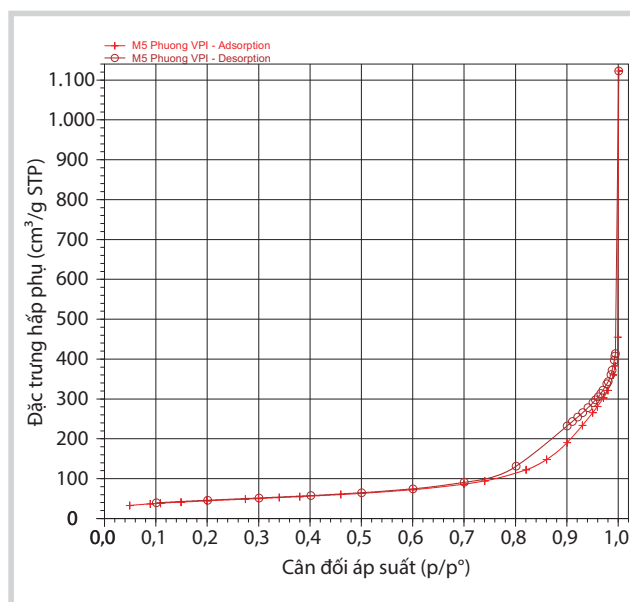
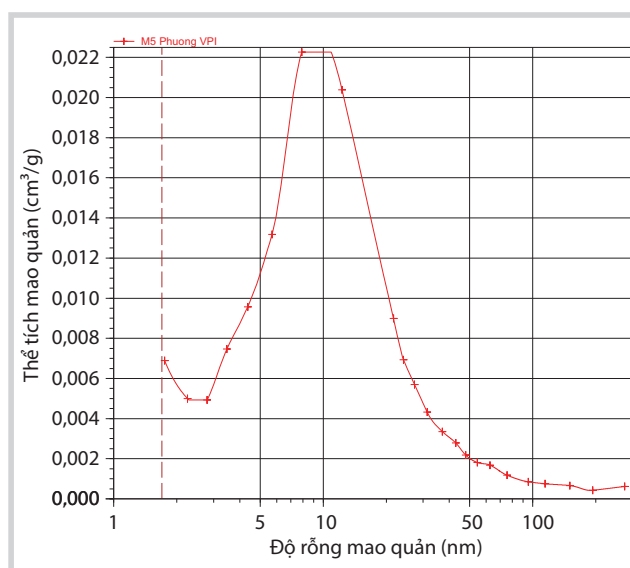
3. Kết quả nghiên cứu hấp phụ dầu thô trên mẫu nanosilica tổng hợp

Bảng 1 cho thấy vật liệu nanosilica tổng hợp được rất nhẹ (tỷ trọng khối 0,2312g/cm³) giúp cho vật liệu nổi trên mặt nước dễ dàng hơn. Tuy nhiên, khi tiếp tục quan sát thí nghiệm, vẫn có một lượng nhỏ vật liệu nanosilica bị chìm xuống nước, chứng tỏ tính kỵ nước chưa cao và cần phải cải thiện tính chất này. Vật liệu nanosilica có tính kỵ nước tốt vừa giúp giữ vật liệu trên mặt thoáng chất lỏng, vừa tăng khả năng hấp phụ thu hồi dầu thô - hợp phần có tính kỵ nước mạnh.

Đặc điểm nổi bật khác của vật liệu nanosilica là tan rất ít trong nước, giúp tránh thất thoát chất hấp phụ vào môi trường nước. Bề mặt riêng của nanosilica khá cao, đạt 158,862m²/g, phù hợp kích thước hạt nano 11 - 25nm.

Tính chất bề mặt của vật liệu nanosilica đặc trưng bằng phương pháp BET. Đường đẳng nhiệt hấp phụ - giải hấp N₂ của vật liệu được thể hiện trong Hình 10.

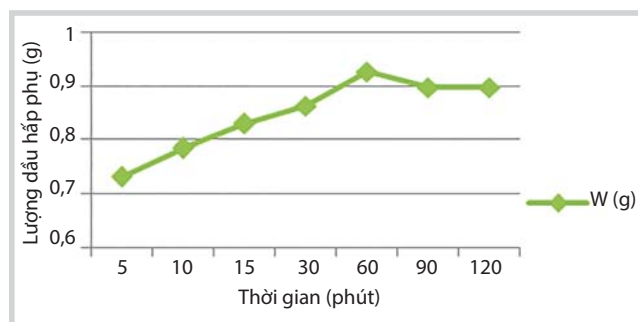
Đường đẳng nhiệt hấp phụ - giải hấp N₂ của nanosilica cho thấy đây là vật liệu có chứa cấu trúc mao quản trung bình nhờ xuất hiện vòng trễ trong vùng áp suất tương đối trong khoảng 0,74 - 0,96. Tuy nhiên, vòng trễ khá hẹp chứng tỏ các mao quản trung bình có kích thước lớn. Diện tích bề mặt riêng của vật liệu nanosilica theo BET

**Hình 10.** Đường đẳng nhiệt hấp phụ - giải hấp N₂ của vật liệu nanosilica mẫu M5**Hình 11.** Đường phân bố mao quản của vật liệu nanosilica M5

là $158,862\text{m}^2/\text{g}$, khi phân tích theo phương pháp t-Plot tìm ra được thể tích mao quản là $0,005214\text{cm}^3/\text{g}$, chứng tỏ đây là vật liệu nanosilica chứa đa số các mao quản trung bình. Nguyên nhân của việc xuất hiện nhiều mao quản trung bình là do trong quá trình tổng hợp có sử dụng chất hoạt động bề mặt CTAB, đóng vai trò như một chất tạo cấu trúc, thúc đẩy quá trình tự sắp xếp các tiểu phân silica trên các bó mixen tạo thành trong dung dịch. Đường phân bố mao quản của vật liệu nanosilica được thể hiện trong Hình 11.

Các tính toán dựa trên đường phân bố mao quản chỉ ra đường kính mao quản trung bình của vật liệu nanosilica là khoảng $14,3\text{nm}$, lớn hơn khá nhiều so với một số vật liệu mao quản trung bình. Giảm đồ Hình 10 cho thấy đường kính mao quản tập trung trong khoảng $8 - 15\text{nm}$, khá gần với đường kính mao quản trung bình. Với kích thước mao quản tập trung trong khoảng này, các phân tử có trong dầu thô đều có khả năng khuếch tán vào trong mao quản, tạo điều kiện thuận lợi cho quá trình hấp phụ thu hồi dầu.

Nhóm tác giả khảo sát ảnh hưởng của thời gian hấp phụ dầu lên hàm lượng dầu bị hấp phụ trong vật liệu nanosilica. Các khảo sát này đều được thực hiện tại nhiệt độ 40°C trong phòng thí nghiệm. Hình 12 thể hiện hình ảnh của nanosilica trước và sau quá trình hấp phụ dầu.

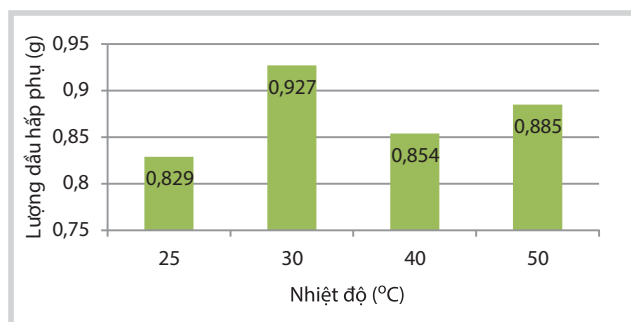


Hình 12. Ảnh hưởng của thời gian khi hấp phụ dầu thô

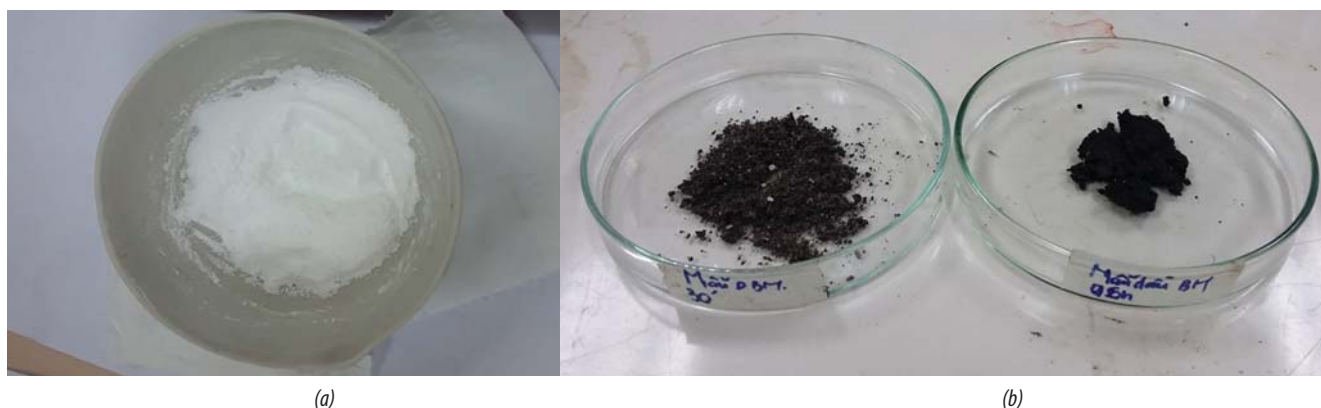
Hình 12 cho thấy lượng dầu hấp phụ trên vật liệu nanosilica tăng theo thời gian, tuy nhiên sau đó tốc độ tăng lại giảm dần. Hiện tượng này là do quá trình hấp phụ luôn đạt tốc độ cao nhất ở giai đoạn đầu khi nồng độ dầu trong nước cao nhất và nanosilica thấp nhất. Ngay sau 5 phút đầu, lượng dầu đi vào vật liệu nanosilica đã đạt tỷ lệ $r = 0,731/0,1 = 7,31$, nghĩa là một khối lượng nanosilica có thể tiếp nhận 7,31 khối lượng dầu thô. Lượng dầu hấp phụ tiếp tục tăng và đạt cực đại tại 1 giờ, với tỷ lệ $r = 0,927/0,1 = 9,27$. Tuy nhiên sau 1 giờ, lượng dầu hấp phụ bắt đầu giảm và sau đó đạt trạng thái cân bằng [1, 17 - 19].

Như vậy, trong điều kiện nhiệt độ 40°C sau thời gian 1 giờ, một khối lượng nanosilica có thể hấp phụ 9,32g khối lượng dầu thô. Sau đó, nhóm tác giả khảo sát ảnh hưởng của nhiệt độ đến quá trình hấp phụ dầu, với điều kiện thời gian hấp phụ được cố định trong 1 giờ (Hình 13).

Khả năng hấp phụ dầu thô của vật liệu nanosilica tăng khi nhiệt độ tăng từ 25°C lên 40°C , sau đó giảm nhanh khi nhiệt độ tăng cao trên 40°C . Nguyên nhân của hiện tượng này là do quá trình hấp phụ luôn xảy ra đồng thời với quá trình giải hấp. Ở nhiệt độ dưới 40°C , tốc độ của quá trình hấp phụ tăng nhanh hơn tốc độ của quá trình giải hấp nên hiệu quả thu hồi dầu tăng. Ngược lại, khi nhiệt độ cao hơn 40°C , tốc độ của quá trình giải hấp



Hình 13. Ảnh hưởng của nhiệt độ đến quá trình hấp phụ dầu thô Bạch Hổ



Hình 14. Nanosilica trước hấp phụ (a) và sau khi hấp phụ (b)

lại tăng nhanh hơn so với tốc độ của quá trình hấp phụ, làm giảm hiệu quả thu hồi dầu. Hai nhiệt độ thích hợp nhất trong trường hợp khảo sát này là 30°C và 40°C, tại đó tỷ lệ r gần giống nhau. Vì vậy nhóm tác giả chọn điều kiện cho quá trình hấp phụ dầu thô là nhiệt độ 30°C trong thời gian 1 giờ [20 - 23].

Như vậy, với điều kiện được lựa chọn cho quá trình hấp phụ là nhiệt độ 30°C trong thời gian 1 giờ, cứ 1g nanosilica có khả năng hấp phụ được 9,27g dầu thô, chứng tỏ khả năng hấp phụ dầu của vật liệu khá tốt. Tuy nhiên, khả năng hấp phụ này vẫn có thể cải thiện do tính kỵ nước của vật liệu nanosilica chưa cao. Trong các nghiên cứu tiếp theo, nhóm tác giả sẽ tiến hành biến tính nanosilica bằng cách hữu cơ hóa bề mặt nhằm tăng tính kỵ nước cho vật liệu, giúp quá trình hấp phụ dầu tốt hơn.

4. Kết luận

- Đã tổng hợp được vật liệu nanosilica với nồng độ tối ưu 5% CTAB tại pH = 9,5, thời gian phản ứng trong 1 giờ và nhiệt độ ở 550°C;
- Lựa chọn mẫu nanosilica M5 (5% CTAB/TEOS/NH₃) là mẫu có diện tích bề mặt riêng lớn 158,862m²/g, tỷ trọng khối thấp 0,2312g/cm³ đem thử nghiệm đánh giá khả năng hấp phụ dầu thô Bạch Hổ;
- Khảo sát được các thông số của quá trình hấp phụ dầu thô Bạch Hổ loang trên mặt nước tại điều kiện nhiệt độ thích hợp là 30°C và thời gian 1 giờ. Với 1g vật liệu nanosilica có khả năng hấp phụ được 9,27g dầu. Đây sẽ là kết quả làm cơ sở cho nghiên cứu tiếp theo biến tính vật liệu nhằm tăng hiệu quả thu hồi dầu trong quá trình khai thác.

Tài liệu tham khảo

1. L.T.Zhang, Wenfa Xie, Y.D.Wu, Y.S.Zheng. *Thermal annealing of SiO₂ fabricated by flame hydrolysis deposition*. Chinese Physics Letters. 2003; 20(8): p. 1366 - 1368.
2. Junjun Gu, Wei Jiang, Fenghe Wang, Mudan Chen, Jianyu Mao, Tan Xie. *Facile removal of oils from water surfaces through highly hydrophobic and magnetic polymer nanocomposites*. Applied Surface Science. 2014; 301: p. 492 - 499.
3. W.Stöber, A.Fink, E.Bohn. *Controlled growth of monodisperse silica spheres in the micron size range*. Journal of Colloid and Interface Science. 1968; 26(1): p. 62 - 69.
4. J.Chrusciel, L.Slusarski. *Synthesis of nanosilica by the sol-gel method and its activity toward polymers*. Materials Science. 2003; 21(4): p. 461 - 469.
5. N.Venkatathri. *Synthesis of silica nanosphere from homogeneous and heterogeneous systems*. Bulletin of Materials Science. 2007; 30(6): p. 615 - 617.
6. Kimberly S.Butler, Paul N.Durfee, Christophe Theron, Carlee E.Ashley, Eric C.Carnes, C.Jeffrey Brinker. *Protocells. Modular mesoporous silica nanoparticle-supported lipid bilayers for drug delivery*. SMALL 10 Anniversary Special Issue II. 2016; 12(16): p. 2173 - 2185.
7. Tie-Zhen Ren, Zhong-Yong Yuan, Bao-Lian Su. *Surfactant-assisted preparation of hollow microspheres of mesoporous TiO₂*. Chemical Physics Letters. 2003; 374: p. 170 - 175.
8. N.D.Singho, M.R.Johan. *Complex impedance spectroscopy study of silica nanoparticles via sol-gel method*. International Journal of Electrochemical Science. 2012; 7: p. 5604 - 5615.
9. S.Giri. *Synthesis and characterization of zirconia coated silica nanoparticles for catalytic reactions*. National Institute of Technology, Rourkela, India. 2008.
10. Jörg Knipping, Hartmut Wiggers, Bernd Rellinghaus, Paul Roth, Denan Konjhozic, Cedrik Meier. *Synthesis of high purity silicon nanoparticles in a low pressure microwave reactor*. Journal of Nanoscience and Nanotechnology. 2004; 4(8): p. 1039 - 1044.
11. Lingyun Hao, Xinglong Gong, Shouhu Xuan, Hong Zhang, Xiuqing Gong, Wanquang Jiang, Zuyao Chen. *Controllable fabrication and characterization of biocompatible core-shell particles and hollow capsules as drug carrier*. Applied Surface Science. 2006; 252(24): p. 8724 - 8733.
12. T.Sugama, B.Lipford. *Hydrothermal light-weight calcium phosphate cements: use of polyacrylonitrile-shelled hollow microspheres*. Journal of Materials Science. 1997; 32(13): p. 3523 - 3534.
13. Q.Sun, P.J.Kooyman, J.G.Grossmann, P.H.H.Bomans, P.M.Frederik, P.C.M.M.Magusin, T.P.M.Beelen, R.A.Van Santen, N.A.J.M.Sommerdijk. *The formation of well-defined hollow silica spheres with multilamellar shell structure*. Advanced Materials. 2006; 15(13): p. 1097 - 1100.
14. S.H.Zhang, I. Laurer, K.K.Unger. *Advance. Material*, 9, 254 (1997).
15. H.Aguiar, J.Serra, P.González, B.León. *Structural study of sol-gel silicate glasses by IR and raman spectroscopies*. Journal of Non-Crystalline Solids. 2009; 355(8): p. 475 - 480.

16. T.Matsoukas, E.Gulari. *Monomer-addition growth with a slow initiation step: a growth model for silica particles from alkoxides*. Journal of Colloid and Interface Science. 1989; 132(1).
17. Xiang-yang Zhou, Chang-lin Li, Deng-wei Hou, Jie Li, Shang-yuan Wu. *Thermal stability and oil absorption of aluminum hydroxide treated by dry modification with different modifiers*. Transactions of Nonferrous Metals Society China. 2008; 18(4): p. 908 - 912.
18. X.Shen, Y.Zhai, Y.Sun, H.Gu. *Preparation of monodisperse spherical SiO₂ by microwave hydrothermal method and kinetics of dehydrated hydroxyl*. Journal of Materials Science & Technology. 2010; 26(8): p. 711 - 714.
19. B.Gorji, M.R.Allahgholi Ghasri, R.Fazaeli, N.Niksirat. *Synthesis and characterizations of silica nanoparticles by a new sol-gel method*. Journal of Applied Chemical Research. 2012; 6: p. 22 - 26.
20. Katarzyna Chruszcz Lipska, Ewa Knapik, Stanislaw Rychlicki, Jerzy Stopa. *Assessment of the quality of surface water from selected area of active oil exploitation*. AGH Drilling, Oil, Gas. 2015; 32(1): p. 65 - 76.
21. Hoàng Thị Phương, Nguyễn Trung Thành, Đinh Thị Ngọc. *Nghiên cứu quá trình hấp phụ dầu thô trên vật liệu nano silica*. Tạp chí Xúc tác và Hấp phụ. 2016; 5(1): trang 75 - 80.
22. Đinh Thị Ngọc, Hoàng Thị Phương, Hoàng Xuân Tiến, Nguyễn Trung Thành. *Nghiên cứu ảnh hưởng của tỷ lệ tiền chất/amoniac đến cấu trúc vật liệu nanosilica*. Tạp chí Hóa học. 2016.
23. Hoàng Thị Phương, Hoàng Xuân Tiến, Đinh Thị Ngọc. *Nghiên cứu ảnh hưởng của nồng độ chất hoạt động bề mặt CTAB đến cấu trúc vật liệu nanosilica*. Tạp chí Hóa học. 2016; 51(1): trang 59 - 63.
24. Nano Werk. *Nanotechnology-based solutions for oil spills*. www.nanowerk.com. 21/2/2011.
25. V.Rajakovic, G.Aleksic, M.Radetic, Lj.Rajakovic. *Efficiency of oil removal from real wastewater with different sorbent materials*. Journal of Hazardous Materials. 2007; 143(1 - 2): p. 494 - 499.
26. E.Knapik, J.Stopa, A.Marzec. *Foams stabilized with nanoparticles for gas well deliquification*. Polish Journal of Chemical Technology. 2014; 16(2): p. 114 - 117.
27. B.Gorji, M.R.Allahgholi Ghasri, R.Fazaeli, N.Niksirat. *Synthesis and characterizations of silica nanoparticles by a new sol-gel method*. Journal of Applied Chemical Research. 2012; 6: p. 22 - 26.
28. H.Khorsand, N.Kiayee, A.H.Masoomparast. *Optimization of amorphous silica nanoparticles synthesis from rice straw ash using design of experiments technique*. Particulate Science and Technology: An International Journal. 2013; 31: p. 366 - 371.
29. C.Boissière, M.Kümmel, M.Persin, A.Larbot, E.Prouzet. *Spherical MSU-1 mesoporous silica particles tuned for HPLC*. Advanced Functional Materials. 2001; 11(2): p. 129 - 135.
30. Michael Grün, Iris Lauer, Klaus K.Unger. *The synthesis of micrometer- and submicrometer-size spheres of ordered mesoporous oxide MCM-41*. Advanced Materials. 1997; 9(3): p. 254 - 257.
31. Yawen Zhang, Michael E.Grass, Susan E.Habas, Feng Tao, Tianfu Zhang, Peidong Yang, Gabor A.Somorjai. *One-step polyol synthesis and langmuir-blodgett monolayer formation of size-tunable monodisperse rhodium nanocrystals with catalytically active (111) surface structures*. The Journal of Physical Chemistry. 2007; 111(33): p. 12243 - 12253.
32. Yongchun Chen, Shuxue Zhou, Haihua Yang, Limin Wu. *Structure and properties of polyurethans/nanosilica composites*. Journal of Applied Polymer Science. 2005; 95(5): p. 1032 - 1039.
33. Tserennadmin Dagiisuren, Enkhtur Erdenebileg, Lkhanaajav Nyam, Namsrai Javkhilantugs. *Synthesis and characterization of nanosilica and adsorption of metal ion*. Conference: Strategic Technology. June 2013.
34. N.Y.Rahmawati, A.H.Harisna, W.Khoirunnisa, N.Yasvinawati, S.B.Sumitro. *Production and characterization of nanosilica from bagasse through biosynthesis using lactobacillus bulgaricus*. Journal of Nanoscience and Nanotechnology. 2016; 16(6): p. 6114 - 6118.
35. H.Khorsand, N.Kiayee, A.H.Masoomparast. *Optimization of amorphous silica nanoparticles synthesis from rice straw ash using design of experiments technique*. Journal Particulate Science and Technology. 2013; 31(4): p. 366 - 371.
36. S.Giri. *Synthesis and characterization of zirconia coated silica nanoparticles for catalytic reactions*. M.Sc. Chemistry Thesis, National Institute of Technology, Rourkela, India. 2008.
37. Masahiro Toyoda, Kouji Moriya, Jun-ichi Aizawa,

Hidetaka Konno, Michio Inagaki. *Sorption and recovery of heavy oil by using exfoliated graphite*. Part I. Maximum sorption capacity. *Desalination*. 2000; 128(3): p. 205 - 211.

38. Gopalu Karunakaran, Rangaraj Suriyaprabha, Palanisamy Manivasakan, Rathinam Yuvakkumar,

Venkatachalam Rajendran, Periyasamy Prabu, Narayanasamy Kannan. *Effect of nanosilica and silicon sources on plant growth promoting rhizobacteria, soil nutrients and maize seed germination*. *IET Nanobiotechnology*. 2013; 7(3): p. 70 - 77.

Study on the synthesis of nanosilica for oil recovery in Vietnam

Hoang Thi Phuong¹, Dinh Thi Ngo², Nguyen Dang Toan²
Trinh Thanh Son¹, Nguyen Thi Ngoc Bich¹, Ngo Hong Anh¹
Nguyen Lan Anh¹, Pham Hong Trang¹

¹Vietnam Petroleum Institute

²Hanoi University of Science and Technology

Email: phuongth@vpi.pvn.vn

Summary

This paper presents the results of nanosilica preparation by wet chemical synthesis, and evaluates the effect of cetyltrimethylammonium bromide (CTAB) surfactant concentration on the structure of the as-synthesised nanosilica by chemical-physical characterisation methods such as XRD, SEM, TEM, EDX, and BET. The research process has selected a sample of nanosilica with 5% concentration of CTAB, pH at 9.5, reaction time of 1 hour and temperature at 550°C. The sample shows a high adsorbability (having a large surface area with SBET = 158.862 m²/g, and a low bulk density of 0.2312 g/cm³). The results of evaluation of the parameters of Bach Ho crude oil adsorption process show that at the temperature of 30°C, 1 gram of nanosilica is capable of adsorbing 9.27 grams of crude oil in 1 hour.

Key words: Nanosilica, oil recovery, adsorption, crude oil.

MÔ PHỎNG VÀ TỐI ƯU HÓA, XỬ LÝ SỰ CỐ TRONG QUÁ TRÌNH VẬN HÀNH PHÂN XỬNG TRANSALKYL HÓA CÁC HYDROCARBON THƠM (TATORAY)

KS. Nguyễn Duy Thuận^{1,2}, KS. Trần Quang Hải¹
PGS.TS. Phạm Thanh Huyền²

¹Công ty TNHH Lọc hóa dầu Nghi Sơn

²Viện Kỹ thuật Hóa học, Đại học Bách khoa Hà Nội

Email: duythuan@gmail.com

Tóm tắt

Các nhà máy lọc dầu sử dụng các phần mềm mô phỏng để đánh giá khả năng tối ưu hóa quá trình vận hành và phân tích, xử lý các sự cố, góp phần làm tăng hiệu quả sản xuất và độ tin cậy, ổn định của công tác vận hành. Nghiên cứu này sử dụng phần mềm bản quyền Unisim Design của Honeywell UOP để mô phỏng động Phân xưởng transalkyl hóa các hydrocarbon thơm (Tatoray) của UOP; đồng thời phân tích, đánh giá khả năng tối ưu hóa và đề xuất phương pháp xử lý một số sự cố thường gặp trong quá trình vận hành.

Từ khóa: Transalkyl hóa hydrocarbon thơm, Tatoray, Honeywell/UOP, mô hình động học, tối ưu hóa, xử lý sự cố.

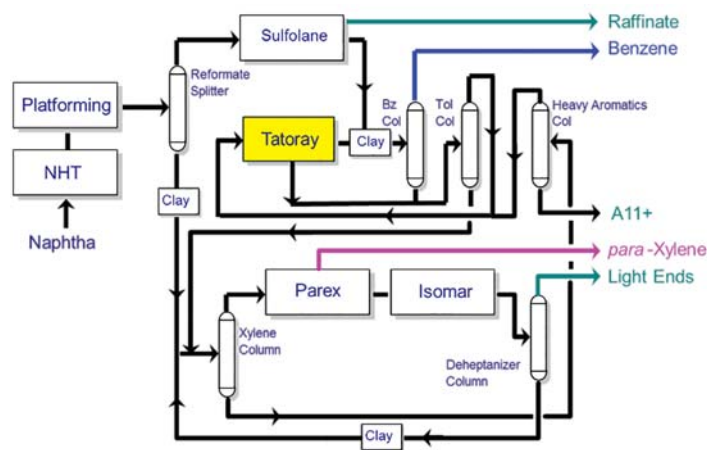
1. Giới thiệu

Mô phỏng các quá trình công nghệ hóa học và công nghệ chế biến dầu khí, công nghệ tổng hợp hữu cơ hóa dầu có thể được thực hiện bằng các phần mềm như: PRO/II, DYNsIM (SimSci-Esscor), Aspen HYSYS (AspenTech), PetroSim (KBC), UniSim Design (Honeywell/UOP), OLGA (SPT Group), Indiss (RSI)... Ở Việt Nam, các phần mềm mô phỏng được sử dụng nhiều tại các trường đại học, các viện nghiên cứu và các nhà máy lọc dầu. Phần mềm UniSim Design, Aspen HYSYS đã được đưa vào giảng dạy và sử dụng tại Đại học Bách khoa Hà Nội, Đại học Mỏ - Địa chất, Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (PVPPro) - Viện Dầu khí Việt Nam. Phần mềm PetroSim được sử dụng tại Nhà máy Lọc hóa dầu Dung Quất và Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn trong quá trình đào tạo, thiết kế, vận hành, bảo dưỡng và tối ưu hóa hoạt động của nhà máy.

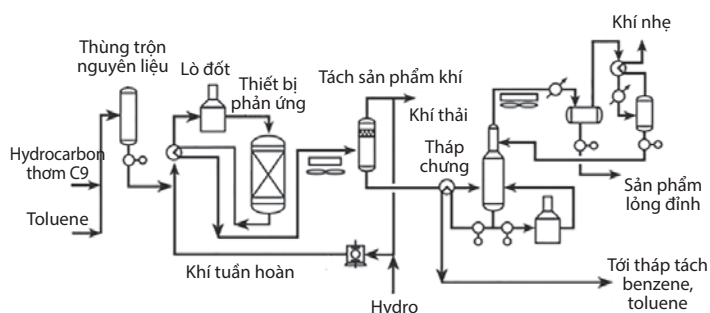
Tatoray là phân xưởng nằm trong tổ hợp aromatics, sử dụng công nghệ bản quyền của UOP. Phân xưởng này sử dụng xúc tác để transalkyl hóa các hydrocarbon thơm, đơn giản nhất là chuyển hóa toluene thành benzene và xylene hoặc chuyển hóa toluene và hỗn hợp C_9/C_{10} aromatics thành C_6 và C_8 aromatics [1] giúp tăng sản lượng benzene và C_8 aromatics từ các sản phẩm có giá trị thấp hơn là toluene và phân đoạn C_9+ [2]. Như vậy, phân xưởng Tatoray thường được đặt giữa phân xưởng chưng cất tách xylene (lấy nguyên liệu A9/A10) và phân xưởng chưng cất tách benzene/toluene (chưng cất

sản phẩm và tuần hoàn nguyên liệu toluene). Hình 1 và 2 là sơ đồ công nghệ của một tổ hợp aromatics [3] và phân xưởng Tatoray điển hình của UOP [4].

Sơ đồ công nghệ của phân xưởng Tatoray khá đơn giản gồm: 1 cụm phản ứng và 1 cụm phân tách sản phẩm. Nguyên liệu đầu vào trước tiên được trộn lẫn với khí tuần hoàn giàu hydrogen, gia nhiệt sơ bộ bằng cách trao đổi nhiệt với dòng



Hình 1. Vị trí phân xưởng Tatoray trong tổ hợp aromatics điển hình



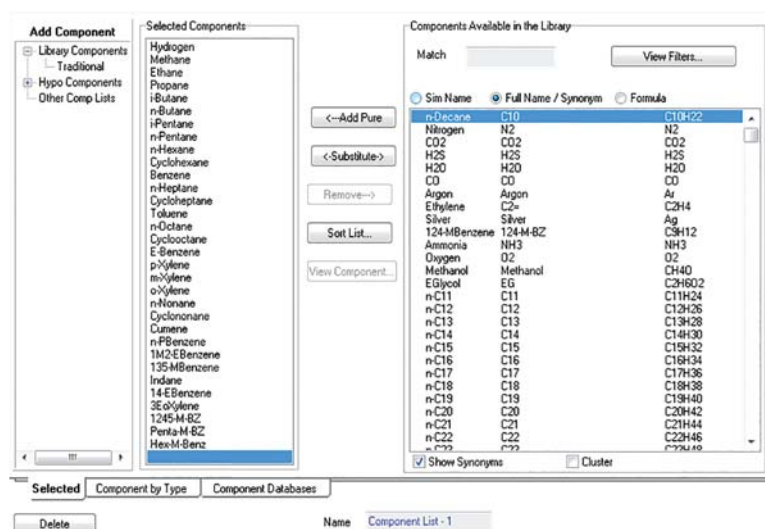
Hình 2. Sơ đồ công nghệ phân xưởng Tatoray điển hình

sản phẩm nóng từ thiết bị phản ứng, sau đó gia nhiệt lên đến nhiệt độ phản ứng ở lò đốt gia nhiệt nguyên liệu. Hỗn hợp nguyên liệu (ở thể hơi) được đưa vào thiết bị phản ứng theo hướng từ trên xuống, đi qua tầng xúc tác. Dòng sản phẩm đầu ra từ thiết bị phản ứng được làm nguội nhờ trao đổi nhiệt với dòng nguyên liệu hỗn hợp và thiết bị ngưng tụ sản phẩm, sau đó đưa vào bình tách sản phẩm. Từ đỉnh bình tách sản phẩm, dòng khí giàu hydrogen được kết hợp với dòng khí hydrogen bổ sung (makeup) và tuần hoàn lại thiết bị phản ứng nhờ máy nén khí tuần hoàn. Một phần dòng khí giàu hydrogen từ bình tách sản phẩm có thể được xả làm khí đốt để loại bỏ bớt các khí hydrocarbon nhẹ tích tụ khi cần. Dòng sản phẩm lỏng từ đáy bình tách sản phẩm được đưa vào tháp tách sản phẩm. Hơi từ đỉnh tháp tách sản phẩm được làm nguội và phân tách thành các sản phẩm lỏng và khí xả đưa đi làm khí đốt.

Tùy cấu hình cụ thể của từng tổ hợp aromatics mà cấu tử benzene được lấy ra theo sản phẩm ở đỉnh hoặc đáy tháp tách sản phẩm. Ở các thiết kế cũ, benzene được lấy ra từ đáy tháp tách sản phẩm cùng với xylene và toluene/C₉+ aromatics chưa phản ứng. Dòng lỏng từ đáy tháp tách sản phẩm được đưa sang phân xưởng chưng cất tách benzene/toluene để thu hồi benzene sản phẩm, thu hồi toluene tuần hoàn lại phân xưởng Tatoray và C₈+ aromatics đưa sang phân xưởng chưng cất tách xylene. Hơi từ đỉnh tháp tách sản phẩm được đưa vào tháp tách butane (debutanizer) ở phân xưởng Platforming để thu hồi benzene cuốn theo.

Trong các thiết kế mới đây của UOP, benzene được lấy ra cùng sản phẩm từ đỉnh tháp và đi qua phân xưởng chưng cất chiết (sulfolane) trước khi chưng cất lấy benzene nhằm tăng độ tinh khiết của benzene. Sản phẩm lỏng từ đáy tháp tách sản phẩm chủ yếu chứa C₇+ aromatics được đưa vào tháp tách toluene ở phân xưởng chưng cất tách benzene/toluene như đã trình bày ở trên.

Nhiệt lượng để tái đun đáy tháp thường được tận dụng tối đa từ vùng đối lưu của lò đốt gia nhiệt nguyên liệu và từ nhiệt lượng dư



Hình 3. Các cấu tử mô phỏng

thừa ở phân xưởng chưng cất tách xylene (thông qua các thiết bị trao đổi nhiệt tái đun đáy tháp).

2. Mô phỏng phân xưởng Tatoray

2.1. Lựa chọn các cấu tử

Các cấu tử mô phỏng được chọn theo danh sách cấu tử như thiết kế và mô hình mô phỏng đào tạo vận hành phân xưởng Tatoray của UOP [5] (Hình 3).

2.2. Lựa chọn hệ nhiệt động

Nhóm tác giả sử dụng hệ nhiệt động Peng-Robinson. Đây là hệ nhiệt động phù hợp nhất để tính toán cân bằng lỏng - hơi, cũng như tính toán tỷ trọng chất lỏng cho các quá trình xử lý hydrocarbon (do đó hoạt động ổn định hơn hệ SRK khi mô phỏng ở trạng thái động).

Hệ nhiệt động Peng-Robinson tính toán chính xác các hệ thống 1 pha, 2 pha hoặc 3 pha với hiệu suất cũng như độ tin cậy cao và được sử dụng cho các dải điều kiện rất rộng:

- Nhiệt độ: > -271°C (-456°F);
- Áp suất: < 100.000kPa (15.000psia).

2.3. Thiết lập gói phản ứng

Gói phản ứng được thiết lập theo các phản ứng của mô hình động học trong mô hình mô phỏng đào tạo vận hành (OTS) của UOP [5], gồm 3 loại phản ứng là các phản ứng transalkyl hóa, các phản ứng hydrocracking và các phản ứng phụ (Bảng 1).

2.4. Thiết lập các dòng nguyên liệu

Theo cân bằng vật liệu thiết kế, nguyên liệu cho phân xưởng Tatoray là các dòng toluene (101) từ đỉnh tháp tách toluene của phân xưởng chưng cất tách benzene/toluene, dòng C₉/C₁₀ aromatics (102) từ đỉnh tháp chưng cất aromatics nặng của phân xưởng chưng cất

Bảng 1. Thông số các phản ứng trong mô phỏng phân xưởng Tatoray

TT	Phản ứng	
1	Transalkyl hóa	Toluene $\rightarrow$ m-Xylene + Benzene
2		Toluene + 135-MBenzene $\rightarrow$ 2 m-Xylene
3		m-Xylene $\rightarrow$ o-Xylene + p-Xylene
4		m-Xylene $\rightarrow$ p-Xylene
5		EBZ $\rightarrow$ m-Xylene
6		1245-M-BZ $\rightarrow$ m-Xylene
7	Hydrocracking	H ₂ + 3EoXylene $\rightarrow$ o-Xylene + Ethane
8		H ₂ + n-PBenzene $\rightarrow$ Benzene + Propane
9		H ₂ + Indane $\rightarrow$ Benzene + Propane
10		H ₂ + Cumene $\rightarrow$ Benzene + Propane
11		H ₂ + 14-EBZ $\rightarrow$ EBZ + Ethane + Benzene
12		H ₂ + 1M2-EBZ $\rightarrow$ Toluene + Ethane
13		H ₂ + Cyclooctane $\rightarrow$ Methane + Propane
14		H ₂ + 1245-M-BZ $\rightarrow$ n-Pentane + i-Pentane
15		H ₂ + Cyclononane $\rightarrow$ CycloHexane + Propane
16		H ₂ + 1245-M-BZ $\rightarrow$ n-Butane + i-Butane + Ethane + Propane
17		H ₂ + n-Nonane $\rightarrow$ n-Hexane + Propane
18		H ₂ + n-Heptane $\rightarrow$ Methane
19	Phản ứng phụ	H ₂ + 1245-M-BZ $\rightarrow$ Cyclohexane + Methane
20		1245-M-BZ $\rightarrow$ penta-M-BZ
21		Indane $\rightarrow$ Cyclononane
22		Benzene + Ethane $\rightarrow$ m-Xylene
23		Benzene $\rightarrow$ Propane + i-Butane
24		Propane + i-Butane $\rightarrow$ Cycloheptane + H ₂

tách xylene và dòng hydrogen bổ sung (180) từ phân xưởng nén và phân phối hydrogen (Bảng 2).

2.5. Thiết lập các thiết bị

Các thiết bị chính và ký hiệu trong phân xưởng Tatoray (Bảng 3).

Thông số cần thiết để mô phỏng [6 - 8] của các thiết bị này được lấy từ bảng dữ liệu (data sheet) của nhà cung cấp thiết bị.

2.6. Thiết lập các vòng điều khiển

Sơ đồ mô phỏng động phân xưởng Tatoray gồm 16 vòng/cụm vòng điều khiển cho các thông số cần điều khiển của phân xưởng (Hình 4). Các thông số cần thiết của van, thiết bị đo/điều khiển để mô phỏng các vòng điều khiển [9 - 11] cũng được lấy từ số liệu thiết kế và data sheet của nhà cung cấp thiết bị.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Sơ đồ mô phỏng phân xưởng Tatoray

Sơ đồ mô phỏng động phân xưởng Tatoray của UOP được thể hiện như Hình 4.

Sơ đồ mô phỏng này thể hiện thông số cơ bản cần thiết [7] của các vòng điều khiển, các thiết bị và các dòng công nghệ chính của phân xưởng Tatoray.

3.2. Biểu đồ thông số hoạt động của một số thiết bị quay và vòng điều khiển

Hình 5 - 8 thể hiện thông số hoạt động của máy nén khí tuần hoàn K-101 và một số vòng điều khiển.

Hình 5 và 6 cho thấy máy nén K-101 đang hoạt động ở khoảng lưu lượng an toàn và hiệu suất xấp xỉ tối đa theo thiết kế. Như vậy, thiết bị này đang hoạt động với hiệu quả cao nhất, nghĩa là năng lượng tiêu thụ đang ở mức tối ưu và nguy cơ hỏng hóc thiết bị là thấp nhất. Hình 7 và 8 cho thấy các vòng điều khiển đều hoạt động ở trạng thái ổn định theo thời gian với các giá trị PV dao động rất ít hoặc không dao động quanh giá trị SP và các giá trị OP (cũng là độ mở van) đều nằm trong khoảng làm việc bình thường của các van điều khiển (10 - 80%). Như vậy, các thông số công nghệ đều được giữ ổn định ở giá trị yêu cầu.

3.3. So sánh kết quả mô phỏng với số liệu thiết kế

3.3.1. So sánh thông số cơ bản của các dòng công nghệ chính

Các thông số nhiệt độ, áp suất và lưu lượng của các dòng công nghệ chính trong phân xưởng Tatoray theo mô phỏng được so sánh với số liệu thiết kế như Bảng 4.

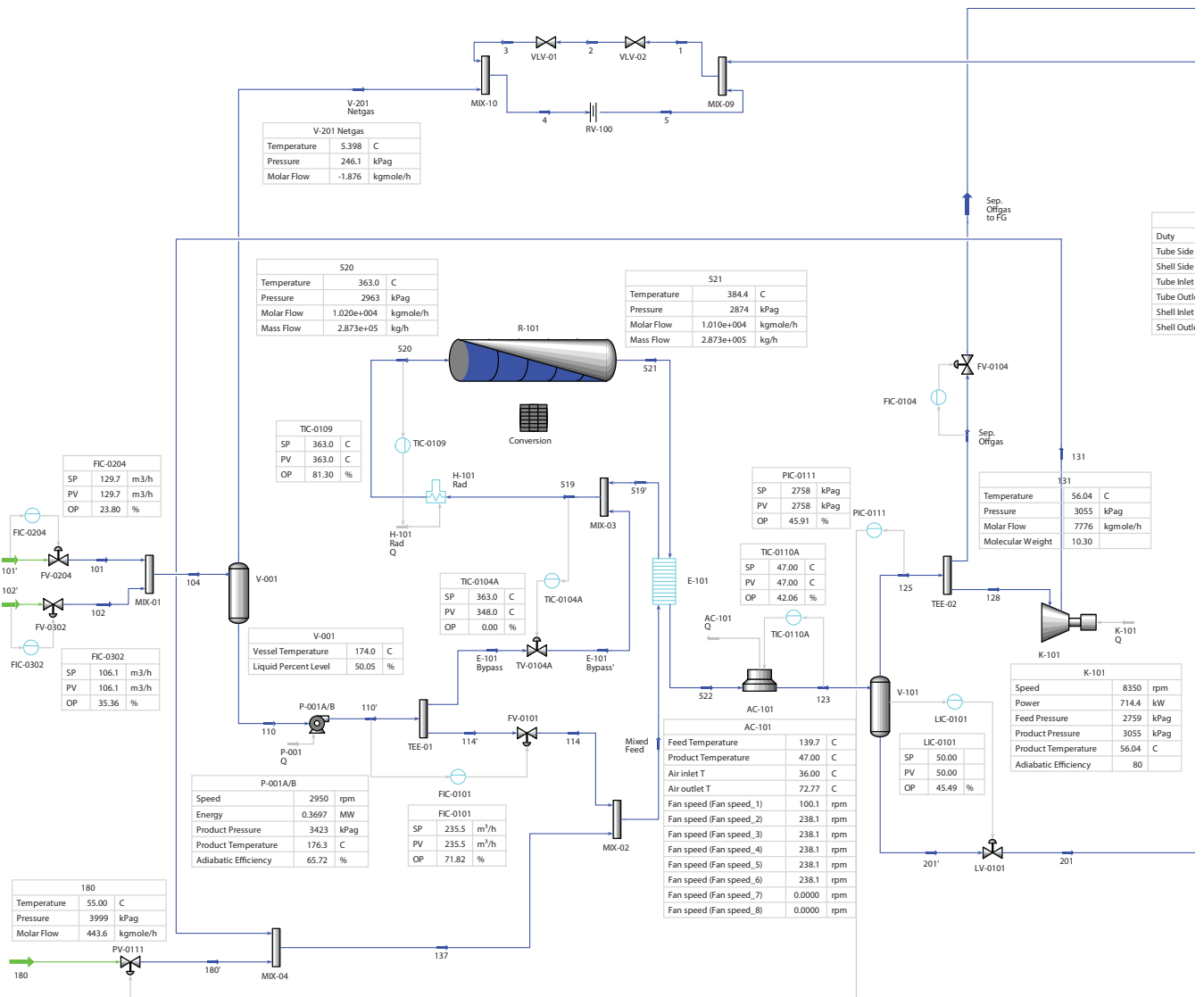
Theo Bảng 4, một số thông số mô phỏng có sai số tương đối lớn so với thiết kế (> 5%). Tuy nhiên, đây là các

Bảng 2. Thông số các dòng nguyên liệu

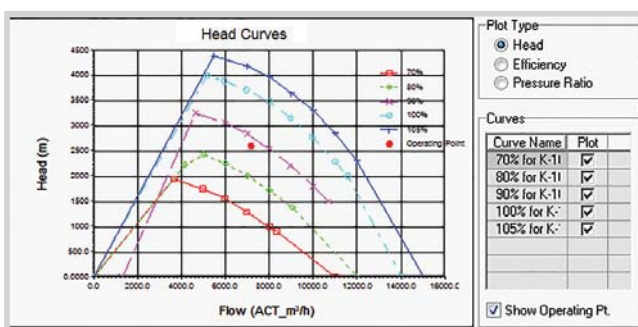
Thông số	Đơn vị	Dòng 101	Dòng 102	Dòng 180
Nhiệt độ	°C	172	177	55
Áp suất	kPag	374	371	3.999
Thành phần				
Hydrogen	kmol/giờ	0	0	444,12
Methane	kmol/giờ	0	0	0,44
Ethane	kmol/giờ	0	0	0
Propane	kmol/giờ	0	0	0
i-Butane	kmol/giờ	0	0	0
n-Butane	kmol/giờ	0	0	0
i-Pentane	kmol/giờ	0	0	0
n-Pentane	kmol/giờ	0	0	0
n-Hexane	kmol/giờ	0	0	0
Cyclohexane	kmol/giờ	0,0084	0	0
Benzene	kmol/giờ	4,81	0	0
n-Heptane	kmol/giờ	0,0003	0	0
Cycloheptane	kmol/giờ	0,18	0	0
Toluene	kmol/giờ	1.224,85	0	0
n-Octane	kmol/giờ	0,12	0	0
Cyclooctane	kmol/giờ	0,041	0	0
E-Benzene	kmol/giờ	0,035	0	0
p-Xylene	kmol/giờ	0,15	0	0
m-Xylene	kmol/giờ	0,34	0	0
o-Xylene	kmol/giờ	0	8,95	0
n-Nonane	kmol/giờ	0	0,029	0
Cyclononane	kmol/giờ	0	0,0091	0
Cumene	kmol/giờ	0	5,07	0
n-PBenzene	kmol/giờ	0	17,56	0
1M2-EBenzene	kmol/giờ	0	109,38	0
135-MBenzene	kmol/giờ	0	373,08	0
Indane	kmol/giờ	0	8,34	0
14-EBenzene	kmol/giờ	0	79,7	0
3EoXylene	kmol/giờ	0	80,61	0
1245-M-BZ	kmol/giờ	0	60,68	0
Penta-M-BZ	kmol/giờ	0	2,81	0
Hex-M-Benz	kmol/giờ	0	2,2	0
Tổng	kmol/giờ	1.230,5347	748,4181	444,56

Bảng 3. Các thiết bị chính của phân xưởng Tatoray

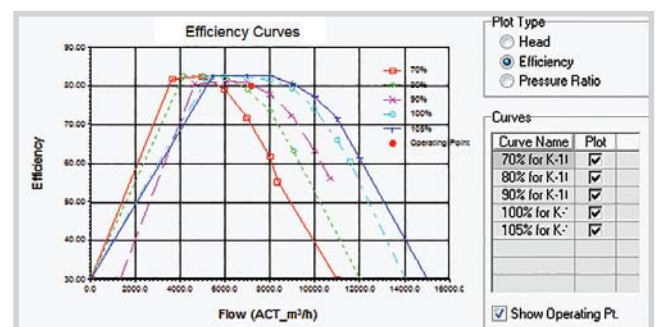
Thiết bị	Tên ký hiệu
Bồn chứa nguyên liệu	V-001
Bơm nguyên liệu	P-001A/B
Thiết bị trao đổi nhiệt nguyên liệu - sản phẩm	E-101
Lò gia nhiệt nguyên liệu	H-101
Thiết bị phản ứng	R-101
Thiết bị ngưng tụ sản phẩm	AC-101
Bình tách sản phẩm	V-101
Máy nén khí tuần hoàn	K-101
Thiết bị trao đổi nhiệt nguyên liệu - sản phẩm đáy tháp tách	E-202
Tháp tách sản phẩm	C-201
Thiết bị tái đun đáy tháp tách	E-205A/B
Thiết bị trao đổi nhiệt nguyên liệu - sản phẩm đỉnh tháp tách	E-201
Thiết bị ngưng tụ đỉnh tháp tách	AC-201
Bình chứa đỉnh tháp tách	V-201
Thiết bị làm lạnh khí xả tháp tách	E-204
Bơm đỉnh tháp tách	P-201A/B
Bơm đáy tháp tách	P-202A/B



Hình 4. Sơ đồ mô phỏng động phân xưởng Tatoray



Hình 5. Đường đặc tính áp suất tĩnh của máy nén K-101



Hình 6. Đường đặc tính hiệu suất của máy nén K-101

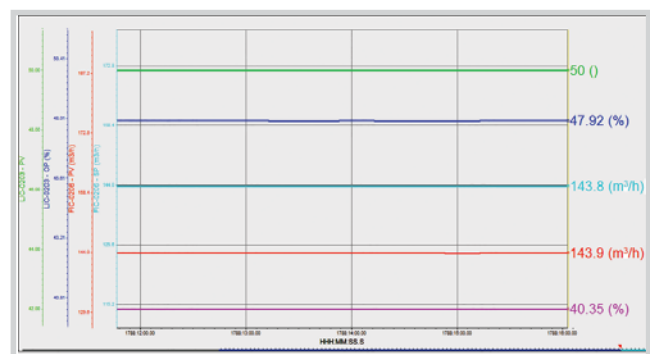
thông số không quan trọng và không ảnh hưởng đến chất lượng của mô hình mô phỏng.

3.3.2. So sánh thành phần sản phẩm phản ứng và độ chuyển hóa

Thành phần các cấu tử chính trong dòng nguyên liệu

(520), sản phẩm (521) của thiết bị phản ứng và độ chuyển hóa được thể hiện ở Bảng 5 và Hình 9.

Các thông số của hệ phản ứng mô phỏng, đặc biệt là các thông số quan trọng, gần giống với số liệu thiết kế. Sở dĩ có sự khác nhau là do mô hình nhiệt động sử dụng để mô phỏng là mô hình dành cho đào tạo vận hành, còn



Hình 8. Biểu đồ thông số cum điều khiển mức bình tách V-201 và dòng hồi lưu

mô hình mô phỏng đều đạt so với thiết kế. Trong đó, chỉ tiêu hàm lượng benzene trong đáy tháp tách sản phẩm còn tốt hơn so với thiết kế và có thể sử dụng chỉ tiêu này để tối ưu hóa vận hành của phân xưởng Tatoray.

Bảng 6 cho thấy các chỉ tiêu cơ bản về sản phẩm của

Bảng 4. So sánh thông số mô phỏng và thiết kế của các dòng công nghệ chính

Tên dòng	Nhiệt độ (°C)			Áp suất (kPag)			Lưu lượng (kmol/giờ)		
	Thiết kế	Mô phỏng	Sai số (%)	Thiết kế	Mô phỏng	Sai số (%)	Thiết kế	Mô phỏng	Sai số (%)
101	172	172	0,00	374	356,9	4,57	1231	1.230	0,04
102	177	177	0,00	371	356,8	3,83	748,4	748,4	0,00
114	174	176,4	1,38	3.215	3.050	5,13	1.979	1.980	0,05
123	47	47	0,02	2.771	2.753	0,65	10.092	10.090	0,02
125	47	47	0,11	2.758	2.758	0,00	7.776	7.776	0,00
128	47	47	0,11	2.756	2.759	0,11	7.776	7.776	0,00
131	57	56	1,68	3.092	3.055	1,20	7.776	7.776	0,00
137	57	55,8	2,05	3.076	3.055	0,68	8.220	8.218	0,03
180	55	55	0,00	3.999	3.999	0,00	444,6	443,6	0,22
201	46	46,9	1,85	817	780,9	4,42	2.317	2.320	0,14
202	116	116,4	0,34	747	712,0	4,69	2.317	2.320	0,14
204	160	160,3	0,19	671	677,7	1,00	2.317	2.320	0,14
209	141	140,8	0,14	654	654,0	0,00	1.909	1.875	1,80
210	115	115,3	0,26	629	633,3	0,68	1.909	1.875	1,80
211	47	46,9	0,23	606	609,2	0,53	1.909	1.875	1,80
213	47	46,5	1,02	603	623,0	3,32	336,1	316,1	5,96
215	9	9	0,20	519	519,0	0,00	291,3	280,2	3,82
220	47	46,4	1,38	603	631,4	4,71	1.573	1.591	1,13
225	47	47	0,02	1.072	1.030	3,92	1.263	1.266	0,25
234	47	47,1	0,30	631	631	0,00	310,3	325	4,73
242	224	225	0,45	752	756,6	0,61	6.887	6.887	0,01
250	224	225,7	0,76	1.503	1.408	6,32	1.556	1.554	0,14
253	227	227	0,00	728	716	1,65	1.556	1.554	0,14
259	224	225	0,45	752	756,6	0,61	3.271	3.261	0,31
261	224	225,7	0,76	1.503	1.408	6,32	1.715	1.719	0,23
271	162	165,9	2,41	1.058	1.058	0,00	1.715	1.719	0,23
519	348	348	0,00	3.001	3.001	0,00	10.199	10.200	0,01
520	363	363	0,00	2.963	2.963	0,00	10.199	10.200	0,01
521	380	384,4	1,16	2.874	2.874	0,00	10.092	10.100	0,08
522	133	139,7	5,04	2.816	2.816	0,00	10.092	10.100	0,08

Bảng 5. So sánh thành phần các cấu tử chính trong dòng nguyên liệu, sản phẩm phản ứng và độ chuyển hóa

Cấu tử	Dòng 520 (kmol/giờ)			Dòng 521 (kmol/giờ)		
	Thiết kế	Mô phỏng	Sai số (%)	Thiết kế	Mô phỏng	Sai số (%)
Hydrogen	5.936,8	6.087,3	2,53	5.513,6	5.665,7	2,76
Methane	109,6	115,1	5,01	111,9	117,3	4,81
Ethane	1.892,7	1.752,4	-7,41	2.099,9	1.961,5	-6,59
Propane	162,0	166,6	2,85	219,6	225,0	2,47
Benzene	19,1	18,3	-4,29	254,9	251,4	-1,39
Toluene	1.242,2	1.240,2	-0,16	826,1	836,0	1,19
p-Xylene	1,4	1,1	-17,56	152,4	143,6	-5,77
m-Xylene	3,0	2,6	-10,73	337,2	335,3	-0,55
o-Xylene	9,8	9,8	-0,70	140,5	134,9	-3,98
n-PBenzene	17,6	17,6	-0,03	0,1	0,1	5,36
1M2-EBenzene	109,4	109,4	-0,02	11,7	12,6	7,60
135-MBenzene	373,7	373,5	-0,05	216,0	218,7	1,28
14-EBenzene	79,7	79,7	-0,02	1,3	1,5	14,91
3EoXylene	80,6	80,6	-0,02	8,9	9,5	6,37
1245-M-BZ	60,7	60,7	-0,03	21,9	22,6	3,49
Toluene+C ₉ ⁺ A	1.963,9	1.961,6	-0,11	1.085,9	1.101,0	1,38
Độ chuyển hóa (% mol)						
Thiết kế	44,70					
Mô phỏng	43,88					

Bảng 6. So sánh chỉ tiêu cơ bản của các dòng sản phẩm

Chỉ tiêu	Dòng offgas (215)			Sản phẩm ở đỉnh tháp (234)			Sản phẩm ở đáy tháp (271)		
	Thiết kế	Mô phỏng	Sai số (%)	Thiết kế	Mô phỏng	Sai số (%)	Thiết kế	Mô phỏng	Sai số (%)
Nhiệt độ (°C)	9	9,029	0,32	47	47,21	0,45	162	166,1	2,53
Áp suất (kPag)	519	519	0,00	631	631	0,00	1058	1058	0,00
Lưu lượng (kmol/giờ)	291,34	281,10	-3,82	310,31	325,0	4,73	1715,1	1719,0	0,23
Hàm lượng benzene (%mol)	0,52	0,56	7,69	75,52	72,24	-4,35	0,28	0,10	-64,34
Hàm lượng toluene (%mol)	0,00	0,00	0,00	1,30	1,30	0,00	46,92	47,59	1,41

Current Cell: A1 Variable: Exportable: ☐ Angles in: Rad

	A	B	C	D
1	Cầu tu	Dòng 520	Dòng 521	Đo chuyển hóa
2	Toluene	1240.2273 kgmole/h	835.9512 kgmole/h	
3	n-PBenzene	17.5579 kgmole/h	0.1158 kgmole/h	
4	1M2-EBenzene	109.4105 kgmole/h	12.5540 kgmole/h	
5	135-MBenzene	373.5697 kgmole/h	218.7607 kgmole/h	
6	14-EBenzene	79.6977 kgmole/h	1.4698 kgmole/h	
7	3E-oxylene	80.6175 kgmole/h	9.4967 kgmole/h	
8	1245-M-82	60.6950 kgmole/h	22.6130 kgmole/h	
9	Tổng	1951.7758 kgmole/h	1100.9614 kgmole/h	43.88

Connections Parameters Formulas Spreadsheet Calculation Order Initialize From js

Delete Function Help... Spreadsheet Only... Ignored

Hình 9. Độ chuyển hóa theo mô phỏng của phân xưởng Tatoray

Name: Property Balance Utility-1 Scope Objects: Multi Hook

Setup Balance Results Balance Type: Mass Flow

Inlet Material Streams	Counted	Values	Outlet Material Streams	Counted	Values
102'	☒	9.307e+004 kg/h	271	☒	1.750e+005 kg/h
180	☒	900.4 kg/h	234	☒	2.292e+004 kg/h
101'	☒	1.133e+005 kg/h	264 (U-044)	☒	6.271e+005 kg/h
261 (U-044)	☒	6.271e+005 kg/h	215	☒	9211 kg/h

Total of Inlet Streams: 2.073e+005 kg/h Total of Outlet Streams: 2.071e+005 kg/h

Imbalance = (Total of Outlet Streams) - (Total of Inlet Streams) -168.8 kg/h

Relative Imbalance (%) = Imbalance/(Total of Inlet Streams) * 100% -0.08 %

Material Balance Energy Balance

Hình 10. Kết quả tính cân bằng vật chất

Name: Property Balance Utility-1 Scope Objects: Multi Hook

Energy Balance Results

Inlet Streams	Counted	Values	Outlet Streams	Counted	Values
102'	☒	-5363 kW	AC-101 Q	☒	2.367e+004 kW
E-204 Q	☒	394.4 kW	AC-201 Q	☒	8105 kW
H-101 Conv Q	☒	3604 kW	271	☒	6720 kW
047-H-101 Rad Q	☒	3617 kW	234	☒	405.4 kW
K-101 Q	☒	714.2 kW	264 (U-044)	☒	669.2 kW
P-001 Q	☒	363.6 kW	215	☒	-6689 kW
P-201 Q	☒	44.35 kW			
P-202 Q	☒	136.2 kW			
180	☒	96.86 kW			
101'	☒	1.320e+004 kW			
261 (U-044)	☒	1.745e+004 kW			

Total of Inlet Streams: 3.427e+004 kW Total of Outlet Streams: 3.288e+004 kW

Imbalance = (Total of Outlet Streams) - (Total of Inlet Streams) -1386 kW

Relative Imbalance (%) = Imbalance/(Total of Inlet Streams) * 100% -4.04 %

Material Balance Energy Balance

Hình 11. Kết quả tính cân bằng năng lượng

3.4. Cân bằng vật chất và năng lượng

3.4.1. Cân bằng vật chất

Với mô hình mô phỏng các dòng vào là 101', 102' và 180, các dòng ra là 215, 234 và 271. Nhóm tác giả sử dụng công cụ Property Balance Utility để tính toán cân bằng vật chất (Hình 10).

Theo Hình 10, sai số tương đối rất nhỏ (chỉ khoảng 0,08%), cho thấy hệ mô phỏng đang vận hành rất ổn định do mô phỏng động còn chịu ảnh hưởng của độ trễ theo thời gian và sự lưu chứa vật chất trong hệ thống.

3.4.2. Cân bằng năng lượng

Nhóm tác giả sử dụng công cụ Property Balance Utility tính toán cân bằng năng lượng theo tổng các dòng năng lượng đầu vào và đầu ra (Hình 11).

Hình 11 cho thấy sai số cân bằng năng lượng là 4,04%. Sai số này do nghiên cứu có mô phỏng thất thoát nhiệt ra môi trường của một số thiết bị quan trọng để sát với thực tế, mà sự thất thoát này lại không được tính toán bởi công cụ Property Balance Utility.

3.5. Tối ưu hóa

Có nhiều giải pháp để tối ưu hóa quá trình vận hành của các nhà máy lọc hóa dầu như: tối ưu kế hoạch sản xuất, kế hoạch bảo dưỡng; lựa chọn nguyên liệu, hóa phẩm cho lợi ích cao nhất; tiết kiệm năng lượng và nâng công suất chế biến. Nhóm tác giả chỉ nghiên cứu về tối ưu hóa năng lượng tiêu thụ ở cụm chưng cất tách sản phẩm.

3.5.1. Phương pháp thực hiện

Phương pháp tối ưu hóa được nhóm tác giả sử dụng trong nghiên cứu này là tiến hành thay đổi các thông số vận hành của cụm phân xưởng trên mô hình mô phỏng, sao cho năng lượng tiêu thụ thấp nhất mà các dòng sản phẩm vẫn đảm bảo chỉ tiêu.

Đối với cụm chưng cất tách sản phẩm ở phân xưởng Tatoray của UOP, các chỉ tiêu quan trọng là hàm lượng

toluene trong sản phẩm đỉnh tháp (dòng 234) và hàm lượng benzene trong sản phẩm đáy tháp (dòng 271). Theo thiết kế, 2 chỉ tiêu này có giá trị lần lượt là 1,3%mol toluene và 0,28%mol benzene (Bảng 6).

Năng lượng tiêu thụ trong cụm chưng cất tách sản phẩm gồm:

- Năng lượng cấp cho 2 thiết bị trao đổi nhiệt tái đun đáy tháp E-205A/B;
- Năng lượng cấp từ buồng đối lưu của lò gia nhiệt H-101 để tái đun đáy tháp;
- Năng lượng tiêu thụ ở quạt làm mát đỉnh tháp AC-201;
- Năng lượng tiêu thụ để làm lạnh ở thiết bị E-204;
- Năng lượng tiêu thụ ở các bơm P-201A/B và P-202A/B.

Trong đó, dòng năng lượng cấp từ buồng đối lưu của lò gia nhiệt H-101 để tái đun đáy tháp được giữ không đổi, do trên thực tế công suất của lò gia nhiệt được điều khiển ở cụm phản ứng, các dòng năng lượng còn lại sẽ thay đổi khi thông số vận hành của cụm thay đổi.

Các trường hợp được nghiên cứu như sau:

- Trường hợp chuẩn: Các dòng năng lượng cấp vào tháp như thiết kế, nhiệt độ đĩa nhạy cảm được điều chỉnh để chỉ tiêu sản phẩm đỉnh tháp đạt tiêu chuẩn thiết kế (chỉ tiêu sản phẩm đáy tháp tốt hơn thiết kế).
- Trường hợp 1: Từ trường hợp chuẩn, giảm năng lượng cấp vào tháp bằng cách giảm dòng cấp nhiệt từ phân xưởng chưng cất tách xylene (dùng các bộ điều khiển FIC-0202 và FIC-0203 điều khiển lưu lượng dòng 261 (XYF)), điều chỉnh nhiệt độ đĩa nhạy cảm để chỉ tiêu sản phẩm đỉnh tháp đạt tiêu chuẩn thiết kế (chỉ tiêu sản phẩm đáy tháp vẫn tốt hơn thiết kế);
- Trường hợp 2: Tiếp tục giảm năng lượng cấp vào tháp để chỉ tiêu sản phẩm đáy tháp đạt tiêu chuẩn thiết kế, điều chỉnh nhiệt độ đĩa nhạy cảm để chỉ tiêu sản phẩm đỉnh tháp đạt tiêu chuẩn thiết kế;
- Trường hợp 3: Tiếp tục giảm năng lượng cấp vào tháp để hàm lượng benzene trong sản phẩm đáy tháp đạt 0,4%mol, điều chỉnh nhiệt độ đĩa nhạy cảm để hàm lượng toluene trong sản phẩm đỉnh tháp đạt 1,7%mol;

Bảng 7. Kết quả nghiên cứu các giải pháp tối ưu hóa vận hành cụm tháp chưng cất

Thông số	Thiết kế	Trường hợp chuẩn	Trường hợp 1	Trường hợp 2	Trường hợp 3	Trường hợp 4
FIC-0202/0203 SP (m ³ /giờ)	357,4	357,4	350	339	331	325,9
Nhiệt độ (°C)						
Đĩa nhạy cảm (đĩa 10)	-	169,9	169,6	169,3	170,8	171,6
Dòng offgas	9	9,029	9,015	9,017	9,033	9,002
Sản phẩm đỉnh tháp	47	47,21	47,16	47,12	47,27	47,21
Sản phẩm đáy tháp	162	166,1	165,6	165,4	165,3	165,0
Chỉ tiêu (% mol)						
Benzene trong offgas	0,52	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Toluene trong sản phẩm đỉnh tháp	1,30	1,30	1,30	1,30	1,70	2,00
Benzene trong sản phẩm đáy tháp	0,28	0,10	0,15	0,28	0,40	0,50
Lưu lượng các sản phẩm (kmol/giờ)						
Dòng offgas	291,3	280,2	281,0	281,3	280,1	281,7
Sản phẩm đỉnh tháp	310,3	325	324,4	321,3	319,9	319,1
Sản phẩm đáy tháp	1715,1	1719,0	1713,0	1716,0	1716,0	1718,0
Năng lượng tiêu thụ (MW)						
E-205A/B	18,971	16,780	16,566	16,276	16,042	15,900
H-101-Convection	1,964	3,606	3,606	3,606	3,606	3,606
AC-201	8,591	8,098	7,884	7,682	7,559	7,320
E-204	0,502	0,393	0,392	0,394	0,399	0,396
P201A/B	0,056	0,044	0,044	0,044	0,044	0,043
P202A/B	0,189	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136
Tổng năng lượng tiêu thụ	30,274	29,058	28,628	28,138	27,786	27,401
Giảm so với trường hợp chuẩn	-	-	0,430	0,920	1,272	1,657
Giá trị tiết kiệm USD (theo đơn giá 0,195USD/kW)*)						
Tính theo giờ vận hành	-	-	84	179	248	323
Tính theo năm vận hành (8.320 giờ)	-	-	697.129	1.492.835	2.063.385	2.687.554

(*) là giá trị ví dụ, được tính toán từ giá nhiên liệu tiêu thụ để sản xuất năng lượng trong nhà máy lọc dầu

- Trường hợp 4: Tiếp tục giảm năng lượng cấp vào tháp để hàm lượng benzene trong sản phẩm đáy tháp đạt 0,5%mol, điều chỉnh nhiệt độ đĩa nhạy cảm để hàm lượng toluene trong sản phẩm đỉnh tháp đạt 2,0%mol.

3.5.2. Kết quả

Tổng hợp kết quả tối ưu hóa được thể hiện ở Bảng 7.

Ở trường hợp 2, các chỉ tiêu sản phẩm đạt yêu cầu theo thiết kế và quy đổi giá trị năng lượng tiết kiệm được là 1.492.835USD/năm. Giả sử các phân xưởng khác trong tổ hợp aromatics cũng được điều chỉnh để có thể chấp nhận chỉ tiêu sản phẩm phân xưởng Tatoray giảm xuống còn 2%mol toluene trong sản phẩm đỉnh tháp và 0,5%mol benzene trong sản phẩm đáy tháp (trường hợp 4), giá trị năng lượng tiết kiệm được có thể lên đến 2.687.554USD/năm.

3.6. Xử lý một số vấn đề thường gặp trong quá trình vận hành

3.6.1. Sự giảm hoạt tính xúc tác

Sự giảm hoạt tính xúc tác có thể được giả định bằng cách giảm hằng số tốc độ chiều thuận của các phản ứng, cụ thể là giảm hệ số A trong các phương trình Arrhenius. Hệ số A trong các phương trình phản ứng động học này đặc trưng cho tần suất và chiều hướng va chạm của các phân tử nên hệ số A quyết định tốc độ phản ứng ở giá trị nhiệt độ nhất định.

Cách tiến hành ở nghiên cứu này là hệ số A của các phản ứng được giảm dần, đồng thời nhiệt độ phản ứng được tăng dần (để vẫn đảm bảo độ chuyển hóa 43,88%) đến khi nhiệt độ đầu vào phản ứng đạt giá trị thiết kế ở cuối chu kỳ làm việc của xúc tác (EOR) là 482°C. Kết quả thu được thể hiện ở Bảng 8.

Trong quá trình vận hành phân xưởng, khi có số liệu thực tế của thành phần sản phẩm và độ chuyển hóa, phương pháp phân tích sự giảm hoạt tính xúc tác có thể

được áp dụng để xác định giá trị nhiệt độ đầu vào phản ứng cần điều chỉnh và đánh giá thành phần sản phẩm, độ chuyển hóa... trước khi áp dụng thực tế. Ngoài ra, có thể đánh giá tốc độ giảm hoạt tính xúc tác, từ đó xác định tuổi thọ xúc tác. Giả sử trong quá trình vận hành, để đảm bảo độ chuyển hóa cần tăng nhiệt độ đầu vào thiết bị phản ứng trung bình 2°C/tháng. Như vậy, với thiết kế của phân xưởng (nhiệt độ bắt đầu và cuối chu kỳ làm việc của xúc tác (SOR và EOR) lần lượt là 363°C và 482°C) sau khoảng 5 năm sẽ phải dừng phân xưởng để tái sinh hoặc thay thế chất xúc tác.

3.6.2. Sự giảm hiệu suất thiết bị trao đổi nhiệt

Phần mềm Unisim Design cung cấp 4 lựa chọn mô phỏng sự cố đối với thiết bị trao đổi nhiệt dạng shell-tube bao gồm:

- Giảm hiệu suất làm việc (performance deterioration);
- Tắc nghẽn shell (shell fouling);
- Tắc nghẽn ống (tube fouling);
- Rò rỉ ống (tube leakage).

Để đơn giản nhóm tác giả chỉ mô phỏng một trường hợp là sự giảm hiệu suất làm việc của thiết bị trao đổi nhiệt tái đun đáy tháp E-205A (Hình 12) với thông số như Bảng 9.

Khi kích hoạt sự cố, hiệu suất trao đổi nhiệt của thiết bị sẽ giảm làm cho nhiệt độ dòng tái đun ở đáy tháp 248A giảm, đồng nghĩa khả năng phân tách của tháp chưng cất giảm làm cho hàm lượng benzene trong sản phẩm ở đáy tháp (dòng 271) tăng lên, cụ thể như ở Hình 13 (thời điểm nhiệt độ dòng 248A giảm đột ngột từ trạng thái ổn định 227,7°C là thời điểm bắt đầu sự cố).

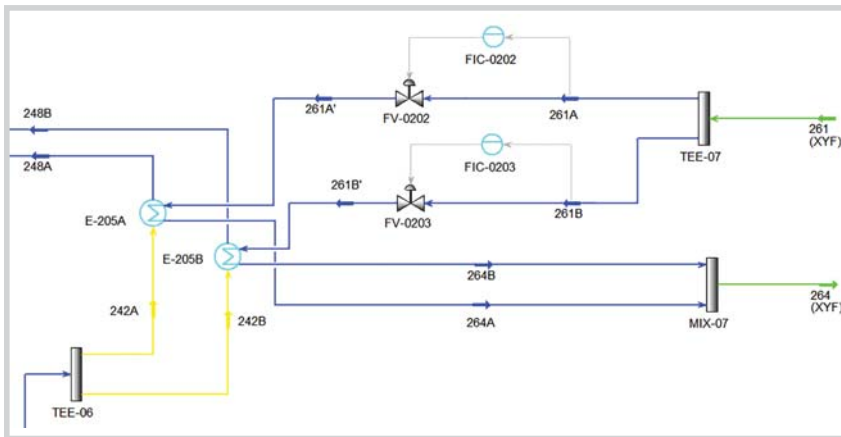
Có nhiều phương án để khắc phục sự cố này, nhưng phương án tăng lưu lượng dòng cấp nhiệt 261B từ phân xưởng chưng cất tách xylene cho thiết bị trao đổi nhiệt E-205B (dùng bộ điều khiển FIC-0203) được chọn nhằm

Bảng 8. Kết quả mô phỏng sự giảm hoạt tính xúc tác

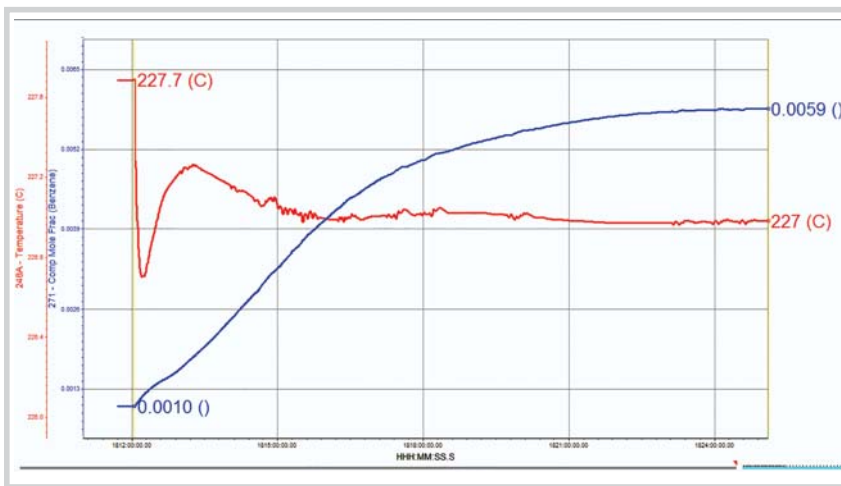
Hệ số A	A	80%A	50%A	30%A	20%A	15,5%A
Nhiệt độ đầu vào phản ứng (°C)	363	375,8	403,6	436,2	463,8	482

Bảng 9. Thông số mô phỏng sự giảm hiệu suất thiết bị trao đổi nhiệt

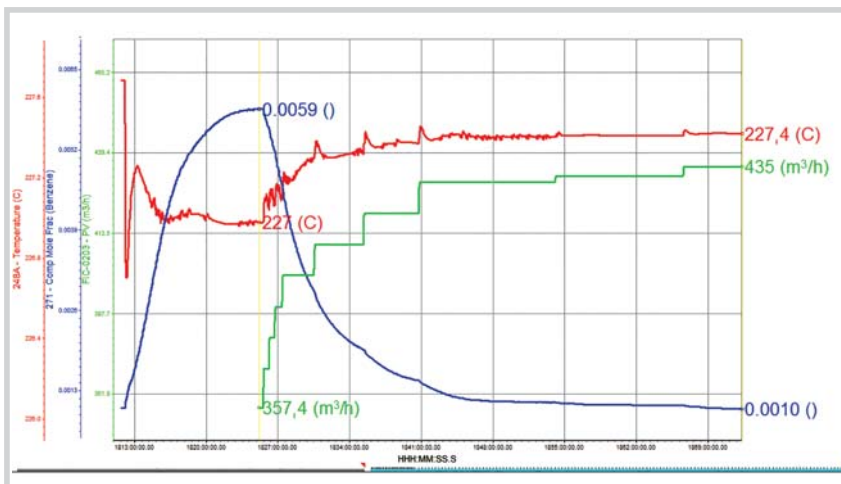
Thông số	Giá trị
Thiết bị	E-205A
Loại sự cố	Giảm hiệu suất làm việc
Mức độ giảm (%)	80
Thời gian trễ (giây)	10
Thời gian thay đổi (giây)	30



Hình 12. Sơ đồ cụm thiết bị trao đổi nhiệt tái đun đáy tháp tách sản phẩm



Hình 13. Thay đổi nhiệt độ dòng tái đun đáy tháp và hàm lượng benzene trong sản phẩm đáy khí xảy ra sự cố giảm hiệu suất trao đổi nhiệt



Hình 14. Biểu đồ các thông số khi khắc phục sự cố giảm hiệu suất trao đổi nhiệt

Bảng 10. Tổng hợp số liệu mô phỏng sự giảm hiệu suất thiết bị trao đổi nhiệt

Thông số	Trước sự cố	Trong sự cố	Sau xử lý
Nhiệt độ dòng 248A (°C)	227,7	227	227,4
Lưu lượng dòng 261B (m³/giờ)	357,4	357,4	435
Hàm lượng benzene trong sản phẩm đáy tháp (phần mol)	0,001	0,0059	0,001

bổ sung lượng nhiệt thiếu hụt cho tháp để chỉ tiêu sản phẩm đáy tháp đạt lại như trước khi xảy ra sự cố (hàm lượng benzene là 0,001 phần mol). Giá trị điều chỉnh và kết quả khắc phục được thể hiện ở Hình 14 và Bảng 10.

Trước khi tăng lưu lượng dòng 261B nhiệt độ dòng 248A là 227°C và hàm lượng benzene trong sản phẩm đáy tháp là 0,0059 phần mol. Khi tăng dần lưu lượng dòng 261B nhiệt độ dòng 248A tăng dần và hàm lượng benzene trong sản phẩm đáy giảm dần. Khi lưu lượng dòng 261B tăng đến 435m³/giờ hàm lượng benzene trong sản phẩm đáy tháp trở về giá trị như trước khi xảy ra sự cố là 0,001 phần mol.

Phương án đề xuất tăng lưu lượng dòng cấp nhiệt 261B từ phân xưởng chưng cất tách xylene cho thiết bị trao đổi nhiệt E-205B chỉ là phương án xử lý thuần túy theo kỹ thuật. Trên thực tế, việc lựa chọn thay đổi các thông số vận hành hay dừng thiết bị để bảo dưỡng còn phụ thuộc vào các đánh giá chi phí năng lượng phụ trội, chi phí bảo dưỡng thiết bị...

4. Kết luận

Nghiên cứu đã mô phỏng thành công phân xưởng Tatoray bằng phần mềm Unisim Design. Kết quả mô phỏng thu được khá phù hợp với số liệu thiết kế của UOP (thông số cơ bản của các dòng công nghệ chính, thành phần sản phẩm phản ứng và độ chuyển hóa, chỉ tiêu các sản phẩm của phân xưởng).

Trạng thái mô phỏng động của mô hình có độ ổn định vận hành rất cao thể hiện ở các thông số điều khiển của các vòng điều khiển rất ổn định theo thời gian.

Kết quả nghiên cứu tối ưu hóa vận hành cụm chưng cất sản phẩm cho thấy chi phí năng lượng tiết kiệm được rất lớn và có thể áp dụng được vào thực tế sản xuất. Nhóm tác giả đã mô phỏng sự giảm hoạt tính xúc tác; đề xuất phương pháp giám sát, đánh giá tuổi thọ xúc tác; mô phỏng sự giảm hiệu suất của thiết bị trao đổi nhiệt tái đun đáy tháp chưng cất và biện pháp khắc phục.

Tài liệu tham khảo

1. Phạm Thanh Huyền, Nguyễn Hồng Liên. *Công nghệ tổng hợp hữu cơ - hóa dầu*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2006.
2. Puwanat Wantanachaisaeng, Kevin O'Neil. *Capturing opportunities for para-xylene production*. UOP LLC. 2007.
3. Honeywell/UOP. *Aromatics complex training material*. 2006.
4. Robert A.Meyers. *Handbook of petroleum refining processes (3rd edition)*. McGraw-Hill Education. 2004.
5. Honeywell/UOP. *Operator training and simulator*. 2015.
6. Nicholas P.Chermisinoff. *Handbook of chemical processing equipment*. Butterworth-Heinemann. 2000.
7. Richard Turton, Richard C.Bailie, Wallace B.Whiting, Joseph A.Shaeiwitz, Debangsu Bhattacharyya. *Analysis, synthesis and design of chemical processes (4th edition)*. Prentice Hall. 2012.
8. Stanley M.Walas. *Chemical process equipment selection and design*. Butterworth-Heinemann, Reed Publishing (USA) Inc. 1990.
9. Fred A.Meier, Clifford A.Meier. *Instrumentation and control systems documentation*. ISA - The Instrumentation, Systems, and Automation Society. 2004.
10. Gregory K.McMillan, Douglas M.Considine. *Process/Industrial instruments and controls handbook (5th edition)*. McGraw-Hill Companies, Inc. 1999.
11. Peter Smith, R.W.Zappe. *Valve selection handbook*. Elsevier, Inc. 2004.

Simulation and optimisation of operations and troubleshooting for aromatics transalkylation unit (Tatoray)

Nguyen Duy Thuan^{1,2}, Tran Quang Hai¹

Pham Thanh Huyen²

¹Nghi Son Refinery and Petrochemical LLC

²School of Chemical Engineering, Hanoi University of Science and Technology

Email: duythuan@gmail.com

Summary

Oil refineries have been using process simulation softwares for operation optimisation, analysis and troubleshooting, hence contributing to the improvement of production efficiency as well as reliability and stability of plant operation. In this research, the aromatics transalkylation unit (Tatoray) of Licensor UOP was simulated by UOP/Honeywell licensed Unisim Design software. Operation optimisation opportunities for this unit were studied and troubleshooting of common operation issues was also proposed.

Key words: Aromatics transalkylation, Tatoray, Honeywell/UOP, kinetic model, optimisation, troubleshooting.

CƠ CHẾ KHUYẾN KHÍCH CÁC DỰ ÁN THU GOM KHÍ ĐỒNG HÀNH TẠI CÁC MỎ DẦU NHỎ/CẬN BIÊN Ở VIỆT NAM

ThS. Phạm Kiều Quang¹, ThS. Trần Quốc Việt²

KS. Phạm Thu Trang¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: quangpk@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Tình trạng đốt bỏ khí đồng hành diễn ra ở nhiều nước trên thế giới, gây lãng phí nguồn tài nguyên thiên nhiên và ảnh hưởng nghiêm trọng đến môi trường. Tại Việt Nam, cơ chế, chính sách hiện tại chưa thực sự khuyến khích các nhà thầu dầu khí đầu tư dự án thu gom, xử lý và vận chuyển khí đồng hành, đặc biệt là tại các mỏ nhỏ/cận biên. Bài viết giới thiệu tổng quan về tiềm năng khí đồng hành ở Việt Nam và đề xuất một số cơ chế cho các dự án thu gom khí đồng hành ở mỏ nhỏ/mỏ cận biên.

Từ khóa: Thu gom, khí đồng hành, cơ chế khuyến khích.

1. Mở đầu

Đốt bỏ khí đồng hành không chỉ diễn ra ở Việt Nam mà còn ở nhiều nước trên thế giới, gây lãng phí nguồn tài nguyên thiên nhiên. Ước tính mỗi năm trên thế giới có 150 tỷ m³ khí đồng hành bị đốt bỏ tương đương với lượng khí Mỹ sử dụng cho dân dụng trong một năm; 5% sản lượng khí thiên nhiên khai thác trên toàn thế giới; 30% lượng khí thiên nhiên sử dụng ở Liên minh châu Âu (EU). Điều này cũng đồng nghĩa với việc mất đi 24 triệu thùng quy dầu/ngày; 10 tỷ USD doanh thu bán khí với mức giá 2USD/triệu Btu [1]. Do đó, Việt Nam cần có cơ chế, chính sách mới nhằm khuyến khích các nhà thầu dầu khí phát triển các dự án thu gom khí đồng hành ở các mỏ nhỏ/mỏ cận biên.

2. Tiềm năng khí đồng hành ở Việt Nam

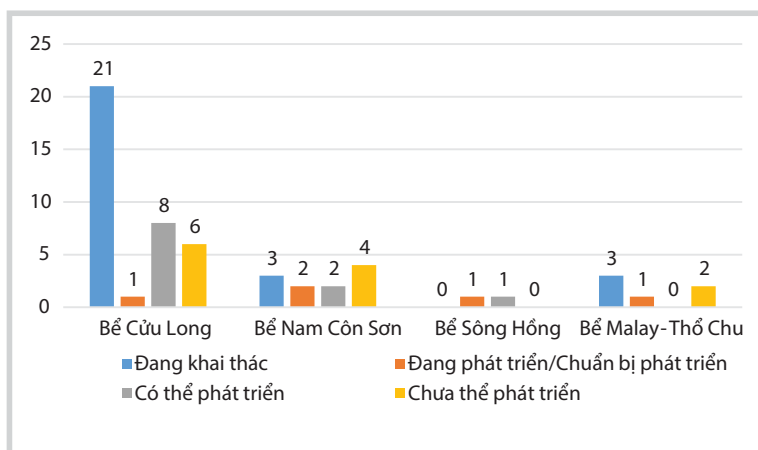
Từ khi khai thác dòng khí đầu tiên vào tháng 6/1981 đến nay, Việt Nam đã đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác và xây dựng được hệ thống thu gom vận chuyển khí ở bể Sông Hồng, bể Cửu Long (khu vực Đông Nam Bộ), bể Nam Côn Sơn và bể Malay - Thổ Chu (khu vực Tây Nam Bộ).

Hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam đã xác định được 113 mỏ/phát hiện dầu khí gồm 55 mỏ/phát hiện dầu (48,67%) và 58 mỏ/phát hiện khí (51,33%), trong đó có 48 mỏ đang được khai thác (42,48%), 15 mỏ đang được phát triển/chuẩn bị phát triển/phát triển (13,27%), 23 mỏ/phát

hiện có thể phát triển được (20,35%) và 27 phát hiện chưa thể phát triển (23,89%).

Trong số 55 mỏ/phát hiện dầu có 27 mỏ dầu đang được khai thác (49,09%), 5 mỏ đang trong giai đoạn phát triển/chuẩn bị phát triển/phát triển (9,09%), 11 mỏ/phát hiện dầu có thể phát triển (20%) và 12 mỏ/phát hiện dầu chưa thể phát triển (21,82%). Số lượng các mỏ/phát hiện dầu tập trung chủ yếu ở bể Cửu Long (36 mỏ/phát hiện dầu, chiếm 65,45%) và bể Nam Côn Sơn (11 mỏ/phát hiện dầu chiếm 20%); tiếp theo là bể Malay - Thổ Chu với 6 mỏ/phát hiện dầu (chiếm 10,91%), bể Sông Hồng với 2 mỏ/phát hiện dầu (chiếm 3,64%). Bể Cửu Long có 21 mỏ dầu đang được khai thác (chiếm 77,78%).

Trong số 27 mỏ dầu đang khai thác tại Việt Nam có 18 mỏ dầu (64,29%) đã thực hiện thu gom khí đồng hành và 9 mỏ dầu chưa thực hiện thu gom khí đồng hành (Ruby, Gấu Trắng, Thổ Trắng, Pearl, Topaz, Diamond, Thăng Long, Đông Đô, Sông Đốc). Sản lượng khí đồng hành tại các mỏ này suy giảm, không khả thi để đầu tư xây dựng hệ thống thu gom, vận chuyển khí. Các mỏ/cụm mỏ đang phát triển/chuẩn bị phát triển như Kinh Ngư Trắng, Gấu Chúa - Gấu Ngựa

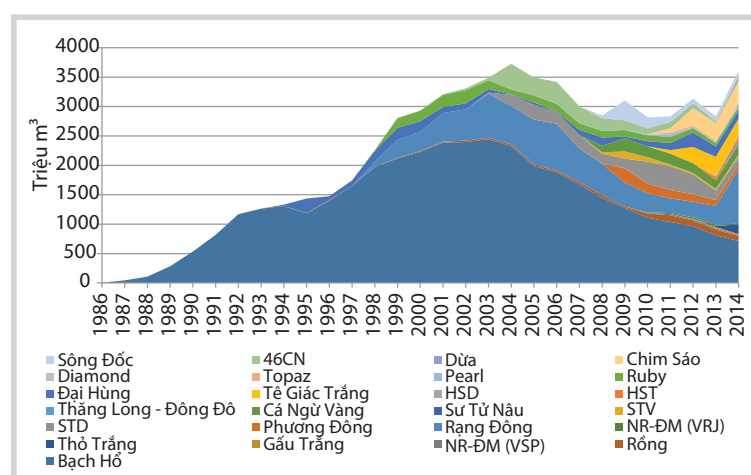


Hình 1. Tổng số mỏ/phát hiện dầu ở các bể trầm tích Việt Nam. Nguồn: Cơ sở dữ liệu VPI/EMC

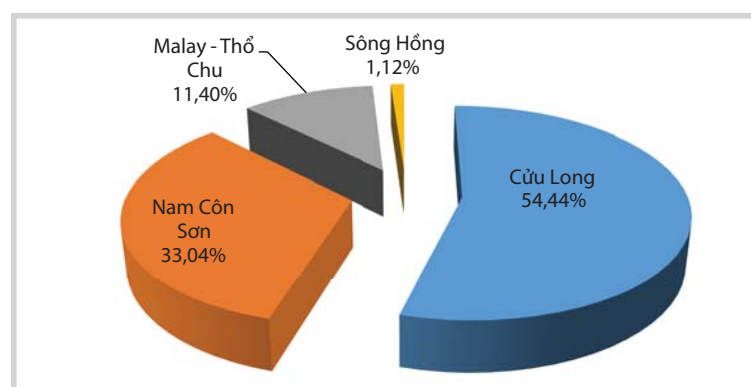
- Cá Chó, Cá Rồng Đỏ, Hàm Rồng, Rạch Tàu - Khánh Mỹ - Năm Căn đang được cân nhắc thêm phương án đầu tư hệ thống thu gom khí đồng hành.

Đến nay, tổng sản lượng khai thác khí đồng hành ước đạt 63 tỷ m³, chiếm khoảng 75% tổng sản lượng khai thác khí trong nước. Từ năm 2005, sản lượng khí đồng hành tại mỏ Bạch Hổ cũng như nhiều mỏ dầu khác đang suy giảm dần theo quy luật tự nhiên của mỏ.

Khí đồng hành được phân bố chủ yếu ở bể Cửu Long với trữ lượng thu hồi khoảng 75,52 tỷ m³ (chiếm 54,45%) tập trung trong các mỏ lớn: Bạch Hổ, Rạng Đông, Emerald, Sư Tử Trắng. Bể Nam Côn Sơn chiếm 33,04% tổng trữ lượng khí đồng hành của cả nước, chủ



Hình 2. Sản lượng khai thác khí đồng hành theo các mỏ tính đến ngày 31/12/2014. Nguồn: VPI/EMC



Hình 3. Trữ lượng khí đồng hành có thể thu hồi (2P + 50% P3) phân bố theo bể trầm tích ở Việt Nam. Nguồn: VPI/EMC

yếu tập trung ở các mỏ: Chim Sáo, Rồng Trẻ, Cá Rồng Đỏ, Sao Vàng. Ngoài ra, một lượng khí đồng hành nhỏ còn phân bố trong các mỏ dầu thuộc bể Malay - Thổ Chu (chiếm 11,4%) như: Bunga Kekwa - Cái Nước, Bunga Raya. Bể Sông Hồng có tiềm năng khí đồng hành thấp nhất với 1,12%.

Các nguồn khí đồng hành lớn đang được khai thác từ các mỏ: Bạch Hổ, Rồng, Rạng Đông, Phương Đông, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Cá Ngừ Vàng, Ruby đang bước vào giai đoạn suy giảm sản lượng khai thác và sẽ kết thúc vào giai đoạn 2023 - 2029. Dự báo sản lượng khí đồng hành từ mỏ Chim Sáo - Dừa có thể ổn định đến hết năm 2018, sau đó sản lượng sẽ giảm dần. Do đưa các mỏ mới vào khai thác nên sản lượng khai thác khí tương đối ổn định trong thời gian qua. Tuy nhiên, một số mỏ mới (Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Thăng Long - Đông Đô...) có trữ lượng khí đồng hành thấp, thời gian khai thác ngắn nên không có phương án thu gom khí đồng hành.

Ngoài các mỏ đang khai thác/phát triển đã có phương án sản lượng cụ thể, một số mỏ có khí đồng hành tiềm năng được phát hiện và dự kiến thu gom trong tương lai gần với trữ lượng có thể thu hồi vào khoảng 77,73 tỷ m³ khí. Đây là nguồn khí đáng kể cần được đưa vào sử dụng. Chính phủ Việt Nam cần yêu cầu nhà thầu có giải pháp thu gom khí đồng hành, nếu không nguồn tài nguyên này sẽ bị đốt bỏ một cách lãng phí.

3. Chính sách liên quan đến khí đồng hành của Việt Nam và một số nước trên thế giới

Từ năm 1993 đến nay, Việt Nam đã từng bước hoàn thiện hệ thống khung pháp lý trong lĩnh vực dầu khí, góp phần bảo vệ, khai thác và sử dụng có hiệu quả nguồn tài nguyên dầu khí

Bảng 1. Danh sách các mỏ dầu chưa thu gom khí đồng hành ở Việt Nam

Tình trạng	Số mỏ	Tên mỏ
Đang khai thác	9	Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Ruby, Pearl, Topaz, Diamond, Thăng Long, Đông Đô, Sông Đốc
Đang phát triển	5	Kinh Ngừ Trắng, Gấu Chúa - Gấu Ngựa - Cá Chó, Cá Rồng Đỏ, Hàm Rồng, Rạch Tàu - Phú Mỹ - Năm Căn
Có thể phát triển	11	Emerald, Jade, Lạc Đà Vàng, Sư Tử Nâu (clastic), Dương Đông, Hải Sư Bạc, Lạc Đà Nâu, Dơi Nâu, Rồng Trẻ, Sao Vàng, Yên Tử
Chưa thể phát triển	12	Mèo Trắng, Hồ Tây, Sói, Ba Vĩ, Bà Đen, Voi Trắng, Phi Mã, Chim Công, Hải Âu, Thiên Nga, U Minh, Minh Hải
Tổng	37	

nhằm phát triển kinh tế quốc dân, mở rộng hợp tác với nước ngoài. Luật Dầu khí được Quốc hội ban hành lần đầu tiên vào ngày 6/7/1993, sau đó được sửa đổi bổ sung vào năm 2000, 2008 và được hợp nhất năm 2013. Ngoài ra, Chính phủ Việt Nam còn có các nghị định hướng dẫn thi hành, các quy định, quy chế áp dụng cho các hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí như: Quy định về việc phân lô dầu khí khu vực Bắc Bộ, thêm lục địa phía Nam Việt Nam; Quy chế trích lập, quản lý sử dụng Quỹ tìm kiếm thăm dò dầu khí; Quy chế bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí; Quy chế khai thác tài nguyên dầu khí; Quy định về việc thu dọn công trình; Ban hành Hợp đồng mẫu của Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí năm 2005, sửa đổi bổ sung năm 2013; các quy định, thông tư về quy trình hoạt động tìm kiếm thăm dò... Các văn bản này tập trung điều chỉnh hoạt động thăm dò khai thác dầu khí, đảm bảo vận hành hệ thống đường ống vận chuyển khí/công trình dầu khí phù hợp với nhu cầu thực tiễn của các hoạt động sản xuất kinh doanh dầu khí và xu hướng hội nhập kinh tế quốc tế. Tuy nhiên, Luật Dầu khí của Việt Nam hiện nay chưa thể hiện được chính sách phát triển riêng cho khí tự nhiên và khí đồng hành theo đặc điểm phát triển khai thác. Việt Nam mới chỉ có luật áp dụng cho khí thiên nhiên (Điều 32 trong Luật Dầu khí 1993 quy định thuế suất thuế tài nguyên đối với khí thiên nhiên từ 0 - 10%; Nghị định số 48/2000/NĐ-CP ngày 12/9/2000 của Chính phủ, Điều 45 quy định thuế tài nguyên đối với khí thiên nhiên và Nghị

quyết số 712/2013/UBTVQH13 ngày 16/12/2013 của Ủy ban Thường vụ Quốc hội về việc ban hành biểu mức thuế suất thuế tài nguyên cũng chỉ đưa ra biểu mức thuế suất đối với dầu thô và khí thiên nhiên, khí than).

Theo quy định của Luật Dầu khí, khái niệm khí thiên nhiên đã bao gồm cả khí đồng hành (Khoản 1, Điều 3, Luật Dầu khí 1993 ngày 19/7/1993; Khoản 1, Điều 1, Luật số 10/2008/QH12 sửa đổi bổ sung một số điều của Luật Dầu khí), nên các chính sách về khí hiện nay của Việt Nam được áp dụng chung cho cả khí tự nhiên và khí đồng hành.

Trên thế giới, nhiều nước/bang đã ban hành quy định chặt chẽ về cấm đốt bỏ khí đồng hành, như tiểu bang North Dakota (Hoa Kỳ) đã ban hành chính sách mới nhằm giảm việc đốt bỏ khí từ các giếng dầu ở Bakken và Three Forks. Theo chính sách này, nhà thầu phải đảm bảo khai thác 76% khí đồng hành trong quá trình khai thác dầu, nếu không sẽ bị tước giấy phép khai thác. Mục tiêu của tiểu bang North Dakota nhằm giảm việc đốt bỏ khí đồng hành từ 26% trong năm 2014 xuống còn 23% trong năm 2015; 15% trong năm 2016 và 10% cho tới năm 2020 [2] hoặc có cơ chế khuyến khích để nhà thầu không đốt bỏ khí đồng hành hoặc chấp nhận việc đó.

Thuế và phí phát thải (emission fee) cũng được giới thiệu ở một vài nước để giảm thiểu đốt bỏ khí, tuy nhiên không có hiệu quả. Ở Nigeria, việc đốt bỏ khí đồng hành có mức phí phát thải quá thấp (0,003USD/triệu ft³ năm 1979;

Bảng 2. Các điều khoản tài chính của Việt Nam qua các thời kỳ

Các thông số	Luật Dầu khí 1993		Luật Dầu khí 2000		Luật Dầu khí 2008	
	Dự án thông thường	Dự án khuyến khích (Quyết định 216/1998/QĐ-TTg)	Dự án thông thường	Dự án khuyến khích	Dự án thông thường	Dự án khuyến khích
Hoa hồng và các loại phí	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận
Thuế tài nguyên	Dầu: 8 → 25% Khí: 0 → 10%	Dầu: 6 → 20% Khí: 0 → 6%	Dầu: 6 → 25% Khí: 0 → 10%	Dầu: 4 → 20% Khí: 0 → 6%	Dầu: 10 → 29% Khí: 2 → 10%	Dầu: 7 → 23% Khí: 1 → 6%
Thuế xuất khẩu dầu thô	4%	4%	4%	4%	10%	10%
Thuế chuyển lợi nhuận ra nước ngoài	10%	5%	Bãi bỏ	Bãi bỏ	Bãi bỏ	Bãi bỏ
Thuế thu nhập doanh nghiệp	50%	32%	50%	32% (*)	50%	32%
Phụ thu dầu lãi	Không quy định	Không quy định	Không quy định	Không quy định	Áp dụng	Áp dụng (**)
Phí bảo vệ môi trường	Không quy định	Không quy định	Không quy định	Không quy định	Áp dụng	Áp dụng
Thu hồi chi phí (tối đa)	35%	70%	50%	70%	50%	70%
Chia dầu/khí lãi	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận

Ghi chú: (*): Có thể được miễn và/hoặc giảm thuế trong những khoảng thời gian nhất định, phụ thuộc vào phê duyệt của Chính phủ; (**): Có thể được miễn hoặc giảm trong những trường hợp đặc biệt, phụ thuộc vào phê duyệt của Chính phủ. Nguồn: VPI/EMC

sau đó tăng lên 0,07USD/triệu ft^3 năm 1988; 0,12USD/ngày ft^3 năm 1995 và đến nay là 3,5USD/ngày ft^3). Ở Việt Nam, theo Điểm k, Khoản 3, Điều 6 Nghị định số 97/2013/NĐ-CP ngày 27/8/2013 quy định xử phạt vi phạm hành chính trong lĩnh vực dầu khí, kinh doanh xăng dầu và khí dầu mỏ hóa lỏng, việc “Không thực hiện đúng quy trình về đốt và xả khí đồng hành” chỉ bị phạt tiền từ 100 triệu đồng đến 150 triệu đồng. Ở Na Uy, do thuế phát thải CO_2 được ban hành khi các công ty dầu đang thực hiện giảm thiểu đốt bỏ khí nên các công ty dầu khí không bị ảnh hưởng nhiều. Một số nước trên thế giới áp dụng các điều khoản tài chính khuyến khích nhằm giúp nhà thầu vẫn đảm bảo hiệu quả kinh tế trong việc giảm đốt bỏ khí. Nigeria áp dụng thuế thu nhập đối với dự án khí thấp hơn so với dầu [3]. Ngoài ra Chính phủ Nigeria còn tạo điều kiện để các nhà thầu thực hiện dự án CDM nhằm giảm thiểu việc đốt bỏ khí. Một số nước áp dụng hợp đồng thương lượng hoặc tự nguyện (Agreement negotiated/voluntary) giữa Chính phủ và bên đốt bỏ khí. Các công ty dầu khí ở Alberta đã tự đặt ra mục tiêu giảm đốt bỏ khí và lượng khí đốt bỏ trong giai đoạn 1996 - 2001 đã giảm 25%. Một ví dụ khác về hợp đồng thương lượng/tự nguyện là kế hoạch thử nghiệm đối với việc thương mại phát thải của Anh, được giới thiệu năm 2001. Các nhà thầu sẽ bán “thặng dư” phát thải tiết kiệm được thông qua hệ thống thương mại phát thải (ETS) của Anh, bắt đầu từ tháng 4/2002. Việc giảm đốt bỏ khí đồng hành ở Liên bang Nga liên quan đến việc tái cấu trúc ngành công nghiệp khí. Trở ngại chính khiến các công ty đốt bỏ khí đồng hành là do thiếu thiết bị xử lý và đường ống dẫn khí. Chính phủ Nga đã kiên quyết xóa bỏ sự độc quyền của Gazprom bằng việc đảm bảo các doanh nghiệp có thể sử dụng các đường ống của Gazprom với các điều khoản hợp lý. Thêm vào đó, ngành công nghiệp khí được đánh giá lại một cách phù hợp bởi việc mua các thiết bị xử lý khí để đảm bảo khí có thể được khai thác. Vấn đề chính còn lại là giá khí đồng hành và tham gia vào thị trường xuất khẩu [4].

Một số nước như Indonesia, Angola và Syria đã bắt đầu xem xét việc giảm đốt bỏ khí. Các nước khác như Kazakhstan, Kuwait có quy định nghiêm ngặt về việc đốt bỏ khí và bắt buộc đưa ra lộ trình giảm đốt bỏ khí. Nhiều nước khác bắt đầu thực hiện thành công việc cắt giảm đốt bỏ khí như: Canada, Anh hoặc Na Uy. Tùy tình hình điều kiện, mỗi nước có chính sách riêng đối với khí đồng hành. Các bài học từ việc thu gom, sử dụng khí đồng hành của một số nước khai thác dầu như Algeria, Canada, Na Uy, Anh và Mỹ đó là:

- Các quy định đối với khí đồng hành phải rõ ràng, dễ hiểu;

- Các điều khoản tài chính cụ thể đối với khí đồng hành phải khuyến khích được nhà thầu đầu tư thu gom và vận chuyển khí đồng hành, đặc biệt là đối với cả các dự án khí đồng hành có hiệu quả kinh tế kém và đòi hỏi chi phí đầu tư cao.

- Cần mở cửa thị trường khí và không hạn chế việc sử dụng cơ sở hạ tầng, gồm các thiết bị xử lý và vận chuyển khí và tới lưới điện (để bán điện được sản xuất từ khí đồng hành); giá năng lượng được tính toán dựa trên giá thị trường.

- Các quy định về đốt bỏ khí phải rõ ràng với sự giám sát và bắt buộc một cách hiệu quả: tăng cường sự phối hợp giữa điều kiện thị trường và khuyến khích đầu tư bằng cách bổ sung các quy định về đốt bỏ khí để nhà thầu phải cân nhắc lựa chọn sử dụng khí.

- Kế hoạch phát triển các mỏ dầu mới bắt buộc phải có phương án thu gom và sử dụng khí đồng hành.

4. Kiến nghị về cơ chế ưu đãi cho các dự án thu gom khí đồng hành ở Việt Nam

Tại Việt Nam, khí đồng hành chỉ được đốt bỏ khi cơ quan quản lý Nhà nước về dầu khí cho phép. Tuy nhiên, Việt Nam cần có cơ chế cụ thể khuyến khích nhà thầu thực hiện đầu tư thu gom, xử lý khí đồng hành. Quan điểm phát triển các dự án thu gom khí đồng hành cần phải được thực hiện như sau:

- Luật hóa quy định bắt buộc nhà thầu phải đầu tư thiết bị thu gom, xử lý và sử dụng khí đồng hành ngay khi bắt đầu phát triển mỏ (kể cả trường hợp phát triển/khai thác sớm), nếu không sẽ không được phát triển khai thác các mỏ dầu. Khí đồng hành được thu gom sau khi được sử dụng cho nhu cầu nội mỏ có thể được bán theo giá thỏa thuận cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN)/Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) tại điểm đấu nối vào hệ thống đường ống khu vực hoặc tới điểm nào đó theo thỏa thuận, hoặc được bơm trở lại vỉa.

- Ban hành cơ chế khuyến khích thu gom khí đồng hành để đảm bảo lợi nhuận tối thiểu cho nhà thầu và giá khí được thị trường chấp nhận. Trong trường hợp đã áp dụng các cơ chế khuyến khích nhưng dự án vẫn không đem lại hiệu quả kinh tế cho nhà thầu hoặc ảnh hưởng nghiêm trọng hiệu quả kinh tế tổng thể của dự án phát triển mỏ dầu, nhà thầu phải nhận được phê duyệt của Chính phủ Việt Nam về việc đốt bỏ khí đồng hành với các điều kiện cụ thể (lượng khí được đốt, phí đốt bỏ khí đồng hành...) trước khi triển khai phương án phát triển mỏ dầu.

- Toàn bộ sản lượng khí đồng hành sẽ được bán cho PVN/PV GAS với mức giá 0USD/triệu Btu nếu nhà thầu không đầu tư thiết bị thu gom khí đồng hành và PVN/PV GAS đầu tư hệ thống thiết bị này. Đồng thời, nhà thầu phải hợp tác trong quá trình PVN/PV GAS tiến hành lắp đặt các thiết bị thu gom, xử lý và vận chuyển khí trên giàn khai thác hoặc các thiết bị phục vụ khai thác dầu.

- Ban hành mức phí xử phạt có tính răn đe trên mỗi đơn vị khí đồng hành dự kiến bị đốt bỏ trong trường hợp nhà thầu không đầu tư thiết bị thu gom khí đồng hành và thực hiện đốt bỏ khí trong quá trình khai thác dầu thô. Số tiền phạt sẽ không được tính vào chi phí hoạt động dầu khí vì mục đích thu hồi chi phí và không được khấu trừ khi tính thuế thu nhập doanh nghiệp.

- Phí phạt thu được sẽ đưa vào Quỹ đầu tư cho các dự án thu gom khí đồng hành.

- Trên cơ sở Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp khí đã được phê duyệt, Chính phủ cho phép xây dựng Quỹ đầu tư cho các dự án thu gom khí đồng hành, đầu tư triển khai xây dựng và từng bước hoàn thiện cơ sở hạ tầng công nghiệp khí, tạo điều kiện thuận lợi cho các nhà thầu thực hiện thu gom khí đồng hành.

Để khuyến khích các nhà thầu đầu tư thu gom khí đồng hành ở các mỏ dầu nhỏ/cận biên, Chính phủ cần sớm xem xét, sửa đổi các quy định hiện hành để đảm bảo tính linh hoạt trong việc áp dụng các cơ chế ưu đãi, khuyến khích đầu tư các dự án thu gom, xử lý và vận chuyển khí đồng hành ở các mỏ nhỏ/cận biên.

4.1. Cơ chế khuyến khích nhà thầu đầu tư thu gom khí đồng hành

Nhà thầu tiến hành đầu tư thu gom khí đồng hành ở các mỏ nhỏ/cận biên được hưởng các ưu đãi sau:

- Tăng tỷ lệ chia lãi của nhà thầu: 80 - 100%;
- Tăng tỷ lệ thu hồi chi phí đối với khí: từ 70% lên 90 - 100%;
- Miễn thuế tài nguyên đối với khí;
- Áp dụng mức thuế thu nhập doanh nghiệp linh hoạt từ 20 - 32%, trao quyền cho PVN xem xét đề xuất mức thuế suất theo từng dự án thu gom khí đồng hành cụ thể.

Điều kiện để nhà thầu được áp dụng cơ chế khuyến khích trên:

- Nhà thầu dầu khí phải đầu tư thu gom, xử lý và vận chuyển khí đồng hành tới điểm kết nối;

- Việc đầu tư thu gom, xử lý và vận chuyển khí đồng hành đến điểm kết nối không đem lại hiệu quả kinh tế cho nhà thầu và/hoặc làm giảm hiệu quả kinh tế chung của mỏ;

- Mỏ dầu có khí đồng hành thuộc danh mục mỏ dầu nhỏ/cận biên do Thủ tướng Chính phủ phê duyệt;

- Trong trường hợp mỏ dầu nhỏ/cận biên đã được áp dụng cơ chế chính sách ưu đãi khác dành cho mỏ dầu nhỏ/cận biên do Chính phủ phê duyệt thì nhà thầu sẽ chỉ được áp dụng 1 cơ chế ưu đãi đối với khí đồng hành nhưng được ưu tiên lựa chọn cơ chế khuyến khích có lợi hơn.

4.2. Cơ chế khuyến khích doanh nghiệp trong nước đầu tư thực hiện các dự án thu gom khí đồng hành

Cơ chế này được áp dụng trong trường hợp nhà thầu dầu khí không chấp nhận tự đầu tư hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển khí đồng hành đến điểm kết nối. Khi đó, Chính phủ có thể ủy quyền cho doanh nghiệp trong nước (PVN/PV GAS) đầu tư thực hiện các dự án thu gom khí đồng hành. Nhà thầu dầu khí có nghĩa vụ nộp phí xử phạt đối với sản lượng khí đồng hành không thu gom đó, với mức phí xử phạt kiến nghị dao động từ 0,03 - 0,5USD/triệu Btu, tùy theo từng dự án cụ thể. Để doanh nghiệp trong nước có thể triển khai thực hiện dự án thu gom khí đồng hành ở các mỏ dầu nhỏ/cận biên, Chính phủ cần ban hành cơ chế chính sách khuyến khích dành cho doanh nghiệp trong nước như sau:

- Nguồn thu từ nhà thầu nộp phạt do không đầu tư thu gom khí đồng hành sẽ được sử dụng để đầu tư thu gom khí đồng hành của chính mỏ đó. Trường hợp doanh nghiệp trong nước không thể đầu tư (không đem lại hiệu quả kinh tế), phí phạt này sẽ được chuyển về Quỹ đầu tư cho các dự án thu gom khí đồng hành;

- Áp dụng thuế thu nhập doanh nghiệp 20%, có thể xem xét miễn thuế trong 2 năm đầu và giảm 50% trong 2 năm tiếp theo kể từ khi có doanh thu;

- Nguồn vốn đầu tư:

+ Chính phủ ủy quyền cho PVN quản lý và sử dụng Quỹ đầu tư cho các dự án thu gom khí đồng hành cho việc đầu tư thu gom khí đồng hành ở các mỏ dầu nhỏ/cận biên;

+ Hỗ trợ từ Ngân hàng Phát triển Việt Nam: cần được hỗ trợ nguồn vốn với cơ chế ưu đãi về vốn vay, lãi suất và thời gian trả nợ;

- Linh hoạt lựa chọn phương pháp khấu hao theo đường thẳng hoặc khấu hao theo số dư giảm dần có điều chỉnh.

Điều kiện để doanh nghiệp trong nước được áp dụng cơ chế khuyến khích:

+ Doanh nghiệp trong nước đầu tư các dự án thu gom khí đồng hành không đem lại hiệu quả kinh tế theo cơ chế hiện tại.

+ Dự án thu gom khí đồng hành từ các mỏ dầu nhỏ/cận biên thuộc các Lô nằm trong Danh mục dự án khuyến khích đầu tư dầu khí được Chính phủ phê duyệt.

4.3. Hỗ trợ nhà thầu kết nối với hệ thống đường ống hiện có

Khó khăn trong việc kết nối với đường ống là một trong những nguyên nhân chính khiến nhà thầu lựa chọn phương án phát triển độc lập thay vì phương án kết nối (tie-in) và chấp nhận nộp phạt do không đầu tư hệ thống thu gom khí đồng hành và/hoặc chấp nhận bán giá khí 0 đồng cho PVN/PV GAS. Cước phí vận chuyển khí là yếu tố chính ảnh hưởng đến tính khả thi của các dự án thu gom khí đồng hành. Do đó, Chính phủ hoặc Bộ Công Thương cần sớm ban hành văn bản yêu cầu các nhà thầu/công ty đang sở hữu đường ống tạo điều kiện và hỗ trợ để các dự án thu gom khí đồng hành có thể kết nối.

4.4. Tăng mức phí xử phạt đối với nhà thầu không đầu tư hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển khí đồng hành đến điểm kết nối

Chính phủ cần tăng mức phí xử phạt đối với nhà thầu không đầu tư hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển khí

đồng hành để đảm bảo đủ sức răn đe. Nhóm tác giả kiến nghị dựa trên sản lượng khí đồng hành dự kiến sẽ đốt bỏ mức phí phạt dao động từ 0,03 - 0,5 USD/triệu Btu, tùy theo từng dự án cụ thể.

5. Kết luận

Chính phủ cần sớm ban hành cơ chế ưu đãi cho dự án thu gom khí đồng hành ở các mỏ dầu nhỏ/cận biên, để tránh lãng phí tài nguyên đồng thời gia tăng nguồn thu cho đất nước. Trong quá trình đàm phán giá khí đồng hành, Chính phủ cần xem xét mức giá tại mỏ phù hợp nhằm nâng cao hiệu quả của việc thu gom khí đồng hành, tạo điều kiện cho các nhà thầu dầu khí đầu tư thu gom. Đồng thời, Chính phủ cần phải ban hành danh mục các mỏ dầu khí có chứa khí đồng hành được hưởng ưu đãi và/hoặc xây dựng, ban hành các quy định, tiêu chuẩn, quy phạm, điều kiện được áp dụng cơ chế khuyến khích cho các dự án thu gom khí đồng hành.

Tài liệu tham khảo

1. M.F.Farina. *Flare gas reduction: Recent global trends and policy considerations*. GE Energy. 2011.
2. Patrick C.Miller. *North Dakota adopts tough new restrictions on gas flaring*. The Bakken Magazine. 2014.
3. Federal Government Gazette. *Petroleum (Income tax) (Accelerated capital allowances) (Marginal field) Rules 2013*. Attorney General's Chambers. 2013.
4. Yinka Omorogbe. *Fiscal regimes*. 2005.

Incentive mechanism for associated gas collection in small and marginal fields in Vietnam

Pham Kieu Quang¹, Tran Quoc Viet², Pham Thu Trang¹

¹Vietnam Petroleum Institute

²Vietnam Oil and Gas Group

Email: quangpk@vpi.pvn.vn

Summary

Flaring is a means of disposal of associated gas in many countries in the world, which is a waste of natural sources and severely affects the environment. The current policies and mechanism in Vietnam have not effectively encouraged oil and gas contractors to invest in associated gas collecting systems, especially in small and marginal fields. The article provides an overview of associated gas potential in Vietnam and proposes some possible policy mechanisms for associated gas collection in small and marginal fields.

Key words: Collection, associated gas, incentive mechanism.

TIẾP CẬN VỀ ĐÁNH GIÁ CHẤT LƯỢNG TĂNG TRƯỞNG SỬ DỤNG NĂNG SUẤT NHÂN TỔ TỔNG HỢP

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: tuanv@pvn.vn

Tóm tắt

Trong thời gian qua, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã có bước phát triển nhanh, trở thành tập đoàn kinh tế lớn và có đóng góp quan trọng vào sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước. Tốc độ tăng doanh thu bình quân của Tập đoàn trong giai đoạn 2005 - 2015 đạt trên 16%/năm. Để có góc nhìn sâu sắc và toàn diện hơn về tốc độ tăng trưởng và phát triển của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam trong thời gian qua, ngoài con số về tốc độ tăng trưởng, cần có các phân tích và đánh giá về chất lượng tăng trưởng. Nhiều nước trên thế giới đang sử dụng Năng suất nhân tố tổng hợp (Total Factor Productivity - TFP) để phân tích, đánh giá chất lượng tăng trưởng của một quốc gia, một ngành hay lĩnh vực.

Bài báo cung cấp thông tin tổng quan về TFP, đóng góp của TFP vào GDP của Việt Nam trong thời gian qua và gợi mở yêu cầu đánh giá chất lượng tăng trưởng của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam trong giai đoạn 2005 - 2015, sử dụng tiếp cận TFP để phục vụ công tác quản trị doanh nghiệp.

Từ khóa: TFP.

1. Tổng quan về TFP

Khi phân tích các số liệu thống kê, các nhà kinh tế học đã phát hiện ra kết quả của tăng trưởng và phát triển, sau khi loại trừ tỷ lệ đóng góp do các yếu tố đầu tư thêm về vốn, tài nguyên và lao động thì còn lại một phần dôi ra. Tỷ trọng của phần dôi ra phụ thuộc vào việc áp dụng các tiến bộ khoa học và công nghệ, phương thức quản lý hiện đại, thay đổi nhu cầu hàng hóa, dịch vụ... Phần dôi ra này được gọi là Năng suất nhân tố tổng hợp [1].

Như vậy, TFP phản ánh sự đóng góp của các yếu tố vô hình như: kiến thức, kinh nghiệm, kỹ năng lao động, cơ cấu lại hạng mục đầu tư hay hàng hóa - dịch vụ, chất lượng vốn đầu tư và quan trọng nhất là mức độ áp dụng tiến bộ khoa học và công nghệ, kỹ năng quản lý... Tác động của các yếu tố này không trực tiếp như năng suất bộ phận mà phải thông qua sự biến đổi của các yếu tố hữu hình, đặc biệt là chất lượng lao động và vốn.

Với tiếp cận TFP, kết quả sản xuất kinh doanh được tạo ra bởi 3 hợp phần: (i) Phần do vốn; (ii) Phần do lao động; và (iii) Phần do TFP. Điều này cho thấy, đối với mỗi doanh nghiệp, ngành hay cả nền kinh tế của quốc gia, để có tăng trưởng không nhất thiết lúc nào cũng phải đầu tư thêm vốn và lao động; mà có thể có tăng trưởng và phát triển bằng cách sử dụng tối ưu nguồn lao động và vốn hiện có, áp dụng khoa học công nghệ, phương thức quản lý tiên tiến. Do vậy, tốc độ tăng TFP là chỉ tiêu quan trọng để đánh giá tốc độ tăng trưởng cũng như sự phát triển bền vững của nền kinh tế hay mỗi ngành, doanh nghiệp và là

căn cứ để phân tích hiệu quả kinh tế và đánh giá sự tiến bộ khoa học và công nghệ của mỗi ngành, mỗi địa phương và mỗi quốc gia [1].

Chỉ tiêu tốc độ tăng TFP phản ánh toàn diện chiều sâu của quá trình sản xuất, kinh doanh và do vậy, tăng trưởng kinh tế nhờ vào tăng TFP mới đảm bảo ổn định và có tính bền vững. Chỉ tiêu tốc độ tăng TFP đồng thời cũng phản ánh sự tiến bộ về khoa học công nghệ, phương thức quản trị tiên tiến, mức độ đổi mới công nghệ, nâng cao chất lượng lao động. Sử dụng tiêu chí TFP để đánh giá hoạt động sản xuất kinh doanh là cách tiếp cận mới khuyến khích doanh nghiệp, ngành hay một quốc gia nâng cao hiệu quả sử dụng nguồn lực để tăng TFP. Điều này càng có ý nghĩa trong điều kiện các yếu tố về vốn và lao động luôn có giới hạn thì TFP là yếu tố không bị giới hạn để thúc đẩy tăng trưởng [1].

TFP càng trở nên có ý nghĩa trong bối cảnh cuộc cách mạng công nghiệp lần thứ 4 đang diễn ra với tốc độ nhanh, kinh tế thế giới ngày càng phát triển dựa trên nền tảng tri thức và sáng tạo. Vì vậy, TFP đã trở thành tiêu chí đặc biệt quan trọng trong hệ thống các chỉ tiêu kinh tế, đóng vai trò quan trọng đối với tốc độ tăng trưởng GDP và đang được nhiều nước trên thế giới nghiên cứu áp dụng.

1.1. Các yếu tố chính tác động tới TFP

Các nghiên cứu cho thấy có 5 yếu tố chính tác động tới tăng TFP như:

- Yếu tố thị trường: tăng/giảm nhu cầu về hàng hóa

(trong nước, xuất khẩu) sẽ kích thích hoặc hạn chế sản xuất hàng hóa và dịch vụ; là cơ sở quan trọng để sử dụng tối ưu các nguồn lực.

- Thay đổi cơ cấu vốn: tăng cường đầu tư các công nghệ tiên tiến như công nghệ thông tin và truyền thông, công nghệ hiện đại, tự động hóa. Yếu tố này thể hiện việc đầu tư vốn vào các lĩnh vực có năng suất cao để nâng cao hiệu quả của một ngành hay cả nền kinh tế;

- Tái cơ cấu kinh tế: là việc phân bổ các nguồn lực phát triển kinh tế giữa các ngành và thành phần kinh tế, các nguồn lực sẽ được phân bổ nhiều hơn cho các ngành hoặc thành phần kinh tế có năng suất cao hơn, từ đó đóng góp vào việc tăng TFP;

- Áp dụng tiến bộ kỹ thuật, đổi mới công nghệ và sản phẩm: thúc đẩy các hoạt động sáng tạo, đổi mới; nghiên cứu và phát triển sản phẩm mới, cải tiến quy trình sản xuất; công nghệ quản lý tiên tiến (hệ thống, công cụ quản lý tiên tiến...). Yếu tố này bao hàm các hoạt động như đổi mới, nghiên cứu phát triển, thái độ làm việc tích cực, hệ thống quản lý, gồm cả quản lý sản xuất và phân phối... tác động để nâng cao năng suất.

- Yếu tố về chất lượng lao động: nền kinh tế hoặc một doanh nghiệp không thể có năng suất cao nếu chất lượng lao động thấp. Chất lượng lao động thể hiện dưới 2 hình thái: trình độ lao động và thái độ làm việc. Việc đầu tư thiết bị, ứng dụng công nghệ mới sẽ không có hiệu quả nếu như người lao động không biết vận hành, sử dụng, khai thác để tạo ra sản phẩm tốt. Bên cạnh trình độ lao động, yếu tố thái độ làm việc cũng có vai trò rất quan trọng. Chỉ có thái độ làm việc tích cực, sáng tạo mới phát huy hết khả năng lao động, đem lại được hiệu quả tổng thể về mặt kinh tế - xã hội.

1.2. Phương pháp tính tốc độ tăng TFP

Đến nay, các nước trên thế giới vẫn chưa có công thức tính TFP thống nhất. Tùy theo điều kiện của từng nước cũng như hệ thống thống kê sẵn có để tính toán tốc độ tăng TFP theo các công thức và phương pháp khác nhau. Có 2 phương pháp tính tốc độ tăng TFP phổ biến nhất là phương pháp hạch toán và phương pháp dùng hàm Cobb-Douglas [1].

- Phương pháp hạch toán: Công thức tính tốc độ tăng TFP theo phương pháp hạch toán do Tổ chức Năng suất châu Á đưa ra có dạng sau:

$$TFP = IY - (\alpha.YK + \beta.IL) \quad (1)$$

Trong đó:

IY: Tốc độ giá trị tăng thêm;

YK: Tốc độ tăng của vốn cố định;

IL: Tốc độ tăng của lao động;

α : Hệ số đóng góp vốn cố định, $\alpha = 1 - \beta$;

β : Hệ số đóng góp của lao động, được tính bằng tỷ số giữa thu nhập của người lao động và giá trị tăng thêm.

- Phương pháp dùng hàm Cobb-Douglas: Hàm Cobb-Douglas đơn giản có dạng sau:

$$Y = A L^{\alpha} K^{\beta} \quad (2)$$

Trong đó:

Y: Đầu ra hay GDP;

A: Năng suất yếu tố tổng hợp (TFP);

L: Lao động;

K: Vốn đầu vào;

α và β : Hệ số độ co giãn của đầu ra tương ứng với lao động và vốn.

Hai công thức trên cho thấy các nhân tố góp phần làm thay đổi năng suất lao động hay GDP. Trong điều kiện như nhau, khi tăng vốn và lao động sẽ giúp tăng năng suất lao động. Tương tự, việc áp dụng các phương thức quản trị tiên tiến, đổi mới công nghệ, áp dụng tiến bộ khoa học kỹ thuật (tăng TFP) cũng dẫn đến tăng sản lượng (GDP) mà không cần tăng thêm các yếu tố đầu vào về vốn và lao động.

Trong thực tế, tính TFP bằng phương pháp hạch toán thường ổn định hơn do tính được các hệ số đóng góp của vốn và lao động cho từng năm. Đối với phương pháp hàm Cobb-Douglas, do chỉ có một hệ số áp dụng cho nhiều năm nên kết quả tính toán chưa hợp lý và không phản ánh đúng thực tế. Vì vậy, ở Việt Nam và nhiều nước trên thế giới, chủ yếu sử dụng phương pháp hạch toán để tính tốc độ tăng TFP bằng các số liệu thống kê thực tế.

Để tính tốc độ tăng TFP, nguồn số liệu thống kê phải có đủ 3 tiêu chí: (i) Giá trị tăng thêm đối với từng ngành hoặc GDP đối với toàn bộ nền kinh tế quốc dân theo giá cố định; (ii) Vốn hoặc giá trị tài sản theo giá cố định; (iii) Số lượng lao động. Ba chỉ tiêu này phải có cùng phạm vi tính toán và giá trị thống kê trong nhiều năm [1].

2. Tốc độ tăng TFP của Việt Nam và đóng góp vào tăng trưởng GDP

2.1. Tốc độ tăng TFP của Việt Nam

Theo Báo cáo Năng suất Việt Nam năm 2015, tốc độ

Bảng 1. Tốc độ tăng GDP, vốn, lao động, TFP và đóng góp của các yếu tố vào tăng GDP của Việt Nam giai đoạn 2011 - 2015 [2]

Năm	Tốc độ tăng GDP (%)	Tốc độ tăng vốn (%)	Tốc độ tăng lao động (%)	Tốc độ tăng TFP (%)	Đóng góp vào tăng GDP (%)		
					Vốn	Lao động	TFP
2011	6,24	9,26	2,66	0,85	60,61	25,37	14,01
2012	5,25	7,24	2,13	1,03	55,68	24,37	19,95
2013	5,42	6,77	1,53	1,73	50,46	17,04	32,51
2014	5,98	6,82	1,09	2,16	53,42	9,85	36,72
2015 (ước tính)	6,68	7,10	0,21	3,18	49,84	1,74	48,43
Bình quân 2011 - 2015 (ước tính)	5,91	7,43	1,52	1,79	53,42	16,25	30,3

tăng GDP, vốn, lao động, TFP và đóng góp của TFP vào tăng GDP của giai đoạn 2011 - 2015 được thể hiện trong Bảng 1 [2]:

Xét 3 yếu tố tác động tới tăng trưởng GDP (tốc độ tăng vốn, lao động và TFP) thì vốn có tốc độ tăng cao nhất với tốc độ tăng bình quân giai đoạn 2011 - 2015 là 7,43%. Tốc độ tăng lao động trung bình trong giai đoạn 2011 - 2015 ước đạt 1,52%, tuy nhiên tốc độ tăng lao động có xu hướng giảm dần trong các năm qua. Xu hướng tăng trưởng của thế giới cho thấy, đóng góp của tăng lao động ngày càng thấp trong tăng GDP, bởi vậy, tác động vào tăng trưởng kinh tế chủ yếu dựa trên tăng vốn và tăng TFP.

Điểm tích cực là TFP của Việt Nam có xu hướng tăng dần đều trong giai đoạn 2011 - 2014 và có xu hướng tiếp tục tăng mạnh trong năm 2015. Tốc độ tăng TFP trung bình trong giai đoạn 2011 - 2015 là 1,79% và TFP năm 2015 ước tính tăng 3,18%.

Số liệu về đóng góp của các yếu tố vào tăng GDP trong giai đoạn 2011 - 2015 cho thấy xu hướng đóng góp tăng dần của TFP vào GDP. Đến năm 2013, tăng TFP đã đóng góp tới 32,5% vào tăng trưởng kinh tế và đến năm 2014 là 36,8%. Theo các số liệu ước tính và dự đoán của năm 2015, đóng góp của TFP vào tăng trưởng GDP năm 2015 khoảng 48,5%, đóng góp của TFP vào tăng trưởng GDP của cả giai đoạn 2011 - 2015 khoảng hơn 30%.

Tỷ trọng đóng góp của tăng TFP vào tăng trưởng kinh tế của Việt Nam đang dần cao lên. Điều này cho thấy yếu tố đầu vào (là vốn và lao động) đang được sử dụng hiệu quả hơn; nền kinh tế có sự chuyển biến tích cực theo hướng tập trung vào chất lượng tăng trưởng, như áp dụng các tiến bộ kỹ thuật, công nghệ và tập trung nguồn lực vào các lĩnh vực có hiệu quả kinh tế cao hơn [3].

2.2. Đóng góp của khoa học và công nghệ vào tăng TFP

Khoa học công nghệ có vai trò quan trọng đối với sự phát triển kinh tế - xã hội nói chung và đối với từng ngành, lĩnh vực hay doanh nghiệp nói riêng. Khi phân tích đóng

góp của các nguồn lực vào tốc độ tăng trưởng kinh tế, các nhà kinh tế học hiện đại cho rằng khoa học công nghệ là biến số quan trọng nhất. Các số liệu thống kê cho thấy tỷ lệ đóng góp của khoa học công nghệ vào tăng trưởng kinh tế ở các nước phát triển đạt tới 60 - 70%, còn ở một số nước đang phát triển ở mức 30 - 40% [1].

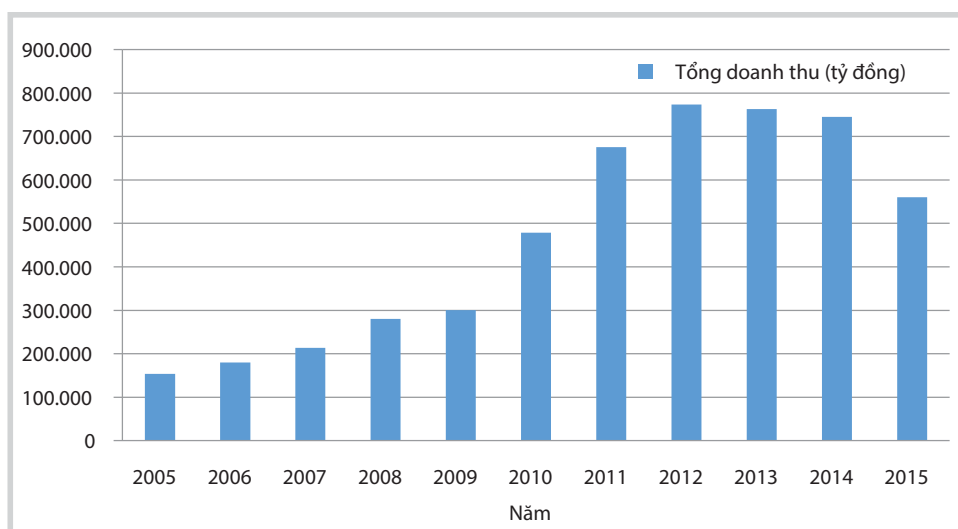
Trong số 5 yếu tố chính đóng góp vào tăng TFP, có 3 yếu tố được xác định thuộc lĩnh vực khoa học công nghệ là: cơ cấu vốn, áp dụng tiến bộ kỹ thuật và chất lượng lao động (một phần thuộc khoa học công nghệ).

Mặc dù còn một số ý kiến phản biện về độ chính xác khi định lượng tỷ lệ đóng góp của khoa học công nghệ vào TFP và GDP do khó khăn trong công tác thống kê và xác định tỷ lệ đóng góp của các yếu tố phi khoa học công nghệ trong TFP. Tuy nhiên, nhận định chung đều cho rằng khoa học công nghệ là yếu tố quan trọng nhất trong tăng TFP và trong một số điều kiện nhất định, khi các yếu tố phi khoa học công nghệ không thay đổi thì phần đóng góp của TFP vào tăng trưởng GDP chính là đóng góp của khoa học công nghệ.

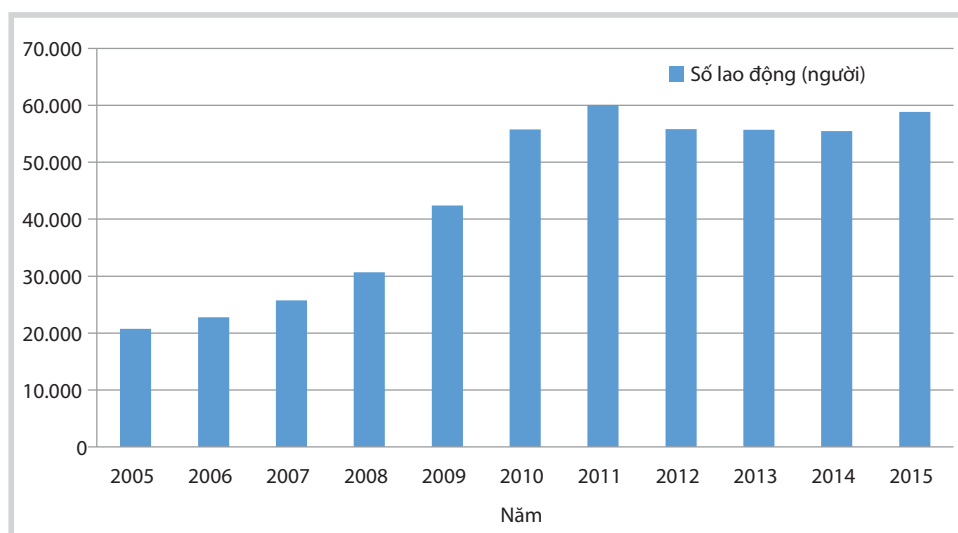
3. Tốc độ tăng trưởng của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam và góc nhìn chất lượng tăng trưởng qua lăng kính TFP

Trong hơn một thập kỷ qua, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã có bước phát triển vượt bậc, với tốc độ tăng doanh thu bình quân giai đoạn 2005 - 2015 đạt trên 16%/năm. Các biểu đồ dưới đây thể hiện tổng doanh thu, số lao động và năng suất lao động của Tập đoàn giai đoạn 2005 - 2015 [4].

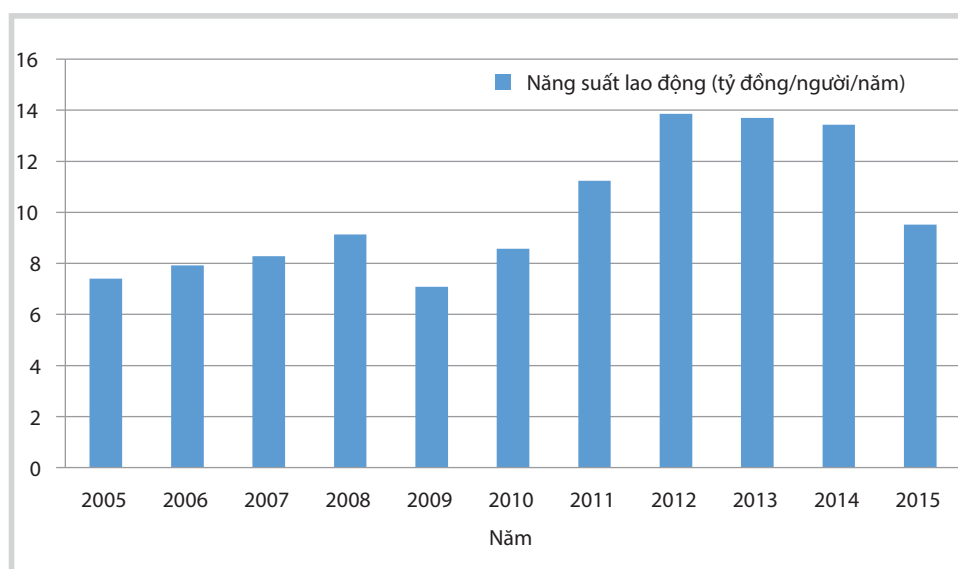
Nếu đánh giá sự phát triển chỉ dựa trên các tiêu chí tổng doanh thu, số lao động và năng suất lao động thì kết quả cho thấy quy mô của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã được mở rộng đáng kể với tốc độ phát triển rất nhanh. Tốc độ tăng doanh thu năm 2010 so với năm 2005 đạt gần 212%; trong đó có sự đóng góp của yếu tố tăng số lượng lao động, với tốc độ tăng lao động tương ứng gần



Hình 1. Tổng doanh thu của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam giai đoạn 2005 - 2015



Hình 2. Tổng số lao động của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam giai đoạn 2005 - 2015

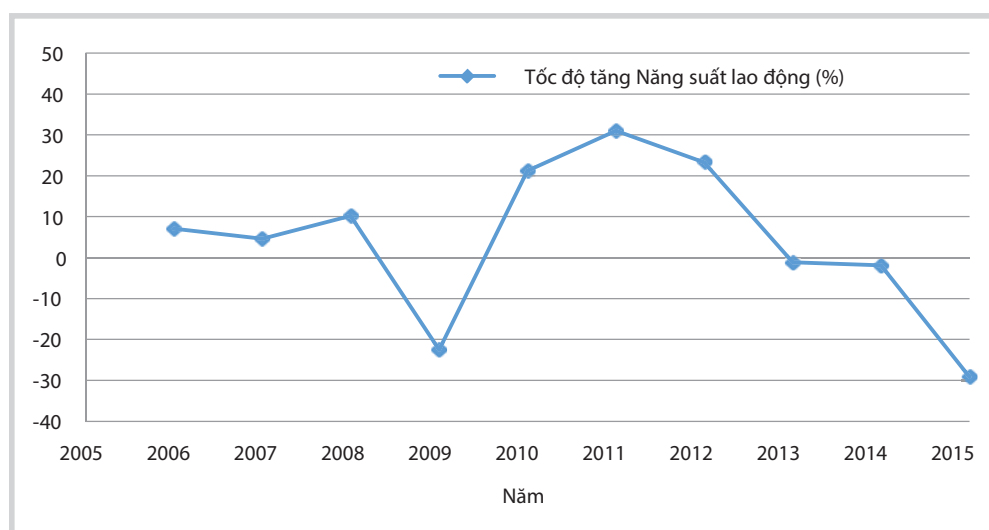


Hình 3. Năng suất lao động của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam giai đoạn 2005 - 2015

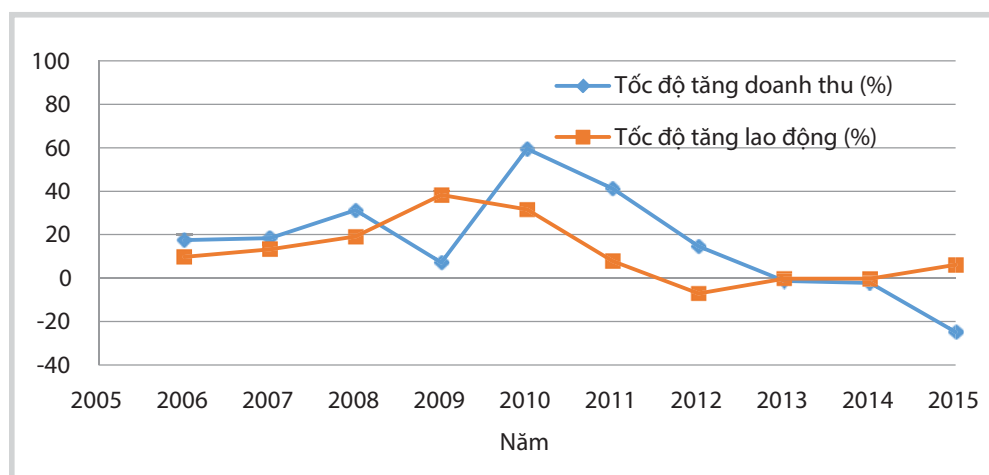
170%. Năng suất lao động trong giai đoạn này cũng không ngừng được cải thiện và có xu hướng tăng lên (trừ năm 2009).

Trong giai đoạn 2010 - 2015, mặc dù tốc độ tăng lao động chững lại, thậm chí giảm nhẹ trong năm 2013 và 2014 nhưng Tập đoàn vẫn giữ được tốc độ tăng trưởng khá cao, xấp xỉ 60% vào năm 2013 so với năm 2010. Năm 2015, tốc độ tăng trưởng của Tập đoàn giảm đi, tăng trưởng âm so với năm 2014 nhưng nếu so với năm 2010, vẫn đạt mức tăng trưởng hơn 17%. Năng suất lao động vẫn giữ được xu hướng tăng, đạt đỉnh năm 2012 (tăng gần 14%), giảm nhẹ vào năm 2014 và bắt đầu sụt giảm năm 2015, đạt mức tăng khoảng 11% so với năm 2010.

Hiện nay, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã phát triển với quy mô lớn hơn rất nhiều so với Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trước đây (thời điểm 2005 - trước khi chuyển đổi sang hoạt động theo mô hình Tập đoàn). Tốc độ tăng lao động cao nhất năm 2011 đạt gần 190% so với năm 2005, thấp nhất năm 2014 cũng tăng gần 168%. Tốc độ tăng doanh thu đạt đỉnh năm 2012, với mức tăng gần 405% so với năm 2005 (gấp rất nhiều lần so với tốc độ tăng GDP của đất nước trong cùng kỳ) và có giảm đi vào giai đoạn 2014 - 2015, nhưng vẫn ở mức tăng cao hơn 265% của năm 2015.



Hình 4. Tốc độ tăng năng suất lao động của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam giai đoạn 2005 - 2015



Hình 5. Tốc độ tăng doanh thu và lao động của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam giai đoạn 2005 - 2015

Nếu so sánh tương quan giữa tốc độ tăng lao động và tăng doanh thu (Hình 5), có thể thấy mặc dù có độ trễ nhất định nhưng tốc độ tăng doanh thu và lao động song hành tỷ lệ thuận; do đó chắc chắn có sự đóng góp của yếu tố tăng lao động.

Câu hỏi đặt ra là tốc độ tăng trưởng nhanh của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam trong thời gian qua và dự báo xu hướng tăng trưởng trong tương lai có ổn định và bền vững không? Hay nói cách khác là chất lượng tăng trưởng của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam thời gian qua như thế nào, có chủ yếu dựa vào tăng lao động và vốn, tài nguyên hay không? Cơ cấu vốn, chất lượng lao động, trình độ quản trị doanh nghiệp ảnh hưởng như thế nào tới tăng trưởng và phát triển? Tốc độ

tăng TFP và tỷ trọng đóng góp của TFP trong tăng trưởng là bao nhiêu?

Chỉ số tốc độ tăng TFP có thể không phải là con số chính xác tuyệt đối nhưng rõ ràng đây là cách tiếp cận mới để đánh giá chất lượng tăng trưởng cũng như chiều sâu phát triển của một quốc gia, ngành kinh tế hay một doanh nghiệp. Kinh nghiệm của các quốc gia phát triển như Hàn Quốc, Nhật Bản, Singapore đã chỉ ra rằng, nếu một ngành hay một quốc gia đạt tăng trưởng chỉ chủ yếu dựa vào vốn và lao động thì đó là tăng trưởng không bền vững, chất lượng tăng trưởng không cao. Chỉ có tăng trưởng dựa trên mức tăng TFP cao (tức là đóng góp của khoa học công nghệ, quản trị tiên tiến, chất lượng lao động... chiếm tỷ trọng cao) mới là tăng trưởng ổn định và bền vững.

4. Kết luận

Trong thập kỷ qua, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã có bước phát triển vượt bậc, đạt tốc độ tăng trưởng doanh thu cao (trung bình trên 16%/năm) và mở rộng về quy mô với tổng tài sản tại thời điểm 31/12/2015 xấp xỉ 759,258 nghìn tỷ đồng [5]. Trong giai đoạn gần đây, do ảnh hưởng của giá dầu suy giảm, một số chỉ tiêu tăng trưởng của Tập đoàn như tổng doanh thu, năng suất lao động và số lao động chững lại và có xu hướng giảm. Thực hiện chỉ đạo của Chính phủ, Tập đoàn đang tập trung thực hiện quyết liệt các giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả sử dụng vốn và tăng năng suất lao động như: tái cơ cấu doanh nghiệp, tăng cường áp dụng khoa học công nghệ và quản trị tiên tiến, nâng cao chất lượng nguồn nhân lực... Các giải pháp đã và đang thực hiện như trên, về bản chất đều nhằm mục tiêu tăng tỷ trọng đóng góp của TFP vào tăng trưởng và phát triển của Tập đoàn. Để có góc nhìn toàn diện về chất lượng tăng trưởng của Tập đoàn trong hơn một thập kỷ qua cũng như đánh giá về hiệu quả và tác động của các giải pháp đã thực hiện trong thời gian gần đây thì sử dụng TFP/tốc độ tăng TFP là cách tiếp cận mới và khả thi. Chỉ số tốc độ tăng TFP cùng với hệ thống các chỉ

số thống kê sản xuất kinh doanh khác là căn cứ khoa học phục vụ quá trình ra quyết định và hoạch định chiến lược phát triển của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, góp phần đảm bảo sự phát triển ổn định và bền vững trong tương lai.

Tài liệu tham khảo

1. Trung tâm Thông tin Tư liệu, Viện Nghiên cứu Kinh tế Quản lý Trung ương. *Nâng cao tỷ trọng và tác dụng của Năng suất nhân tố tổng hợp*.
2. Viện Năng suất Việt Nam. *Báo cáo Năng suất Việt Nam năm 2015*.
3. Charles R.Hulten. *Total Factor Productivity, a short biography*. National Bureau of Economic Research. 2000.
4. Ban Kế hoạch Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Số liệu thống kê về doanh thu, số lao động và năng suất lao động trong giai đoạn 2005 - 2015*.
5. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Báo cáo tài chính hợp nhất năm 2015 (đã được kiểm toán)*. 2015.
6. UNIDO Research and Staticstics Branch. *Determinants of Total Factor Productivity, a literature review*. Staff Working Paper. 2007.
7. Tăng Văn Khiên. *Phương pháp tính tốc độ tăng năng suất nhân tố tổng hợp*.

An approach to assessing the quality of growth using Total Factor Productivity

Nguyen Van Tuan

Vietnam Oil and Gas Group

Email: tuanv@pvn.vn

Summary

In recent years, the Vietnam National Oil and Gas Group has rapidly grown into a leading economic group and made important contributions to the country's industrialisation and modernisation process. Petrovietnam recorded an average revenue growth rate of over 16% a year during the 2005 - 2015 period. To have a deeper and more comprehensive perspective on the growth rate and development of Petrovietnam in recent years, analysis and assessment of the quality of growth are also needed beside the figures on growth rate. Total Factor Productivity (TFP) is one of the methods currently used by many countries in the world to analyse and evaluate the quality of growth of a country, an industry or a sector.

The article provides an overview of TFP and its contribution to Vietnam's GDP in recent years, and suggests possible application of the TFP approach to assess the quality of growth of the Vietnamese National Oil and Gas Group during the 2005 - 2015 period in order to facilitate corporate governance.

Key words: TFP.

DỰ BÁO THỊ TRƯỜNG SẢN PHẨM DẦU CHÂU Á - THÁI BÌNH DƯƠNG VÀ VIỆT NAM ĐẾN NĂM 2035

ThS. Đoàn Tiến Quyết¹, ThS. Trần Quốc Việt², ThS. Lê Hoàng Linh¹
ThS. Lê Huyền Trang¹, ThS. Nguyễn Thu Hà¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: quyetdt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo đưa ra các luận điểm phân tích và số liệu dự báo của Wood Mackenzie về cung - cầu các sản phẩm dầu mỏ ở khu vực châu Á - Thái Bình Dương và Việt Nam đến năm 2035. Với việc giả định tỷ lệ tăng trưởng tổng sản phẩm quốc nội (GDP) trung bình đạt 3,5%/năm, nhu cầu các sản phẩm dầu tại khu vực sẽ đạt mức 41,1 triệu thùng/ngày vào năm 2035. Với 244 nhà máy lọc dầu đang hoạt động (công suất thiết kế khoảng 34 triệu thùng/ngày), công suất lọc dầu của khu vực châu Á - Thái Bình Dương được dự báo sẽ tăng lên 2,1 triệu thùng/ngày từ các dự án mới và nâng cấp mở rộng các nhà máy hiện có. Với mức tăng trưởng GDP ước đạt 4,4%/năm trong giai đoạn 2015 - 2035, nhu cầu sản phẩm dầu của Việt Nam được Wood Mackenzie dự báo sẽ tiếp tục tăng và đạt mức 885.000 thùng/ngày vào năm 2035.

Từ khóa: Sản phẩm dầu, xăng, dầu, châu Á - Thái Bình Dương, Việt Nam, dự báo.

1. Châu Á - Thái Bình Dương

1.1. Nhu cầu

Wood Mackenzie dự báo kinh tế châu Á có tiềm năng tăng trưởng khá mạnh, ở mức trên 4% trong giai đoạn 2015 - 2035. Nâng cao năng suất sẽ là chìa khóa để thúc đẩy tăng trưởng vì các nền kinh tế châu Á sẽ thúc đẩy chuỗi giá trị sản xuất và mở rộng dịch vụ để tăng cường thị trường trong nước.

Wood Mackenzie dự báo tổng nhu cầu sản phẩm dầu ở khu vực châu Á - Thái Bình Dương sẽ tăng thêm 9,2 triệu thùng/ngày, từ mức 31,9 triệu thùng/ngày năm 2015 lên 41,1 triệu thùng/ngày năm 2035, tương ứng với mức tăng trưởng trung bình 1,6%/năm.

Trung Quốc và Ấn Độ được dự báo sẽ đóng góp 80% (hay 7,5 triệu thùng/ngày) trong mức tăng trưởng nhu cầu sản phẩm dầu của khu vực châu Á - Thái Bình Dương. Nhu cầu từ các nền kinh tế Đông Nam Á dự kiến sẽ tăng 2,2 triệu thùng/ngày trong giai đoạn 2015 - 2035. Trong khi đó, nhu cầu sản phẩm dầu của Nhật Bản (ngoại trừ nhu cầu FO tạm thời tăng gần đây để phục vụ phát điện) dự kiến sẽ giảm 1 triệu thùng/ngày trong giai đoạn dự báo.

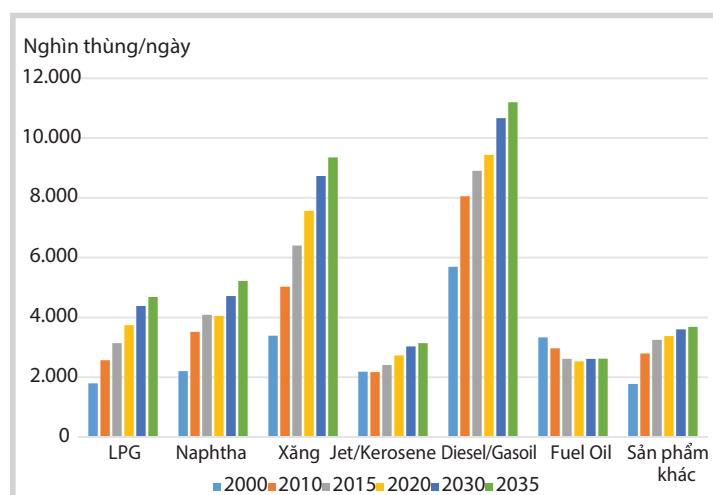
Nhu cầu nhiên liệu cho vận tải chiếm khoảng 66% trong mức tăng trưởng nhu cầu sản phẩm dầu. Trong đó, nhiên liệu vận tải đường bộ chiếm tỷ trọng lớn nhất với mức tăng dự kiến khoảng 4,9 triệu thùng/ngày từ mức 11,9 triệu thùng/ngày năm 2015 lên 16,8 triệu thùng/ngày trong

năm 2035. Nhiên liệu phản lực Jet A1 và FO cho các phương tiện vận tải đường biển được dự báo sẽ tăng lần lượt 1,8% và 0,7% mỗi năm.

Các nguyên liệu đầu vào cho hóa dầu như: naphtha và LPG được dự báo sẽ tăng trưởng ở mức 2,1%/năm và chiếm gần 26% trong tổng mức tăng trưởng nhu cầu sản phẩm dầu của khu vực châu Á - Thái Bình Dương.

Do có sự cạnh tranh với LNG và than đá, nhu cầu FO trong lĩnh vực công nghiệp và phát điện được dự báo sẽ giảm trong giai đoạn 2015 - 2035. Nhu cầu LPG, dầu hỏa, DO trong lĩnh vực thương mại/dân sinh cũng bị cạnh tranh từ LNG và điện nhưng mức độ ảnh hưởng thấp hơn.

Tổng nhu cầu LPG của khu vực châu Á - Thái Bình Dương được dự báo sẽ tăng bình quân 2%/năm trong giai đoạn 2015



Hình 1. Nhu cầu sản phẩm dầu của khu vực châu Á - Thái Bình Dương được phân chia theo nhóm sản phẩm trong giai đoạn 2000 - 2015 và dự báo đến năm 2035 [1]

- 2035 với mức tăng chủ yếu đến từ Trung Quốc, Ấn Độ, Thái Lan, Pakistan và Việt Nam (riêng Trung Quốc chiếm trên 50%). LPG sẽ tiếp tục thay thế các dạng nhiên liệu sinh khối truyền thống và dầu hỏa trong lĩnh vực dân sinh, đặc biệt ở Ấn Độ và Indonesia. Ngược lại, nhu cầu LPG của Nhật Bản và Hàn Quốc được dự báo sẽ giảm trong dài hạn, chủ yếu do việc chuyển đổi sang sử dụng LNG. Nhu cầu LPG được dự báo sẽ tăng từ 523 nghìn thùng/ngày trong năm 2015 lên mức 1.329 nghìn thùng/ngày vào năm 2035, do nhiều dự án khử hydro từ propane (PDH) sẽ đi vào hoạt động.

Khu vực châu Á - Thái Bình Dương tiếp tục tăng công suất sản xuất ethylene từ naphtha nên nhu cầu naphtha được dự báo sẽ tăng mạnh trong trung hạn, mặc dù sẽ bị hạn chế một phần bởi sự cạnh tranh của các sản phẩm hóa dầu nhập khẩu trực tiếp từ Trung Đông. Tổng nhu cầu naphtha được dự báo sẽ tăng trung bình 1,3%/năm, từ mức 4 triệu thùng/ngày năm 2015 lên 5,2 triệu thùng/ngày vào năm 2035.

Nhu cầu xăng được dự báo sẽ tăng trung bình 1,9%/năm từ mức 6,4 triệu thùng/ngày năm 2015 lên mức 9,4 triệu thùng/ngày vào năm 2035. Hơn 90% mức tăng trưởng này được dự báo đến từ Trung Quốc, Ấn Độ và Indonesia. Trong đó, nhu cầu xăng của Trung Quốc dự báo sẽ tăng thêm 1,3 triệu thùng/ngày, Ấn Độ tăng 1,2 triệu thùng/ngày và Indonesia tăng 315 nghìn thùng/ngày.

Ở các nước đang phát triển, số lượng xe ô tô tăng mạnh dẫn đến nhu cầu xăng được dự báo sẽ tiếp tục tăng. Tại các quốc gia phát triển như: Nhật Bản, Australia, New Zealand, số lượng phương tiện cá nhân đã gần đạt mức bão hòa, do đó nhu cầu xăng được dự báo sẽ giảm khi hiệu quả sử dụng nhiên liệu ngày càng được nâng cao.

Nhiên liệu phản lực chiếm 75% nhu cầu jet A1 trong khu vực và được dự báo sẽ tăng trung bình 1,8%/năm từ mức 1,8 triệu thùng/ngày năm 2015 lên 2,6 triệu thùng/ngày vào năm 2035. Trong đó, Trung Quốc được dự báo sẽ chiếm tới 59%, Ấn Độ chiếm 11% trong mức tăng trưởng này. Ở các nền kinh tế phát triển, nhu cầu tăng trưởng chậm hơn và có sự sụt giảm nhẹ ở Nhật Bản. Trái lại với jet A1, nhu cầu dầu hỏa (kerosene) trung bình giảm 5,3%/năm trong giai đoạn 2000 - 2015. Wood Mackenzie dự báo nhu cầu kerosene sẽ tiếp tục giảm trung bình 0,7%/năm từ mức 580 nghìn thùng/ngày năm 2015 xuống mức 506 nghìn thùng/ngày vào năm 2035. Sự sụt giảm này chủ yếu từ Nhật Bản, Hàn Quốc và cả các nước đang phát triển như Ấn Độ và Indonesia (do chuyển kerosene sang sử dụng các dạng nhiên liệu thay thế khác, chủ yếu là LPG).

Nhìn chung, tổng nhu cầu jet A1/kerosene được Wood Mackenzie dự báo sẽ tăng 0,73 triệu thùng/ngày (trung bình 1,3%/năm) trong giai đoạn 2015 - 2035.

Nhu cầu dầu diesel (DO) được dự báo tăng 2,3 triệu thùng/ngày (bình quân 1,2%/năm) trong giai đoạn 2015 - 2035. Nhu cầu DO cho vận tải đường bộ chiếm phần lớn trong mức tăng trưởng này (mức tăng 2 triệu thùng/ngày). Tổng nhu cầu DO ở các nước đang phát triển như Trung Quốc, Ấn Độ, Indonesia và Việt Nam chiếm 1,9 triệu thùng/ngày. Nhu cầu DO được dự báo sẽ giảm nhẹ ở Australia, Hồng Kông, Nhật Bản, New Zealand, Singapore và Đài Loan.

Nhu cầu dầu đốt được dự báo sẽ tăng tối đa khoảng 300 nghìn thùng/ngày trong giai đoạn đến năm 2035. Cơ giới hóa nông nghiệp đang thúc đẩy nhu cầu DO ở Trung Quốc, nhưng sẽ sụt giảm mạnh ở Nhật Bản trong thời kỳ dự báo.

Nhu cầu FO được dự báo sẽ tăng nhẹ trong giai đoạn 2015 - 2035, đạt mức 2,6 triệu thùng/ngày. Nhu cầu FO trong các lĩnh vực ngoài vận tải, chủ yếu là công nghiệp và phát điện, được dự báo sẽ giảm 384 nghìn thùng/ngày (khoảng 2,2%/năm) đến năm 2035 do sự cạnh tranh từ các dạng nhiên liệu thay thế như LNG và than đá. Giao thương hàng hóa bằng đường biển tiếp tục mở rộng trong dài hạn nên nhu cầu FO cho vận tải được dự báo sẽ tăng 371 thùng/ngày (1%/năm). Trong đó, Trung Quốc, Hồng Kông và Singapore sẽ chiếm khoảng 84% tổng nhu cầu FO.

1.2. Nguồn cung

Năm 2015, khu vực châu Á - Thái Bình Dương đã chế biến khoảng 26,5 triệu thùng/ngày (1.327 triệu tấn) dầu thô, công suất chế biến trung bình đạt 78% - cao hơn gần 3% so với năm 2014. Công suất chế biến tăng là do lợi nhuận lọc dầu cao hơn tại khu vực. Với 244 nhà máy lọc dầu hiện có (công suất khoảng 34 triệu thùng/ngày, 1.700 triệu tấn), tổng công suất lọc dầu của khu vực châu Á - Thái Bình Dương được dự báo sẽ tăng 2,1 triệu thùng/ngày từ các dự án mới và nâng cấp mở rộng.

- Công suất lọc dầu chỉ tăng thêm khoảng 300 nghìn thùng/ngày trong giai đoạn 2016 - 2022, thấp hơn một nửa so với giai đoạn 2009 - 2015 và dự báo tăng trung bình 505 nghìn thùng/ngày trong giai đoạn 2016 - 2022.

- Hiệu suất sử dụng thiết bị tăng nhẹ lên mức 79%.
- Tăng trưởng nguồn cung sản phẩm chủ yếu là nhờ các nhà máy ở Trung Quốc và Ấn Độ tăng công suất để đáp ứng nhu cầu nội địa.

- Sản lượng lọc dầu đang tăng cùng công suất lọc

Bảng 1. Tổng nguồn cung sản phẩm dầu từ nguồn chế biến của các nhà máy lọc hóa dầu châu Á - Thái Bình Dương giai đoạn 2010 - 2015 và dự báo đến năm 2035 [1]

Đơn vị tính: nghìn thùng/ngày

Sản phẩm \ Thời gian	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
LPG	825	1.038	1.289	1.284	1.453	1.496	1.494	1.499
Naphtha	1.620	2.124	2.457	2.673	2.486	2.619	2.615	2.628
Xăng	3.460	4.093	5.029	6.315	6.882	7.040	7.011	7.033
Jet/Kerosene	2.259	2.392	2.541	2.933	3.145	3.283	3.263	3.272
Diesel/Gasoil	5.694	6.941	8.535	9.566	9.616	9.901	9.886	9.923
Fuel Oil	2.714	2.509	1.982	1.418	1.174	1.182	1.173	1.182
Sản phẩm khác	1.550	1.975	2.944	3.604	3.777	3.898	3.894	3.901
Tiêu hao nhiên liệu và tổn thất nhà máy lọc dầu	1.213	1.430	1.613	1.690	1.900	1.979	1.970	1.976
Tổng	19.335	22.502	26.389	29.483	30.433	31.398	31.306	31.414

dầu ở châu Á - Thái Bình Dương. Tuy nhiên tăng trưởng sản lượng sẽ chấm dứt từ sau năm 2022 do công suất lọc dầu không tăng thêm.

- Việc bổ sung các phân xưởng như: FCC, hydro cracking và coking sẽ giúp các nhà máy tăng sản lượng xăng và DO thay vì FO.

- Sản lượng các sản phẩm khác gồm: bitumen, petcoke (than cốc dầu mỏ), lưu huỳnh, lube (dầu nhờn), BTX (Benzene-Toluene-Xylene) và propylene cũng gia tăng.

Nguồn cung sản phẩm dầu từ ngoài nhà máy lọc dầu trong khu vực châu Á - Thái Bình Dương dự báo đạt mức 1,8 triệu thùng/ngày đến năm 2035, đáp ứng khoảng 4,3% nhu cầu. Wood Mackenzie dự báo sản lượng khí hóa lỏng (GTL) và nhiên liệu sinh học sẽ tiếp tục tăng; trong khi đó tỷ lệ sử dụng khí thiên nhiên hóa lỏng hoặc dầu thô làm chất đốt sẽ giảm. Năm 2015, nguồn cung này đạt 1,16 triệu thùng/ngày, đáp ứng khoảng 3,6% nhu cầu.

Sản lượng khí thiên nhiên hóa lỏng (chủ yếu là LPG và naphtha) ở khu vực châu Á - Thái Bình Dương đạt khoảng 520 nghìn thùng/ngày trong năm 2015. Sản lượng này được dự báo sẽ tăng trưởng ở Australia, Trung Quốc và Indonesia nhưng sụt giảm tại Thái Lan.

Mặc dù nhiên liệu sinh học chỉ chiếm tỷ lệ nhỏ trong tổng nguồn cung nhiên liệu ở khu vực châu Á - Thái Bình Dương nhưng sản lượng đã tăng gấp đôi so với năm 2008, đạt mức 194 nghìn thùng/ngày trong năm 2015. Khoảng 60% nguồn cung là ethanol và còn lại là diesel sinh học. Nguồn cung nhiên liệu sinh học sẽ tiếp tục tăng trưởng nhờ các chính sách hỗ trợ ở một số quốc gia châu Á nhưng tốc độ tăng trưởng sẽ giảm. Nhiên liệu sinh học sẽ đóng góp 2% trong tổng nguồn cung sản phẩm cho châu Á - Thái Bình Dương vào năm 2035.

Tổng khối lượng dầu thô sử dụng trực tiếp làm chất đốt ở khu vực châu Á - Thái Bình Dương đạt khoảng 270 nghìn thùng/ngày trong năm 2015, chủ yếu ở Trung Quốc và Nhật Bản. Nhật Bản tăng cường sử dụng dầu thô cho phát điện sau sự cố ở nhà máy điện hạt nhân Fukushima Daiichi năm 2011. Tuy nhiên, Wood Mackenzie dự báo lượng dầu thô sử dụng cho phát điện ở Nhật Bản sẽ giảm dần xuống 190 nghìn thùng/ngày năm 2035.

1.3. Cân đối cung - cầu

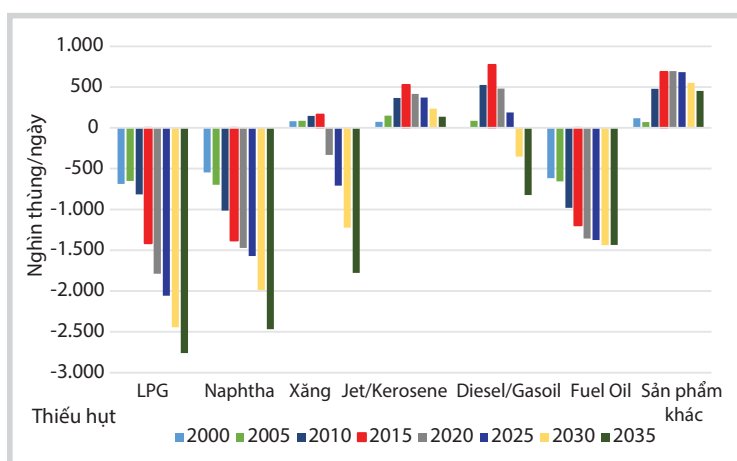
Wood Mackenzie dự báo tình trạng thiếu hụt LPG và naphtha sẽ tiếp tục diễn ra trong dài hạn. Xăng, DO, jet A1 đã xảy ra tình trạng dư thừa trong năm 2015 với mức dư thừa sản phẩm tầm trung lên tới 1,35 triệu thùng/ngày.

- LPG vẫn sẽ là sản phẩm bị thiếu hụt nhiều nhất trong khu vực châu Á - Thái Bình Dương, chủ yếu xảy ra ở Ấn Độ, Indonesia, Trung Quốc và Thái Lan.

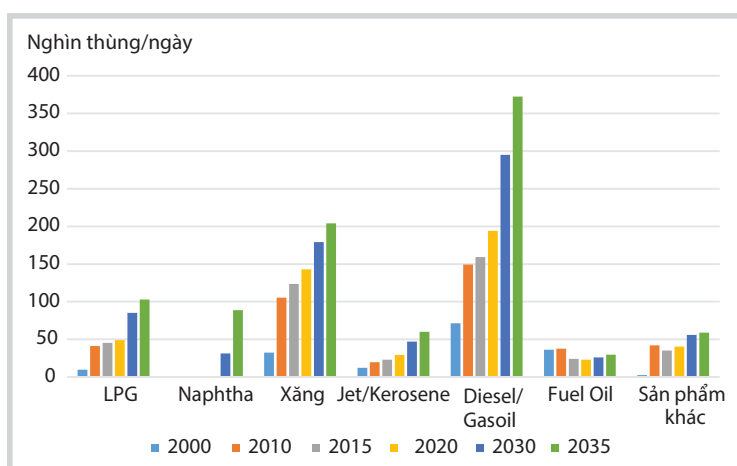
- Naphtha sẽ thiếu hụt nhẹ vào năm 2022, chủ yếu do giảm công suất lọc dầu ở các nước Bắc Á (Nhật Bản, Hàn Quốc và Đài Loan). Nguồn naphtha từ LNG chỉ có tác động rất nhỏ đến cân đối cung - cầu.

- Do số lượng phương tiện vận tải gia tăng nên Wood Mackenzie dự báo châu Á - Thái Bình Dương sẽ thiếu hụt xăng từ đầu năm 2017. Tình trạng thiếu hụt xăng dầu xảy ra chủ yếu ở các nước Trung Quốc, Ấn Độ và Indonesia. Việc bổ sung ethanol vào xăng được dự báo sẽ tăng lên mức 390 nghìn thùng/ngày vào năm 2022 nhưng cũng chỉ chiếm 5% tổng nguồn cung.

- DO được dự báo sẽ tiếp tục dư thừa đến năm 2022, tập trung ở các thị trường Trung Quốc, Ấn Độ, Nhật Bản, Đài Loan, Hàn Quốc và Singapore. Dư thừa DO của Trung Quốc được dự báo sẽ tăng từ 45 nghìn thùng/ngày năm 2015 lên 435 nghìn thùng/ngày vào năm 2022.



Hình 2. Cân đối cung - cầu sản phẩm dầu khu vực châu Á - Thái Bình Dương theo nhóm sản phẩm giai đoạn 2000 - 2015 và dự báo đến năm 2035 [1]



Hình 3. Nhu cầu sản phẩm dầu Việt Nam theo nhóm sản phẩm giai đoạn 2000 - 2015 và dự báo đến năm 2035 [2]

- FO sẽ tiếp tục thiếu hụt trong giai đoạn 2015 - 2022 do nguồn cung giảm mạnh, giảm công suất các nhà máy lọc dầu và các dự án nâng cấp FO thành các sản phẩm nhiên liệu cho vận tải; than đá và khí thiên nhiên trở thành nhiên liệu thay thế FO trong lĩnh vực phát điện và các ngành công nghiệp. Sau năm 2022, nguồn cung FO được dự báo sẽ ổn định do khu vực không có nhiều dự án lọc dầu mới.

- Từ sau năm 2020, nhu cầu sản phẩm dầu tiếp tục tăng, vì vậy các nước châu Á - Thái Bình Dương sẽ thiếu hụt các sản phẩm quan trọng nếu không mở rộng công suất các nhà máy lọc dầu.

2. Việt Nam

2.1. Nhu cầu

Theo Wood Mackenzie, GDP của Việt Nam sẽ đạt mức tăng trưởng trung bình 5,3%/năm trong giai đoạn đến năm 2035.

Tổng nhu cầu sản phẩm dầu được dự báo tăng từ 405 nghìn thùng/ngày trong năm 2015 lên mức 885 nghìn thùng/ngày vào năm 2035 - tương ứng với mức tăng trưởng trung bình 4,4%/năm.

Lĩnh vực vận tải chiếm khoảng 65% trong tổng nhu cầu sản phẩm dầu và được dự báo sẽ tăng trưởng trung bình 5,4%/năm. Lĩnh vực công nghiệp và năng lượng chiếm khoảng 20% tổng nhu cầu sản phẩm dầu hiện nay. Khi nền kinh tế tiếp tục công nghiệp hóa, nhu cầu sản phẩm dầu cho các lĩnh vực này được dự báo sẽ tăng khoảng 0,6%/năm trong giai đoạn 2015 - 2035. Nhu cầu naphtha cho hóa dầu sẽ tăng mạnh trong năm 2024 với giả định dự án ethylene đi vào hoạt động. Nhiên liệu sử dụng trong thương mại, dân sinh và nông nghiệp chiếm khoảng 13% nhu cầu sản phẩm dầu và được dự báo sẽ tăng 0,5%/năm trong giai đoạn đến năm 2035.

Tổng nhu cầu LPG được dự báo sẽ tăng trung bình 3,8%/năm đến năm 2035. Hơn 80% lượng LPG đang được sử dụng trong lĩnh vực thương mại và dân sinh. Sau giai đoạn tăng trưởng liên tục ở mức 11,5%/năm từ 2000 - 2015, tổng nhu cầu LPG cho lĩnh vực thương mại và dân sinh được dự báo sẽ tăng chậm lại ở mức 0,5%/năm. Từ sau năm 2024, sẽ có sự tăng trưởng nhu cầu LPG cho lĩnh vực hóa dầu.

Với triển vọng tăng trưởng cao, Wood Mackenzie giả định công suất hóa dầu của Việt Nam là 0,95 triệu tấn/năm từ năm 2020 (với naphtha và LPG được sử dụng chủ yếu làm nguyên liệu đầu vào) và tăng lên mức 2,35 triệu tấn vào năm 2035. Tương ứng với đó, nhu cầu naphtha của Việt Nam được dự báo ở mức 30 nghìn thùng/ngày trong năm 2025 và tăng lên mức 89 nghìn thùng/ngày vào năm 2035.

Với số lượng phương tiện giao thông liên tục tăng, nhu cầu xăng của Việt Nam đã tăng trưởng ở mức cao với 9,2%/năm trong giai đoạn 2000 - 2015. Wood Mackenzie dự báo nhu cầu xăng sẽ tăng trưởng chậm hơn ở mức 2,4%/năm cho tới năm 2035. Số lượng phương tiện vận tải hành khách của Việt Nam đến nay đã vượt 1 triệu. Tuy nhiên, số lượng phương tiện cá nhân vẫn ở mức thấp với khoảng 11 xe ô tô/1.000 người dân trong năm 2015. Số lượng phương tiện cá nhân được dự báo sẽ đạt mức 25 xe/1.000 người dân (2,6 triệu xe) vào năm 2025 và tiếp tục tăng lên mức 51 xe/1.000 người dân (5,5 triệu xe) vào năm 2035. Wood Mackenzie dự báo đến năm 2035, xe sử dụng xăng (bao gồm cả xăng sinh học) vẫn chiếm 95% tổng số lượng phương tiện giao

Bảng 2. Tổng nguồn cung sản phẩm dầu từ nguồn chế biến của các nhà máy lọc hóa dầu Việt Nam giai đoạn 2010 - 2015 và dự báo đến năm 2035 [2]

Đơn vị tính: nghìn thùng/ngày

Sản phẩm	Thời gian	2010	2015	2020	2025	2030	2035
LPG		6,9	7,2	27,1	27,9	28,7	29,4
Naphtha		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Xăng		42,7	44,3	91,3	93,9	96,5	99,0
Jet/Kerosene		2,3	2,4	20,1	20,7	21,3	21,8
Diesel/Gasoil		57,5	62,1	117,6	121	124,5	127,6
Fuel Oil		3,3	3,4	9,9	10,2	10,5	10,7
Sản phẩm khác		0,0	0,0	25,9	26,7	27,4	28,1
Tiêu hao nhiên liệu và tổn thất nhà máy lọc dầu		12,4	10,4	29,9	30,8	31,7	32,5
Tổng		125,1	129,8	321,8	331,2	340,6	349,1

thông ở Việt Nam. Lượng nhiên liệu tiêu thụ cho các phương tiện sẽ giảm dần khoảng 1,5%/năm do hiệu quả sử dụng nhiên liệu được nâng cao.

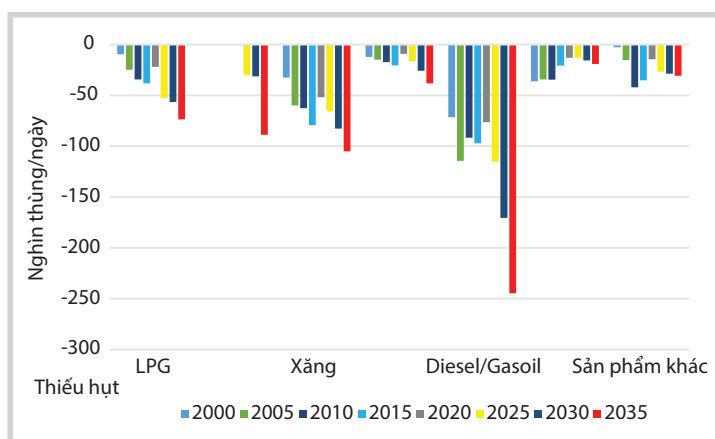
Nhiên liệu jet A1 đang chiếm đến 93% tổng nhu cầu jet/kerosene của Việt Nam, tăng trưởng khoảng 10,8%/năm trong giai đoạn 2000 - 2015. Nhu cầu jet A1 được dự báo sẽ chậm lại ở mức 5,1%/năm đến năm 2035. Vận tải hàng không sẽ tăng cùng với sự phát triển kinh tế nhưng nhu cầu jet A1 sẽ giảm dần khi các hãng hàng không nâng cao hiệu quả sử dụng nhiên liệu. Trong lĩnh vực thương mại và dân sinh, nhu cầu kerosene đang ở mức 1 nghìn thùng/ngày, giảm 10 nghìn thùng/ngày so với năm 2001. Nhu cầu kerosene được dự báo sẽ ổn định ở mức rất thấp đến năm 2035.

Nhu cầu DO của Việt Nam tăng trung bình 5,5%/năm trong giai đoạn 2000 - 2015, chủ yếu là trong lĩnh vực vận tải đường bộ (tăng 7,7%/năm). Wood Mackenzie dự báo nhu cầu DO của Việt Nam tiếp tục tăng 4,3%/năm cho đến năm 2035, trong đó nhu cầu DO cho lĩnh vực vận tải đường bộ tăng trung bình 5,1%/năm.

Nhu cầu FO của Việt Nam đã giảm trung bình 3%/năm trong giai đoạn 2000 - 2015, chủ yếu từ lĩnh vực điện và công nghiệp. Tổng nhu cầu FO được dự báo sẽ tăng nhẹ khoảng 0,2%/năm đến năm 2035, trong đó nhu cầu cho công nghiệp được dự báo tăng tối đa 0,8%/năm.

2.2. Nguồn cung

Năm 2015, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sản xuất 6,15 triệu tấn xăng dầu và sản lượng lọc dầu của Việt Nam sẽ có sự tăng trưởng đáng kể khi Tổ hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn đi vào hoạt động.

**Hình 4.** Cân đối cung - cầu sản phẩm dầu Việt Nam theo nhóm sản phẩm giai đoạn 2000 - 2015 và dự báo đến năm 2035 [2]

LPG từ các nguồn cung ngoài nhà máy lọc dầu như NGLs đã đạt mức 7 nghìn thùng/ngày trong năm 2015 và dự báo sẽ tăng nhẹ lên mức 18 nghìn thùng/ngày trong dài hạn.

2.3. Cân đối cung - cầu

Việt Nam sẽ thiếu hụt các sản phẩm dầu do công suất lọc dầu hiện nay chưa đáp ứng đủ nhu cầu trong nước ngày càng tăng. Nhu cầu LPG tăng rất nhanh trong lĩnh vực thương mại và dân sinh. Nguồn cung từ Tổ hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn sẽ giảm bớt tình trạng thiếu hụt trong thời gian ngắn nhưng cầu sẽ tiếp tục vượt cung trong dài hạn.

Wood Mackenzie dự báo nhu cầu naphtha Việt Nam sẽ bắt đầu từ sau năm 2022, với việc phát triển Tổ hợp Hóa dầu miền Nam tại Long Sơn, Bà Rịa - Vũng Tàu.

Sản phẩm Việt Nam thiếu hụt nhiều nhất là xăng và DO cho lĩnh vực giao thông vận tải. Sự thiếu hụt này sẽ giảm nhẹ sau khi Tổ hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn đi vào hoạt động. Nhu cầu ethanol cho xăng sinh học được dự báo sẽ tăng, từ mức 4 nghìn thùng/ngày trong năm 2015 lên mức 20 nghìn thùng/ngày vào năm 2035.

Thiếu hụt jet A1 tại Việt Nam được dự báo sẽ giảm nhẹ vào năm 2022 khi Tổ hợp Lọc dầu Nghi Sơn đi vào hoạt động.

FO là sản phẩm có nhu cầu tăng trưởng thấp nhất và ít bị thiếu hụt trong giai đoạn đến năm 2035.

3. Kết luận

Wood Mackenzie dự báo đến năm 2035 khu vực châu Á - Thái Bình Dương sẽ tiếp tục nhập khẩu ròng LPG, naphtha, FO. Do công suất lọc dầu tăng mạnh, châu Á - Thái Bình Dương đã trở thành khu vực xuất khẩu xăng, jet A1/kerosene và DO.

Nhập khẩu LPG vẫn ở mức ổn định do các quốc gia đã chuyển sang sử dụng LPG trong lĩnh vực thương mại/dân sinh. Một lượng nhỏ LPG được sử dụng làm nguyên liệu cho hóa dầu. LPG chủ yếu được nhập khẩu từ Trung Đông và Mỹ.

Naphtha là nguyên liệu chính cho các nhà máy hóa dầu ở châu Á và đang được nhập khẩu chủ yếu từ Trung

Đông. Với sự xuất hiện nguồn cung LNG từ Mỹ, Wood Mackenzie dự báo nhập khẩu naphtha từ Mỹ sang châu Á trong tương lai sẽ thuận tiện hơn do kênh đào Panama được mở rộng.

Nhu cầu nhập khẩu FO có thể tăng do các nhà máy lọc dầu ở khu vực châu Á - Thái Bình Dương tiếp tục được đầu tư nâng cấp FO thành các sản phẩm nhẹ có giá trị cao. Các nguồn cung chính gồm: Trung Đông, các nước Liên Xô cũ, châu Mỹ Latinh và châu Âu.

Xuất khẩu dầu diesel từ châu Á sang châu Âu sẽ phải cạnh tranh gay gắt với nguồn cung từ Trung Đông, Mỹ và các nước Liên Xô cũ (FSU).

Tài liệu tham khảo

1. Wood Mackenzie. *Other Asia Pacific product markets long-term outlook H1 2016*. 6/2016.
2. Wood Mackenzie. *Vietnam product markets long-term outlook H1 2016*. 6/2016.

Oil product market outlook of Asia-Pacific and Vietnam to 2035

Doan Tien Quyet¹, Tran Quoc Viet², Le Hoang Linh¹
Le Huyen Trang¹, Nguyen Thu Ha¹

¹Vietnam Petroleum Institute

²Vietnam Oil and Gas Group

Email: quyetdt@vpi.pvn.vn

Summary

The article introduces Wood Mackenzie's forecast on demand and supply of oil products in the Asia-Pacific region and Vietnam to 2035. With an assumed GDP growth rate of 3.5% per annum, demand in the region is expected to reach 41.1 million b/d in 2035. In the supply side, with the existing 244 refineries (total refining capacity of around 34 million b/d), Asia-Pacific is forecast to increase its refining capacity to 2.1 million b/d from new refineries and the expansion of existing ones. Vietnam's demand for oil products is forecast by Wood Mackenzie to continue to grow based on an estimated average GDP growth of 4.4% per annum between 2015 and 2035, and reach 885kb/d in 2035.

Key words: Oil products, gasoline, diesel, Asia-Pacific, Vietnam, forecast.

HIỂN THỊ KẼ NÚT ĐƯỢC CHÈN BẰNG TRƯỜNG VI ĐỊA CHẤN VÀ SÓNG ĐIỆN TỪ

PGS.TS. Trần Ngọc Toàn

*Viện Nghiên cứu và Phát triển Công nghệ cao
Đại học Duy Tân Đà Nẵng*

Tóm tắt

Địa vật lý đóng vai trò quan trọng trong các hoạt động thượng nguồn dầu khí. Tuy nhiên, mỗi phương pháp địa vật lý chỉ phản ánh một tính chất của đối tượng nghiên cứu, không thể giải quyết tất cả các vấn đề do tính bất đồng nhất và đặc điểm địa chất của các bể dầu khí rất khác nhau. Carbo Ceramics Inc. đã nghiên cứu kỹ thuật hiển thị điện tích (đất đá) xung quanh lòng giếng khoan - nơi các kẽ nứt được chèn bằng chất chèn đặc biệt (có bọc lớp áo dẫn điện) và kích thích bằng năng lượng sóng điện từ. Công nghệ này có thể sử dụng kết hợp với công nghệ hiển thị vi địa chấn để bổ sung thông tin, xác định chính xác cấu trúc nứt nẻ và vị trí vật chèn trong các kẽ nứt, đặc biệt là đối tượng dầu khí phi truyền thống..

Từ khóa: Vi địa chấn, điện từ trường, chất chèn, kẽ nứt, dầu khí phi truyền thống.

Việc phát triển các dự án dầu khí phi truyền thống (môi trường đá chứa có độ rỗng tự nhiên rất thấp hoặc môi trường đá chứa rắn chắc nứt nẻ) như dầu khí trong đá chứa phiến sét hoặc đá cát, đá carbonate rắn, đá móng nứt nẻ... đang mang lại sức sống mới cho ngành kinh tế năng lượng có tính chiến lược toàn cầu. Lĩnh vực này đòi hỏi phải có công nghệ phi truyền thống hiện đại và khả năng thích nghi được với các điều kiện mới để giá sản phẩm sản xuất ra phù hợp với thị trường tiêu thụ.

Trong hoạt động phát triển - khai thác mỏ dầu khí, các phương pháp địa vật lý là công cụ rất hiệu quả cung cấp thông tin về đặc điểm cấu trúc địa chất và tính chất cơ lý tầng chứa, xác định vị trí phân bố các kẽ nứt được chèn bằng các chất chèn (proppants), góp phần nâng cao hiệu quả kinh tế thông qua việc rút ngắn thời gian phát triển mỏ và nâng cao sản lượng khai thác dầu khí, đặc biệt là đối tượng phi truyền thống. Chất chèn được sử dụng ở đây là một tập hợp vật chất cứng, gồm các hạt nhỏ, kích thước tương đối đồng đều, độ chọn lọc tốt, có dạng hạt hoặc hình cầu, có khả năng lơ lửng trong chất lỏng, được bơm xuống giếng trong quá trình nứt vỡ vỉa đá chứa. Bài báo này giới thiệu tổng quan phương pháp hiển thị vi địa chấn và hiển thị điện từ trường, là các công nghệ cao đang được nghiên cứu và thử nghiệm tại Mỹ [1 - 3].

Các phương pháp hiển thị định tính hoặc bán định lượng được sử dụng trong địa chất khoáng sản từ giữa thế kỷ 20 gồm: chiếu điện, đo vi trọng lực, vi từ trường đồng thời trong lòng 2 hoặc nhiều giếng khoan để phát hiện các ổ quặng nằm trong không gian giữa các giếng thăm dò khai thác, bổ sung các thông tin để xác định trữ

lượng khoáng sản có ích trong khu vực nghiên cứu, đã góp phần nâng cao độ tin cậy của số liệu địa chất chỉ dựa trên liên kết các giếng thăm dò. Trong địa chất dầu khí, phương pháp thăm dò địa chấn thẳng đứng khi được xử lý đặc biệt cũng có thể cung cấp các thông tin định lượng về sự xuất hiện của các thấu kính chứa hydrocarbon dạng thạch học - địa tầng, kích thước vừa phải, nằm trong không gian giữa các giếng thăm dò cách xa nhau, song nhìn chung chất lượng rất thấp. Các phương pháp hiển thị khác giúp quan sát rõ cấu trúc và tình trạng lòng giếng chỉ phục vụ chủ yếu trong hoạt động khoan. Các phương pháp trên đến nay vẫn được sử dụng với quy mô nhỏ vì không đủ khả năng trả lời các câu hỏi trong quá trình phát triển mỏ và khai thác, đặc biệt là trong công nghiệp dầu khí phi truyền thống.

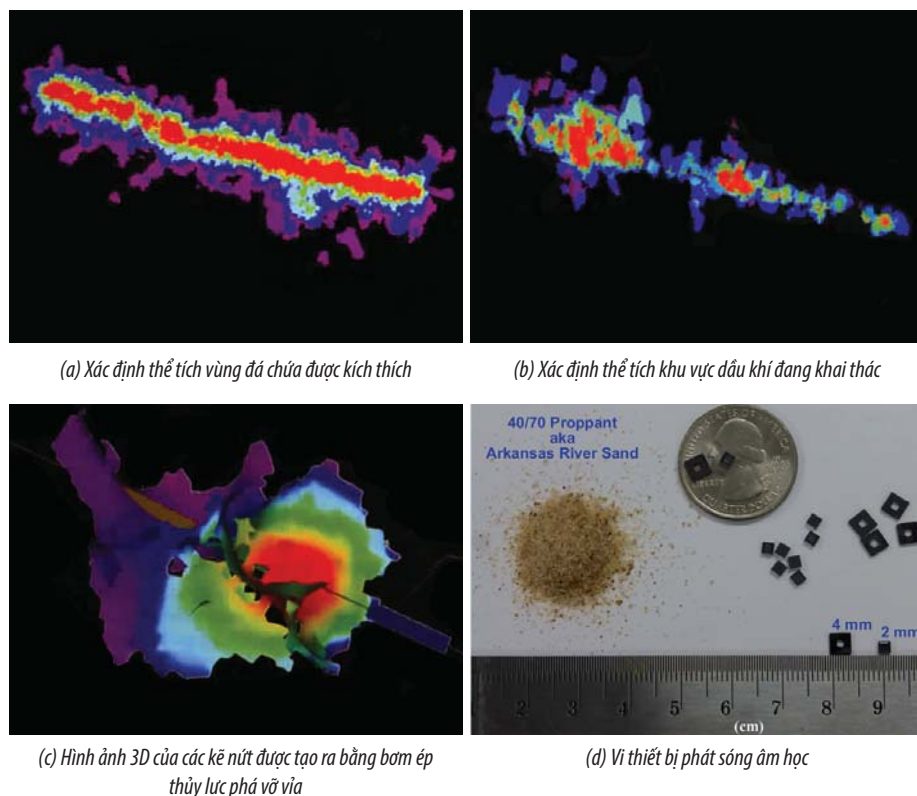
Các nghiên cứu tổng hợp cho biết 80% lượng dầu khai thác nằm trong 20% thể tích các kẽ nứt có trong tầng chứa. Nói cách khác, ngành dầu khí chỉ mới khai thác được một phần nhỏ tài nguyên. Tình trạng giá dầu thấp kéo dài đã khiến lợi nhuận của ngành dầu khí giảm mạnh, tạo ra áp lực lớn cần phải có công nghệ tầng chứa hiện đại. Trong đó, vấn đề quan trọng là hiển thị hệ thống kẽ nứt bao gồm cả kẽ nứt tự nhiên và nhân tạo, đặc biệt là các kẽ nứt được chèn để giữ ổn định công suất khai thác. Giải pháp này sẽ cung cấp thông tin tương đối chính xác về trữ lượng các cấp của các khoáng sản dầu khí, nhờ đó giúp giảm mạnh giá thành thăm dò, khai thác. Đây cũng là nhu cầu cấp thiết đối với Việt Nam do trữ lượng dầu thô chủ yếu nằm trong đá móng hoặc đá vôi nứt nẻ, chưa kể đến khả năng một lượng lớn dầu chứa trong tầng đá sét sinh dầu chưa di cư hết do độ rỗng, độ thấm rất thấp.

Hiển thị vi địa chấn

Hiển thị vi địa chấn tạo ra một bức tranh 3D thể hiện các vị trí chất chèn tồn tại ổn định. Tuy nhiên, điều này đòi hỏi phải có thời gian đủ dài (vài năm) để nhà cung cấp thiết bị sóng âm mini sản xuất số lượng lớn, đủ đặt trong tầng chứa nứt nẻ, phù hợp với từng môi trường địa chất mỏ cụ thể, cung cấp cho nhà khai thác tiến hành thử nghiệm trước khi chính thức đưa vào sử dụng đại trà.

Hình ảnh hiển thị vi địa chấn (microseismic images) được sử dụng để trình bày các kết quả của hoạt động phá vỡ vỉa (thường là phá vỡ vỉa thủy lực) dựa trên sóng âm sinh ra khi đá bị đập vỡ tạo thành các kẽ nứt hở và chạm vào nhau. Tuy nhiên, bức tranh vi địa chấn không cho biết sự di chuyển của chất chèn theo thời gian phá vỡ, mà chỉ cho biết kẽ nứt đang được tạo ra. Trong các loại đá chứa, kẽ nứt được chèn là vị trí góp phần chủ yếu cho năng suất của giếng khai thác. Do đó nếu biết được khu vực kẽ nứt được chèn sẽ giúp xác định chính xác phạm vi phân bố của đá chứa cung cấp nhiều dầu khí nhất. Đây là điểm khởi đầu cho quyết định lựa chọn phương thức khai thác để có thể thu hồi được cao hơn 10% trữ lượng tại chỗ của tầng chứa dầu khí phi truyền thống (Hình 1a, b, c). Nếu biết được độ rộng và chiều dài của kẽ nứt liên thông thể hiện qua vị trí kẽ nứt được chèn, sẽ có số liệu chính xác hơn về thông số độ rỗng hiệu dụng dùng cho mô hình hóa/mô phỏng hóa cấu trúc mỏ, giúp thiết kế khoảng cách giữa các giếng bơm ép nước, các giếng khai thác một cách hợp lý và xây dựng sơ đồ khai thác tối ưu.

Vấn đề xử lý và giải thích dữ liệu vi địa chấn nhằm hiển thị vi địa chấn hiện nay chưa được các công ty địa vật lý hoàn thiện.



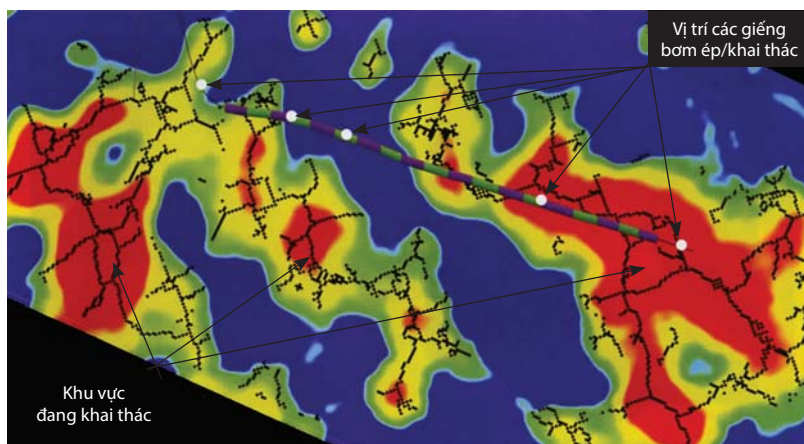
Hình 1. Môi trường địa chấn thu được phản ánh qua cường độ tác động âm học cho phép xác định khu vực có kẽ nứt tự nhiên hoặc do hoạt động phá vỡ âm học, kích thích vỉa bằng thủy lực được chèn bằng các vật liệu chèn đặc biệt

Một hướng nghiên cứu mới đang được các nhà kỹ thuật Pháp tiến hành là sáng chế công nghệ gắn với chất chèn trong quá trình bơm vào mỏ để tạo ra nguồn phát sóng âm tách biệt, rõ ràng khi cấu trúc hạt chất chèn co lại dưới tác dụng của áp suất cao phát ra sau khi đến được vị trí chèn. Thiết bị vi cấu trúc nói trên sẽ được sản xuất đại trà, sử dụng kỹ thuật in vi tính khổ rộng, sau đó cắt ra thành các bits li ti để đặt vào chất chèn.

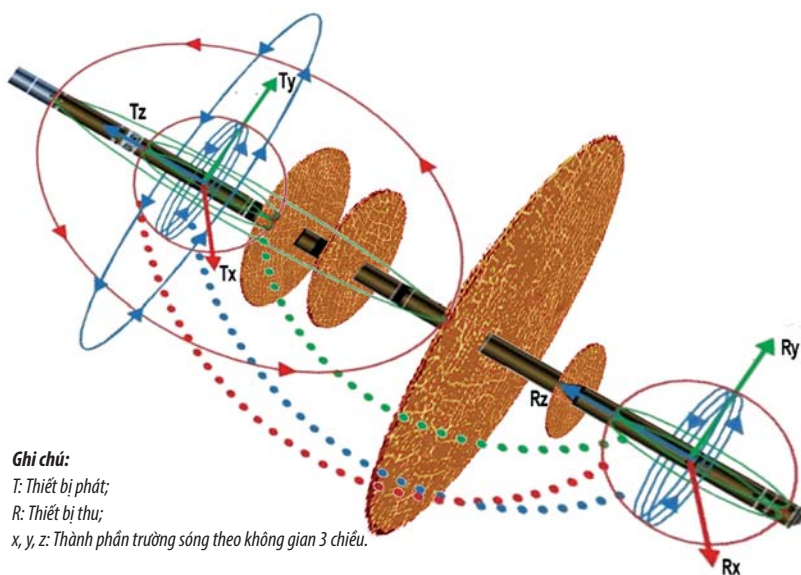
Một sáng chế khác ở California đã nghiên cứu chế tạo thiết bị cực nhạy dành cho cấu hình máy thu phát sóng địa chấn trong lòng giếng khoan, vừa ghi sóng vừa ghi tọa độ vị trí di động của chất chèn. Cấu tử phát vi sóng âm học (acoustic microemitters) có hình vuông rỗng ruột, có kích cỡ: 2mm và 4mm (Hình 1d), mỗi loại phát ra âm thanh riêng khi cấu tử co lại dưới tác động của áp suất tầng chứa gây ra tiếng nổ giống như tiếng nổ nhỏ của các bong bóng hơi chứa trong chiếc khăn quàng khi bị vặn (Hình 3). Tín hiệu âm học đặc biệt này có thể theo dõi, kiểm tra được để xác định kích thước kẽ nứt, hướng phát triển và vẽ lại quỹ đạo di chuyển của vật chất chèn trong kẽ nứt của đá chứa (Hình 2).

Hiển thị điện từ trường

Phương pháp hiển thị kẽ nứt và vật chèn sử dụng năng lượng sóng điện từ có ưu thế hơn phương pháp hiển thị bằng sóng vi địa chấn do cung cấp kết quả rõ ràng, nhanh chóng với chi phí thấp hơn. Hai phương pháp có thể sử dụng đồng thời để bổ sung thông tin,



Hình 2. Hình ảnh các kẽ nứt trên lát cắt ngang



Ghi chú:
T: Thiết bị phát;
R: Thiết bị thu;
x, y, z: Thành phần trường sóng theo không gian 3 chiều.

Hình 3. Sơ đồ thiết bị logging (carota) cảm ứng âm học của Gearhart

xác định chính xác cấu trúc nứt nẻ và vị trí vật chèn trong các kẽ nứt (Hình 3).

Trong báo cáo kỹ thuật trình bày tại SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference năm 2016 [2], Terry Palish và nnk cho biết phương pháp hiển thị điện từ trường được thử nghiệm trong một giếng khai thác đã sử dụng 230.000lb chất chèn được bọc áo dẫn điện. Lớp áo bọc này giúp phát hiện chất chèn khi bị kích thích bằng sóng điện từ truyền tới từ một nguồn phát đặt ở ống chống tại chiều sâu 8000ft trong lòng giếng. Các công nghệ mới sử dụng trong phương pháp hiển thị điện từ trường gồm: chọn chất chèn (cát, gốm đặc biệt...), sản xuất chất làm áo bọc chất chèn, sử dụng ống chống bằng thép để truyền trường điện từ mạnh ra ngoài và các thuật toán (algorithm) mới để minh giải dữ liệu...

Khi tiến hành thử nghiệm phương pháp này trong giếng khai thác của ConocoPhillips tại bốn trũng Delaware, Carbo Ceramics Inc. không biết chắc chắn sẽ thu được thông tin gì. Terry Palish cho biết: "Khi đó mục tiêu số 1 là làm sao có thể tách một tín hiệu điện từ ra khỏi vô vàn tiếng ồn (nhiều)". Thử nghiệm này là kết quả nghiên cứu để tạo ra một tín hiệu

điện từ cực mạnh và tìm ra giải pháp hiệu nghiệm nhất để thu và xử lý, minh giải số liệu. Một thách thức lớn đối với Carbo Ceramics Inc. là thuyết phục các công ty dầu khí rằng công nghệ này có chất lượng cao, dễ sử dụng và chi phí thấp; hình ảnh thu được là hình ảnh thật của tự nhiên, không phải kỹ xảo vật lý và toán học. Nghiên cứu, thử nghiệm phương pháp hiển thị điện từ đang được tiếp tục triển khai nhờ sự quan tâm lớn của: Advanced Energy Consortium (AEC), Multi-phase Technologies, Đại học Tổng hợp Texas, Bộ Năng lượng Mỹ, Cơ quan nghiên cứu truyền sóng điện từ trong lòng đất của quân đội Mỹ...

Việc hiển thị nước bơm ép nhất là nước biển, nước lợ hoặc chất chèn với bề mặt có tính dẫn điện đòi hỏi các vật chất này phải có sự tương phản cao về tính chất lý - hóa so với đá cũng như với nước mặn trong môi trường vây quanh kẽ nứt.

Các phản ứng điện và từ rất đa dạng sẽ xảy ra khi trường điện từ kích thích vật chèn có tính dẫn điện. Nhóm nghiên cứu có nhiệm vụ tìm kiếm trong các phản ứng đó cái nào cho tín hiệu thu tốt nhất để hiển thị vật chèn. Cát và gốm thường được sử dụng làm chất chèn có tính dẫn điện kém, do đó cần phải được thay thế bằng chất khác bền vững, dễ tìm, chi phí thấp và tạo được tín hiệu đáp (thu) đủ mạnh khi bị kích thích để có thể phát hiện từ xa.

Kết quả nghiên cứu trong lĩnh vực khoa học vật liệu đều được giữ bí mật, duy chỉ có một cơ quan nghiên cứu đã công bố chất chèn là các hạt thép đặc biệt và hạt carbon dẫn điện được biết dưới tên gọi than cốc cám (coke) Loresco, giá cao hơn cát nhưng rẻ hơn bauxite dùng sản xuất hạt gốm. Vấn đề giá thành chất chèn rất quan trọng, do chiếm tỷ trọng cao trong khai thác dầu phi truyền thống, nên ảnh hưởng trực tiếp đến tính khả thi của phương pháp hiển thị điện từ trường.

Ground Metrics Inc. đã sử dụng thành công sóng điện từ để theo dõi dòng CO₂ bơm vào mỏ để tăng cường thu hồi dầu

(EOR), giảm chi phí và thời gian thực hiện quan trắc đến 50%. Đến nay, để án hiển thị kẻ nứt bằng sóng điện từ đã mang lại kết quả ban đầu rất tốt, trong tương lai gần giá thành có thể so sánh được với phương pháp lấy mẫu trực tiếp hoặc carota (logging).

Ý tưởng dùng điện trường và điện từ trường để tìm dầu mỏ đã có từ thế kỷ trước. Điểm mới ở đây là tìm cách để đưa năng lượng điện từ trường vào tầng chứa và công nghệ thu nhận tác động của các phản ứng này trong thăm dò, phát triển mỏ và khai thác dầu ở môi trường phi truyền thống.

Trong thử nghiệm của Carbo Ceramics Inc., điện được truyền xuống đáy giếng bằng dây cáp tới ống khuỷu (nơi bắt đầu khoan ngang), ở đây điện được tiếp xúc với ống chống bằng thép, trở thành nguồn của trường điện và trường từ. Trường điện từ kích thích chất chèn được chế tạo đặc biệt. Ground Metrics Inc. sử dụng ống chống như một anten cho trường điện từ xuất hiện và được Carbo Ceramics Inc. thuê để triển khai 20 thiết bị thu sóng điện từ để thu dữ liệu từ vật chèn trong kẻ nứt được kích thích. Hình ảnh được tạo ra qua so sánh sự khác nhau giữa số liệu thu được trong các chu kỳ 30 phút trước và sau khi phá vỉa thủy lực.

Các thiết bị thu sóng điện từ thế hệ mới được phát triển với sự hỗ trợ của cơ quan nghiên cứu trong quân đội Mỹ, giúp đo sự biến thiên điện thế trong lòng đất. Các thiết bị này có độ tin cậy cao hơn so với các thiết bị galvanic vì số liệu đọc ít bị dao động hơn và lắp đặt, bảo dưỡng các thiết bị thu theo thiết kế cũ khó khăn hơn. Đến nay, chưa có đơn vị nào thiết kế bộ phận phát và thu tích hợp với nhau trong một thiết bị. Chương trình công nghệ

phá vỡ vỉa của UT Fracturing JIP do Bộ Năng lượng Mỹ cấp vốn đang nghiên cứu sáng chế thiết bị log (carota) cảm ứng tần số thấp dùng cho công tác hoàn thiện giếng khoan hờ và thiết bị sử dụng các điện cực tiếp xúc cố định, như các máy phát và thu sóng điện từ cho các giếng được chống ống.

Vấn đề cần tiếp tục nghiên cứu là tạo ra phần mềm minh giải số liệu sóng điện từ cho các trường hợp giếng khoan ngang dài, xuyên qua các môi trường địa chất khác nhau, không thuận lợi và không được dự kiến trước, khi đó tín hiệu sẽ bị biến dạng, dẫn đến cách giải thích không đơn nhất. Carbo Ceramics Inc. cho biết công nghệ hiển thị này sẽ có mặt trên thị trường trong vòng 3 năm tới và sẽ đóng góp tích cực cho công nghiệp dầu khí phi truyền thống, giảm giá thành thăm dò khai thác để bảo đảm các công ty dầu khí đạt mức lợi nhuận mong muốn ngay khi tình trạng giá dầu thấp tiếp tục kéo dài [2, 3].

Tài liệu tham khảo

1. Stephen Rassenfoss. *Electromagnetic imaging offers first look at the propped rock*. Journal of Petroleum Technology (JPT). 3/2016.
2. Terry Palisch, Wadhah Al-Tailji, Lew Bartel, Chad Cannan, Matt Czapski, Keith Lynch. *Recent advancements in far-field proppant detection*. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, Texas, USA. 9 - 11 February, 2016.
3. U.S. DOE National Energy Technology Laboratory (NETL). *Injection and tracking of micro-seismic emitters to optimize unconventional oil and gas (UOG) development*. DE-FE0024360. 2015.

Imaging of propped fractures using microseismic fields and electromagnetic energy

Tran Ngoc Toan

Institute of Research and Development Duy Tan University

Summary

Geophysics plays an important role in oil and gas upstream activities. However, each single geophysical method only addresses one property of the studied object, and is not capable to solve all issues due to the heterogeneity and different geological features of petroleum basins. Carbo Ceramics Inc. has studied the technique of imaging the area around the wellbore where fractures have been propped open using specially coated proppants stimulated by electromagnetic energy. This technology can be used in combination with the microseismic imaging technology to provide additional information, more accurately defining the structure of the fractures and locating proppants in the fractures, specially in the unconventional oil and gas industry.

Key words: Microseismic, electromagnetic, proppant, fracture, unconventional oil and gas.



Nguồn ảnh: Rhinonigeria.com

THỊ TRƯỜNG NGOÀI KHƠI TOÀN CẦU: Xu hướng tăng chi phí đầu tư cơ bản

Có thể nói, 18 tháng qua là giai đoạn đầy biến động đối với ngành dầu khí biển. Mặc dù các công ty dầu khí vẫn còn khá e dè với tương lai, nhưng dự báo chi phí đầu tư cơ bản (capex) của ngành dầu khí biển toàn cầu đến năm 2020 vẫn có triển vọng trong dài hạn.

Với việc cắt giảm ngân sách do giá dầu thấp gây ra trong năm qua, chi phí đầu tư cơ bản cho các hoạt động ngoài khơi toàn cầu dự kiến vẫn sẽ giảm đáng kể trong năm 2016. Tuy nhiên, sau khi chạm đáy trong năm nay, thị trường cho thấy tiềm năng trong dài hạn nhờ số lượng dự án tăng.

Đường ống

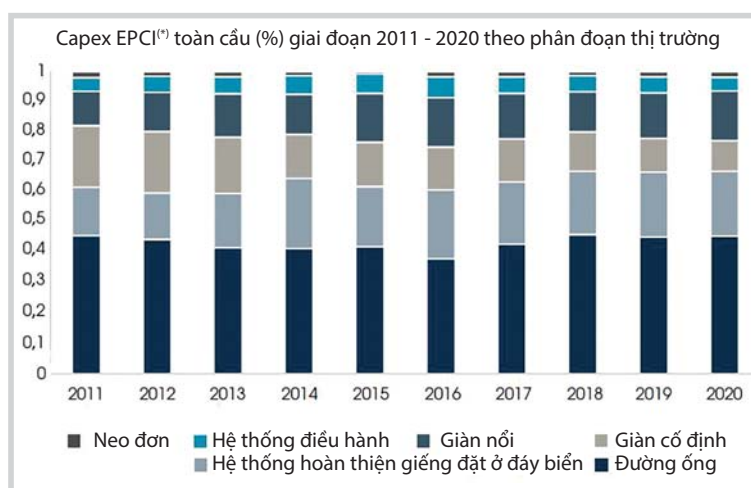
Nhìn vào chi phí đầu tư cơ bản của từng phân khúc thị trường, thị trường đường ống được dự báo sẽ chiếm tỷ trọng lớn nhất trong nhu cầu chi phí đầu tư cơ bản toàn cầu trong thời gian tới, chiếm 44% chi phí trong giai đoạn 2016 - 2020.

Thị trường SURF (ống mềm, ống bao, hệ thống ống dẫn dòng) có thể thúc đẩy nhu cầu đường ống trong giai đoạn sắp tới khi số lượng các hoạt động phát triển mỏ tái khởi động ở vùng nước sâu tăng, đặc biệt là ngoài khơi Brazil và Tây Phi. Có khoảng 260 công ty dự kiến đầu tư vào các dự án đường ống ngoài khơi, trong đó Petrobras đầu tư nhiều nhất.

Một dự án đường ống quan trọng của BP trong thời gian tới là phát triển mỏ Shah Deniz (giai đoạn 2), dự kiến mỗi năm sẽ bổ sung thêm 16 tỷ m³ khí đốt (tương đương 565 tỷ ft³), nâng sản lượng khai thác của mỏ lên khoảng 25 tỷ m³ khí đốt/năm. Giai đoạn phát triển cần tới 28 tỷ USD vốn đầu tư này sẽ mở đầu cho "Hành lang Khí phương Nam" của châu Âu, với việc xây dựng cơ sở hạ tầng đường ống chiến lược nhằm xuất khẩu tới 6 tỷ m³ khí đốt (211 tỷ ft³) mỗi năm cho Thổ Nhĩ Kỳ và hơn 10 tỷ m³ khí đốt (353 tỷ ft³) mỗi năm cho các thị trường ở châu Âu, chủ yếu là Italy.

Khai thác nổi

Do sụt giảm giá cả hàng hóa toàn cầu, một số dự án hệ thống khai thác nổi (FPS) đã bị trì hoãn hoặc hủy bỏ và chưa có quyết định đầu tư cuối cùng (FID). Mặc dù vậy, nhu cầu dự báo trong lĩnh vực FPS vẫn tương đối lớn, với các hệ thống nổi dự kiến chiếm 15% tổng chi phí đầu tư cơ bản toàn cầu trong giai đoạn 2016 - 2020. Trong tương lai gần, nhu cầu về phương tiện khai thác nổi dự kiến sẽ được thúc đẩy bởi một số dự án có nguồn vốn lớn đã nhận được quyết định đầu tư cuối cùng trước khi giá dầu thô sụt



Capex ngoài khơi toàn cầu dự kiến sẽ phục hồi và tăng trưởng trong giai đoạn 2016 - 2020. Nguồn: Infield systems
(*)EPCI: Thiết kế, Mua sắm, Xây dựng và Lắp đặt

giảm như: Tổ hợp Kaombo ngoài khơi Angola của Total, mỏ Big Foot bị trì hoãn của Chevron tại vịnh Mexico - Mỹ và dự án FPSO Buzios nhiều pha của Petrobras.

Bước lùi có tác động mạnh gần đây đối với thị trường FPS là thông báo của Noble Energy và các đối tác liên quan đến dự án phát triển mỏ Leviathan ở vùng nước cực sâu phía Đông Địa Trung Hải, ngoài khơi Israel. Trái với ý tưởng ban đầu dựa trên kế hoạch phát triển hệ thống FPSO và LNG nổi kết hợp, dự án này sẽ được phát triển thông qua hệ thống khai thác dưới biển nối với 1 giàn cố định.

Theo kế hoạch thay thế, 8 giếng khai thác sẽ được kết nối với 1 giàn duy nhất và giúp tiết kiệm khoảng 1 tỷ USD chi phí đầu tư cơ bản. Delek - một trong những đối tác của Noble Energy, hy vọng quyết định đầu tư cuối cùng sẽ được đưa ra vào Quý IV/2016 nhằm mục tiêu khai thác dòng khí đầu tiên từ dự án Leviathan vào Quý IV/2019.

Giàn cố định

Dự báo thị trường giàn cố định sẽ tương đối ổn định trong giai đoạn 5 năm tới do nhu cầu ở vịnh Mexico và Biển Bắc giảm được bù đắp bằng nhu cầu ở châu Á, Trung Đông tăng cao và tiềm năng tăng trưởng ở châu Phi.

Định hướng tiếp tục tiến ra vùng biển sâu hơn, khắc nghiệt hơn trong dài hạn sẽ nâng nhu cầu giàn khai thác nổi tăng cao hơn so với giàn cố định. Tuy nhiên, trong bối cảnh giá dầu đang ở mức thấp, vẫn có các cơ hội ở vùng nước nông với chi phí thấp hơn, nơi phù hợp hơn với các công trình lắp đặt cố định.

Johan Sverdrup là dự án phát triển nổi bật trong lĩnh vực giàn cố định và dự kiến sẽ chi phối nhu cầu trong vòng 5 năm tới, chiếm 90% nhu cầu chi phí đầu tư cơ bản cho giàn cố định của Na Uy trong giai đoạn 2016 - 2020.

Tháng 9/2015, Statoil đã cắt giảm đáng kể dự toán chi phí đầu tư cơ bản cho dự án trong bối cảnh cạnh tranh mạnh về giá giữa các nhà thầu. Điều này khiến ngân sách phát triển mở tổng thể giảm từ 20 - 25 tỷ USD xuống còn 18 - 22 tỷ USD. Ước tính mỏ Johan Sverdrup có trữ lượng khai thác khoảng 1,7 - 3,3 tỷ thùng dầu quy đổi. Dự án phát triển mở gồm các hạng mục: 1 giàn xử lý, 1 giàn khoan, 1 giàn ống dẫn (nâng) thẳng đứng và khu sinh hoạt, được liên kết bằng cầu nổi.

Công trình ngầm

Trong lĩnh vực công trình ngầm, chi phí đầu tư cơ bản trong ngắn hạn dự kiến sẽ bị ảnh hưởng bởi sự suy giảm mạnh đang diễn ra trên thị trường cây thông ngầm.

Từ năm 2017 trở đi, dự kiến nhu cầu sẽ tăng, song chủ yếu do một số dự án đã bị trì hoãn trong 18 tháng qua.

Trong 5 năm tới, châu Phi được dự báo sẽ dẫn đầu về nhu cầu chi phí đầu tư cơ bản cho công trình ngầm trên toàn cầu, vượt qua Mỹ Latinh để trở thành khu vực dẫn đầu về đầu tư ở biển. Total chiếm 35% chi phí đầu tư cơ bản dưới biển của châu Phi trong giai đoạn 5 năm tới với một số dự án ở khu vực nước cực sâu cần nhiều vốn, bao gồm cả Tổ hợp Kaombo ngoài khơi Angola và đề án phát triển Egina của Nigeria.

Egina là đề án phát triển ngầm ở biển lớn nhất thế giới đang được triển khai, với 39 cây thông ngầm dự kiến được lắp đặt tại mỏ trong giai đoạn từ 2017 - 2020. Theo kế hoạch, mỏ sẽ cho dòng dầu đầu tiên vào năm 2018 và ước tính mỗi ngày sẽ sản xuất 200.000 thùng dầu và 4,5 triệu m³ khí.

Trong khi triển vọng ngắn hạn cho từng phân khúc thị trường trên sẽ vẫn còn khó khăn, chi phí đầu tư cơ bản cho hoạt động dầu khí biển trên toàn cầu dự kiến sẽ phục hồi và phát triển trong giai đoạn 2016 - 2020, với tốc độ tăng trưởng ước đạt 9%/năm. Điều này sẽ được thúc đẩy bởi sự tái khởi động của các dự án đã bị trì hoãn gần đây và một số dự án phát triển mở ở các khu vực nước sâu.

Trang Tạ (theo E&P Magazine)

TIN TRONG NGÀNH

Kỳ họp lần thứ 42 Hội đồng Dầu khí các Quốc gia Đông Nam Á



Các thành viên tham dự Kỳ họp lần thứ 42 Hội đồng ASCOPE. Ảnh: PVN

Từ ngày 7 - 8/9/2016, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tham dự Kỳ họp lần thứ 42 Hội đồng Dầu khí các Quốc gia Đông Nam Á (ASCOPE) và Kỳ họp lần thứ 82 Ủy ban Quốc gia ASCOPE tại Siem Reap. Tại Kỳ họp, các nước thành viên ASCOPE đã thông qua báo cáo của Tổng thư

ký ASCOPE năm 2016 và kế hoạch hoạt động năm 2017, báo cáo hoạt động của 7 Tiểu ban: Tìm kiếm thăm dò, Chế biến dầu khí và lọc dầu, Đường ống khí xuyên ASEAN, Hội đồng tư vấn khí ASEAN, Thương mại và thị trường, Công nghệ và dịch vụ, An toàn môi trường. Lãnh đạo các công ty dầu khí quốc gia ASCOPE đã cập nhật tình hình sản xuất kinh doanh và các kế hoạch, dự án hợp tác trong thời gian tới.

Tại kỳ họp này, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn đã trao đổi về giải pháp thúc đẩy các dự án hiện có, định hướng hợp tác mới, tăng cường đàm phán các dự án hợp tác chung ở khu vực chống lán với Malaysia và Indonesia, phát triển quan hệ hợp tác với các nước thành viên ASCOPE, góp phần xây dựng cộng đồng ASEAN hòa bình, ổn định và thịnh vượng.

Tú Mai

Hợp tác năng lượng Việt Nam - Cambodia



Đoàn công tác của Petrovietnam làm việc với Bộ Mỏ và Năng lượng Cambodia. Ảnh: PVN

Ngày 7/9/2016, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn đã làm việc với Bộ Mỏ và Năng lượng Cambodia; nhằm tăng cường hoạt động xúc tiến thương mại, củng cố và phát triển quan hệ hợp tác song phương trong lĩnh vực dầu khí.

Hai bên đã đánh giá công tác triển khai các dự án tìm kiếm, thăm dò dầu khí; chế biến và phân phối các sản phẩm dầu khí tại Cambodia. Về kết quả thực hiện dự án tìm kiếm thăm dò dầu khí Lô XV đất liền Cambodia, trong giai đoạn 1, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã thu nhận, xử lý và minh giải 6.176km từ trọng lực hàng không; thu nổ, xử lý và

minh giải 607km địa chấn 2D. Hai bên cũng trao đổi các giải pháp để mở rộng và phát triển thị trường Đạm Cà Mau; tháo gỡ khó khăn cho Dự án Nhà máy pha chế xăng dầu từ condensate (CBF) của Liên doanh PVOIL Cambodia (Tổng công ty Dầu Việt Nam - 51%, Tổng công ty Đầu tư Hải ngoại OCIC - 49%).

Bộ trưởng Bộ Mỏ và Năng lượng Cambodia Suy Sem đánh giá cao PVEP/PVEP Overseas trong quá trình triển khai dự án thăm dò, khai thác dầu khí Lô XV và cam kết sẽ hỗ trợ các đề xuất của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam liên quan đến dự án này.

Hồng Anh

TĂNG CƯỜNG HỢP TÁC DẦU KHÍ VỚI AZERBAIJAN

Ngày 21/9/2016, tại Phủ Chủ tịch, Chủ tịch nước Trần Đại Quang tiếp Đại sứ Azerbaijan Anar Imanov. Đại sứ Azerbaijan Anar Imanov khẳng định việc thiết lập Ủy ban liên Chính phủ về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học - kỹ thuật sẽ thúc đẩy quan hệ hợp tác Việt Nam - Azerbaijan ngày càng phát triển.

Chủ tịch nước đề nghị Ủy ban liên Chính phủ Việt Nam - Azerbaijan về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học - kỹ thuật sớm tiến hành phiên họp đầu tiên để thúc đẩy hợp tác kinh tế, thương mại, đầu tư song phương. Azerbaijan có nguồn tài nguyên thiên nhiên phong phú, trình độ phát triển cao, đặc biệt là trong lĩnh vực dầu khí. Chủ tịch nước cho rằng đây là lĩnh vực 2 nước có thể tăng cường hợp tác trong thời gian tới. Azerbaijan tiếp tục hỗ trợ, tạo điều kiện cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tham gia vào các dự án thăm dò và khai thác dầu khí tại Azerbaijan.

Ngọc Phương

Phát điện thương mại Tổ máy số 1 Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1

Ngày 8/9/2016, Chủ tịch HĐQTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh đã kiểm tra công tác vận hành Tổ máy số 1 Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1. Lãnh đạo Tập đoàn đánh giá cao Công ty Điện lực Dầu khí Hà Tĩnh đã phối hợp chặt chẽ với tổng thầu, đảm bảo quá trình chạy thử nghiệm thu đạt hiệu quả cao; đồng thời yêu cầu các đơn vị kiểm tra, giám sát thường xuyên, đảm bảo vận hành Nhà máy hiệu quả nhất.

Vào 3 giờ 30 phút ngày 7/9/2016, Tổ máy số 1 Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 đã chính thức phát điện thương mại và hòa thành công vào lưới điện quốc gia. Tổ máy số 1 Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 (công suất 600MW) chạy thử nghiệm từ ngày 27/8 - 6/9/2016. Theo kết quả kiểm tra, đánh giá của chuyên gia Sulzer và Toshiba, các thông số vận hành của Nhà máy đều đảm bảo yêu cầu.

Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 có công suất 1.200MW (gồm 2 tổ



Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1. Ảnh: PV Power

máy với công suất 600MW/tổ máy), sử dụng công nghệ đốt than phun trực tiếp tiên tiến, hiệu suất cao, đáp ứng tốt các yêu cầu về bảo vệ môi trường. Đây là dự án đầu tư xây dựng các công trình điện cấp bách được áp dụng một số cơ chế, chính sách đặc thù theo Quyết định số

1195/QĐ-TTg ngày 9/11/2005 của Thủ tướng Chính phủ. Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 có tỷ lệ nội địa hóa trên 30% đối với các hạng mục thiết kế chế tạo, vật tư thiết bị trong nước (trong đó, có gói thầu đạt tỷ lệ nội địa hóa trên 50%).

Thúy Hằng

Hạ thủy khối thượng tầng giàn bơm ép khí Sư Tử Trắng



Khối thượng tầng giàn bơm ép khí Sư Tử Trắng được hạ thủy thành công. Ảnh: PTSC

Ngày 5/9/2016, tại Cảng PTSC đã diễn ra Lễ hạ thủy, vận chuyển, lắp đặt khối thượng tầng giàn bơm ép khí (PIP) Module 1 và Module 2 thuộc Dự

án phát triển toàn mỏ Sư Tử Trắng - giai đoạn 1. Dự án do Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC) làm chủ đầu tư, Công ty TNHH MTV Dịch vụ Cơ khí Hàng

hải PTSC (PTSC M&C) làm tổng thầu thiết kế chi tiết, mua sắm, thi công và lắp đặt ngoài khơi (EPCI).

Dự án phát triển toàn mỏ Sư Tử Trắng - giai đoạn 1 có thời gian thi công ngắn (chỉ trong 18 tháng), yêu cầu kỹ thuật rất cao, trong đó một số trang thiết bị công nghệ mới chưa từng được thực hiện ở trong nước. Trong quá trình triển khai dự án, PTSC M&C đã áp dụng các biện pháp tối ưu hóa, đảm bảo chất lượng, tiến độ và an toàn. Thành công của dự án đã khẳng định năng lực, khả năng làm chủ công nghệ trong lĩnh vực cơ khí chế tạo dầu khí của PTSC M&C. Sau khi hạ thủy, PTSC M&C tập trung thực hiện công tác vận chuyển, lắp đặt, đấu nối và chạy thử ngoài khơi với mục tiêu hoàn thành trong Quý IV/2016.

Ngọc Phương

Hoàn thành sớm công tác bảo dưỡng Hệ thống khí Nam Côn Sơn



Công tác bảo dưỡng lớn được hoàn thành sớm hơn 18,5 giờ so với kế hoạch đề ra.
Ảnh: NCSP

Vào 13 giờ 30 phút ngày 12/9/2016, Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn (NCSP) đã hoàn thành công tác bảo dưỡng lớn (TAR) Hệ thống khí Nam Côn Sơn, đảm

bảo chất lượng, an toàn, vượt tiến độ. Tổng thời gian thực hiện bảo dưỡng là 89,5 giờ, sớm hơn 18,5 giờ so với kế hoạch đề ra. Kết quả này thể hiện nỗ lực rất lớn của cán bộ, kỹ sư NCSP nhằm sớm cung cấp khí cho các hộ tiêu thụ khí tại Cụm khí - điện - đạm Phú Mỹ và Nhơn Trạch, giúp tiết kiệm trên 100 tỷ đồng.

Trong đợt bảo dưỡng lớn lần này, có 63 gói công việc được thực hiện tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố, Trạm van Long Hải và Trạm phân phối khí Phú Mỹ. Ngoài 3 gói công việc phức tạp (thực hiện trên ngọn đuốc cao hơn 80m) phải thuê nhà thầu chuyên dụng, 60 gói công việc còn lại được NCSP phối hợp với một số chuyên gia trong và ngoài nước thực hiện. NCSP đã kiểm tra hệ thống điều khiển, dây chuyền công nghệ và tiến hành sửa chữa, khắc phục một số lỗi thiết bị, công nghệ. Để rút ngắn thời gian bảo dưỡng, lần đầu tiên các công việc thực hiện trên ngọn đuốc cao được triển khai 24/24 giờ.

Hồng Minh

Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 đạt mốc sản lượng 25 tỷ kWh



Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2. Ảnh: PV Power

Công ty CP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 (NT2) cho biết vào 16 giờ ngày 4/9/2016, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 đã đạt mốc sản lượng 25 tỷ kWh điện thương phẩm phát lên lưới điện quốc gia chỉ sau gần 5 năm vận hành thương mại (tính từ 16/10/2011). Trong khi các nhà máy có thiết kế, cấu hình tương tự cần 6 - 7 năm vận hành thương mại để đạt được sản lượng 25 tỷ kWh.

Hệ thống điều khiển SPPA-T3000 giúp Nhà máy Điện

Nhơn Trạch 2 vận hành linh hoạt, có hiệu suất cao. Nhà máy có thể chạy với hệ số phụ tải trung bình đạt trên 80%, do đó sản lượng điện luôn được huy động tối đa. Công ty CP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 đang triển khai dự án thu hồi và sản xuất CO₂ lỏng thương mại từ khí thải Nhà máy Nhiệt điện Nhơn Trạch 2, sử dụng công nghệ phun sương nhằm nâng công suất Nhà máy thêm 40MW.

Thúy Hằng

BẢO DƯỠNG SỬA CHỮA LỚN HỆ THỐNG KHÍ HÀM RỒNG - THÁI BÌNH



Trung tâm Phân phối khí Tiên Hải. Ảnh: PV GAS

Từ 7 - 19 giờ ngày 2/9/2016, Hệ thống thu gom và phân phối khí Hàm Rồng - Thái Bình gồm: giàn TBP-A, Trung tâm Phân phối khí Tiên Hải, Trạm phân phối khí thấp áp đã dừng hoạt động để bảo dưỡng sửa chữa lớn lần đầu tiên.

Năm 2015, khí thiên nhiên từ ngoài khơi bể Sông Hồng đã được khai thác và vận chuyển vào bờ thông qua chuỗi dự án gồm: Dự án trung nguồn "Hệ thống thu gom khí và phân phối khí mỏ Hàm Rồng và mỏ Thái Bình, Lô 102 & 106, giai đoạn 1" và Dự án hạ nguồn "Hệ thống phân phối khí thấp áp cho Khu công nghiệp Tiên Hải - Thái Bình". Hệ thống đường ống dài 24km vận chuyển khí từ giàn khí Thái Bình (Lô 102) về Trung tâm Phân phối khí Tiên Hải; sau đó được chuyển qua Hệ thống phân phối khí thấp áp và Hệ thống nén khí cao áp (CNG) để cung cấp đến các hộ tiêu thụ.

Trong giai đoạn 1, Hệ thống khí Hàm Rồng - Thái Bình đã tiếp nhận và phân phối đến các hộ tiêu thụ qua kênh phân phối khí thấp áp, CNG với sản lượng khí ước tính trên 560.000m³ khí/ngày đêm (khoảng trên 200 triệu m³ khí/năm).

Hồ Cẩm

Nhà máy xử lý khí Cà Mau: Lắp đặt thành công tháp tách methane, ethane



Tháp tách methane, ethane được lắp đặt thành công. Ảnh: PV GAS

Ngày 14/9/2016, tháp tách methane, ethane (De-ethanizer, T-1501) của Nhà máy xử lý khí Cà Mau có đường kính 2,4m, cao 42,3m đã được lắp đặt vào chân đế thành công. Khí đầu vào khi đi qua tháp sẽ được tách thành phần nhẹ (methane, ethane) chuyển lên đỉnh tháp, thành phần nặng (LPG và condensate) đi xuống đáy tháp dưới dạng chất lỏng. Lưu lượng khí xử lý ước đạt 219 tấn/giờ. Khí sau khi xử lý sẽ được cấp cho Nhà máy Điện Cà Mau 1 & Cà Mau 2, Nhà máy Đạm Cà Mau và các hộ tiêu thụ khác...

Dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau do Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) làm chủ đầu tư, được thực hiện bởi Liên danh nhà thầu gồm POSCO Engineering và Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC). Dự án gồm các hạng mục: 1 nhà máy xử lý khí công suất 6,2 triệu m³ khí/ngày, hệ thống kho có sức chứa 8.000 tấn LPG, 3.000m³ condensate và hệ thống cảng xuất sản phẩm lỏng tại Khu công nghiệp Khánh An, xã Khánh An, huyện U Minh, tỉnh Cà Mau. Đây là dự án có kỹ thuật cao, thời gian thi công ngắn, quá trình lắp dựng phức tạp với các hạng mục công nghệ hiện đại, siêu trường, siêu trọng. Tiến độ tổng thể của dự án đến nay đã đạt khoảng 60% khối lượng công việc.

Khi hoàn thành, Nhà máy xử lý khí Cà Mau sẽ cung cấp cho thị trường 593 tấn LPG/ngày - tương đương 207.500 tấn LPG/năm, 34 tấn condensate/ngày - tương đương 11.900 tấn condensate/năm; góp phần đảm bảo cân đối cung - cầu về khí tại khu vực Tây Nam Bộ, đa dạng hóa các sản phẩm dầu khí có giá trị cao, đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

Hồng Minh

Tổng kết các chương trình khoa học và công nghệ trọng điểm cấp Nhà nước giai đoạn 2011 - 2015



Bộ trưởng Bộ Khoa học và Công nghệ chúc mừng Ban chủ nhiệm các Chương trình khoa học và công nghệ trọng điểm cấp Nhà nước. Ảnh: PVJ

Ngày 10/9/2016, Bộ Khoa học và Công nghệ đã tổ chức Hội nghị tổng kết các chương trình khoa học và công nghệ trọng điểm cấp Nhà nước giai đoạn 2011 - 2015. Bộ trưởng Bộ Khoa học và Công nghệ Chu Ngọc Anh đánh giá cao kết quả nghiên cứu, ứng dụng khoa học, công nghệ tiên tiến phục vụ sản xuất và đời sống, nâng cao tiềm lực khoa học và công nghệ, hiệu quả kinh tế - xã hội. Lãnh đạo Bộ Khoa học và Công nghệ khẳng định sẽ tiếp tục đồng hành, hỗ trợ các nhà khoa học giải quyết khó khăn, vướng mắc trong quá trình triển

khai các đề tài nghiên cứu khoa học, khẳng định hơn nữa vai trò của khoa học và công nghệ vào công cuộc đổi mới sáng tạo và sự phát triển chung của đất nước.

Hệ thống các chương trình khoa học và công nghệ trọng điểm cấp Nhà nước giai đoạn 2011 - 2015 gồm: 10 chương trình thuộc lĩnh vực khoa học công nghệ (KC) và 5 chương trình thuộc lĩnh vực khoa học, xã hội và nhân văn (KX). Trong đó, Viện Dầu khí Việt Nam là cơ quan chủ trì/phối hợp thực hiện 9 đề tài, dự án nằm trong Chương trình KC.09/11-15 "Nghiên cứu khoa học và công nghệ phục vụ quản lý biển, hải đảo và phát triển kinh tế biển". Chương trình KC.09/11-15 đã xây dựng được bản đồ địa mạo, cấu trúc địa chất thềm lục địa Việt Nam, minh giải tuyến địa chấn phân giải cao, luận giải lịch sử kiến tạo và thành phần các tổ hợp thạch kiến tạo (Oligocene, Miocene và Pliocene Đệ tứ...); xây dựng cơ sở khoa học và thiết kế thử nghiệm tính toán công trình ngầm...

Hồng Ngọc

**KHỞI CÔNG
XÂY DỰNG KHO
XĂNG DẦU NGHĨ SƠN**

Ngày 21/9/2016, tại Khu kinh tế Nghi Sơn, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã khởi công xây dựng kho xăng dầu Nghi Sơn. Dự án do Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) làm chủ đầu tư, PVC-MS đứng đầu liên danh tổng thầu cùng Tổng công ty Tư vấn Thiết kế Dầu khí - CTCP (PV Engineering) và Công ty CP Thương mại Dầu khí.

Các hạng mục của dự án gồm: 7 bồn chứa với tổng khối lượng 10.000m³, trạm xuất xăng dầu và các hệ thống công nghệ, các hạng mục phụ trợ khác. Theo kế hoạch, PVC-MS sẽ hoàn thành và bàn giao công trình cho chủ đầu tư trong tháng 5/2017.

Phạm Minh

Tăng cường hợp tác khoa học kỹ thuật với Gazprom

Ngày 22/9/2016, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội thảo hợp tác khoa học kỹ thuật với Gazprom (Liên bang Nga). Đây là hoạt động quan trọng nằm trong Thỏa thuận đối tác chiến lược ký ngày 15/12/2009 và Chương trình hợp tác khoa học kỹ thuật Petrovietnam - Gazprom giai đoạn 2016 - 2018.

Hội thảo đã tập trung đánh giá kết quả hợp tác khoa học kỹ thuật giữa Petrovietnam và Gazprom, chiến lược phát triển của các công ty dầu khí đa quốc gia tại thị trường khí Đông Nam Á. Hội thảo cũng trao đổi kinh nghiệm trong công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí và thi công giếng khoan khu vực nước sâu trên thềm lục địa Việt Nam; các nghiên cứu trong lĩnh vực khai thác các mỏ ngoài khơi; chương trình theo dõi, quản lý, bảo vệ chống ăn mòn các thiết bị công nghệ và đánh giá tính



Hội thảo hợp tác khoa học kỹ thuật giữa Petrovietnam - Gazprom. Ảnh: Như Trang

toàn vẹn đường ống trong công nghiệp khai thác và vận chuyển dầu khí; các yêu cầu kỹ thuật đối với các thiết bị/trạm chiết nạp CNG/LNG tại Liên bang Nga; hợp tác khoa học kỹ thuật trong công tác an toàn sức khỏe môi trường cho các hoạt động thăm dò khai thác dầu khí của Gazprom tại Việt Nam...

Lãnh đạo Petrovietnam và Gazprom nhất trí sẽ tiếp tục đẩy mạnh hợp tác khoa học kỹ thuật trong giai đoạn 2016 - 2018, đồng thời tập trung vào công tác đào tạo, cung ứng nguồn nhân lực chất lượng cao, góp phần phát triển quan hệ đối tác chiến lược toàn diện giữa Việt Nam và Liên bang Nga.

Hồng Ngọc

BSR nghiên cứu khả năng ứng dụng hệ thống tích hợp công nghệ cao của Honeywell



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Ngày 5/9/2016, tại Quảng Ngãi, Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã làm việc với đoàn công tác của Honeywell về khả năng ứng dụng hệ thống tích hợp

công nghệ cao cho Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Tại buổi làm việc, ông Paul Bonner - Phó Chủ tịch UOP/HPS đã giới thiệu hệ thống tích hợp công nghệ cao của

Honeywell, các lĩnh vực có thể áp dụng cho BSR và đặc biệt là Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Hai bên đã tập trung trao đổi, thảo luận các vấn đề: thực hiện dự án nâng cao (với hệ thống LEAP/ các giải pháp thích hợp cho UOP); thách thức và cách tiếp cận đối với dự án nâng cấp/dự án nhiên liệu sạch; các giải pháp tối ưu đối với hoạt động kết nối nhà máy (pha trộn/tự động hóa/hệ thống tích hợp công nghệ cao/kiểm soát hydrogen...); công tác đào tạo, quản lý năng lực và sự hỗ trợ của Honeywell cho BSR thông qua HPS LSS, UOP CPS và APEX.

Ngọc Lâm

TIN THẾ GIỚI

Nga bắt đầu khai thác thương mại mỏ dầu mới ở Bắc Cực

Ngày 21/9/2016, Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin đã phát lệnh đưa mỏ Vostochno-Messoyakhskoye, thuộc khu tự trị Yamal-Nenets vào khai thác thông qua cầu truyền hình trực tiếp.

Dự án này bao gồm 51 giếng phát triển và 98km đường ống dẫn dầu kết nối mỏ với hệ thống đường ống Arctic Circle - Purpe. Dầu khai thác từ mỏ Vostochno-Messoyakhskoye có độ nhớt cao, sẽ được gia nhiệt ở trong quá trình thu gom, vận chuyển.

Để giảm thiểu tác động đến môi trường ở Bắc Cực, các công nghệ đặc biệt đã được sử dụng như: đường ống trên mặt đất được lắp đặt hệ thống ổn định nhiệt để bảo toàn lớp băng vĩnh cửu, đường ống dưới mặt nước bắc qua sông được sử dụng phương pháp khoan định hướng. Qua đó, cảnh quan tự nhiên của sông Indikyakha và Muduiyakha vẫn được bảo toàn.



Mỏ Vostochno-Messoyakhskoye có trữ lượng thu hồi ước tính trên 340 triệu tấn dầu và condensate. Nguồn: Gazprom

Mỏ Vostochno-Messoyakhskoye do Gazprom Neft điều hành có trữ lượng thu hồi ước tính trên 340 triệu tấn dầu và condensate, dự kiến sẽ đạt sản lượng đỉnh vào năm 2020 với 5,6 triệu tấn dầu.

Hiền Trang (theo Gazprom)

Libya xuất khẩu lô dầu đầu tiên kể từ năm 2014



Libya sẽ đẩy mạnh hoạt động xuất khẩu dầu mỏ bằng đường biển. Nguồn: Libyanexpress.com

Ngày 21/9/2016, tàu Seadelta chở 700 nghìn thùng dầu thô đã rời cảng Ras Lanuf phía Bắc Libya đến Italy. Đây là lô dầu thô xuất khẩu đầu tiên của Libya kể từ khi hoạt động xuất khẩu dầu mỏ của nước này bị tạm ngừng cuối năm 2014. Chủ tịch Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Libya (NOC) Mustafa Sanalla cho biết, sản lượng dầu của quốc gia này đã tăng từ 290 nghìn thùng/ngày lên khoảng 390 nghìn thùng/ngày. NOC đặt mục tiêu sản xuất hơn 900 nghìn thùng/ngày

vào cuối năm 2016 và sẽ sớm nối lại hoạt động xuất khẩu dầu mỏ tại 4 cảng Ras Lanuf, Zueitina, Es Sider và Brega, với tổng công suất xuất khẩu khoảng 800 nghìn thùng/ngày.

Xung đột tại Libya đã ảnh hưởng nghiêm trọng đến hoạt động sản xuất và xuất khẩu dầu mỏ. Sản lượng dầu thô của quốc gia này đã giảm xuống 200 nghìn thùng/ngày từ mức 1,6 triệu thùng/ngày trước năm 2011.

Trung Hưng (TTXVN/Reuters)

XUẤT KHẨU KHÍ CONDENSATE CỦA IRAN TĂNG 76%



Khả năng sản xuất sản phẩm hóa dầu của Iran có thể đạt 120 triệu tấn/năm vào năm 2025. Nguồn: Forbes.com

Ngày 14/9/2016, Giám đốc điều hành Đặc khu kinh tế năng lượng Pars Mehdi Yousefi cho biết Iran đã xuất khẩu trên 7 triệu tấn condensate trong 5 tháng qua (từ 21/3/2016), tăng 76% so với cùng kỳ năm 2015 và giúp nước này thu về khoản lợi nhuận khoảng 3 tỷ USD. Tổng lợi nhuận từ các sản phẩm ngoài dầu thô và condensate đạt khoảng 7,4 tỷ USD, tăng 36% so với cùng kỳ năm trước.

Trong đó, sản lượng xuất khẩu dầu mỏ và khí condensate của Iran sang Hàn Quốc đã tăng 115%. Các quan chức Iran cho biết nước này đang thúc đẩy việc tham gia sâu hơn vào thị trường năng lượng quốc tế bằng việc xuất khẩu các loại sản phẩm khác như: dầu hỏa, nhiên liệu bay và dầu diesel.

Iran cũng dự kiến xây dựng thêm ít nhất 8 nhà máy chế biến condensate tại đặc khu Pars. Sau khi đưa vào hoạt động, các nhà máy này sẽ có khả năng cung cấp khoảng 24.800 thùng khí condensate/ngày, 128.000 thùng naphtha nhẹ/ngày, 148.000 thùng naphtha nặng/ngày, 29.600 thùng xăng máy bay/ngày và khoảng 149.000 thùng dầu diesel/ngày.

Trung Kiên (TTXVN)

Iraq chính thức ấn định mức trần của sản lượng dầu mỏ



Iraq ấn định sản lượng 4,75 - 5 triệu thùng dầu/ngày. Nguồn: Nileinternational.net

Bộ trưởng Dầu mỏ Iraq Jabar al-Luaibi khẳng định nước này ủng hộ mọi thỏa thuận nhằm hỗ trợ giá dầu trên thị trường quốc tế trước thềm hội nghị các nhà sản xuất dầu mỏ sắp diễn ra tại Algeria, đồng thời nhấn mạnh việc giá dầu dao động trong thời gian gần đây đã ảnh hưởng tiêu cực đến các nhà sản xuất.

Các nước thành viên OPEC và các nhà sản xuất không thuộc OPEC dự kiến nhóm họp vào ngày 28/9/2016 tại

Algeria trong nỗ lực đạt được thỏa thuận nhằm tăng giá dầu bằng cách hạn chế sản lượng dầu. Trong tháng 4/2016, các nhà sản xuất dầu mỏ đã nhóm họp ở Qatar để thảo luận về đề xuất trên song đã thất bại sau khi Iran, quốc gia mong muốn thúc đẩy xuất khẩu sau nhiều năm bị áp đặt lệnh trừng phạt, từ chối tham gia.

Trong một tuyên bố đưa ra ngày 22/9/2016, Bộ trưởng Jabar al-Luaibi đã ấn định trần sản lượng của Iraq từ 4,75 - 5 triệu thùng dầu/ngày. Ông Jabar al-Luaibi cho biết "chính sách cố định của Iraq là nhằm duy trì sự đóng góp của nước này" trong thị trường dầu toàn cầu. Ông nêu rõ: "Chính sách dầu mỏ của Iraq nhằm mục đích hợp tác với các nhà sản xuất trong và ngoài OPEC để đạt được cân bằng cung - cầu, cũng như sự ổn định của thị trường."

Hiện nay, giá dầu thô được giao dịch ở mức 46USD/thùng, giảm từ mức hơn 100USD vào giữa năm 2014. Giá dầu thấp đã ảnh hưởng nghiêm trọng đến ngân sách quốc gia của Iraq, với thu nhập từ dầu mỏ chiếm gần 95%.

Thanh Hương (TTXVN)

Pemex công bố 6 phát hiện dầu khí mới tại vùng vịnh Mexico



Pemex dự kiến khoan 30 giếng năm 2017 trong đó có 12 giếng ở khu vực nước nông. Nguồn: USNews.com

Ngày 13/9/2016, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Mexico (PEMEX) chính thức công bố 6 phát hiện dầu khí mới tại vịnh Mexico, trong đó có 2 phát hiện ở khu vực nước sâu và 4 phát hiện ở khu vực nước nông.

Hai phát hiện ở khu vực nước sâu vịnh Mexico là dầu siêu nhẹ trên 40°API. Pemex đã khoan giếng Nobilis-1 đến độ sâu 3.000m. Hai phát hiện này có trữ lượng (3P) ước

tính 140 - 160 triệu thùng dầu quy đổi, dự kiến sẽ cho sản lượng 15.000 thùng/ngày. Tại khu vực nước nông vịnh Mexico, Pemex đã phát hiện dầu nhẹ và khí ở giếng Teca-1, cách bờ vịnh 30km, có trữ lượng (3P) ước

tính khoảng 50 - 60 triệu thùng dầu quy đổi, dự kiến có thể khai thác khoảng 7.000 thùng/ngày.

Do giá dầu thấp kéo dài, PEMEX đã cắt giảm đáng kể chi phí thăm dò và khai thác; tập trung đầu tư vào các khu vực có xác suất phát hiện dầu cao nhất. Năm 2017, Pemex có kế hoạch khoan 30 giếng thăm dò, sản lượng trung bình ước đạt 1,9 triệu thùng/ngày, mức thấp nhất kể từ năm 1980.

Lan Phương (TTXVN)

ALGERIA LẦN ĐẦU TIÊN CUNG CẤP DẦU THÔ CHO CUBA



Sản phẩm xuất khẩu chính của Algeria là dầu ngọt nhẹ Blend Sahara. Nguồn: Arabpress.eu

Theo Reuters, Algeria sẽ cung cấp dầu thô cho Cuba nhằm giúp quốc đảo Caribbean này bù đắp sản lượng dầu thiếu hụt từ Venezuela - nước đang sụt giảm sản lượng dầu thô lớn nhất trong 10 năm qua do bị ảnh hưởng bởi giá dầu thấp kéo dài.

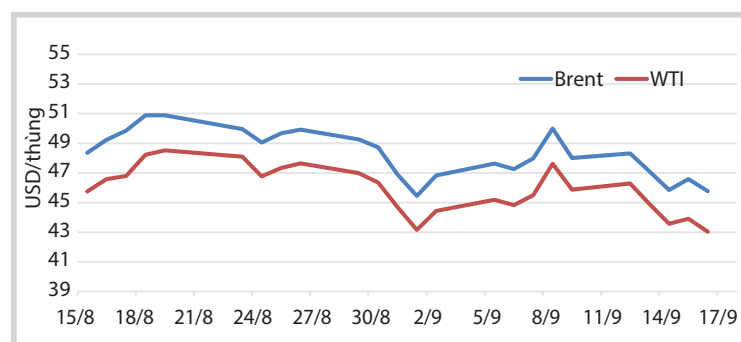
Dự kiến trong tháng 10/2016, Công ty Dầu khí Quốc gia Algeria Sonatrach sẽ vận chuyển 80.000 tấn dầu thô (khoảng 515.000 thùng) đến Cuba.

Cuba đang chi khoảng 200 - 300 triệu USD/năm để nhập khẩu các sản phẩm lọc dầu từ Algeria. Tuy nhiên, Cuba vẫn phụ thuộc gần như hoàn toàn vào nguồn cung dầu thô từ Venezuela. Trong năm 2015, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Venezuela (PDVSA) đã cung cấp cho Cuba 1,64 triệu thùng dầu thô.

Hoàng Thanh (TTXVN/Reuters)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ



Hình 1. Biểu đồ diễn biến giá dầu thô từ 15/8 đến 16/9/2016

Diễn biến giá dầu thô

Trong tháng 9/2016, giá dầu thế giới diễn biến không ổn định, dao động xung quanh ngưỡng 45USD/thùng (Hình 1). Nguyên nhân do sản lượng của Liên bang Nga, Arabia Saudi, Iraq, Iran tăng cao và thị trường lo ngại khả năng dầu xuất khẩu của Libya và Nigeria tăng trở lại. Giá dầu Brent và WTI giao tháng 11/2016 kết thúc ngày 20/9/2016 lần lượt đạt 45,88 và 44,05USD/thùng. Lượng dầu thô tại

các kho dự trữ ở Mỹ sụt giảm đã đẩy giá dầu tăng nhẹ trở lại nhưng không đáng kể. Chốt phiên giao dịch ngày 21/9/2016, tại thị trường New York, giá dầu WTI giao tháng 11 tăng 1,29USD lên 45,34USD/thùng. Tại London, giá dầu Brent Biển Bắc giao cùng kỳ hạn đạt 46,83USD/thùng. Liên bang Nga cho biết sản lượng dầu của nước này đã đạt mức cao kỷ lục trên 11,7 triệu thùng/ngày. Thông tin trên được đưa ra trước khi cuộc họp giữa các thành viên của Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) và các nước ngoài OPEC, diễn ra tại Algeria nhằm thảo luận về tình trạng dư cung trên toàn cầu.

Trước diễn biến giá dầu tăng/giảm liên tục trong chu kỳ rất ngắn và kết quả cuộc chiến giá dầu giữa Arabia Saudi - Mỹ - Liên bang Nga - Iran, ngày 6/9/2016, Bộ trưởng Bộ Năng lượng Nga Alexander Novak và Bộ trưởng Bộ Năng lượng, Công nghiệp và Tài nguyên khoáng sản Arabia Saudi Khalid Al-Falih đã ký tuyên bố ghi nhận các thách thức trên thị trường dầu mỏ trước mắt và lâu dài; thống nhất một số giải pháp hợp tác để đưa giá dầu phục hồi. Tuy nhiên, việc thực hiện các giải pháp này phải đợi kết luận từ các cuộc họp của OPEC. Quan sát diễn biến giá dầu trong nửa đầu năm 2016 và các mô mới sẽ đưa vào sản xuất trong Quý IV/2016, đa số các nhà dự báo cho rằng tình trạng dư thừa dầu thô trên thị trường sẽ còn kéo dài nên giá dầu thô trung bình cuối năm 2016 và có thể đến giữa năm 2017 vẫn không vượt ngưỡng 60USD/thùng. Thiệt hại lớn nhất thuộc về các nước sản xuất dầu nặng, dầu ở vùng nước sâu hoặc điều kiện địa chất - địa lý khó khăn và các nước có nền kinh tế phụ thuộc vào xuất khẩu dầu thô. Châu Âu (trừ Na Uy), Trung Quốc, Ấn Độ, Đông Bắc Á và các nước nhập khẩu dầu ròng nói chung (kể cả Mỹ) được hưởng lợi vì có điều kiện thuận lợi để các ngành kinh tế phát triển nhờ giá năng lượng thấp.

Giá khí đốt hóa lỏng (LNG)

Cách đây gần 1 thập kỷ, do giá dầu thô cao nên các nước có trữ lượng khí đốt dồi dào đã phát triển mạnh nền công nghiệp hóa lỏng khí tự nhiên, chủ yếu xuất khẩu. Khi giá dầu xuống thấp và nhu cầu ở châu Á giảm, dẫn đến tình trạng dư thừa LNG trên thị trường. Các phản ứng đối với giá dầu thấp và tình trạng mất cân bằng cung -

cầu cũng sẽ gây hậu quả lâu dài cho ngành công nghiệp LNG toàn cầu.

Việc không điều khiển được các đề án xuất khẩu cũng làm các công ty khó khăn khi phải đưa ra các quyết định đầu tư cuối cùng (FID) như các đề án: Corpus Christi LNG (Cheniere Energy), Cameroon (Golar), Train 5 mở rộng tại Sabine Pass (Cheniere) và đề án phát triển thượng nguồn công nghiệp khí đốt ở Australia North West Shelf Greater Western Flank (pha 2) của Woodside. Đề án Pacific North West LNG của Petronas đã phải đưa ra FID có điều kiện, phụ thuộc vào sự phê duyệt của Chính phủ Canada, đặc biệt là đối với báo cáo đánh giá tác động môi trường trước đó chưa được phê duyệt. Các đề án LNG bị cắt bỏ năm 2015 gồm: Downeast LNG ở Mỹ và Arrow LNG ở Australia của Shell. Đề án Douglas Channel LNG của AltaGas Ltd. và Canaport LNG của Repsol ở Canada bị trì hoãn trong Quý I/2016. Đề án Browse LNG của Woodside ở Australia và Đề án Pacific Rubiales của Colombia cũng ở trong tình trạng tương tự. Việc cắt giảm chi phí đầu tư cơ bản dẫn đến các đề án LNG của Inpex ở Indonesia và LNG nổi của Petronas ở Malaysia chậm đưa ra FID. Các đề án LNG bị dừng triển khai dù được tuyên bố chính thức hay không đang đứng trước nguy cơ bị hủy bỏ.

Một số đề án đang chờ được phê chuẩn FID để bắt đầu xây dựng trong năm 2016 gồm: Mozambique LNG của Anadarko, Coral LNG ngoài khơi Mozambique của ENI, Elba Island LNG của Kinder Morgan, Magnolia LNG của Liquefied Natural Gas Ltd. và đề án Lake Charles LNG của BG Group (Anh). Điểm mấu chốt để triển khai thành công các đề án này là khả năng thu hút khách hàng. Một số đề án đang chờ được phê chuẩn FID và bắt đầu xây dựng trong năm 2016 gồm Mozambique LNG của Anadarko, Coral

LNG ngoài khơi Mozambique của ENI, Elba Island LNG của Kinder Morgan, Magnolia LNG của Công ty Liquefied Natural Gas Ltd. và đề án Lake Charles LNG của BG Group (Anh). Điểm mấu chốt để triển khai thành công các đề án này là khả năng thu hút khách hàng hỗ trợ tài chính.

Công suất hóa lỏng khí đốt đến năm 2020 dự kiến đạt khoảng 104,8 triệu tấn/năm, nếu có thể hoàn thành được 10 đề án (Bảng 1). Các đề án này sẽ bổ sung cho các đề án xuất khẩu bắt đầu hoạt động từ năm 2015 và những đề án LNG bắt đầu sản xuất từ Quý I/2016 như Gladstone LNG của Santos (7,8 triệu tấn/năm) và Pacific LNG của ConocoPhillips (9 triệu tấn/năm) ở Australia và Donggi-Senoro của Mitsubishi ở Indonesia (2 triệu tấn/năm), Sabine Pass (18 triệu tấn/năm), Gorgon LNG của Chevron (15,6 triệu tấn/năm) ở Australia. Các nhà máy mới này theo dự báo sẽ góp phần kéo dài tình trạng dư thừa LNG trên thị trường. Yêu cầu mới đối với nhà xuất khẩu là phải đưa ra nhiều hơn các điều khoản ưu đãi cho người mua để nâng cao số lượng hợp đồng mua bán được ký kết với khối lượng lớn hơn và địa chỉ giao hàng linh hoạt theo mùa vụ.

Petronet của Ấn Độ cũng gây sốc cho thị trường với phương án mua LNG theo giá spot (giao ngay) thay một phần cho các hợp đồng giao hàng định kỳ có thưởng ký trước đây với RasGas của Qatar làm giảm lượng LNG nhập khẩu từ Trung Đông. RasGas và Petronet đã thương thảo một hợp đồng giá mới với mức chiết khấu đến 50% làm giảm được 1 tỷ USD mua LNG mà Ấn Độ phải trả cho RasGas. Tương tự, CNPC của Trung Quốc cũng thông báo ý định đàm phán lại giá với Qatar.

Các khách hàng khác cũng công khai bày tỏ ý định áp dụng tính linh hoạt có trong các hợp đồng dài hạn đã ký

Bảng 1. Các đề án xuất khẩu đang xây dựng

Đề án	Địa điểm	Năm đi vào sản xuất	Công suất (triệu tấn/năm)
Sabine Pass, Trains 3-4	Louisiana	2016 - 2017	9,0
Gorgon, Train 1	Australia	2016 - 2017	10,4
Petronas FLNG1, nổi	Malaysia	2016	1,2
Prelude, nổi	Australia	2017	3,6
Golar Hilli, nổi	Cameroon	2017	1,2
Wheatstone LNG	Australia	2017	8,9
Ichthys LNG	Australia	2017	8,9
Exmar, nổi	Cameroon	2017	1,2
Freeport LNG	Texas	2018	13,9
Yamal LNG	Nga	2018 - 2021	16,5
Cameron LNG	Louisiana	2018	12,0
Cove Point	Maryland	2018	5,2
Corpus Christi LNG	Texas	2019	13,5
Tổng			104,8

Nguồn: Oil & Gas Journal 06/06/2016

để bán lại LNG trên thị trường spot hoặc mua thêm LNG theo giá spot khi có nhu cầu. Nếu những người mua khác cũng đi theo cách này thì các đề án xuất khẩu LNG mới cũng sẽ bị ảnh hưởng về phương diện tài chính do các nhà cho vay sẽ xem xét kỹ các rủi ro của người mua không hưởng thưởng trong các hợp đồng dài hạn hoặc các hợp đồng "take-or-pay". Ngay cả khi người mua chỉ dùng tính linh hoạt trong hợp đồng để chuyển hàng đã mua đem bán trên thị trường spot thì cũng làm tăng tính cạnh tranh của những người bán, đồng thời cũng làm cho người sản xuất LNG tìm cách bán ra nhiều LNG hơn cho những người mua đi - bán lại.

Khi Shell thông báo xây dựng nhà máy nổi Prelude LNG ở Australia, giới truyền thông cho rằng đây là tín hiệu mở đầu một thời đại mới cho công nghệ hóa lỏng khí tự nhiên áp dụng trên phương tiện nổi. Lúc đó giá dầu thô đạt 120USD/thùng, giá thành sản xuất LNG thấp hơn giá dầu thô do giá khí đốt rẻ, nên quyết định đầu tư này là đúng đắn. Các nhà máy nổi LNG lớn trong thời gian này được dư luận đón nhận vì chi phí đầu tư thấp, thời gian xây dựng ngắn, dễ triển khai ở nhiều nơi và có các yếu tố khác bảo đảm cho sự thành công cũng tương tự như nhà máy đặt trên đất liền. Tuy nhiên, ngay sau đó khi giá dầu xuống thấp, chính phủ Indonesia đã không chấp nhận đề án khí hóa lỏng nổi Masela Abadi của Inpex với lý do là một nhà máy khí hóa lỏng đặt trên đất liền sẽ kinh tế hơn nhiều. Những tuyên bố tương tự gần đây của Malaysia cũng đã kéo dài thời gian triển khai thực hiện đề án khí hóa lỏng nổi thứ hai của Petronas.

Mặc dù phần lớn các nhà máy LNG (đặt trên đất liền) của Mỹ phục vụ xuất khẩu chưa đi vào hoạt động nhưng một số nhà đầu tư sớm nhất vào ngành công nghiệp này cũng đã bán hoặc muốn bán bớt các công suất dịch vụ hoặc khối lượng LNG đã cam kết của họ. Tình trạng giảm nhu cầu nội địa đã buộc Công ty GAIL (Ấn Độ) giảm một phần công suất của Nhà máy Cove Point và giảm khối lượng LNG cam kết bán của Nhà máy Sabine Pass. Pertamina cũng đã bán 0,4 triệu tấn/năm trong khối lượng đã ký hợp đồng mua từ Nhà máy Corpus Christi LNG sẽ sản xuất vào năm 2020 cho Total để Total cung cấp cho Pertamina 0,4 - 1 triệu tấn/năm từ các nguồn của Total trên thế giới.

Sự dư thừa LNG trên thị trường dẫn đến giảm giá vận chuyển bằng tàu LNG chuyên dụng vì khách thuê tàu giảm. Cuối năm 2015 giá cước vận chuyển này giảm đến 50% so với các năm trước, chỉ còn 32.000USD/ngày.

Ngoài ra công suất dồi dào của các tàu vận tải biển có sẵn trên thị trường có thể dẫn đến giảm giá thành đầu vào

trong ngành vận tải chuyên dụng vốn có truyền thống bị nhiều đối thủ chi phối vì một số chủ tàu vận chuyển các hàng hóa khác sẵn sàng hoán đổi cấu trúc tàu để gia nhập vào ngành công nghiệp LNG, làm tăng thêm lượng LNG được chở để mở rộng nhanh chóng thị trường LNG spot. Các nhà dịch vụ vận chuyển LNG phi truyền thống này như Glencore, Vitol, Trafigura bắt đầu mở rộng buôn bán LNG, riêng Trafigura đã tăng gấp đôi hoạt động mua bán LNG trong vòng một năm qua. Công ty Total cũng có kế hoạch tăng gấp đôi hoạt động phân phối này đến năm 2020. Các khách hàng truyền thống cũng đang tìm cơ hội để tham gia thị trường LNG spot nên có thể dự báo rằng thị trường này sẽ tăng theo hàm mũ trong tương lai.

Các hoạt động sáp nhập, mua bán giữa các công ty LNG cũng đang phát triển. Việc sáp nhập giữa Công ty Shell và BG đã tạo ra công suất 33 triệu tấn/năm cho một công ty hợp nhất. Cuộc tham gia đấu thầu của Woodsides nhằm thầu tóm Oil Search (công ty có cổ phần trong đề án Papua New Guinea LNG) đã bị bỏ dở và kết thúc bằng việc Woodsides rút lui khi không chịu tăng giá bỏ thầu vì tin rằng giá dầu thô dùng cho phát điện hiện nay còn có thể rẻ hơn giá LNG làm giảm mức cầu LNG trong tương lai. Nhiều công ty tỏ ra quan tâm bán một số tài sản của họ, đặc biệt là các cổ phần thiểu số trong các đề án LNG để tăng vốn và giảm nợ. Ví dụ như Apache bán cổ phần ở các đề án LNG Wheatstone và Kitimat; Santos không những từ chối mua tài sản liên quan đến LNG của công ty khác mà còn bán 11,7% cổ phần loại này cho Công ty Chinese LNG, một thành viên mới của ENN Energy Holdings Ltd; Shell bán cổ phần trong đề án Elba Island của Kinder Morgan trước khi sáp nhập với BG cũng như đang xem xét bán các tài sản của họ ở Biển Bắc.

Ngược lại, một số công ty khác lại đang trong quá trình tăng thêm cổ phần liên quan đến LNG giữa lúc công nghiệp LNG đang đảo chiều phát triển như TransCanada bỏ 13 tỷ USD để mua Columbia Pipeline Group nhằm tăng cường vị thế của mình trong hoạt động vận chuyển nguồn khí đốt dồi dào của Bắc Mỹ đến các terminal hóa lỏng phục vụ cho xuất khẩu hoặc như tin đồn về việc Công ty ExxonMobil đang mua cổ phần trong đề án Mozambique LNG của ENI.

Về phía người mua, khối khách hàng LNG cũng đang hợp tác với nhau. Năm 2015, liên doanh mua nhiên liệu Jera giữa Tokyo Electric Power Co. và Chubu Electric Power Co. Inc. đã trở thành tổ chức mua LNG lớn nhất thế giới với nhu cầu khoảng 40 triệu tấn/năm. Jera đã cộng tác với Pavilion Gas của Singapore, Electricity Generating Authority of Thailand, GAIL, Kogas của Hàn Quốc, CNOOC

và CNPC của Trung Quốc dưới hình thức MOU. Tokyo Gas cũng hợp tác với CPC Corp. của Đài Loan và Tohoku Electric (Nhật Bản). Sự hợp tác này, một phần, nhằm mục đích nâng cao ưu thế trong đàm phán mua LNG với các nhà xuất khẩu lớn trên thị trường thế giới và giành quyền mua/bán lại các chuyến hàng từ nhiều nguồn khác nhau mà không cần người bán chấp thuận.

Các biến thiên chỉ số giá nổi bật trong năm 2015 thường gặp trong các điều khoản hợp đồng ngắn hạn và ở tính linh hoạt trong việc chọn nguồn cung dựa trên nhu cầu năng lượng theo thời vụ. Tokyo Gas thiên về các điều khoản hợp đồng có giá trị trong 5 - 10 năm. Jera cũng muốn chọn các hợp đồng ngắn hạn đến trung hạn để đáp ứng phù hợp nhất nhu cầu LNG của Nhật Bản tuy rằng các điều khoản này không thuận tiện lắm đối với các đề án xuất khẩu LNG về phương diện tìm kiếm nguồn vay tài chính.

Tính mùa vụ (seasonality) rất được người mua LNG mong muốn để họ dễ quản lý sự biến động nhu cầu theo mùa nhưng đối với người cung cấp LNG thì lại rất khó khăn trong quản lý các đề án sản xuất dành cho xuất khẩu, kể cả trong việc tàng trữ, vận chuyển, sử dụng lao động, thiết bị... trong suốt cả năm. Trước đây Qatar đã chấp nhận phương thức bán LNG theo thời vụ đối với Trung Quốc nhưng chỉ giới hạn cho năm 2016 và không có khả năng tiếp tục cho các năm tiếp theo.

Các chủ tàu vận chuyển LNG đang hợp lực để cải thiện hiệu quả giá cước. Golar LNG, Dynagas và GasLog Ltd. đã thông qua thỏa thuận để gộp một số tàu LNG vào một quỹ chung sẵn sàng phục vụ thị trường spot. Sinotrans cũng thông báo thành lập 5 liên doanh với Dynagas và China LNG Shipping để cung cấp tàu cho đề án Yamal LNG. Các nhà phân tích dự báo sẽ có nhiều vụ sáp nhập hoặc liên doanh nữa trong năm 2016.

Xét về nhu cầu, các khách hàng tiêu thụ LNG truyền thống đã cắt giảm khá nhiều lượng nhập khẩu của họ. Nhật Bản dự báo nhu cầu LNG của nước này sẽ giảm trong 5 năm tới, kể từ năm 2016. Hàn Quốc, nước đứng thứ 2

về nhập khẩu LNG trên thế giới, cũng dự báo nhu cầu sẽ tiếp tục giảm trong nhiều năm. Ngược lại, Trung Quốc và Ấn Độ đứng đầu danh sách các terminal mới đang được xây dựng và Trung Đông là khu vực đứng đầu các terminal nổi phục vụ nhập khẩu đã đưa vào hoạt động trong năm 2016. Các nhà nhập khẩu LNG mới như Ai Cập, Pakistan, Jordan đã mua 5,5 triệu tấn LNG trong năm 2015. Theo Cơ quan Năng lượng Thế giới (IEA), Trung Quốc và Trung Đông sẽ là những trung tâm lớn nhất về nhu cầu LNG từ nay đến năm 2035. Một số nước có nhu cầu bổ sung LNG khác đã đóng mới 6 tàu chứa nổi và các cơ sở tái khí hóa (FSRU) trong năm 2015 (Bảng 2). Các đề án nhập khẩu LNG đang phát triển cho thấy làn sóng nhập khẩu mới sẽ có quy mô nhỏ do các nhà nhập khẩu là những nước đang phát triển còn nghèo nên chỉ có thể xâm nhập vào thị trường mới này với khoản tiền cho vay nợ tín dụng đủ lớn.

Trước bối cảnh nền kinh tế thế giới chưa thoát khỏi tình trạng suy thoái, các nhà sản xuất LNG đã dừng gần 25 triệu tấn/năm sản lượng trong năm 2015 tại 4 terminal xuất khẩu. Tình hình thiếu khí đốt để sản xuất LNG ở Ai Cập kéo dài đang kìm hãm các hoạt động của các terminal xuất khẩu Idku (7,2 triệu tấn/năm) và Damietta (5,5 triệu tấn/năm). BG đã tuyên bố tình trạng bất khả kháng ở terminal Idku; Union Fenosa và ENI, những ông chủ của nhà máy LNG Damietta, đang theo đuổi vụ kiện để có thể tái khởi động nguồn cung khí đốt và sản xuất LNG. Trong khi có hai phát hiện lớn mới đây trên thềm lục địa Ai Cập và BG đã đồng ý mua lại cổ phần của Noble tại mỏ Aphrodite ngoài khơi Cyprus với ý định cung cấp một phần khí đốt cho terminal Idku, các biện pháp này khó có thể cho phép Ai Cập tái khởi động xuất khẩu LNG trong thời gian gần. Ai Cập lại đang trở thành nước nhập khẩu LNG mới, khi họ đang mua 2 nhà máy tái khí hóa nổi để nhập khẩu LNG và tìm kiếm một nước thứ ba vận chuyển trong 2 năm tới.

Nhà máy Angola LNG (5,2 triệu tấn/năm) đã phải dừng sản xuất trong năm 2014 để xây dựng mở rộng thêm công suất. Chevron hy vọng nhà máy hoạt động trở lại vào cuối năm 2015 nhưng mục tiêu này đã hoãn lại đến tháng 7/2016. Một khi nhà máy khởi động trở lại thì ngành dầu

Bảng 2. Các tàu chở LNG & FSRU mới năm 2015

Tên tàu	Sức chứa (m ³)	Chủ tàu	Chủ hợp đồng thuê tàu/Thời hạn cho thuê	Địa điểm
Explorer	151.000	Excelerate Energy	Dubai Supply Authority/10 năm	Dubai, UAE
Exquisite	150.900	Excelerate Energy	Engro Corp.	Karachi, Pakistan
Golar Eskimo	160.000	Golar LNG	Jordan LNG/10 năm	Port Aqaba, Jordan
Golar Igloo	170.000	Golar LNG	Kuwait National Petroleum Co./5 năm	Mina al-Ahmadi, Kuwait
Hoegh Gallant	170.000	Hoegh LNG	Egyptian Natural Gas Holding Co. (EGAS)/5 năm	Ain Shokhna, Ai Cập
BW Singapore	170.000	BW Maritime	EGAS/5 năm	Ain Shokhna Port, Ai Cập

Nguồn: Oil & Gas Journal 06/06/2016

khí Angola phải kiểm tra, khẳng định độ tin cậy kỹ thuật để đảm bảo hoạt động an toàn.

Nhà máy Yemen LNG (6,7 triệu tấn/năm) đã bị phá hủy vào tháng 4/2015 và cho đến nay vẫn chưa có thông tin gì về việc khôi phục lại. Các nhà máy LNG xuất khẩu khác cũng gặp phải những sự cố không dự báo trước. Tháng 12/2015 Nhà máy Nigeria LNG bị tuyên bố tình trạng bất khả kháng vì đường ống dẫn nối với nhà máy bị phá hoại. Sự cố này gây ảnh hưởng lâu dài đến khách hàng dài hạn nhập khẩu LNG ở Italia, Tây Ban Nha, Thổ Nhĩ Kỳ, Bồ Đào Nha và Pháp.

Giá dầu thấp kéo theo giá các nguyên liệu giảm cũng như giảm chi phí năng lượng trong công nghiệp đóng tàu đã giúp giá thành trong hoạt động đóng mới phương tiện vận tải biển chuyên dụng dành cho LNG giảm đáng kể. Việc hoàn thiện các đề án này không thể xảy ra trong năm 2015 và sự cạnh tranh giữa những hãng đóng phương tiện nổi tăng lên do sự cạn kiệt các FID cho các đề án xuất khẩu mới nên giúp giảm giá thành các đề án trong năm 2016.

Tuy nhiên, tiền lương trong các đề án thay đổi rất nhiều tùy thuộc đặc điểm của từng nơi đóng tàu cũng ảnh hưởng đến mức độ giảm giá thành của các đề án. Tiền lương ở Bắc Mỹ hiện nay vẫn thấp hơn mức lương trung bình các năm trước nên đề án Woodfibre LNG có thể có lợi thế hơn về chi phí nhân lực giúp giảm giá thành đóng tàu. Các đề án xuất khẩu LNG có thể giảm chi phí nhờ tiến thiết kế và mua công nghệ mới rẻ hơn trước. Magnolia LNG chỉ phải trả tiền mua thiết bị làm lạnh thế hệ mới OSMR với giá 500USD/tấn công suất thay vì phải trả 800 - 900USD/tấn đối với các đề án khác ở Mỹ. Giá thành tại đề án Lake Charles LNG ước tính 512USD/tấn có thể đưa đến giá thành hóa lỏng thấp hơn 2USD/triệu Btu trong lúc giá cung cấp cho châu Á là 6,5USD/triệu Btu. Đề án Fortuna LNG ở Equatorial Guinea thông báo đã giảm chi phí cơ bản từ 800USD/tấn xuống còn 600USD/tấn và còn được hưởng hoa hồng của khách hàng trả trước cho LNG trong giai đoạn đầu sản xuất do tiến độ xây dựng nhanh.

Ở Tây bán cầu, các cơ sở nổi tái khí hóa LNG (FLRU) được lên kế hoạch xây dựng tại Hawaii, Puerto Rico và Jamaica. Cheniere dường như đang chuẩn bị đón đầu nhu cầu tăng đối với lượng mua LNG quy mô nhỏ nên đang yêu cầu chính phủ cho phép terminal Sabine Pass của họ được cung cấp LNG cho các tàu chạy bằng nhiên liệu LNG và vận chuyển LNG bằng container. AES Dominicana đang tìm cách kinh doanh sinh lời dựa trên các terminal có sẵn trên đất liền ở Cộng hòa Dominican để cung cấp LNG và các dịch vụ bunker (kho chứa nhỏ đặt trong hầm

tàu thủy) cho các thị trường ở Caribe và châu Mỹ Latinh. Nhu cầu LNG với khối lượng nhỏ cũng đang được chọn làm đối tượng kinh doanh của Công ty Pavilion Energy (Singapore). Trong 5 năm qua, với 65% hợp đồng cung cấp LNG có khối lượng dưới 1 triệu tấn/năm đã ký, Pavilion tin rằng đây là dấu hiệu tăng trưởng tiềm năng cho việc kinh doanh LNG khối lượng nhỏ trong các năm tới, nhất là đối với nhu cầu nhiên liệu của rất nhiều đảo nhỏ ở Đông Nam Á. Hiện nay, Pavilion đang tìm đối tác để cộng tác trong lĩnh vực kinh doanh này. Gazprom và Fluxys cũng đã tuyên bố cộng tác để phát triển thị trường LNG khối lượng nhỏ ở châu Âu.

Việc tăng sử dụng các cơ sở tái khí hóa (FSRU) trong các đề án phát điện bằng LNG có thể tạo ra một nguồn cầu mới cho các đề án hóa lỏng khí đốt và mở cửa cho nhiều nước nhỏ tham gia vào thị trường nhập khẩu LNG. Ví dụ như AES Panama LNG đã được trao thầu xây dựng cho Panama một nhà máy điện đầu tiên chạy bằng LNG cùng với terminal nhập khẩu LNG. Các đề án phát điện bằng LNG cũng đang được xây dựng ở châu Á, châu Mỹ Latinh và châu Phi. Riêng Ghana có 3 dự án phát điện bằng nhiên liệu này. Ở Đông Nam Á, Philippines cũng đang nghiên cứu nhập khẩu LNG bằng các hợp đồng dài hạn để phát điện khi các mỏ khí của nước này cạn kiệt trong trung hạn nhưng đang vấp phải khó khăn trong vấn đề tìm đối tác cũng như gọi vốn đầu tư. Vấn đề còn lại là giá thành và giá bán LNG trong tương lai có đủ sức cạnh tranh với các nhiên liệu khác dùng trong phát điện nhất là khi giá dầu thấp kéo dài.

Giá olefin

Giá olefin ở thị trường bờ vịnh Mexico thuộc Mỹ không phản ánh sự tăng cao giá nguyên liệu và chi phí sản xuất trong nửa đầu năm 2016. Giữa tháng 2 và tháng 5, giá propane tăng 18UScent/gallon (54%) trong lúc giá gasoline tự nhiên tăng 28UScent/gallon (40%). Giá spot ethylene ở Mont Belvieu, Texas chỉ tăng 5,4UScent/lb (27,5%) với giá giao dịch thuận trong tháng 5 cao hơn tháng 2 chỉ 4,3UScent/lb. Giá propylene cũng chỉ dao động trong khoảng 2 - 3UScent/lb (1lb = 453,59237g; 1gallon = 3,785412 lít).

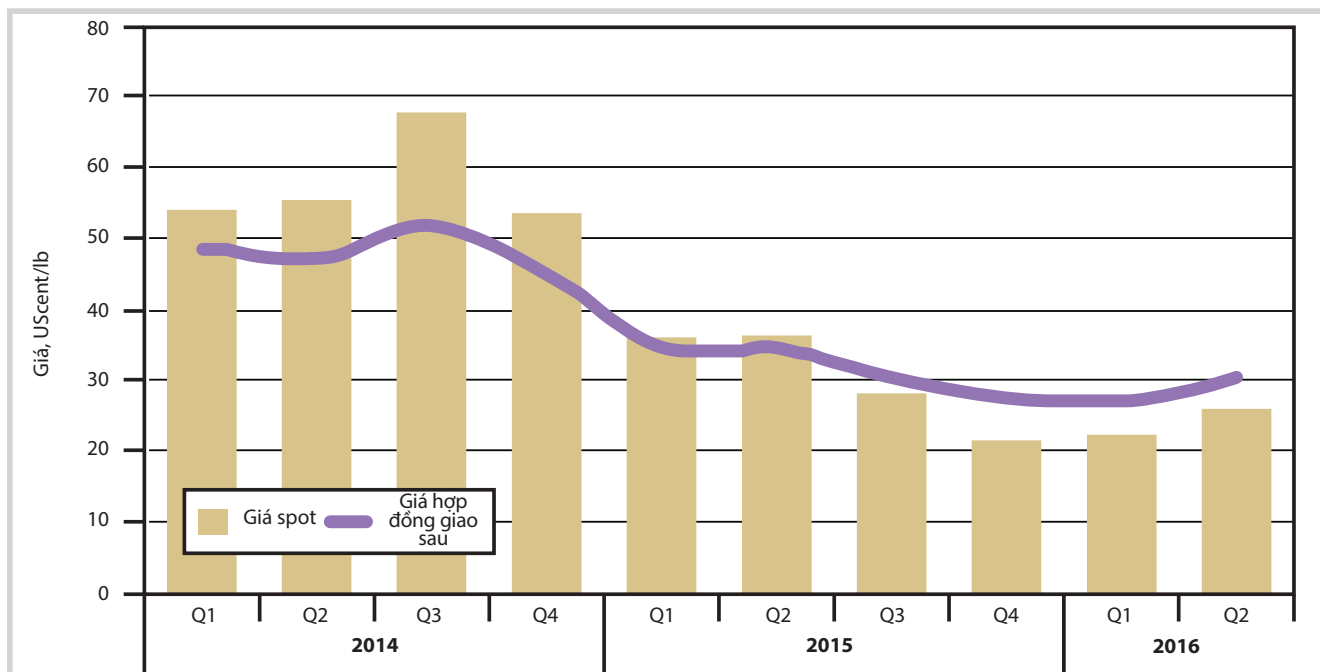
Các nhà sản xuất ethylene Mỹ cho biết trong Quý I/2016 công suất sử dụng của các nhà máy đã ở mức tối đa, trung bình đạt 97% nhưng sang Quý II/2016 giảm xuống còn 88% vì phải bảo trì theo kế hoạch. Tuy nhiên, sản lượng giảm chỉ tác động rất ít đến giá ethylene trên thị trường. Chỉ có một nhà máy propane dehydrogenation (PDH) mới được đưa vào sản xuất ở vùng vịnh Mexico

Bảng 3. Diễn biến giá ethylene trung bình trên thị trường Mỹ từ năm 2014 đến Quý II/2016

Đơn vị: UScent/lb

Năm	2014				2015				2016	
Quý	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II
Giá spot	54	55	68	54	36	37	28	21	22	26
Giá bán theo hợp đồng	49	47	52	45	35	36	30	28	27	30

Nguồn: Oil & Gas Journal 05/09/2016



Nguồn: PetroChem Wire, Nghiên cứu thị trường của Petral Consulting/Oil & Gas Journal 5/9/2016

Hình 2. Biểu đồ diễn biến giá spot và giá theo hợp đồng giao sau của ethylene từ 2014 - 2016

thuộc Mỹ trong nửa đầu năm 2016 nhưng vào giữa năm nguồn cung propylene trong kho dự trữ ở vùng bờ Vịnh đã cao hơn khối lượng có đến cuối năm 2015 từ 150 - 200 triệu lb. Giá propylene xuất khẩu vẫn ở mức cao trong suốt nửa đầu năm nên các nhà sản xuất có thể tránh được nỗi lo giá bán thấp khi đưa các nhà máy mới vào hoạt động.

Các kết quả điều tra cho thấy sản lượng ethylene trong Quý I/2016 đạt 165,3 triệu lb/ngày, tăng 1,8% so với Quý II/2015. Sang Quý II/2016 sản lượng lại giảm 8,1% so với Quý I/2016, chỉ đạt 152,0 triệu lb/ngày cũng do phải bảo dưỡng một số nhà máy. Thời gian ngừng sản xuất do bảo dưỡng theo kế hoạch đã làm giảm tổng sản lượng đến 1,16 tỷ lb trong tổng sản lượng bị thiếu hụt cả quý.

Sản lượng ethylene của các nhà máy ở Texas đạt 115 triệu lb/ngày trước khi giảm xuống còn 105 triệu lb/ngày trong Quý II/2016, còn ở Louisiana sản lượng ethylene trung bình của Quý I/2016 là 44 triệu lb/ngày và sang Quý II/2016 giảm còn 41 triệu lb/ngày. Giá ethylene giảm liên tục từ Quý III/2014 (68UScent/lb) xuống mức thấp nhất vào cuối năm 2015 (21UScent/lb). Từ Quý I/2016 giá bắt đầu tăng nhẹ trở lại từ 22UScent/lb lên 26UScent/lb trong Quý

II/2016 (Bảng 3). Điều đáng chú ý là giá spot từ năm 2014 đến Quý II/2015 luôn cao hơn giá bán theo hợp đồng giao sau nhưng từ Quý III/2015 đến nay thì ngược lại, giá spot luôn thấp hơn giá bán theo hợp đồng giao sau (Hình 2).

Giá ethane, nguyên liệu đầu vào để sản xuất ethylene trong nửa đầu năm 2016 nói chung diễn biến theo giá dầu thô. Với giá WTI từ 30,50USD/thùng trong tháng 2/2016 tăng lên 49USD/thùng vào tháng 6/2016 thì giá spot của gasoline tự nhiên (đại diện cho nguyên liệu naphtha parafin nhẹ) tăng từ 70UScent/gallon lên 77UScent/gallon (giá trung bình) trong Quý I/2016 và lên 97UScent/gallon trong Quý II/2016. Tương tự, giá propane ở Mont Belvieu tăng từ 39UScent/gallon trong Quý I/2016 lên 49UScent/gallon trong Quý II/2016. Giá spot của ethane tinh khiết giảm xuống 16UScent/gallon trong Quý I/2016 nhưng lại tăng trung bình 20UScent/gallon trong Quý II/2016. Giá spot của ethane tinh khiết giảm trong Quý I/2016 gắn chặt với giá khí đầu giếng giảm và chất lượng thấp. Mặc dù giá khí tự nhiên vẫn ở mức rất thấp trong tháng 3 và 4/2016, giá ethane tinh khiết lại tăng lên 19 - 20UScent/gallon trước khi tăng lên đến 22 - 23UScent/gallon trong tháng 6/2016.

Giá propylene trong nửa đầu năm 2016 tương đối ổn định so với giá ethylene. Giá spot của propylene xuất xứ từ nhà máy sản xuất polymer (polymer-grade) trung bình 29UScent/gallon trong Quý I/2016 và 30UScent/gallon trong Quý II/2016 trong lúc giá spot propylene xuất xứ từ lọc dầu (refinery-grade) trung bình chỉ 19UScent/gallon trong Quý I/2016 và 20UScent/gallon trong Quý II/2016.

Giá bán theo hợp đồng giao sau butadiene tinh khiết giảm xuống còn 26UScent/gallon trong Quý I/2016 và tăng lên 33UScent/gallon trong Quý II/2016. Giá spot aromatics cũng thay đổi theo giá dầu thô trong nửa đầu năm 2016, giá toluene giảm xuống mức 196UScent/gallon trong Quý I/2016 trước khi tăng lên 222UScent/gallon trong Quý II/2016. Giá thành sản xuất ethylene dựa trên độ tinh khiết của các nguyên liệu ethane trong Quý I và II/2016 trung bình khoảng 9UScent/lb và 11UScent/lb. Ethane tinh khiết do nhà sản xuất cung cấp rẻ hơn 7UScent/lb so với gasoline tự nhiên trong Quý I/2016 và 12UScent/lb trong Quý II/2016. Trong lúc giá thành sản xuất ethane tinh khiết và propane trong Quý I/2016 bằng nhau (9UScent/lb) thì trong Quý II/2016 giá thành sản xuất ethane tinh khiết thấp hơn propane 1,5 - 2,0UScent/lb.

Theo thống kê của EIA về propylene xuất xứ từ lọc dầu (refinery-grade) và đánh giá của Công ty tư vấn Petral, tổng sản lượng propylene Mỹ đạt 82 triệu lb/ngày trong Quý I/2016 và giảm xuống 79 - 80 triệu lb/ngày trong Quý II/2016. Những thay đổi có ý nghĩa nhất trong nguồn cung propylene Mỹ nửa đầu năm 2016 so với 2015 là do gia tăng nguồn cung từ các nhà máy lọc dầu và sản lượng của các nhà máy PDH. Hai yếu tố ảnh hưởng lớn đến giá propylene là nguồn cung propylene từ lọc dầu thay đổi theo biến thiên mùa vụ trong nguồn cung dầu thô cho nhà máy lọc dầu và tỷ suất cung cấp nguyên liệu cho các nhà máy FCCU (fluid catalytic cracking units). Hai yếu tố này được dự báo dễ dàng, cho thấy cán cân cung - cầu propylene trong mùa đông thường căng thẳng hơn so với mùa hè. Quan hệ giữa giá propylene và giá xăng không chỉ thông thường cũng thay đổi theo biến thiên cung - cầu propylene một cách trực tiếp. Trong điều kiện thị trường bình thường, lượng propylene tồn kho ở vùng vịnh Mexico Mỹ biến thiên trong khoảng $\pm 25\%$ mức kiểm kê trung bình dài hạn trong quá khứ. Tuy nhiên, đôi khi số lượng được kiểm kê giảm xuống thấp hơn mức đó. Khi số liệu kiểm kê tại vùng vịnh Mexico Mỹ tăng cao hơn 770 triệu lb thì giá spot propylene xuất xứ từ lọc dầu có khuynh hướng giảm và hoa hồng của xăng không chỉ thông thường cũng giảm.

Trong Quý I/2016 giá chuẩn của propylene xuất xứ từ polymer đạt trung bình 30,0 - 31,5UScent/lb, không thay

đổi so với giá Quý IV/2015. Sự suy giảm trong nguồn cung sản phẩm phụ (coproduct) và sản lượng PDH trong Quý II/2016 giúp cho giá bán theo hợp đồng giao sau tăng cao, nên giá hợp đồng đạt 32,5UScent/lb trong tháng 4, 5 và 33UScent/lb trong tháng 6/2016.

Trong giai đoạn tháng 1 - 5/2016, xuất khẩu propylene monomer Mỹ đạt 2,0 - 2,4 triệu lb/ngày, tăng 221 triệu lb so với cùng kỳ năm 2015. Hội đồng Thương mại Quốc tế Mỹ (ITC) cho biết trong giai đoạn 2014 - 2015 polypropylene Mỹ xuất khẩu trung bình 5,9 triệu lb/ngày. Canada và Mexico là thị trường tiêu thụ hàng đầu polypropylene của Mỹ. Nhưng trong Quý I/2016, lượng polypropylene Mỹ giảm còn 4,96 triệu lb/ngày, trong đó Canada và Mexico tiêu thụ 4,13 triệu lb/ngày, chiếm 83% tổng lượng polypropylene xuất khẩu.

Ethylene và propylene là nguyên liệu quan trọng nhất để sản xuất polyethylene và polypropylene. Sản lượng polyethylene và polypropylene Mỹ vượt quá nhu cầu trong nước trong suốt 30 năm qua nên sản lượng dư thừa trở thành nguồn cung cho xuất khẩu. Trong giai đoạn 2017 - 2020 các công ty hóa dầu Mỹ sẽ đạt công suất 20 tỷ lb/năm. Do nhu cầu trong nước không tăng, sản lượng polyethylene và ethylene glycol xuất khẩu sẽ tăng nhanh so với giai đoạn trước đó. Các công ty hóa chất Mỹ đều có kế hoạch tăng công suất các nhà máy PDH lên 12 triệu lb/ngày (4 tỷ lb/năm). Ngược lại, với việc mở rộng công suất sản xuất các chất dẫn xuất ethylene trong các nhà máy ethylene, phần lớn để án mở rộng công suất các nhà máy PDH lại không đưa vào việc mở rộng công suất các dẫn xuất propylene tương ứng. Thay vào đó, các nhà sản xuất PDH sẽ xuất khẩu propylene polymer để giữ cân bằng cho thị trường tại vùng vịnh Mexico Mỹ.

Theo số liệu của ITC, lượng polyethylene xuất khẩu Mỹ (bao gồm polyethylene tỷ trọng cao, polyethylene tỷ trọng thấp và polyethylene tỷ trọng thấp dạng sợi) trong giai đoạn 2010 - 2014 nhìn chung giữ ở mức 18 - 20 triệu lb/ngày. Trong đó, 45 - 50% sản lượng xuất khẩu được tiêu thụ ở thị trường Mexico. Polyethylene xuất khẩu của Mỹ trong nửa đầu năm 2016 đạt trung bình 25,3 triệu lb/ngày từ tháng 1 - 5, cao hơn 2,3 triệu lb/ngày (10%) so với nửa cuối năm 2015. Ngoài Canada và Mexico (thị trường tiêu thụ khoảng 41% tổng sản lượng xuất khẩu), Petral dự báo Mỹ cần mở ra nhiều thị trường khác cho polyethylene trong thời gian tới. Nửa đầu năm 2016, Mỹ đã xuất khẩu polyethylene trung bình 15 triệu lb/ngày sang phần còn lại của thế giới. Đông Bắc Á và Tây Bắc Âu là thị trường quan trọng cho lượng hàng xuất khẩu này.

PGS.TS. Trần Ngọc Toàn (tổng hợp)

Tối ưu hóa sử dụng khí nhiên liệu khi lượng khí nhiên liệu sinh ra từ các phân xưởng công nghệ tăng cao

Phân xưởng U40 của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vận hành 3 lò hơi (2 lò hơi sử dụng dầu nhiên liệu và 1 lò hơi sử dụng khí nhiên liệu) để cung cấp hơi chạy 3 máy phát điện và các phân xưởng trong Nhà máy. Chế độ vận hành này có ưu điểm: hệ thống dầu nhiên liệu có độ tin cậy cao với 3 bơm dầu nhiên liệu cung cấp đến lò hơi, cung cấp dầu nhiên liệu liên tục, đảm bảo Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vận hành an toàn và ổn định. Khi hệ thống khí nhiên liệu bị sự cố dẫn đến phải dừng lò hơi (sử dụng khí nhiên liệu) thì vận hành 2 lò hơi còn lại, nối với lưới điện EVN (khoảng 18MW) đảm bảo Nhà máy vẫn hoạt động ổn định.

Từ đầu năm 2015, tổng lượng khí nhiên liệu tăng cao do dầu thô chứa nhiều kim loại gây ngộ độc xúc tác, thúc đẩy các phản ứng cracking sâu và việc thay đổi công suất của một số phân xưởng công nghệ... dẫn đến một lượng lớn khí nhiên liệu thừa phải xả ra đuốc đốt của nhà máy (trung bình 5 - 7 tấn/giờ). Trong khi đó, các lò hơi tại Phân xưởng U40 phải sử dụng lượng lớn dầu nhiên liệu (12,4 tấn/giờ). Nhằm giảm lượng khí nhiên liệu thừa xả ra đuốc đốt và giảm lượng dầu nhiên liệu tiêu thụ tại cụm lò hơi, ông Nguyễn Ngọc Thanh cùng các cộng sự thuộc Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn đã đề xuất giải pháp vận hành 2 lò hơi bằng khí nhiên liệu và 1 lò hơi bằng dầu nhiên liệu. Tuy nhiên, với chế độ vận hành này, khi các phân xưởng bị sự cố thì mạng khí nhiên liệu sẽ bị dao động và ảnh hưởng đến 2 lò đang đốt khí nhiên liệu. Khi áp dụng giải pháp, nhóm tác giả đã đưa ra biện pháp kiểm

soát khi mạng khí nhiên liệu bị dao động bằng cách thực hiện đồng thời các giải pháp sau:

- Tăng tải lò hơi đốt bằng dầu nhiên liệu lên 180 tấn/giờ;
- Hóa hơi LPG thông qua các thiết bị hóa hơi A3701A/B để cung cấp khí nhiên liệu dùng cho lò hơi;
- Kết nối lưới điện EVN khoảng 18MW, tương đương với việc giảm tải lò hơi khoảng 80 tấn/giờ và giảm được lượng khí nhiên liệu sử dụng khi mạng khí nhiên liệu bị dao động;
- Thực hiện giảm công suất của một số phân xưởng công nghệ;
- Thay đổi chế độ điều khiển của một số bộ điều khiển sang MAN (điều khiển thủ công).

Áp dụng giải pháp vận hành 2 lò hơi bằng khí nhiên liệu và 1 lò hơi bằng dầu nhiên liệu đảm bảo Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vận hành an toàn, mang lại hiệu quả kinh tế cao: ngăn chặn lượng khí nhiên liệu xả ra đuốc đốt, giảm lượng dầu nhiên liệu đốt tại cụm lò hơi Phân xưởng U40 khoảng 4,7 tấn/giờ, ước tính làm lợi 17.391.052USD/năm.

Giải pháp "Tối ưu hóa sử dụng khí nhiên liệu (fuel gas) khi lượng khí nhiên liệu sinh ra từ các phân xưởng công nghệ tăng cao" đã được công nhận sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Lê Thị Phượng (giới thiệu)

