

Dầu Khí



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

■ SỐ 9 - 2017

ISSN: 0868-854X





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

TS. 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: 024-37727108 | 0982288671 * Fax: 024-37727107 * Email: tapchidk@vpi.pvn.vn

Ảnh bìa: Nhà máy sản xuất xơ sợi polyester Đình Vũ . Ảnh: PVN

TIỂU ĐIỂM

**HỘI THẢO KHOA HỌC
"NGÀNH DẦU KHÍ TRONG BỐI CẢNH HỘI NHẬP QUỐC TẾ"**



Hội thảo khoa học "Ngành Dầu khí trong bối cảnh hội nhập quốc tế" đã diễn ra tại Hà Nội, Tập chí Công sản và Liên hiệp Các Hội Khoa học và Kỹ thuật Việt Nam đã tổ chức Hội thảo khoa học "Ngành Dầu khí trong bối cảnh hội nhập quốc tế". Hội thảo đã tập trung phân tích các cơ hội, thách thức của ngành Dầu khí Việt Nam trong bối cảnh hội nhập quốc tế. Hội thảo cũng đã đề xuất các giải pháp để ngành Dầu khí Việt Nam phát triển bền vững trong bối cảnh hội nhập quốc tế. Hội thảo đã thu hút sự tham gia của các chuyên gia, nhà khoa học, các doanh nghiệp, các cơ quan quản lý nhà nước, các tổ chức quốc tế, các chuyên gia, nhà khoa học đã đề xuất, kiến nghị các giải pháp về tài chính, đầu tư, thị trường, đào tạo, phát triển nguồn nhân lực, khoa học công nghệ... để ngành Dầu khí Việt Nam tiếp tục phát triển và giữ vững vị trí chủ đạo trong nền kinh tế.

Chưa kể với các khó khăn, thách thức của ngành dầu khí, đại diện Bộ Công Thương cho biết tình hình thực địa, khai thác dầu khí có sự thay đổi rất cao, tuy nhiên nếu thành công thì sẽ đem lại lợi nhuận rất lớn. Sau hơn 30 năm khai thác, sản lượng của các mỏ dầu khí chủ lực suy giảm mạnh. Đối với các mỏ tại khu vực nước sâu, xa bờ, mỏ nhỏ, các lĩnh vực chủ yếu để phát triển khai thác rất cao. Việc Việt Nam ký kết các hiệp định thương mại tự do dẫn đến các sản phẩm thuộc lĩnh vực chế biến dầu khí đang phải cạnh tranh rất khốc liệt. Ngoài việc ngành dầu khí chủ động triển khai các giải pháp để nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, cơ quan quản lý nhà nước cần có cơ chế đặc thù, phù hợp với tình hình mới để góp phần thúc đẩy sự phát triển của ngành Dầu khí.

Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam Ngô Thường San cho biết thêm các suất thành công của công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí phụ thuộc vào mức độ phát huy vai trò của các nhà thầu năng lượng của một bề nổi tích/

4 **tin tức** SỐ 9/2017

TIỂU ĐIỂM

**HỢP TÁC TOÀN DIỆN, HIỆU QUẢ
PETROVIETNAM - ZARUBEZHNEFT**



Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetneft" được thành lập ngày 18/6/1981 là minh chứng cho mối quan hệ hợp tác toàn diện, hiệu quả giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Zarubezhneft. Việc thành lập liên doanh để tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí tại Việt Nam được coi là sự kiện quan trọng nhất trong lịch sử 50 năm xây dựng và phát triển Zarubezhneft, mở ra giai đoạn phát triển mới của ngành công nghiệp dầu khí, đưa Việt Nam trở thành nước khai thác dầu khí ở khu vực Đông Nam Á.

Trong đó, việc thành lập Vietsovetneft (Petrovietnam 51%, Zarubezhneft 49%) được coi là sự kiện quan trọng nhất trong lịch sử phát triển Zarubezhneft. Kết quả công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí của Vietsovetneft có ý nghĩa quyết định, mở ra giai đoạn phát triển mới của ngành công nghiệp dầu khí, đưa Việt Nam trở thành nước khai thác dầu đứng thứ ba ở khu vực Đông Nam Á. Tính đến nay, Vietsovetneft đã khai thác trên 227 triệu tấn dầu thô và sản phẩm dầu khí, đưa vào bờ trên 50 tỷ m³ khí.

8 **tin tức** SỐ 9/2017

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

18. Đặc điểm địa hóa và nguồn gốc khí thiên nhiên tại bể Sông Hồng

23. Đặc điểm địa tầng phân tập trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ theo quan điểm tập tích tụ của phân tập địa tầng trầm tích vụn



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

30. Nghiên cứu ảnh hưởng của boron tới đặc trưng xúc tác Pt/B-SBA-15 cho phản ứng hydro hóa tetralin



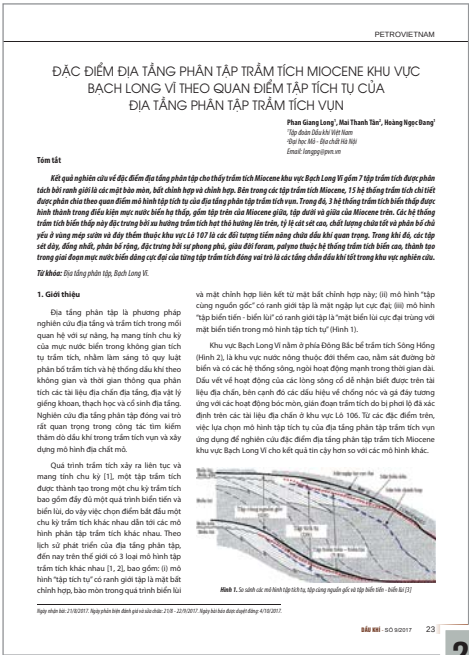
KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

39. Phân bổ sản phẩm bằng phương pháp cân bằng khối lượng các cấu tử hydrocarbon khi kết nối các mỏ dầu khí



CÔNG NGHIỆP ĐIỆN

47. Đánh giá công tác bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy điện khí và một số bài học kinh nghiệm



23



AN TOÀN - MÔI TRƯỜNG ĐẦU KHÍ

57. Những hệ lụy và thay đổi trong cuộc chiến chống biến đổi khí hậu của thế giới khi Mỹ rút khỏi Hiệp định Paris

FOCUS

Scientific seminar on "The oil and gas industry in international integration context"4

Petrovietnam and Zarubezhneft: comprehensive and effective co-operation8

Vietnam has sold around 360 million tons of crude10

Vietsovpetro meets production target of 50 billion m³ of gas12

Orientation for Dinh Vu Polyester Fibre Plant restarting scheme: focus on enhancing production capacity and product quality14

Synchronous development of Block B-Omon Gas Project Complex16

SCIENTIFIC RESEARCH

Geochemical characteristics and origin of natural gas in Song Hong basin18

Sequence stratigraphic characteristics of Miocene sediments in Bach Long Vi area in view of accumulation of clastic sedimentary sequence stratigraphy23

Influence of boron on the characteristics of Pt/B-SBA-15 catalyst for hydrogenation of tetralin30

Production allocation for tie-in oil and gas fields by mass balance of hydrocarbon components39

Evaluation of maintenance and repair works at Combined-cycle power plants and lessons to be learned47

Implications and changes of world’s battle against climate change after the US withdrew from Paris Agreement57

NEWS

Vietnam - Azerbaijan: Petroleum is the focus of bilateral co-operation69

Petrovietnam attends Oriental Economic Forum 201769

Petrovietnam receives handover of assets and petroleum operations of Blocks 01 and 0270

PVEP's oil and gas production amounts to 3.36 million tons71

PV Drilling supplies drilling rig to Murphy Phuoc Nam Oil and KrisEnergy72

PVFCCo prepares for trial run of Phu My NPK Plant73

Pemex selects partners for hydrogen supply to 2 refineries in Mexico75

Gazprom, Mitsui sign framework agreement on small and mid-scale LNG76

HỘI THẢO KHOA HỌC “NGÀNH DẦU KHÍ TRONG BỐI CẢNH HỘI NHẬP QUỐC TẾ”



Hội thảo khoa học “Ngành Dầu khí trong bối cảnh hội nhập quốc tế”. Ảnh: Hiền Anh

Hội thảo khoa học “Ngành Dầu khí trong bối cảnh hội nhập quốc tế” đã tập trung phân tích các cơ hội, thách thức, đề xuất các giải pháp để ngành Dầu khí Việt Nam phát triển bền vững trong bối cảnh đất nước hội nhập quốc tế ngày càng sâu, rộng. Trong đó, Hội thảo tập trung thảo luận các giải pháp để biến các thách thức thành cơ hội, kiến nghị hoàn thiện khung pháp lý tạo sự phát triển đột phá cho ngành Dầu khí; tăng thu hút đầu tư nước ngoài vào khu vực nước sâu, xa bờ; nâng cao hiệu quả quản trị điều hành theo chuẩn mực quốc tế...

Ngày 26/9/2017, tại Hà Nội, Tạp chí Cộng sản và Liên hiệp Các hội Khoa học và Kỹ thuật Việt Nam đã tổ chức Hội thảo khoa học “Ngành Dầu khí trong bối cảnh hội nhập quốc tế”. Hội thảo đã tập trung phân tích các cơ hội, thách thức của ngành Dầu khí Việt Nam trong bối cảnh đất nước hội nhập quốc tế ngày càng sâu, rộng. Trên cơ sở đó, các chuyên gia, nhà khoa học đã đề xuất, kiến nghị các giải pháp về tái cơ cấu, quản trị doanh nghiệp, tài chính, đầu tư, thị trường, đào tạo, phát triển nguồn nhân lực, khoa học công nghệ... để ngành Dầu khí Việt Nam tiếp tục phát triển và giữ vững vị trí chủ đạo trong nền kinh tế.

Chia sẻ với các khó khăn, thách thức của ngành dầu khí, đại diện Bộ Công Thương cho biết lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí có tỷ lệ rủi ro rất

cao, tuy nhiên nếu thành công thì sẽ đem lại lợi nhuận rất lớn. Sau hơn 30 năm khai thác, sản lượng của các mỏ dầu khí chủ lực suy giảm mạnh. Đối với các mỏ tại khu vực nước sâu, xa bờ, mỏ nhỏ, cận biên, chi phí để phát triển khai thác rất cao. Việc Việt Nam ký kết các hiệp định thương mại tự do dẫn đến các sản phẩm thuộc lĩnh vực chế biến dầu khí đang phải cạnh tranh rất khốc liệt. Ngoài việc ngành dầu khí chủ động triển khai các giải pháp để nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, cơ quan quản lý Nhà nước cần có cơ chế đặc thù, phù hợp với tình hình mới để góp phần thúc đẩy sự phát triển của ngành Dầu khí.

Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam Ngô Thường San cho biết thêm xác suất thành công của công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí phụ thuộc vào mức độ phức tạp về địa chất và tiềm năng dầu khí của một bể trầm tích/



Petrovietnam và Zarubezhneft đang hợp tác khai thác dầu khí tại Liên bang Nga. Ảnh: PVN

một quốc gia. Kinh nghiệm ở Việt Nam cho thấy phải khoan 3 - 4 giếng mới phát hiện 1 giếng có giá trị thương mại (xác suất 25 - 30%). Tỷ lệ này cao hơn xác suất trung bình của thế giới. Chi phí tìm kiếm thăm dò không thành công cần phải được xem là chi phí rủi ro. Tuy nhiên ở Việt Nam, công tác tìm kiếm thăm dò lại không được trích lập quỹ rủi ro thăm dò. Nghịch lý là để đảm bảo sản lượng dầu khí cần phải gia tăng trữ lượng thăm dò nhưng càng mở rộng thăm dò thì nguy cơ tỷ lệ nợ xấu càng tăng, đó là một rủi ro lớn của ngành Dầu khí Việt Nam.

Đặc thù của ngành công nghiệp dầu khí là sự liên kết chuỗi giá trị. Hiệu quả của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam là hiệu quả tích hợp của chuỗi các khâu công nghệ (các đơn vị thành viên), trong đó cốt lõi là thăm dò, khai thác dầu khí. Tuy nhiên, do bất cập trong mô hình tổ chức và cơ chế hoạt động, nguồn lực trong Tập đoàn bị xé lẻ, phân tán, tạo ra cạnh

tranh nội bộ, nhất là giữa các đơn vị dịch vụ, các đơn vị thiết kế xây lắp, dẫn tới thiếu sự kết nối giữa các đơn vị và làm suy yếu sức mạnh nội lực tổng hợp. Hoạt động sản xuất kinh doanh vẫn mang nặng cơ chế xin - cho, thiếu tính tự chủ. Điều lệ hoạt động và cơ chế tài chính của Tập đoàn đã bộc lộ bất cập (khi giá dầu giảm mạnh, kinh tế suy giảm, hội nhập sâu rộng, mở cửa thị trường nhiên liệu và dịch vụ, cạnh tranh cao), cho thấy thiếu tính liên kết, các khâu trong dây chuyền công nghệ không hỗ trợ được lẫn nhau...

Đồng quan điểm này, TS. Trần Kim Chung - Phó Viện trưởng Viện Nghiên cứu Quản lý Kinh tế Trung ương chỉ rõ các bất cập và áp lực đổi mới mô hình quản trị, nâng cao năng lực cạnh tranh. Mô hình quản trị của Tập đoàn đang cho thấy mâu thuẫn về cơ chế hoạt động giữa tập trung, tích tụ (công ty mẹ), phân tán trong quản lý điều hành và vốn (công ty con thường là công ty cổ phần). Công

GS.TS. VŨ VĂN HIỀN - PHÓ CHỦ TỊCH HỘI ĐỒNG LÝ LUẬN TRUNG ƯƠNG:



Ngành dầu khí hiện nay đang đứng trước thách thức trên phạm vi toàn thế giới. Giá dầu sụt giảm đã làm cho ngành dầu khí thế giới gặp khó khăn chưa từng có. Các nguồn thu của Liên bang Nga sụt giảm mạnh. Tình hình kinh tế - chính trị Venezuela đang đứng trước thách thức hết sức nghiêm trọng...

Ngành Dầu khí Việt Nam, mặc dù sinh sau đẻ muộn nhưng đã làm nên kỳ tích, sánh ngang tầm thế giới. Ngành Dầu khí Việt Nam trong thời gian qua đã đi tắt, đón đầu và tăng tốc; vươn lên từ hội nhập, tự khẳng định từ hội nhập, đóng góp cho ngân sách, đóng góp kinh nghiệm cho hội nhập quốc tế. Trong đó, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" có đóng góp quan trọng, là hình mẫu về hội nhập quốc tế, được Chính phủ, nhân dân hai nước đánh giá rất cao.

ty mẹ chịu trách nhiệm về hiệu quả sản xuất kinh doanh của toàn Tập đoàn nhưng chỉ làm công tác quản lý, còn hoạt động sản xuất kinh doanh thực sự ở các đơn vị thành viên. Tuy nhiên, mỗi đơn vị chịu trách nhiệm trong một lĩnh vực công nghệ đặc thù nhưng do tính chất sở hữu và mối quan hệ phải theo cơ chế thị trường thông qua đấu thầu (Luật Doanh nghiệp) nên hạn chế việc sử dụng năng lực tích hợp giữa các đơn vị thành viên.

Để tháo gỡ các thách thức trong quá trình hội nhập và các bất cập trong mô hình hoạt động hiện nay, Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam Ngô Thường San đề xuất các cơ quan quản lý Nhà nước cần sớm xây dựng khung pháp lý bao trùm toàn bộ hoạt động dầu khí từ khâu thượng nguồn, trung nguồn, hạ nguồn (đến nay chỉ có Luật Dầu khí chi phối hoạt động đầu tư tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí của các nhà đầu tư nước ngoài). Trong đó, bổ sung, sửa đổi các điều kiện hấp dẫn hơn để thu hút đầu tư nước ngoài vào vùng nước sâu, xa bờ và phát triển những mỏ nhỏ kinh tế thấp.

Bên cạnh đó, khung pháp lý cũng cần tạo điều kiện liên thông về công nghệ (giữa các đơn vị sử dụng và đơn vị cung ứng dịch vụ trong Tập đoàn), về dòng tiền (giữa đơn vị thượng nguồn và trung/hạ nguồn) theo nguyên tắc phát huy tối đa nội lực, kể cả cơ chế tạo điều kiện sử dụng vốn nhân rồi để mở rộng đầu tư vào các lĩnh vực tạo sản phẩm mang hiệu quả kinh tế trên nguyên tắc hiệu quả, phát huy tối đa nội lực và tận dụng các mặt tích cực của hội nhập quốc tế.

Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam cho rằng tập đoàn kinh tế nhà nước là mô hình kinh tế mang tính “động lực của một quốc gia” cần phải phát triển,



tiếp tục hoàn thiện cơ chế chính sách và pháp luật về tập đoàn kinh tế. Những tập đoàn kinh tế mũi nhọn có tính đặc thù cần phải thiết kế riêng khung pháp lý cho hoạt động đặc thù bao trùm toàn bộ chuỗi công nghệ cốt lõi để các tập đoàn này có thể tích tụ vốn thực sự, phát triển đa ngành và đa dạng hóa các sản phẩm có giá trị gia tăng lớn và có tính tự chủ cao. Trong quá trình tái cấu trúc các tập đoàn kinh tế để tăng tích tụ, quy mô tài sản và lượng vốn hóa, tạo ra sức cạnh tranh lớn khi hội nhập quốc tế, chất lượng quản lý và quản trị doanh nghiệp cần xem xét khả năng cổ phần hóa ở quy mô toàn Tập đoàn, đồng thời tăng vốn chủ sở hữu và quyền chi phối của công ty mẹ ở các công ty con, thay vì cổ phần tối

đa các công ty con và Nhà nước nắm quyền sở hữu công ty mẹ.

Các thách thức của ngành Dầu khí là điều kiện khai thác ngày càng khó khăn, rủi ro an ninh lớn, chi phí cao, thời gian đưa mỏ khai thác kéo dài (7 - 9 năm), thậm chí dài hơn đối với các mỏ khí... Do vậy, Chính phủ, Bộ Công Thương cần rút ngắn lộ trình xét duyệt và đưa các mỏ dầu/khí vào khai thác sớm, đơn giản hóa quy trình và các thủ tục xét duyệt, có cơ chế ưu đãi (tài chính, thuế) cho các nhà đầu tư trong và ngoài nước, nhằm kích thích phát triển các mỏ nhỏ, cận biên, xây dựng tổ chức thực hiện gọn nhẹ, có phương án và giải pháp kết nối khai thác nhanh.

PGS.TS. Trần Ngọc Toàn - Hội Dầu khí Việt Nam đề xuất Chính



Petrovietnam/PVEP hợp tác triển khai dự án dầu khí ở mỏ Bir Seba, Algeria. Ảnh: PVN

phủ cần điều chỉnh Luật Dầu khí, thay đổi các điều khoản liên quan đến tổ chức, chức năng, nhiệm vụ của Petrovietnam theo hướng trở thành một doanh nghiệp sản xuất kinh doanh đầy đủ như Pertamina, nâng cao quyền tự chủ và các trách nhiệm đối với Nhà nước theo quy định của pháp luật, không làm các nhiệm vụ thuộc quản lý Nhà nước. Tách các đề án thuộc phạm vi điều tra tài nguyên cơ bản và các đề án có mục đích khác ngoài dầu khí ra khỏi nhóm các đề án sản xuất kinh doanh để không tính vào chi phí sản xuất của Tập đoàn. Do đặc điểm địa chất - địa lý và cấu trúc mỏ ở các bể trầm tích dầu khí của Việt Nam cũng như tình hình an ninh rất khác nhau nên cần mở rộng các dạng hợp đồng

thương nguồn phù hợp với thực tế từng khu vực để tạo thuận lợi cho thu hút đầu tư nước ngoài...

Ông Nguyễn Việt Sơn - phụ trách Vụ Dầu khí và Than, Bộ Công Thương cho biết Bộ Công Thương đang hoàn thiện, trình Chính phủ phê duyệt Quy hoạch phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam giai đoạn đến năm 2025, định hướng đến năm 2035, dựa trên mục tiêu, quan điểm chiến lược của Nghị quyết số 41-NQ/TW của Bộ Chính trị. Thủ tướng Chính phủ cũng giao cho Bộ Công Thương rà soát lại Luật Dầu khí để tạo điều kiện cho ngành Dầu khí phát triển trong tình hình mới, đặc biệt là tháo gỡ các khó khăn, khi đi ra vùng nước sâu, xa bờ.

Việt Hà - Linh Chi

TS. NGÔ THƯỜNG SAN - CHỦ TỊCH HỘI DẦU KHÍ VIỆT NAM:

Dầu khí trong thế kỷ XXI vẫn là nguồn năng lượng, nguyên liệu, nguồn thu ngân sách quan trọng không thể thay thế của đất nước. Hiệu ứng cách mạng công nghiệp 4.0 đòi hỏi thay đổi tư duy sử dụng nguồn năng lượng có chất lượng và hiệu quả cao, nhưng để phát triển nguồn năng lượng mới phải có cơ sở hạ tầng sử dụng phù hợp, liên quan đến trình độ phát triển kinh tế - xã hội, nguồn nhân lực và ứng dụng sáng tạo công nghệ của từng nước/khu vực, thường là nhiều thập kỷ và sự chuyển tiếp này sẽ xảy ra từng bước cùng với sự thay đổi cấu trúc nền kinh tế của mỗi nước, vì thế tiềm lực công nghiệp dầu khí vẫn là chỗ dựa lâu dài của nền kinh tế Việt Nam. Ngành dầu khí là ngành kinh tế đặc thù cần có sự tiếp cận và ứng xử đặc thù.

PGS.TS. TRẦN NGỌC TOÀN - HỘI DẦU KHÍ VIỆT NAM:

Việc tìm ra trữ lượng dầu mỏ lớn trong đá móng nứt nẻ phân bố rộng ở nước ta là một phát hiện khoa học có giá trị cao trong lĩnh vực dầu khí thế giới và cho đến nay sản lượng khai thác từ đối tượng này vẫn chiếm tỷ lệ cao trong tổng sản lượng dầu thô của Petrovietnam. Tuy nhiên, có lẽ chúng ta chưa đặt phát hiện này trong loại hình dầu khí phi truyền thống nên chưa đầu tư ưu tiên cho nghiên cứu tiếp thu, nhận chuyển giao công nghệ phi truyền thống của nước ngoài và cải tiến, sáng tạo thêm để áp dụng trong các hoạt động thăm dò, khai thác nhằm đạt được giá thành thùng dầu cạnh tranh tốt hơn so với dầu mỏ truyền thống trong điều kiện giá dầu thấp.

HỢP TÁC TOÀN DIỆN, HIỆU QUẢ PETROVIETNAM - ZARUBEZHNEFT



Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro" là minh chứng cho sự hợp tác hiệu quả giữa Petrovietnam và Zarubezhneft. Ảnh: VSP

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro" được thành lập ngày 19/6/1981 là minh chứng cho mối quan hệ hợp tác toàn diện, hiệu quả giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Zarubezhneft. Việc thành lập liên doanh để tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí tại Việt Nam được coi là sự kiện quan trọng nhất trong lịch sử 50 năm xây dựng và phát triển Zarubezhneft, mở ra giai đoạn phát triển mới của ngành công nghiệp dầu khí, đưa Việt Nam trở thành nước khai thác dầu đứng thứ ba ở khu vực Đông Nam Á.

Từ ngày 29 - 30/9/2017, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn đã tham dự Lễ kỷ niệm 50 năm ngày thành lập Zarubezhneft tại Moscow, Liên bang Nga.

Zarubezhneft là đối tác chiến lược, truyền thống của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong lĩnh vực dầu khí với 2 liên doanh đang triển khai thành công công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí tại Việt Nam (Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro") và tại Liên bang Nga (Công ty Liên doanh Rusvietpetro).

Trong đó, việc thành lập Vietsovetro (Petrovietnam 51%, Zarubezhneft 49%) được coi là sự kiện quan trọng nhất trong lịch sử phát triển Zarubezhneft. Kết quả công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí của Vietsovetro có ý nghĩa quyết định, mở ra giai đoạn phát triển mới của ngành công nghiệp dầu khí, đưa Việt Nam trở thành nước khai thác dầu đứng thứ ba ở khu vực Đông Nam Á. Tính đến nay, Vietsovetro đã khai thác trên 227 triệu tấn dầu thô và condensate, thu gom và đưa vào bờ trên 50 tỷ m³ khí.

Tại Liên bang Nga, Rusvietpetro



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với Tổng giám đốc Zarubezhneft. Ảnh: PVN

đang phát triển 4 lô dầu khí gồm 13 mỏ tại Khu tự trị Nenets. Liên doanh đã đưa vào khai thác 6 mỏ là Bắc Khosedayu, Visovoye, Tây Khosedayu, Bắc Oshkotyn, Sikhorei và Đông Yanemdei và đang tiếp tục triển khai các công việc cần thiết để đưa các mỏ còn lại vào khai thác. Tính đến nay, Rusvietpetro đã khai thác trên 17 triệu tấn dầu thô.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn bày tỏ sự cảm ơn sâu sắc đối với sự giúp đỡ chí tình, chí nghĩa của các chuyên gia, đồng nghiệp Liên Xô trước đây và Liên bang Nga ngày nay đối với quá trình xây dựng và

phát triển ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam.

Trong thời gian công tác tại Liên bang Nga, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã làm việc với ông Sergey Kudryashov - Tổng giám đốc Zarubezhneft để thúc đẩy triển khai các dự án hợp tác. Lãnh đạo hai bên hy vọng và tin tưởng quan hệ hợp tác giữa Petrovietnam với Zarubezhneft sẽ tiếp tục được đẩy mạnh và nâng lên tầm cao mới, góp phần củng cố mối quan hệ đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga.

Hoàng Anh

TỔNG GIÁM ĐỐC TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM NGUYỄN VŨ TRƯỜNG SƠN:

Cùng với sự phát triển vượt bậc của ngành Dầu khí Việt Nam, các dự án hợp tác với Liên bang Nga đang được mở rộng cả về lĩnh vực hợp tác và khu vực hoạt động. Ngày nay, các đối tác Liên bang Nga trong đó có Zarubezhneft đang đi đầu trong hoạt động dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam, cùng với Petrovietnam tham gia phát triển khai thác dầu khí ở nhiều vùng thuộc lãnh thổ Liên bang Nga. Bắt đầu từ Vietsovpetro, ngày nay, Zarubezhneft đang thăm dò khai thác dầu khí ở gần chục lô hợp đồng ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam, cùng Petrovietnam khai thác các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Nam Rồng - Đôi Mỏi, Thỏ Trắng, Thiên Ưng,...

Chiến lược phát triển của Petrovietnam đã được Thủ tướng Chính phủ nước CHXHCN Việt Nam phê duyệt, khẳng định việc mở rộng hợp tác đầu tư tại nước ngoài trong lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí có một vị trí đặc biệt quan trọng, trong đó Liên bang Nga có tầm quan trọng đặc biệt. Với quan hệ hữu nghị, truyền thống lâu đời giữa 2 dân tộc anh em Việt - Nga, cùng sự hợp tác có hiệu quả với các đối tác Nga trong lĩnh vực dầu khí nhiều năm qua tại Việt Nam, Petrovietnam thực sự mong muốn và quyết tâm mở rộng các hoạt động của mình tại Liên bang Nga, nơi chúng tôi xác định là địa bàn chiến lược và ưu tiên số 1.

Với nhiệm vụ gia tăng trữ lượng dầu khí là trọng tâm, Petrovietnam sẽ đẩy mạnh hợp tác với Zarubezhneft và các đối tác nước ngoài để tìm kiếm thăm dò tại các lô ở thềm lục địa Việt Nam. Petrovietnam khuyến khích đầu tư nước ngoài vào các lĩnh vực: lọc hóa dầu, công nghiệp điện, ... mà doanh nghiệp Nga có thế mạnh. Bên cạnh các dự án tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang cùng Zarubezhneft và các công ty dầu khí Nga mở rộng hợp tác đào tạo và nghiên cứu khoa học.

Có thể nói quan hệ hợp tác truyền thống chiến lược với Zarubezhneft là quan hệ hợp tác kinh tế có hiệu quả nhất giữa hai nước, là biểu tượng của tình hữu nghị bền vững được xây đắp lâu dài giữa hai nước và luôn luôn nhận được sự quan tâm và ủng hộ đặc biệt của Chính phủ hai nước.



VIỆT NAM ĐÃ XUẤT BÁN 360 TRIỆU TẤN DẦU THÔ

Sau 30 năm kể từ khi lô dầu thô Bạch Hổ đầu tiên được xuất khẩu đến nay, Việt Nam đã triển khai hiệu quả công tác xuất khẩu/bán an toàn khoảng 360 triệu tấn dầu thô với tổng giá trị đạt gần 150 tỷ USD, đóng góp quan trọng cho nguồn thu của ngân sách Nhà nước.

Ngày 22/4/1987, Việt Nam xuất khẩu lô dầu thô đầu tiên khai thác từ mỏ Bạch Hổ cho Itochu. Trong thời điểm đất nước đang gặp nhiều khó khăn, nền kinh tế gần như kiệt quệ do bị bao vây, cấm vận, những đồng ngoại tệ đầu tiên từ xuất khẩu dầu thô đã góp phần hồi sinh nền kinh tế, tạo đà cho công cuộc đổi mới đất nước. Trong thời gian qua, hoạt động thương mại dầu thô luôn gắn liền với hoạt động khai thác của các mỏ dầu Việt Nam, hoạt động sản xuất của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, mang lại lợi ích cao nhất cho ngân sách Nhà nước, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các nhà đầu tư nước ngoài. Tính đến nay, Việt Nam đã xuất khẩu/bán an toàn khoảng 360 triệu tấn dầu thô với tổng giá trị đạt gần 150 tỷ USD, đóng góp quan trọng cho nguồn thu của ngân sách Nhà nước.

Dầu thô Việt Nam được khai thác từ nhiều mỏ thuộc các chủ dầu trong nước

và nước ngoài. Hiện nay, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tham gia khai thác và xuất khẩu/bán 18 loại dầu thô, trong đó có 17 loại dầu khai thác ở trong nước và 1 loại dầu khai thác tại Algeria. Các loại dầu thô của Việt Nam được cung cấp một phần cho thị trường trong nước (Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, các nhà máy chế biến condensate) và được xuất khẩu. Chất lượng các loại dầu thô của Việt Nam có sự khác nhau nên giá trị thương mại trên thị trường quốc tế cũng khác nhau, có thể chênh lệch đến 2 USD/thùng (tương đương 17 - 18 USD/tấn) giữa dầu thô chất lượng cao (khai thác từ mỏ Bạch Hổ, mỏ Sư Tử Đen...) và các loại dầu thô khác. Ngoài ra, giá bán dầu thô còn phụ thuộc vào tình hình thị trường dầu mỏ tại thời điểm xuất bán.

Tại Việt Nam, việc xuất khẩu/bán dầu thô được thực hiện dưới sự kiểm soát rất chặt chẽ theo quy trình đấu thầu và sự thống nhất của các chủ mỏ dầu Việt Nam và nước ngoài tại các dự án khai



Mô Bạch Hồ. Ảnh: Minh Trí

thác dầu khí. Các lô dầu xuất khẩu đều được bán theo hình thức đấu thầu, đảm bảo công bằng, minh bạch, hiệu quả và an toàn cho khai thác mỏ. Giá bán của các lô dầu đều là giá cao nhất tại thời điểm bán, phù hợp với các điều kiện kỹ thuật mà các chủ mỏ dầu (bao gồm Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đối tác là các công ty dầu khí quốc tế) đặt ra. Danh sách khách hàng mời tham gia mua dầu Việt Nam được các chủ mỏ dầu thông qua có khoảng gần 30 khách hàng đến từ: Mỹ, Nhật Bản, Singapore, Australia, Hàn Quốc, Thái Lan, Malaysia, Trung Quốc... Như vậy, dầu thô Việt Nam được xuất bán đi tiêu thụ tại nhiều nước trên thế giới như: Nhật Bản, Mỹ, Singapore, Australia, Trung Quốc...

Trong 8 tháng đầu năm 2017, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã khai thác 10,49 triệu tấn dầu thô (trong đó có 9,19 triệu tấn ở trong nước và 1,3 triệu tấn ở nước ngoài). Tổng khối lượng dầu thô được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đối tác là chủ mỏ dầu xuất bán (thông qua đơn vị đại lý, ủy thác

Trong 9 tháng đầu năm 2017, các chỉ tiêu sản xuất của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đều hoàn thành vượt mức từ 2 - 22% so với kế hoạch Chính phủ giao. Sản lượng khai thác dầu thô đạt 11,7 triệu tấn, vượt 2,8% so với kế hoạch 9 tháng và bằng 77% kế hoạch năm. Trong đó, sản lượng dầu khai thác ở trong nước đạt 10,25 triệu tấn, vượt 297 nghìn tấn (3%) so với kế hoạch; sản lượng dầu khai thác ở nước ngoài đạt 1,46 triệu tấn (vượt 1,4%). Đồng thời, Tập đoàn đã khai thác 7,31 tỷ m³ khí; sản xuất 15,59 tỷ kWh điện, 1,32 triệu tấn đạm (vượt 10,1%), 4,46 triệu tấn xăng dầu (vượt 22,6%). Tổng doanh thu toàn Tập đoàn 9 tháng đầu năm 2017 đạt 367,5 nghìn tỷ đồng (vượt 16%), nộp ngân sách Nhà nước 68,8 nghìn tỷ đồng (vượt 21%).

- Ngày 22/4/1987: Việt Nam xuất khẩu lô dầu thô đầu tiên cho Itochu
- Ngày 29/3/2001: Tấn dầu thô thứ 100 triệu đã được giao cho Vitol
- Ngày 25/12/2006: Tấn dầu thô thứ 200 triệu đã được giao cho Mitsui
- Ngày 31/10/2013: Tấn dầu thô thứ 300 triệu đã được giao về Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cho Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR).

bán dầu là Tổng công ty Dầu Việt Nam - PV OIL) là 8,81 triệu tấn, tổng doanh thu đạt khoảng 3,597 tỷ USD. Trong đó, xuất khẩu 4,976 triệu tấn (đạt 2,004 tỷ USD) và bán cho các khách hàng trong nước 3,836 triệu tấn (đạt 1,59 tỷ USD). Giá xuất khẩu dầu thô Việt Nam trung bình trong 8 tháng năm 2017 là 402,41USD/tấn.

Dầu thô Việt Nam được xuất khẩu vào thị trường Trung Quốc từ: (i) khách hàng Trung Quốc tham gia đấu thầu mua trực tiếp, (ii) các công ty kinh doanh dầu thô quốc tế mua dầu thô của Việt Nam rồi bán lại cho thị trường Trung Quốc. Trong 8 tháng đầu năm 2017, Công ty Dầu Unipet đã tham gia trực tiếp mua dầu thô từ Việt Nam với tổng khối lượng khoảng 1,78 triệu tấn (chiếm khoảng 20% tổng sản lượng dầu thô Việt Nam sản xuất và khoảng 35% tổng sản lượng dầu thô Việt Nam xuất khẩu) với tổng giá trị đạt 733 triệu USD. Các loại dầu thô Việt Nam được khách hàng Trung Quốc mua trong giai đoạn này

khai thác từ các mỏ: Sư Tử Đen, Rạng Đông, Ruby, Chim Sáo, Thăng Long. Đây là các mỏ dầu khí có sự tham gia của các chủ mỏ dầu nước ngoài đang tiến hành khai thác tại Việt Nam với vai trò là người bán như: SK và KNOC (Hàn Quốc), Perenco và Geopetrol (Pháp), JVPC (Nhật Bản), Petronas (Malaysia), Santos (Australia), Premier Oil (Vương quốc Anh), Repsol (Tây Ban Nha). Giá trung bình xuất khẩu cho khách hàng Trung Quốc mua trực tiếp là 412 USD/tấn, cao hơn so với giá trung bình dầu thô Việt Nam xuất khẩu khoảng 9,59 USD/tấn. Tính chung giá dầu thô Việt Nam xuất bán vào thị trường Trung Quốc (do khách hàng Trung Quốc mua trực tiếp hoặc mua lại thông qua các công ty kinh doanh dầu thô quốc tế bán lại) có giá trung bình 405,31 USD/tấn (cao hơn so với giá dầu thô xuất khẩu trung bình khoảng 2,9 USD/tấn). Trong đó, giá dầu thô xuất khẩu/bán phụ thuộc vào chất lượng từng loại dầu và tình hình thị trường vào thời điểm xuất bán.

Ngọc Linh



VIETSOVPETRO

ĐẠT MỐC SẢN LƯỢNG 50 TỶ M³ KHÍ

Vào 1 giờ 10 phút ngày 1/10/2017, tổng sản lượng khí Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã thu gom và xử lý đạt mốc 50 tỷ m³. Trong đó, Vietsovpetro sử dụng khí nâng cao hiệu quả khai thác dầu bằng công nghệ gaslift; thu gom, vận chuyển trên 32 tỷ m³ khí về bờ làm nguyên liệu/nhiên liệu cho công nghiệp khí, điện, đạm, nâng cao hiệu quả khai thác sử dụng tài nguyên dầu khí của đất nước.

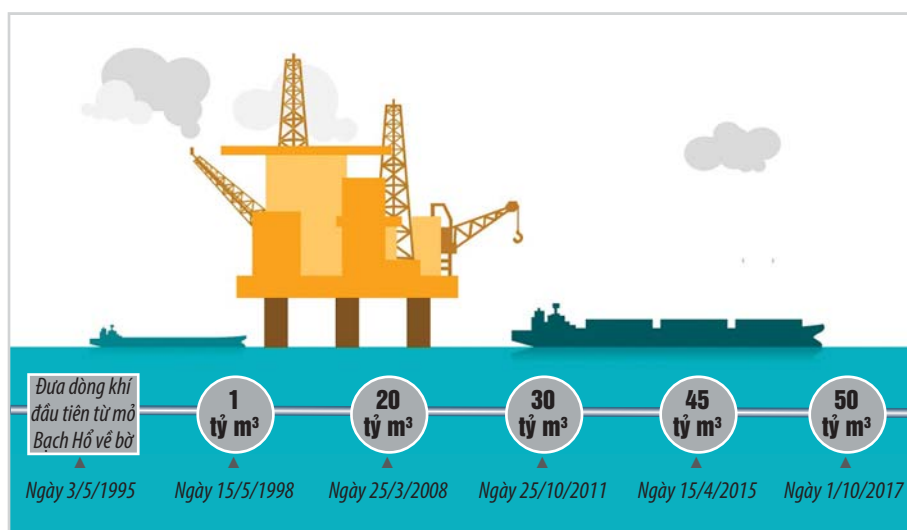
Thực hiện nghị quyết của Bộ Chính trị về việc "nhanh chóng lập phương án sử dụng khí đồng hành mỏ Bạch Hổ

và các mỏ khác để sản xuất phân đạm, phát điện và phục vụ đời sống nhân dân", Vietsovpetro đã tiến hành xây dựng, lắp đặt hệ thống thu gom, xử lý và nén toàn bộ khí

đồng hành khai thác từ bể Cửu Long và các mỏ thuộc Lô 04-3 bể Nam Côn Sơn. Ngoài việc sử dụng khí để nâng cao hiệu quả khai thác dầu bằng công nghệ gaslift tại các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Thỏ Trắng và Nam Rồng - Đồi Mồi..., Vietsovpetro đã thực hiện việc nén khí về bờ, cung cấp cho các cụm công nghiệp khí, điện, đạm sử dụng khí đốt như: Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 & 2, Nhà máy Điện Bà Rịa... góp phần đảm bảo an ninh



Mô Bạch Hổ. Ảnh: Minh Trí



Tổng sản lượng khí Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" thu gom và xử lý

năng lượng và an ninh lương thực quốc gia.

Công tác thu gom, xử lý và nén khí được Vietsovpetro vận hành một cách an toàn, hiệu quả. Tính đến 1 giờ 10 phút ngày 1/10/2017, tổng sản lượng khí Vietsovpetro đã thu gom và xử lý đạt mốc 50 tỷ m³. Đây là minh chứng rõ nét nhất của tinh thần đoàn kết, sáng tạo, vượt khó của tập thể lao động quốc tế Việt Nam - Liên bang Nga, đặc biệt là Xí nghiệp Khai thác các công trình khí.

Trong giai đoạn phát triển mới, Vietsovpetro gặp nhiều khó khăn và thách thức: sản lượng các mỏ đã qua thời kỳ khai thác đỉnh, suy giảm nhanh và diễn biến khó lường; các khu vực triển vọng trong vùng hoạt động còn ít tiềm năng, khả năng gia tăng trữ lượng thấp; giá dầu suy giảm kéo dài...

Trên cơ sở đó, Vietsovpetro sẽ tập trung ưu tiên thực hiện 2 nhiệm vụ chiến lược để đảm bảo vận hành khai thác an toàn, hiệu quả các mỏ/công trình hiện có và phát triển bền vững trong thời gian tới. Vietsovpetro cho biết sẽ tiếp tục đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò và mở rộng vùng hoạt động, nhằm gia tăng trữ lượng dầu khí; đưa nhanh các mỏ mới phát hiện vào khai thác để ổn định sản lượng.

Đồng thời, Vietsovpetro cũng tiếp tục tái cơ cấu theo hướng hoàn thiện tổ chức và cơ chế quản lý, nâng cao năng suất lao động và hạ giá thành sản phẩm.

Thanh Huyền

Định hướng phương án khởi động lại Nhà máy sản xuất xơ sợi polyester Đình Vũ: NÂNG CAO NĂNG LỰC SẢN XUẤT, ĐA DẠNG HÓA SẢN PHẨM

Hội thảo “Đánh giá công nghệ, sản phẩm và định hướng phương án khởi động lại Nhà máy sản xuất xơ sợi polyester Đình Vũ” đã tập trung phân tích thị trường, công nghệ sản xuất xơ sợi polyester và thảo luận các giải pháp để Công ty CP Hóa dầu và Xơ sợi Dầu khí (PVTEX) duy trì chất lượng ổn định, giảm chi phí sản xuất, đa dạng hóa sản phẩm, nâng cao năng lực cạnh tranh khi Nhà máy khởi động và vận hành thương mại trở lại.

Ngày 26/9/2017, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Công ty CP Hóa dầu và Xơ sợi Dầu khí (PVTEX) đã tổ chức Hội thảo “Đánh giá công nghệ, sản phẩm và định hướng phương án khởi động lại Nhà máy sản xuất xơ sợi polyester Đình Vũ”. Hội thảo có sự tham gia của các đối tác cung cấp công nghệ, sử dụng sản phẩm của PVTEX gồm: Tập đoàn Dệt may Việt Nam, Viện Dệt may Việt Nam, Hiệp hội Dệt may Việt Nam, Công ty Fortrec, Illies, Thyssenkrupp (Uhde), Công ty CP Vinatex Nam Định, Công ty sợi Trà Lý, Công ty sợi Việt Đức, Công ty TNHH Sản xuất vải sợi Nam Việt.

Hội thảo đã tập trung thảo luận các nội dung: Phương hướng sản xuất và sử dụng xơ sợi dệt (Viện Dệt may Việt Nam); Công nghệ sản xuất xơ sợi polyester của Neumag và Barmag (Illies); Xu hướng phát triển công nghệ trùng ngưng của Uhde (Thyssenkrupp)...

Đánh giá của các nhà bản quyền công nghệ, cung cấp thiết bị và chuyên gia cho thấy hệ thống thiết bị công

nghệ của PVTEX là tiên tiến và hiện đại trên thế giới, tiết kiệm năng lượng, an toàn môi trường; đủ điều kiện để có thể sản xuất được các sản phẩm xơ sợi polyester có chất lượng cao.

Trong khi đó, nhu cầu và tiềm năng thị trường của sản phẩm xơ sợi polyester rất lớn. TS. Nguyễn Sỹ Phương - Phó Viện trưởng Viện Dệt may Việt Nam cho biết Việt Nam đang phải nhập khẩu xơ sợi để đáp ứng nhu cầu trong nước. Tính riêng năm 2016, Việt Nam nhập khẩu khoảng 594 nghìn tấn xơ sợi PES, 277 nghìn tấn xơ staple và 317 nghìn tấn tơ filament.

Đại diện PVTEX cho biết trong giai đoạn vận hành thương mại (từ tháng 5/2014 - 9/2015), Nhà máy sản xuất xơ sợi polyester Đình Vũ đã thực hiện thành công một số cải tiến, cải tạo để nâng cao chất lượng sản phẩm, tối ưu hóa chi phí sản xuất. Cụ thể, Công ty đã lắp đặt hệ thống guide dẫn sợi; bổ sung hệ thống ổn định điện áp cho một số thiết bị quan trọng; thu hồi dầu tráng sợi và hệ thống phun dầu; lắp đặt hệ thống phân tách sản phẩm; cải tạo hệ thống cấp hơi (ổn định áp suất,

giảm tiêu hao năng lượng)... Kết quả đã giúp nâng công suất và chất lượng sản phẩm: sản phẩm xơ loại A tăng từ 92% lên 96 - 97%, giảm tiêu hao vật tư hóa chất và năng lượng phụ trợ: tiêu hao dầu tráng sợi (giảm 15%), điện (giảm 10 - 20%) và LPG (giảm 10%), giảm lỗ biến phí trên 1 tấn sản phẩm.

Để có thể phát triển bền vững lâu dài, PVTEX cần phải tham gia chuỗi các sản phẩm của ngành dệt may tiến tới đa dạng hóa sản phẩm; cơ cấu lại nguồn vốn đầu tư, sản xuất kinh doanh, sử dụng đồng vốn có hiệu quả; tập trung đào tạo nguồn nhân lực chất lượng cao, làm chủ công nghệ sản xuất và máy móc thiết bị... Ngoài ra, PVTEX cũng phải vận hành thương mại Nhà máy





Nhà máy sản xuất xơ sợi polyester Đình Vũ. Ảnh: PVN

an toàn, ổn định, liên tục; đảm bảo hoàn thành chỉ tiêu sản lượng, chất lượng sản phẩm ổn định, đáp ứng yêu cầu ngày càng cao của thị trường, tiếp tục rà soát lại định mức tiêu hao, tối ưu hóa sản xuất để nâng cao khả năng cạnh tranh của sản phẩm và hiệu quả sản xuất kinh doanh; hoàn thiện kênh phân phối, thị trường, khách hàng...

TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết giá sản phẩm xơ sợi polyester được dự báo sẽ tiếp tục tăng trong thời gian tới, dẫn đến chênh lệch giữa doanh thu và chi phí sản xuất ngày càng tăng. Đây là tín hiệu rất tốt quyết định hiệu quả hoạt động của Nhà máy sản xuất xơ sợi polyester Đình Vũ. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam mong muốn các đối tác, khách hàng tiếp tục ủng

hộ và hỗ trợ PVTEX trong thời gian tới, khi Nhà máy sản xuất xơ sợi polyester Đình Vũ khởi động và đi vào vận hành thương mại trở lại. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/PVTEX cam kết tiếp tục nâng cao năng lực sản xuất và chất lượng sản phẩm; chất lượng dịch vụ, đặc biệt là dịch vụ kỹ thuật sau bán hàng; nâng cao năng lực cạnh tranh.

Trước đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/PVTEX đã làm việc với các đối tác để hợp tác trong quá trình sản xuất kinh doanh; các đối tác tiêu thụ sản phẩm tiềm năng. Tập đoàn/PVTEX đã làm việc với Reliance (Ấn Độ) và đã thống nhất Reliance sẽ hỗ trợ PVTEX trong quá trình chuẩn bị khởi động lại và vận hành Nhà máy sản xuất xơ sợi polyester Đình Vũ. Reliance sẽ hỗ trợ nhân sự vận hành bảo dưỡng, công tác tối ưu

hóa, cung cấp nguyên liệu và tiêu thụ sản phẩm.

Đồng thời, Tập đoàn/PVTEX đã mời các chuyên gia để đánh giá hiện trạng hệ thống dây chuyền sản xuất xơ sợi DTY của Nhà máy sản xuất xơ sợi polyester Đình Vũ. Theo kết quả đánh giá sơ bộ, 24/29 máy DTY đã sẵn sàng khởi động và 5/29 máy DTY cần bảo dưỡng bổ sung trước khi khởi động lại.

Trong tháng 9/2017, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã kiểm tra thiết bị, lập kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa; khảo sát, tiếp xúc với các đối tác tiêu thụ sản phẩm tiềm năng; xây dựng phương án hợp tác sản xuất, kinh doanh, bao tiêu xơ sợi DTY... tiến tới xây dựng và triển khai phương án sản xuất dài hạn cho Nhà máy sản xuất xơ sợi polyester Đình Vũ.

Lê Khoa



Lễ ký Thỏa thuận về giá khí miệng giếng giữa Petrovietnam, PVEP, MOECO và PTTEP. Ảnh: PVN

Ngày 1/9/2017, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Công ty Thăm dò Dầu khí Mitsui (MOECO), Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí PTT (PTTEP) đã ký Thỏa thuận về giá khí miệng giếng cho chuỗi Dự án khí Lô B - Ô Môn. Đồng thời, Thỏa thuận về cước phí vận chuyển khí về bờ cho dự án này cũng được ký kết giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS), MOECO và PTTEP.

Đây là dự án trọng điểm quốc gia, nhằm khai thác và thu gom nguồn khí Lô B, 48/95 và 52/97 thuộc bể Malay - Thổ Chu ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam, với trữ lượng thu hồi ước đạt 107 tỷ m³ khí và 12,65 triệu thùng condensate. Dự án khí Lô B - Ô Môn gồm 3 dự án thành phần: dự án phát triển mỏ Lô B, 48/95 và 52/97; dự án đường ống dẫn khí Lô B - Ô Môn, dự án điện turbine khí hỗn hợp tại

PHÁT TRIỂN ĐỒNG BỘ CHUỖI DỰ ÁN KHÍ LÔ B - Ô MÔN

Sau quá trình đàm phán, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đối tác đã ký Thỏa thuận về giá khí miệng giếng và cước phí vận chuyển khí về bờ cho chuỗi Dự án khí Lô B - Ô Môn. Thứ trưởng Bộ Công Thương Cao Quốc Hưng đề nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, với tư cách là nhà điều hành các dự án phát triển mỏ và dự án đường ống dẫn khí, phối hợp chặt chẽ với các đối tác đầu tư, đảm bảo sự thành công của chuỗi Dự án khí Lô B - Ô Môn từ khâu thượng nguồn đến hạ nguồn.

Ô Môn, Kiên Giang. Với sản lượng khai thác khí dự kiến đạt khoảng 5,06 tỷ m³/năm, dự án sẽ cung cấp nguồn khí quan trọng cho các hộ tiêu thụ tại Trung tâm Điện lực Ô Môn và Trung tâm Khí - Điện - Đạm Cà Mau, giúp ổn định, phát triển và tạo thêm nhiều việc làm cho khu vực Tây Nam Bộ, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước. Tổng mức đầu tư của dự án phát triển mỏ và dự án đường ống dẫn khí khoảng 10 tỷ USD, tổng doanh thu toàn dự án dự kiến đạt khoảng 47 tỷ USD

và sẽ đóng góp cho ngân sách Nhà nước khoảng 18 tỷ USD.

Sau quá trình đàm phán, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, PVEP, PV GAS và các đối tác MOECO (Nhật Bản), PTTEP (Thái Lan) đã ký kết Thỏa thuận về giá khí miệng giếng và cước phí vận chuyển khí về bờ. Đây là cơ sở quan trọng để các bên thống nhất và hoàn tất các thỏa thuận thương mại cần thiết, đưa ra quyết định đầu tư cuối cùng và triển khai chuỗi Dự án đạt mục tiêu khai thác dòng khí đầu tiên vào cuối năm 2021.



Lễ ký thỏa thuận về cước phí vận chuyển khí về bờ giữa Petrovietnam, PV GAS, MOECO và PTTEP. Ảnh: PVN

Các mỏ khí Lô B, 48/95 và 52/97 có cấu tạo địa chất phức tạp, đòi hỏi phương án phát triển khác hoàn toàn so với các mỏ đã và đang đưa vào khai thác tại Việt Nam. Theo Báo cáo kế hoạch phát triển mỏ (FDP) Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trình lên Bộ Công Thương, hệ thống khai thác khí cần tới 1 nghìn giếng khoan và 50 - 60 giàn khai thác thi công liên tục trong toàn bộ đời dự án.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn cho biết các mỏ khí Lô B, 48/95 và 52/97 có cấu tạo địa chất phức tạp, đòi hỏi phương án phát triển khác hoàn toàn so với các mỏ đã và đang đưa vào khai thác tại Việt Nam. Theo Báo cáo kế hoạch phát triển mỏ (FDP) Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trình lên Bộ Công Thương, hệ thống khai thác khí cần tới 1 nghìn giếng khoan và 50 - 60 giàn khai thác thi công liên tục trong toàn bộ đời dự án. Đây là thách thức rất lớn đòi hỏi tính chuyên môn hóa cũng như

sự hợp tác của các bên liên quan để dự án phát triển đúng tiến độ và đạt hiệu quả cao.

Để đảm bảo việc phát triển đồng bộ chuỗi Dự án khí Lô B - Ô Môn, Thứ trưởng Cao Quốc Hưng cho biết Bộ Công Thương sẽ cùng các bộ, ngành liên quan phối hợp chặt chẽ với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các nhà thầu sớm hoàn tất đàm phán về bảo lãnh Chính phủ cho chuỗi dự án. Đồng thời, Bộ Công Thương sẽ chỉ đạo Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sớm đạt được Thỏa thuận Hợp đồng bán khí trình Chính phủ phê duyệt; các nhà máy điện sử dụng khí Lô B do EVN làm chủ đầu tư xây dựng đúng tiến độ.

Thứ trưởng Cao Quốc Hưng đề nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, với tư cách là nhà điều hành các dự án phát triển mỏ và dự án đường ống dẫn khí, phối hợp chặt chẽ với các đối tác đầu tư, đảm bảo sự thành công của chuỗi Dự án khí Lô B - Ô Môn từ khâu thương lượng nguồn đến hạ nguồn.

Hồng Ngọc



THỨ TRƯỞNG BỘ CÔNG THƯƠNG CAO QUỐC HƯNG:

Dự án khí Lô B - Ô Môn là dự án trọng điểm quốc gia, là 1 trong 2 dự án khí lớn nhất tại Việt Nam cho tới nay. Dự án sẽ cung cấp nguồn khí quan trọng để ổn định và phát triển khu vực Tây Nam Bộ, tạo đà phát triển các ngành công nghiệp địa phương, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước, thêm động lực phát triển kinh tế địa phương và tạo nhiều công việc làm cho khu vực.

ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HÓA VÀ NGUỒN GỐC KHÍ THIÊN NHIÊN TẠI BỂ SÔNG HỒNG

Nguyễn Thị Tuyết Lan, Nguyễn Huy Giang, Đỗ Mạnh Toàn

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: lanntt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo bổ sung các thông tin làm sáng tỏ đặc điểm địa hóa và chứng minh về nguồn gốc khí thiên nhiên tại khu vực bể Sông Hồng, phân tích sự khác biệt và khẳng định khả năng sinh của hệ thống dầu khí trong khu vực. Kết quả phân tích và đánh giá các số liệu đồng vị phóng xạ cho thấy khí thiên nhiên phát hiện tại bể Sông Hồng giàu hydrocarbon và $N_2 > 15\%$, chủ yếu liên quan nguồn gốc đá mẹ có độ trưởng thành cao, dầu bị cracking hóa và từ vật chất tạo than.

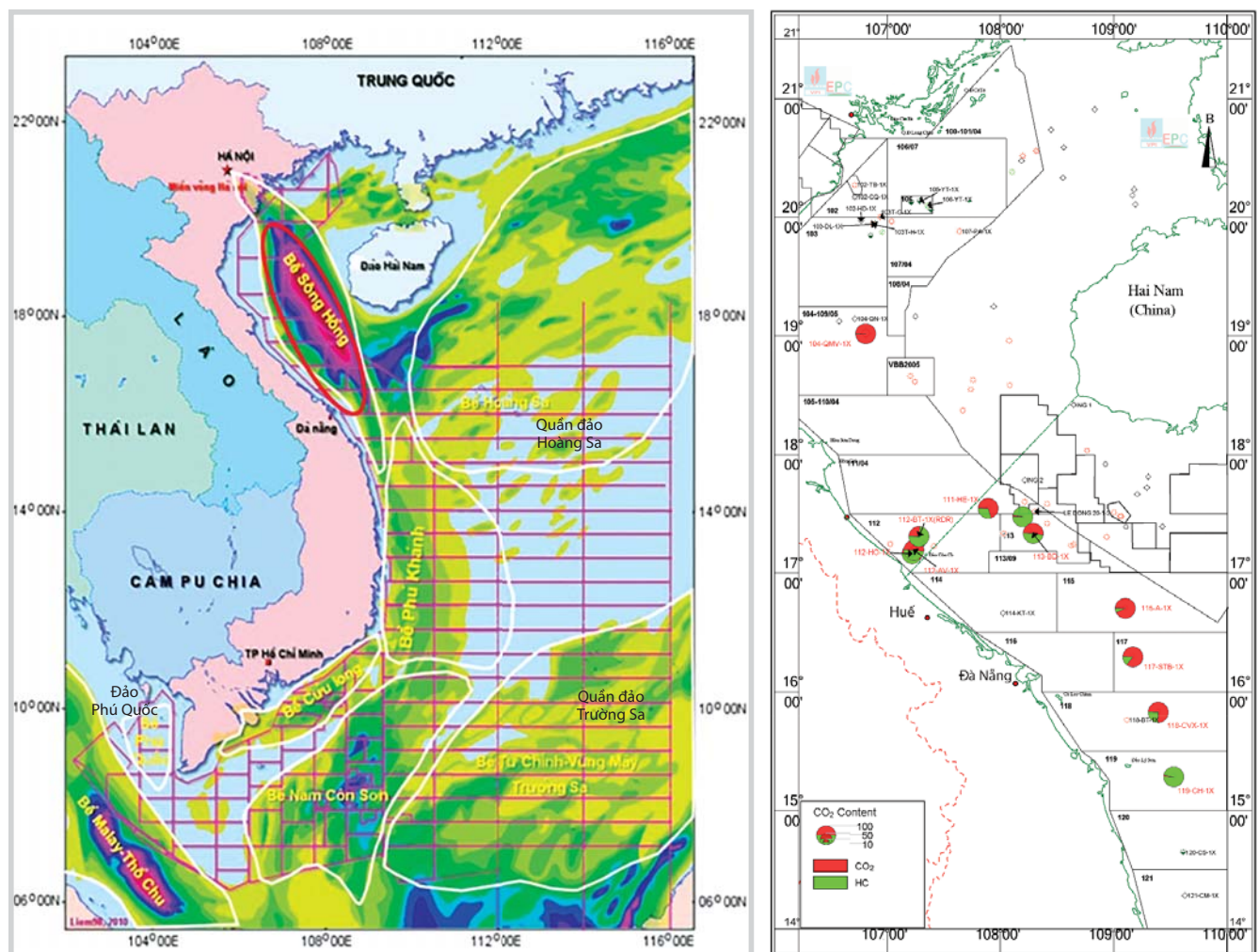
Từ khóa: Khí thiên nhiên, đồng vị, đá mẹ.

1. Giới thiệu

Bể Sông Hồng nằm ở phía Tây Bắc của Biển Đông, giữa bờ biển phía Đông Việt Nam và phía Tây đảo Hải Nam (Hình 1). Bể có chiều dài ~500km, chiều rộng 50 - 60km với tổng diện tích khoảng 220.000km². Đây là dạng bể tách

giãn (pull apart) có hướng Tây Bắc - Đông Nam, bị khống chế bởi các hệ thống đứt gãy hoạt động do va chạm mảng Ấn Độ và Á Âu vào thời kỳ Eocene? - Oligocene sớm.

Tài liệu phân tích thành phần hydrocarbon tại các giếng khoan và các mỏ đã phát hiện [1] tại khu vực bể



Hình 1. Vị trí khu vực nghiên cứu (VPI, 2014)

Ngày nhận bài: 13/9/2016. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 14/9 - 2/11/2016. Ngày bài báo được duyệt đăng: 6/7/2017.

Sông Hồng và lân cận [2 - 4] cho thấy các phát hiện chủ yếu là khí. Thành phần khí bao gồm hydrocarbon, N_2 và CO_2 với tỷ lệ thay đổi theo địa tầng (độ sâu) và vị trí các mỏ, có thể chia làm 2 nhóm chính:

- Nhóm khí giàu hydrocarbon (hàm lượng CO_2 rất thấp, thường dưới 1% và $N_2 > 15\%$);
- Nhóm khí giàu CO_2 .

Phân loại, nhận biết chi tiết nguồn gốc khí hình thành từ vi sinh vật (biogenic) hay nguồn gốc nhiệt được dựa trên các chỉ tiêu, xác định giá trị đồng vị phóng xạ [5].

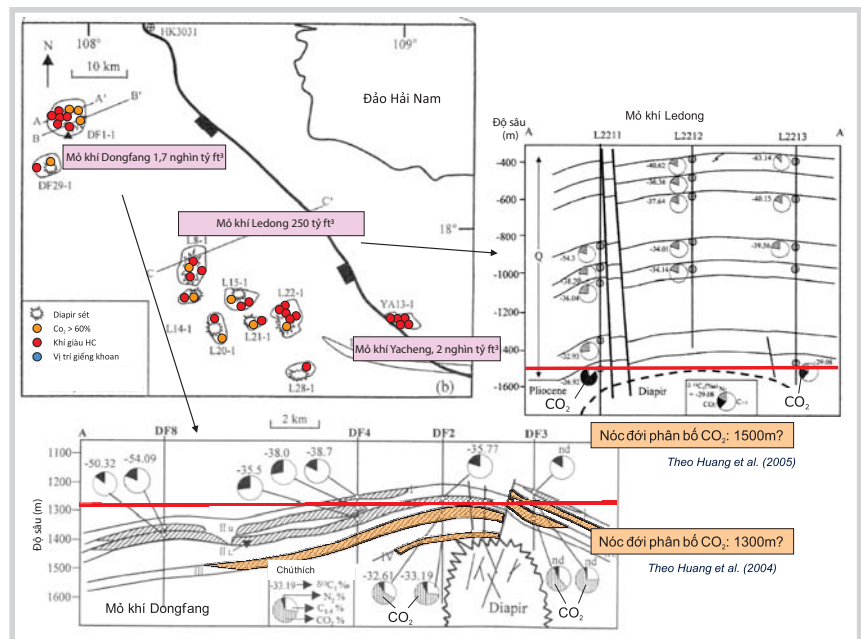
2. Đặc điểm địa hóa và nguồn gốc khí thiên nhiên

2.1. Nguồn gốc khí hydrocarbon

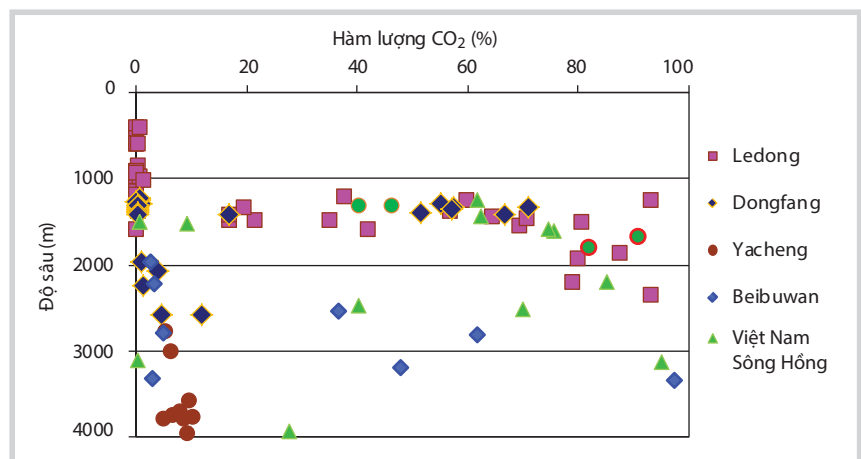
Khí thiên nhiên chủ yếu được phát hiện trong các vỉa chứa cát kết Pliocene (Lô 113) và đá chứa carbonate Miocene (Lô 118, 119) tại bể Sông Hồng (phía Việt Nam) [6]. Các phát hiện khí phía Trung Quốc chủ yếu trong các vỉa chứa cát kết liên quan đến diapir sét, như mỏ Dongfang 1-1 và Ledong. Phần lớn các vỉa khí phân bố ở độ sâu 330 - 2.200m trong các tầng chứa cát kết Pliocene - Đệ Tứ (Hình 2) [2]. Đặc điểm nổi bật là khí thiên nhiên tại các mỏ trong khu vực này có hàm lượng CO_2 cao, có nơi lên đến 90% (Hình 3).

Nguồn gốc nhóm khí giàu thành phần hydrocarbon có thể phân chia dựa trên mối liên quan giữa các giá trị $\delta^{13}C_1$ và tỷ số C_1/C_1-C_4 bao gồm khí có nguồn gốc sinh học, nguồn gốc nhiệt từ than và dầu trưởng thành cao bị cracking nhiệt và hỗn hợp (Hình 4a).

Kết quả phân tích cho thấy không có sự xuất hiện của nguồn khí sinh học do thiếu giá trị đồng vị nhẹ của methane (CH_4) (thường giá trị $\delta^{13}C_1 < -60\%$) (Hình 4a). Các thành tạo khí tại Lô 103, 118, 119 (Việt Nam) và lân cận



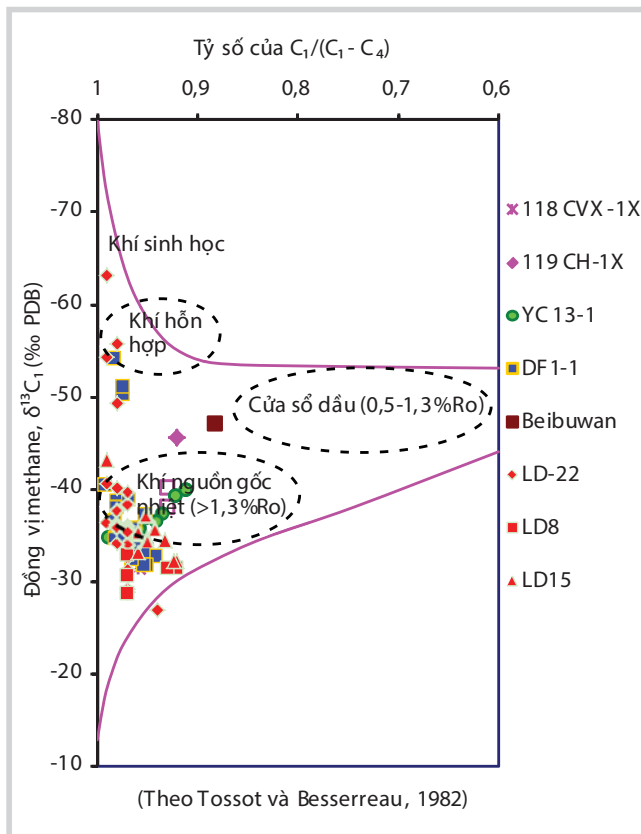
Hình 2. Các phân bố mỏ khí Dongfang, Ledong



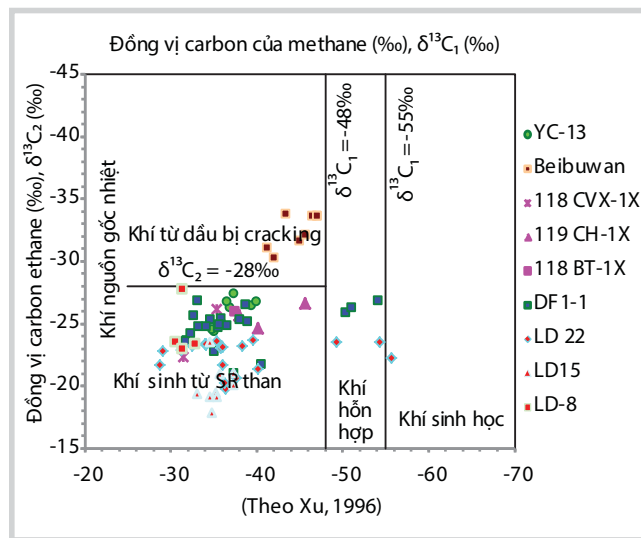
Hình 3. Biểu đồ phân bố hàm lượng CO_2 (%) thay đổi theo độ sâu tại bể Sông Hồng và lân cận

(mỏ khí Yacheng, Ledong, Dongfang của Trung Quốc) đều có nguồn gốc nhiệt sinh ra do độ trưởng thành nhiệt cao liên quan đến nguồn gốc dầu đầm hồ và vật chất tạo than tuổi Đệ Tam (Oligocene, Miocene dưới). Với khí sinh từ than bắt đầu đạt giá trị $R_o \sim 0,8\%$, đạt cực đại quanh giá trị $R_o \sim 1,8\%$ và gần như đã sinh kiệt ở giá trị $R_o \sim 3,4\%$ [7].

Tại mỏ Dongfang, Yacheng và tại các giếng khoan 119-CH-1X, 118-BT-1X có sự tương đồng về giá trị đồng vị carbon của khí ethane. Trong khi đó, khí tại mỏ Ledong, giếng khoan 118-CVX-1X lại có giá trị đồng vị carbon khí ethane nặng hơn ($\delta^{13}C_2 > -25\%$) (Hình 4b). Điều này cho thấy khí tại giếng khoan 118-CVX-1X có mức độ trưởng thành cao hơn. Khí tại Lô 113, 118, 119 (Việt Nam) được đánh giá liên quan tới khí nguồn gốc nhiệt có độ trưởng thành từ trung bình đến cao. Giá trị $\delta^{13}C_1$ dao động từ -31% đến $-45,6\%$, tỷ số cao của C_1/C_1-C_4 (0,95 - 0,98), kết hợp thêm giá trị đo $\delta^{13}C_2$ của khí ethane dao động từ $-22,3\%$ tới $-26,7\%$, đặc trưng cho các khí này sinh ra từ đá mẹ nguồn gốc lục địa có độ trưởng thành cao (Hình 5) (đá mẹ đang trong pha cửa sổ sinh dầu đến pha tạo khí ẩm) [6].



(a)

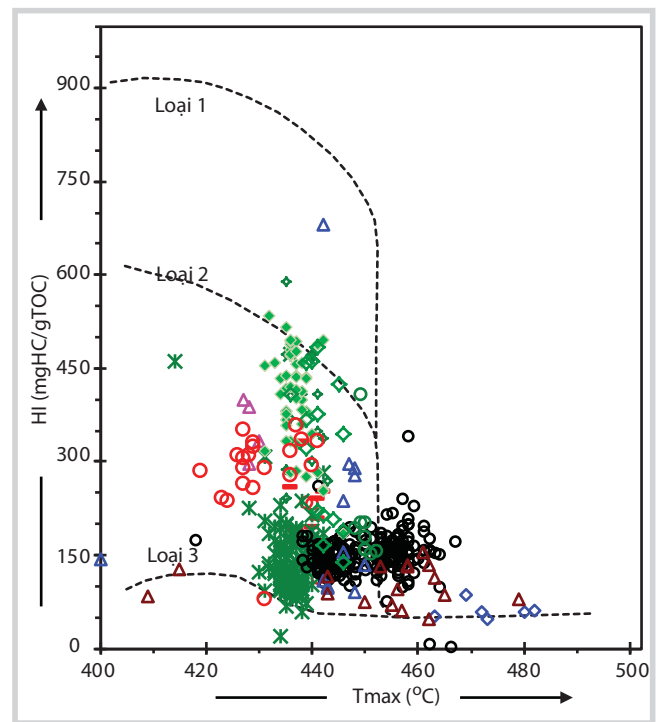


(b)

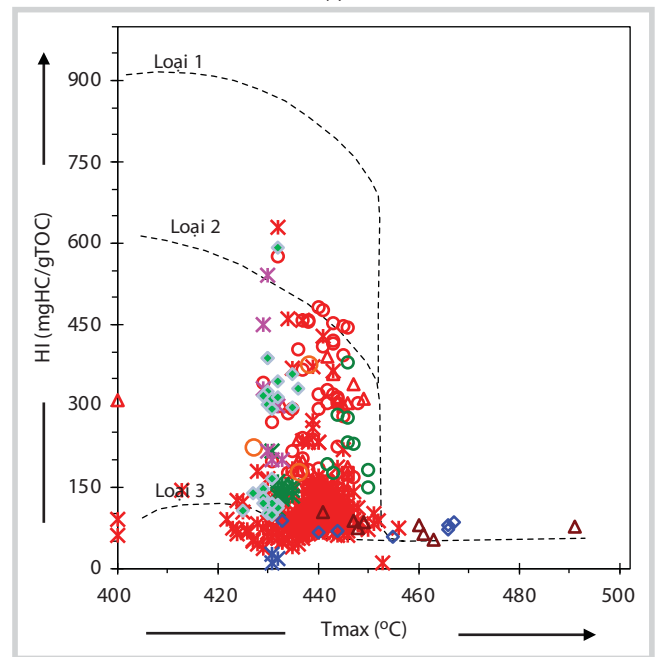
Hình 4. Biểu đồ nguồn gốc khí hydrocarbon bể Sông Hồng dựa trên: (a) - giá trị đồng vị $\delta^{13}C_1$ (‰) và tỷ số $C_1/(C_1-C_4)$; (b) - giá trị đồng vị $\delta^{13}C_1$ (‰) và $\delta^{13}C_2$ (‰)

2.2. Nguồn gốc khí CO_2 và N_2

Việc đánh giá hàm lượng và xác định nguồn gốc khí CO_2 rất quan trọng, là cơ sở để tính toán hiệu quả kinh tế mỏ, tác động ăn mòn hệ thống thiết bị trong quá trình khai thác và vận chuyển khí. Các phân loại và nhận biết nguồn sinh khí CO_2 dựa trên giá trị đồng vị $\delta^{13}C$. Theo Whiticar [5], khí CO_2 trong các vỉa chứa khu vực bể Sông



(a)

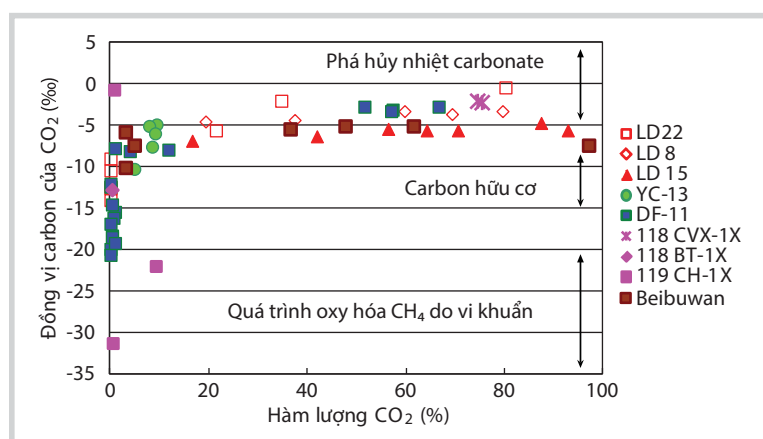


(b)

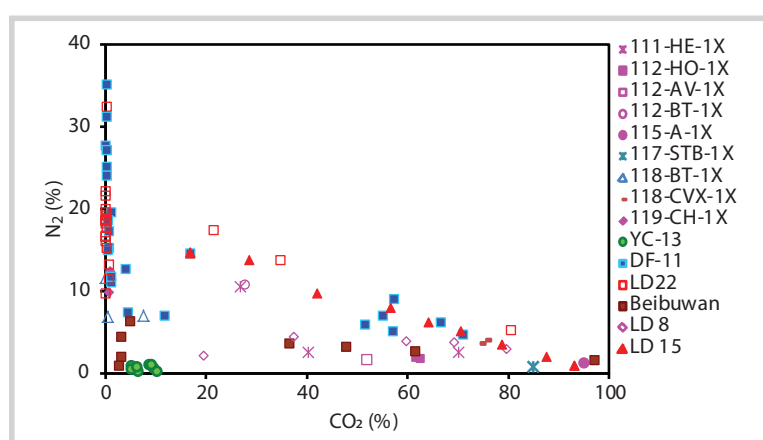
Hình 5. Biểu đồ HI & Tmax trầm tích Oligocene (a) và Miocene dưới (b) bể Sông Hồng

Hồng có nguồn gốc liên quan đến sự phân hủy do nhiệt các khoáng vật carbonate hoặc magma (Hình 6).

Cũng theo Whiticar, khí tại các giếng khoan 118-CVX-1X, 104-QMV-1X, Ledong có hàm lượng CO_2 cao trên 40% (44 - 99%), điều này đặc trưng và liên quan đến nguồn vô cơ với giá trị đồng vị $\delta^{13}C$ nặng hơn -6‰ ($\delta^{13}C$ của CO_2 thay đổi -2,1‰ tới -2,2‰). Nhóm còn lại tại các mỏ khí



Hình 6. Biểu đồ phân loại nguồn gốc khí CO₂ bể Sông Hồng



Hình 7. Biểu đồ quan hệ hàm lượng khí N₂ và CO₂ bể Sông Hồng

giàu hydrocarbon (chứa hàm lượng nhỏ CO₂ < 1%) gồm Dongfang, 118-BT-1X có giá trị đồng vị δ¹³C nhẹ hơn (từ -12,1‰ tới -18,35‰) cho thấy nguồn CO₂ này liên quan đến nguồn gốc hữu cơ [8]. Đặc biệt, 2 mẫu khí tại giếng khoan 119-CH-1X với giá trị đồng vị nhẹ hơn (từ -22‰ tới -31,25‰) có thể liên quan đến nguồn gốc sinh học.

Hàm lượng N₂ trong các mỏ thay đổi từ 5% đến 35%. Sự xuất hiện của N₂ (> 15%) thường tỷ lệ nghịch với sự có mặt CO₂ (Hình 7) và tăng theo hàm lượng khí hydrocarbon. Khí chứa N₂ (tỷ lệ > 15%) thường có chứa CO₂ liên quan đến nguồn gốc hữu cơ lục địa với độ trưởng thành cao, giá trị đồng vị δ¹³C của CO₂ có giá trị < -9‰. Các giá trị đồng vị của N₂, δ¹⁵N dao động từ -3‰ đến -15‰ tại mỏ Ledong, Dongfang, giá trị đồng vị của khí này thường nhẹ, liên quan đến nguồn gốc hữu cơ. Đồng vị δ¹⁵N dao động từ -15‰ đến -5‰ thường liên quan đến khí than [3]. Như vậy, có thể kết luận, nguồn vật chất hữu cơ giàu humic đạt mức độ trưởng thành trung bình (%Ro ≤ 2) có thể sinh ra lượng đáng kể khí nitrogen trong giai đoạn sinh chính CH₄ và kết thúc ngay sau khi CH₄ đạt cực đại [3].

3. Kết luận

Trên cơ sở phân tích và đánh giá các số liệu đồng vị phóng xạ của khí tại các giếng khoan/mỏ, có thể thấy nguồn khí thiên nhiên phát hiện tại bể Sông Hồng giàu hydrocarbon và N₂ > 15%, chủ yếu

liên quan đến nguồn gốc đá mẹ có độ trưởng thành cao, dầu bị cracking hóa và từ vật chất tạo than. Khí CO₂ liên quan chủ yếu đến nguồn gốc vô cơ do phản ứng phá hủy các khoáng vật carbonate và magma do nhiệt. Khí nitrogen thường liên quan đến nguồn vật liệu hữu cơ lục địa (giàu humic), được sinh ra đồng thời/sau quá trình tạo CH₄ cực đại.

Tài liệu tham khảo

1. Vietnam Petroleum Institute, Idemitsu. *Final report for collaborative study "Characterization of petroleum systems in Vietnam by state-of-the-art geochemical technology" - Phase 5: CO₂ prediction in Song Hong basin*. 2014.
2. Wang Zhenfeng, Huang Baojia. *Dongfang 1-1 gas field in mud diapir belt of Yinghai basin*. Marine and Petroleum Geology. 2008; 25(4 - 5): p. 445 - 455.
3. Huang Baojia, Xianming Xiao, Zhongliang Hu, Ping Yi. *Geochemistry and episodic accumulation of natural gases from Ledong gas field in Yinghai basin*. Organic Geochemistry. 2005; 36(12): p. 1689 - 1702.
4. Huang Baojia, Xianming Xiao, Xuxuan Li. *Geochemistry and origins of nature gases in Yinghai basin and Qiongdongnan basin*. Organic Geochemistry. 2003; 34(7): p. 1009 - 1025.
5. Whiticar. *Origin of hydrocarbon gas shows and gas seeps*. 1994.
6. Nguyễn Thị Dâu. *Đánh giá tiềm năng dầu khí bể Sông Hồng*. Báo cáo tổng kết Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam". 2014.
7. Vietnam Petroleum Institute, Idemitsu. *Final report for collaborative study "Characterization of petroleum systems in Vietnam by state-of-the-art geochemical technology" - Phase 2: Song Hong basin*. 2007.
8. M.E.Dunn. *Geochemical data for the 118-BT-1X, 118-CVX-1X, 119-CH-1X wells Danang PSC, offshore Vietnam*. 1994.
9. Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP). *Thu thập, phân tích tổng hợp tài liệu*

địa chất địa vật lý hiện có ở các lô từ 108 - 113 nhằm lựa chọn cấu tạo triển vọng phục vụ kịp thời công tác khoan tìm kiếm thăm dò. 1995.

10. Wang Zenfeng, Huang Baojia. *Dongfang 1-1 gas field in the mud diapir belt of Yinggehai basin*. 2008.

11. GasConsult International. *Assessment of CO₂ risk offshore Vietnam*. Internal Report, 51. 2013.

12. Syed Asif Ahsan, Tufail Ahmad Khoso, Muhammad Maroof. *Understanding gas composition variation over Mari Gas field-implication for gas quality predictions*. Annual Technical Conference and Oil show. 3 - 5 October 2003.

13. Li Meijun, Wang Tieguan, Liu Ju, Zhang Meizhu,

Lu Hong, Ma Qinglin, Gao Lihui. *The occurrence of Oleanane in Beibuwan basin and its application to the study of maturity and oil-source rock correlation*. Acta Geologica Sinica. June 2008.

14. Baojia Huang, Xianming Xiao, Dongsheng Cai, R.W.T Winkins, Mingquan Liu. *Oil families and their source rocks in the Weixinan sub-basin, Beibuwan basin*. Organic Geochemistry. 2011; 42(2): p. 134 - 145.

15. Baojia Huang, Hui Tian, Hao Huang, Jihai Yang, Xianming Xiao, Lili. *Origin and accumulation of CO₂ and its natural displacement of oil in the continental margin basins*. AAPG Bulletin. 2015; 99 (7): p. 1349 - 1369.

Geochemical characteristics and origin of natural gas in Song Hong basin

Nguyen Thi Tuyet Lan, Nguyen Huy Giang, Do Manh Toan
Vietnam Petroleum Institute
Email: lanntt@vpi.pvn.vn

Summary

The paper provides additional information to clarify the geochemical characteristics of natural gas in Song Hong basin and gives evidences about its origin, analyses the differences and confirms the hydrocarbon generation potential of the petroleum system in the region. The results of radioactive isotope analysis and assessment show that the natural gas found in Song Hong basin, rich in hydrocarbon with $N_2 > 15\%$, is mainly related to highly matured source rocks, cracked oil and coal generating materials.

Key words: Natural gas, isotope, source rock.

ĐẶC ĐIỂM ĐỊA TẦNG PHÂN TẬP TRẦM TÍCH MIOCENE KHU VỰC BẠCH LONG VĨ THEO QUAN ĐIỂM TẬP TÍCH TỰ CỦA ĐỊA TẦNG PHÂN TẬP TRẦM TÍCH VỤN

Phan Giang Long¹, Mai Thanh Tân², Hoàng Ngọc Đăng¹

¹Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

²Đại học Mở - Địa chất Hà Nội

Email: longpg@pvn.vn

Tóm tắt

Kết quả nghiên cứu về đặc điểm địa tầng phân tập cho thấy trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ gồm 7 tập trầm tích được phân tách bởi ranh giới là các mặt bào mòn, bất chỉnh hợp và chỉnh hợp. Bên trong các tập trầm tích Miocene, 15 hệ thống trầm tích chi tiết được phân chia theo quan điểm mô hình tập tích tụ của địa tầng phân tập trầm tích vụn. Trong đó, 3 hệ thống trầm tích biển thấp được hình thành trong điều kiện mực nước biển hạ thấp, gồm tập trên của Miocene giữa, tập dưới và giữa của Miocene trên. Các hệ thống trầm tích biển thấp này đặc trưng bởi xu hướng trầm tích hạt thô hướng lên trên, tỷ lệ cát sét cao, chất lượng chứa tốt và phân bố chủ yếu ở vùng mép sườn và đáy thềm thuộc khu vực Lô 107 là các đối tượng tiềm năng chứa dầu khí quan trọng. Trong khi đó, các tập sét dày, đồng nhất, phân bố rộng, đặc trưng bởi sự phong phú, giàu đối foram, palyno thuộc hệ thống trầm tích biển cao, thành tạo trong giai đoạn mực nước biển dâng cực đại của từng tập trầm tích đóng vai trò là các tầng chắn dầu khí tốt trong khu vực nghiên cứu.

Từ khóa: Địa tầng phân tập, Bạch Long Vĩ.

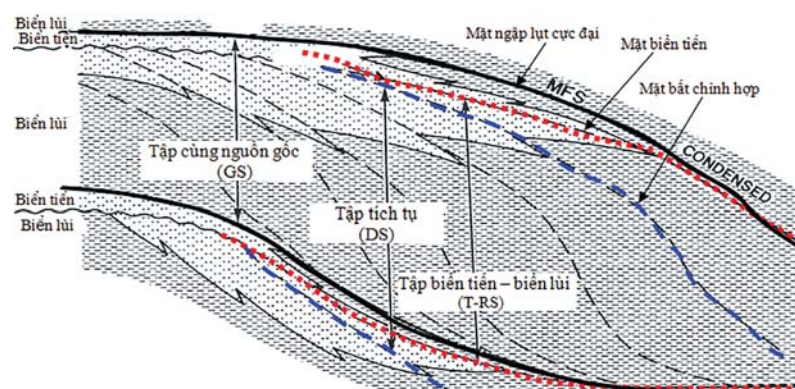
1. Giới thiệu

Địa tầng phân tập là phương pháp nghiên cứu địa tầng và trầm tích trong mối quan hệ với sự nâng, hạ mang tính chu kỳ của mực nước biển trong không gian tích tụ trầm tích, nhằm làm sáng tỏ quy luật phân bố trầm tích và hệ thống dầu khí theo không gian và thời gian thông qua phân tích các tài liệu địa chấn địa tầng, địa vật lý giếng khoan, thạch học và cổ sinh địa tầng. Nghiên cứu địa tầng phân tập đóng vai trò rất quan trọng trong công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí trong trầm tích vụn và xây dựng mô hình địa chất mỏ.

Quá trình trầm tích xảy ra liên tục và mang tính chu kỳ [1], một tập trầm tích được thành tạo trong một chu kỳ trầm tích bao gồm đầy đủ một quá trình biển tiến và biển lùi, do vậy việc chọn điểm bắt đầu một chu kỳ trầm tích khác nhau dẫn tới các mô hình phân tập trầm tích khác nhau. Theo lịch sử phát triển của địa tầng phân tập, đến nay trên thế giới có 3 loại mô hình tập trầm tích khác nhau [1, 2], bao gồm: (i) mô hình “tập tích tụ” có ranh giới tập là mặt bất chỉnh hợp, bào mòn trong quá trình biển lùi

và mặt chỉnh hợp liên kết từ mặt bất chỉnh hợp này; (ii) mô hình “tập cùng nguồn gốc” có ranh giới tập là mặt ngập lụt cực đại; (iii) mô hình “tập biển tiến - biển lùi” có ranh giới tập là “mặt biển lùi cực đại trùng với mặt biển tiến trong mô hình tập tích tụ” (Hình 1).

Khu vực Bạch Long Vĩ nằm ở phía Đông Bắc bể trầm tích Sông Hồng (Hình 2), là khu vực nước nông thuộc đới thềm cao, nằm sát đường bờ biển và có các hệ thống sông, ngòi hoạt động mạnh trong thời gian dài. Dấu vết về hoạt động của các lòng sông cổ dễ nhận biết được trên tài liệu địa chấn, bên cạnh đó các dấu hiệu về chống nóc và gá đáy tương ứng với các hoạt động bóc mòn, gián đoạn trầm tích do bị phơi lộ đã xác định trên các tài liệu địa chấn ở khu vực Lô 106. Từ các đặc điểm trên, việc lựa chọn mô hình tập tích tụ của địa tầng phân tập trầm tích vụn ứng dụng để nghiên cứu đặc điểm địa tầng phân tập trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ cho kết quả tin cậy hơn so với các mô hình khác.



Hình 1. So sánh các mô hình tập tích tụ, tập cùng nguồn gốc và tập biển tiến - biển lùi [3]

Bài báo trình bày các kết quả nghiên cứu địa tầng phân tập trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ theo quan điểm mô hình tập tích tụ của địa tầng phân tập trầm tích vụn dựa trên cơ sở các kết quả nghiên cứu địa chấn địa tầng, địa vật lý giếng khoan và kết hợp với các phân tích sinh địa tầng phân giải cao của một số giếng khoan chính trong khu vực nghiên cứu. Qua đó làm sáng tỏ hơn bức tranh về đặc điểm địa tầng phân tập và hệ thống trầm tích Miocene trong mối liên quan tới các đối tượng chứa và chắn dầu khí trong khu vực nghiên cứu.

2. Cơ sở tài liệu

Để nghiên cứu địa tầng phân tập trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ, khoảng 52.107km địa chấn 2D, 5.868km² địa chấn 3D đã được sử dụng để xem xét, lựa chọn và minh giải bằng phần mềm Kingdom Suite. Tài liệu các đường cong địa vật lý giếng khoan của 10 giếng khoan trong khu vực nghiên cứu và vùng lân cận được sử dụng để xem xét, lựa chọn và phân tích bằng phần mềm Interactive Petrophysics.

Tuyến địa chấn 2D/3D dọc theo khu vực nghiên cứu, đồng thời cũng là phương cung cấp chủ yếu nguồn vật liệu trầm tích vụn cắt ngang đường bờ (tuyến dọc), đi qua các giếng khoan HR-1X, HRD-1X và KL-1X.

Tài liệu địa vật lý giếng khoan gồm tài liệu các đường cong gamma ray, điện trở, siêu âm thông dụng và đường cong gamma ray đo trong khi khoan, băng tổng hợp, báo cáo địa chất giếng khoan mô tả thành phần thạch học mẫu vụn của các giếng khoan HR-1X, HRD-1X, KL-1X nằm trên tuyến địa chấn dọc. Tài liệu sinh địa tầng phân giải cao gồm các báo cáo và phụ lục kèm theo của các giếng khoan HR-1X, HRD-1X, PL-1X và KL-1X. Nhìn chung các tài liệu ở dạng số có chất lượng tốt, bảo đảm yêu cầu nghiên cứu.

3. Đặc điểm địa tầng phân tập trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ

Áp dụng các phương pháp luận hiện đại của mô hình tập tích tụ trong địa tầng phân tập trầm tích vụn và sử dụng tổng hợp kết quả phân tích địa chấn địa tầng, địa vật lý giếng khoan, sinh địa tầng phân giải cao và mô tả thạch học mẫu vụn tại các giếng khoan, đặc điểm địa tầng phân tập trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ đã được sáng tỏ thông qua phân tích

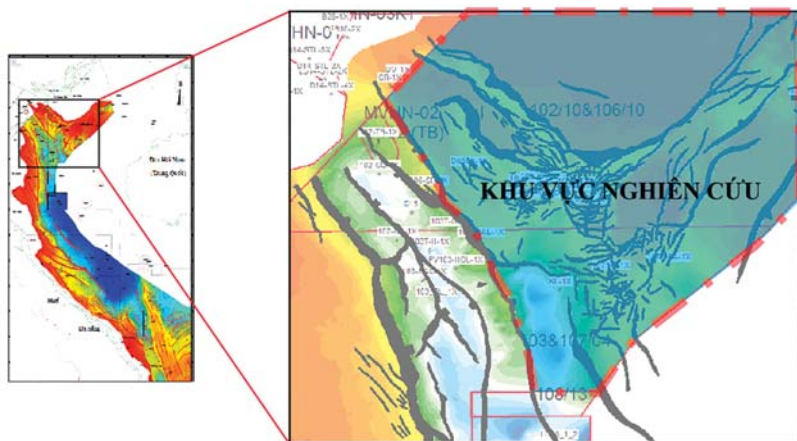
chi tiết đặc điểm các mặt ranh giới địa tầng, các hệ thống trầm tích và địa tầng phân tập tổng hợp của trầm tích Miocene.

3.1. Đặc điểm các mặt ranh giới địa tầng của trầm tích Miocene

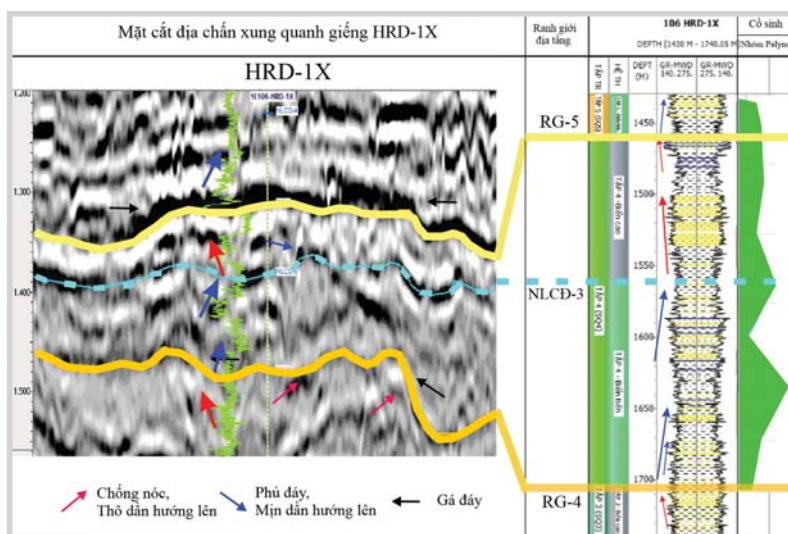
Hình 3 trình bày đặc điểm của các mặt ranh giới RG-4, RG-5 tương ứng đáy, nóc Tập-4 được đặc trưng bởi các dấu hiệu gồm sự thay đổi dạng đường GR từ thô dần hướng lên sang mịn dần hướng lên. Các dấu hiệu gá đáy xâm thực bào mòn liên quan tới hoạt động của các dòng sông cổ bên trên các mặt ranh giới RG-4, RG-5 và chống nóc cắt cụt bên dưới mặt RG-4 trên mặt cắt địa chấn xung quanh giếng HRD-1X. Trong khi mặt ngập lụt cực đại NLCĐ-3 đặc trưng bởi tập trung đối palyno, phân chia các nhóm phân tập có xu thế mịn dần hướng lên ở bên dưới với các nhóm phân tập có xu thế thô dần hướng lên ở bên trên tại giếng HR-1X và dấu hiệu phủ đáy nhẹ trên mặt cắt địa chấn xung quanh giếng HRD-1X.

Hình 4 mô tả đặc điểm mặt ranh giới RG-5 là nóc của Tập-4 được xác định đáy tập cát thô hướng lên tương biến trong và ranh giới phân chia nhóm phân tập cát, sét tương biến ngoài thô dần hướng lên, có tỷ lệ cát/sét thấp ở bên dưới so với nhóm phân tập bên trên, xuất hiện sự suy giảm đến nghèo đới foram qua mặt RG-5 tại giếng KL-1X. Các dấu hiệu gá đáy xuất hiện bên trên các ranh giới RG-4 đáy Tập-4 và RG-5 nóc Tập-4 chứng tỏ các mặt ranh giới này tiếp tục bị gián đoạn trầm tích ở các khu vực nhô cao ở khu vực Lô 107, tuy nhiên mức độ và quy mô hạn chế, nhỏ hẹp hơn so với khu vực Lô 106. Mặt ngập lụt cực đại NLCĐ-3 được đặc trưng bởi mặt phân chia nhóm phân tập thô dần hướng lên ở bên trên với nhóm phân tập mịn dần hướng lên ở bên dưới, tâm của tập sét dày, giàu và đa dạng đới foram, palyno tại giếng KL-1X.

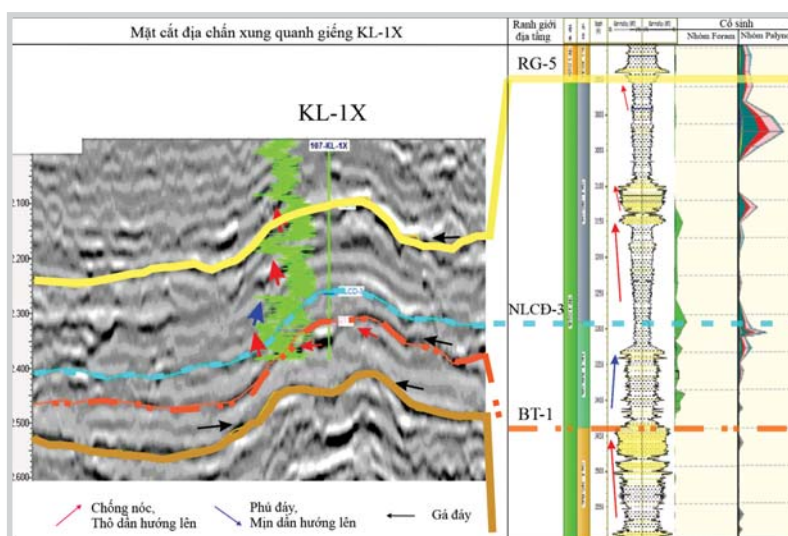
Trong khi đó, mặt biển tiến BT-1 đặc trưng bởi mặt phân chia nhóm phân tập mịn dần hướng lên ở bên trên với nhóm phân tập thô dần hướng lên, tỷ lệ cát/sét cao, các tập cát dày chất lượng tốt ở bên



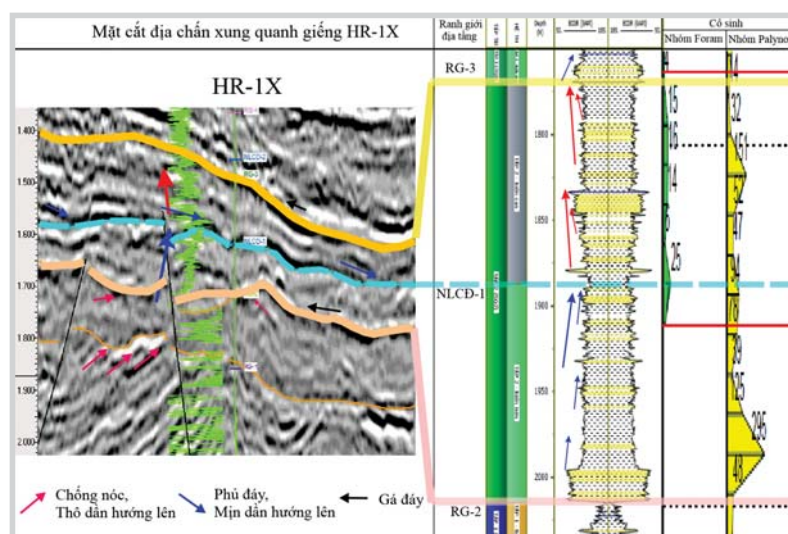
Hình 2. Vị trí khu vực Bạch Long Vĩ



Hình 3. Đặc điểm các mặt ranh giới RG-4, RG-5 tương ứng đáy và nóc Tập-4, mặt ngập lụt cực đại NLCD-3 bên trong Tập-4



Hình 4. Đặc điểm các mặt ranh giới RG-4, RG-5 tương ứng đáy và nóc Tập-4, mặt ngập lụt cực đại NLCD-3 và mặt biển tiến BT-1 bên trong Tập-4



Hình 5. Đặc điểm các mặt ranh giới RG-2 đáy, RG-3 nóc Tập-2 và mặt ngập lụt cực đại NLCD-1 bên trong Tập-2 tại giếng HR-1X

dưới, suy giảm sự xuất hiện của các đới foram, palyno tại giếng KL-1X. Đặc điểm địa chấn địa tầng cho thấy có xuất hiện dấu hiệu chống nóc cắt cụt bên dưới và gá đáy bên trên mặt BT-1 (Hình 4) trên mặt cắt địa chấn xung quanh giếng KL-1X, chứng tỏ các hoạt động xâm thực, bóc mòn của sóng biển ở giai đoạn đầu của quá trình biển tiến.

Hình 5 trình bày tổng hợp các kết quả phân tích dạng đường cong GR, sinh địa tầng phân giải cao và địa chấn địa tầng tại giếng HR-1X cho thấy đặc điểm các mặt ranh giới RG-3, RG-2 tương ứng nóc và đáy của Tập-2 được đặc trưng bởi sự suy giảm, thậm chí nghèo các đới cổ sinh, đáy các tập cát biển tiến có xu thế mịn dẫn hướng lên. Phân tích địa chấn địa tầng theo tuyến dọc từ Bắc xuống Nam cho thấy các dấu hiệu gá đáy ở khu vực Lô 107 (Hình 7). Trong khi mặt NLCD-2 đặc trưng bởi giàu đới foram, phân chia các nhóm phân tập có xu thế thô dẫn hướng lên ở bên trên với các nhóm phân tập có xu thế mịn dẫn hướng lên ở bên dưới tại giếng HR-1X và bề mặt phủ đáy trên mặt cắt địa chấn xung quanh giếng HR-1X.

Trên cơ sở xác định các mặt ranh giới tập trầm tích, các mặt ngập lụt cực đại, các mặt biển tiến, việc liên kết các mặt ranh giới đã được thực hiện theo các giếng khoan trong khu vực nghiên cứu (Hình 6) và theo mặt cắt địa chấn (Hình 7) cho thấy hình ảnh về đặc điểm và quy mô phân bố các mặt ranh giới tập trầm tích và các ranh giới hệ thống trầm tích của toàn bộ lát cắt trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ. Nhìn chung, các dấu hiệu gá đáy bào mòn, gá đáy và chống nóc xuất hiện trên tất cả các mặt ranh giới tập trầm tích, trong đó mặt ranh giới RG-1 là mặt bất chỉnh hợp khu vực tương ứng với mặt bất chỉnh hợp nóc Oligocene. Tuy vậy, các dấu hiệu chống nóc, gá đáy liên quan tới các hoạt động bào mòn xuất hiện ở khu vực đới cao thuộc khu vực Lô 106 ở mức độ nhiều hơn, phân bố rộng hơn so với khu vực đới thấp ở khu vực Lô 107, đồng thời phủ bên trên các mặt ranh giới tập thường là tập cát thành tạo trong điều kiện mực nước biển hạ thấp trong mỗi chu kỳ tương ứng với việc

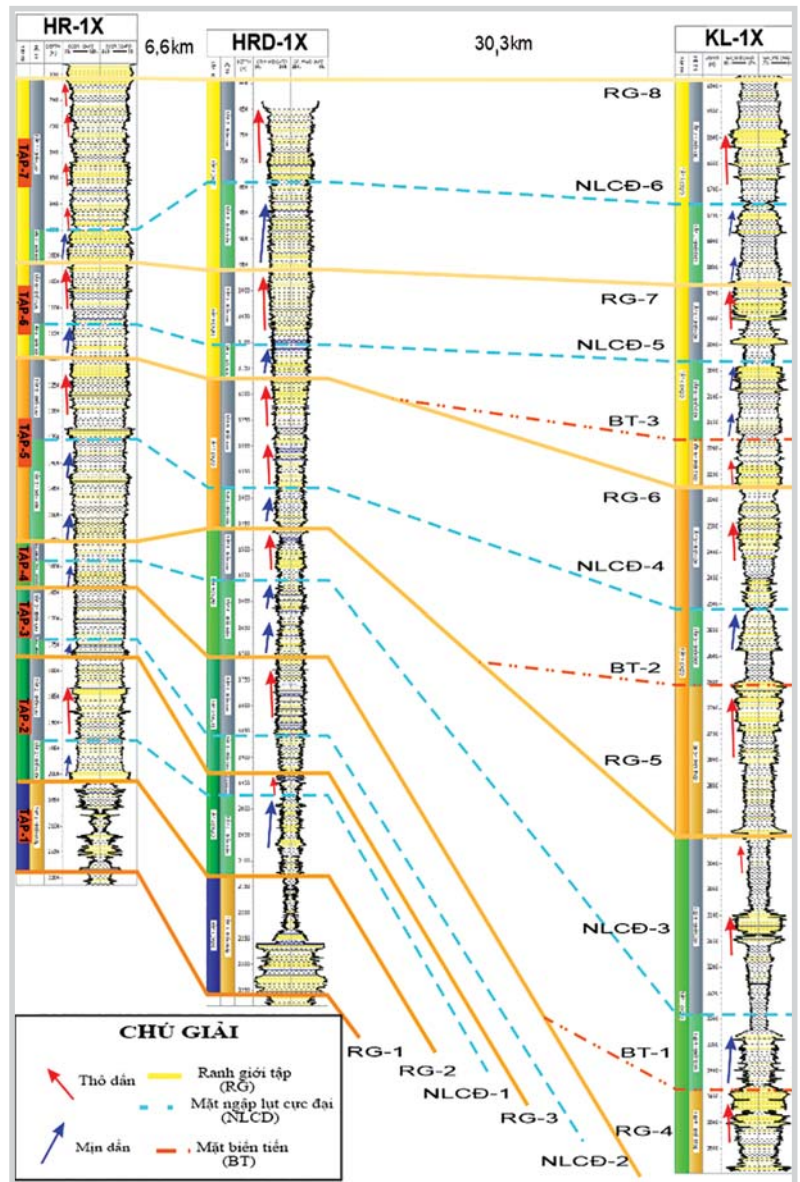
thành tạo nên tập trầm tích đó. Trong khi đó, các dấu hiệu phủ đáy, chỉ dấu xác định mặt ngập lụt cực đại trên tài liệu địa chấn, chỉ xuất hiện rải rác ở khu vực ngay dưới sườn dốc và bên trong khu vực Lô 107. Các dấu hiệu xác định mặt biển tiến chủ yếu dựa vào tài liệu địa vật lý giếng khoan (Hình 6) là mặt phân chia nhóm phân tập có tỷ lệ cát/sét cao, có xu hướng thô dần hướng lên so với nhóm phân tập có tỷ lệ cát/sét thấp, đôi khi gặp các dấu hiệu chống nóc, gá đáy và tập giật lùi (backstepping) phân lớp song song bên trên mặt biển tiến trên lát cắt địa chấn.

3.2. Đặc điểm tập và hệ thống trầm tích Miocene

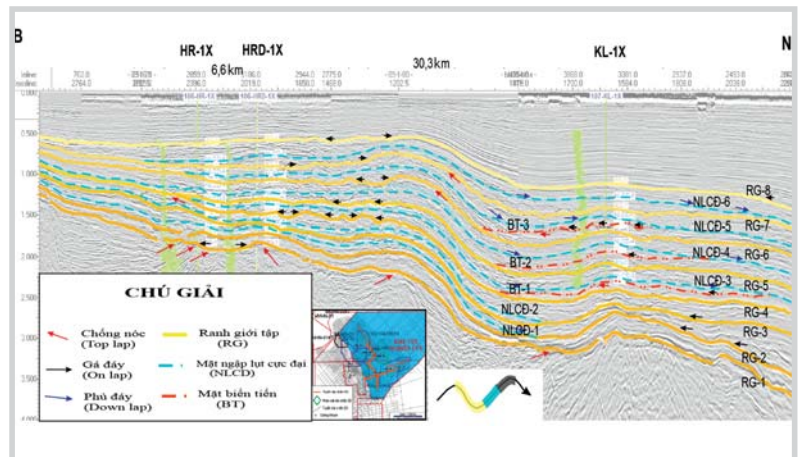
Dựa trên 8 mặt ranh giới tập trầm tích xác định, theo thứ tự từ dưới lên gồm từ RG-1 đến RG-8. Theo quan điểm mô hình tập tích tụ, xác định được 7 tập trầm tích lần lượt từ Tập-1 đến Tập-7. Trong đó đáy của Tập-1 là mặt ranh giới RG-1 và nóc của Tập-7 là mặt ranh giới RG-8. Còn lại các mặt ranh giới là nóc của tập dưới đồng thời cũng là đáy của tập trên, ví dụ mặt ranh giới RG-2 là nóc của Tập-1 đồng thời cũng là đáy của Tập-2... (Hình 8 và 9).

Dựa vào các mặt ngập lụt cực đại và mặt biển tiến ở trên, các hệ thống trầm tích trong mỗi tập trầm tích đã được xác định chi tiết như sau:

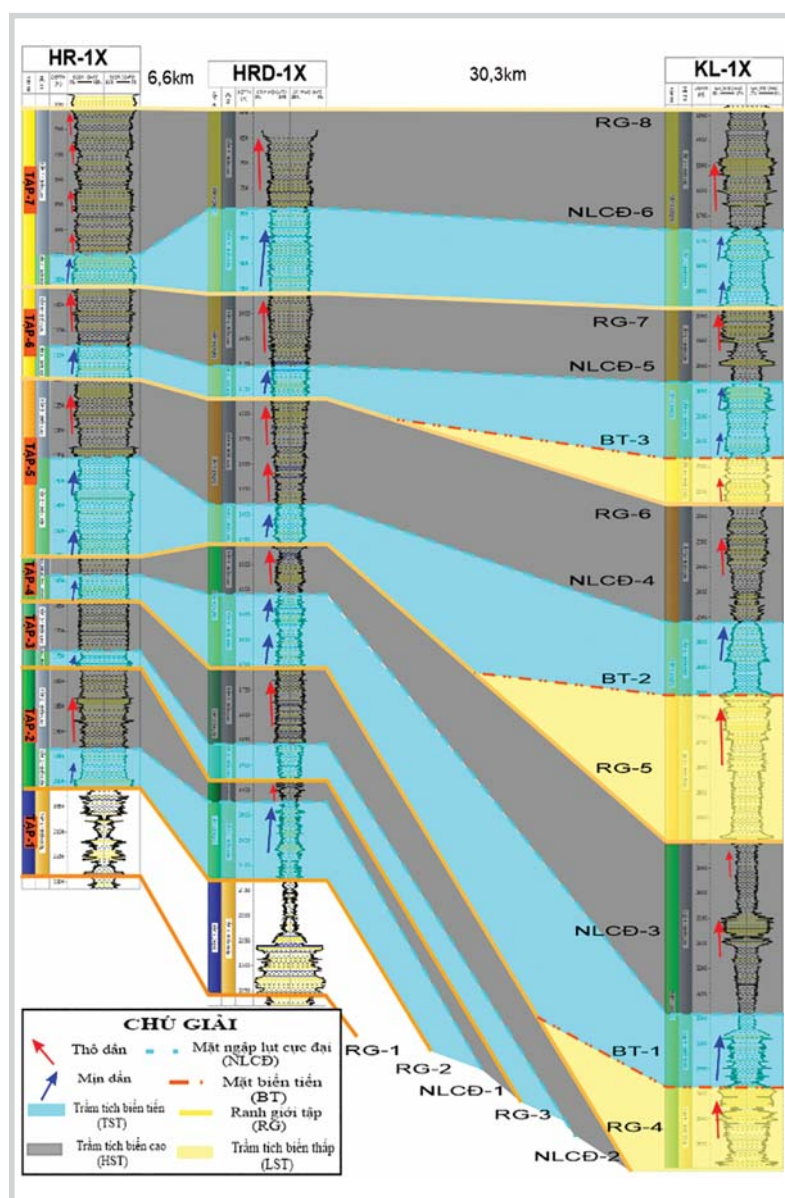
Các mặt ngập lụt cực đại NLCĐ-1 đến NLCĐ-6 phân chia các tập tương ứng từ Tập-2 đến Tập-7 thành các hệ thống trầm tích biển cao ở bên trên và hệ thống trầm tích biển tiến ở bên dưới. Quy luật chung nhất của các hệ thống trầm tích biển cao đặc trưng bởi các phân tập, nhóm phân tập có xu hướng thô dần hướng lên, tỷ lệ cát/sét thay đổi từ cao ở khu vực ven bờ, sườn dốc thuộc Lô 106 và giảm dần ở khu vực rìa thềm dọc theo các đới nâng cổ tới thấp ở vùng thềm, biển ngoài khu vực giếng KL-1X thuộc Lô 107 (Hình 8). Tài liệu địa chấn theo tuyến dọc từ Bắc xuống Nam cho thấy hệ thống trầm tích biển cao, đặc trưng bởi các phản xạ có biên độ thay đổi từ cao giảm dần tới trung bình, độ liên tục khá tốt, phân lớp



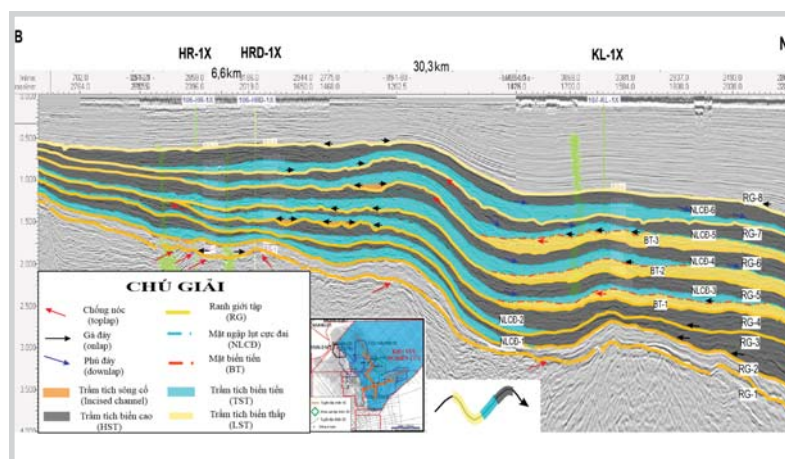
Hình 6. Liên kết các mặt ranh giới tập trầm tích và các mặt ngập lụt cực đại, các mặt biển tiến của lát cắt trầm tích Miocene theo các giếng HR-1X, HRD-1X, KL-1X



Hình 7. Liên kết các mặt ranh giới tập trầm tích và các mặt ngập lụt cực đại, các mặt biển tiến của lát cắt trầm tích Miocene theo tuyến địa chấn dọc



Hình 8. Đặc điểm các tập và hệ thống trầm tích của trầm tích Miocene theo các giếng khoan HR-1X, HRD-1X và KL-1X



Hình 9. Đặc điểm các hệ thống trầm tích của trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ theo tuyến dọc

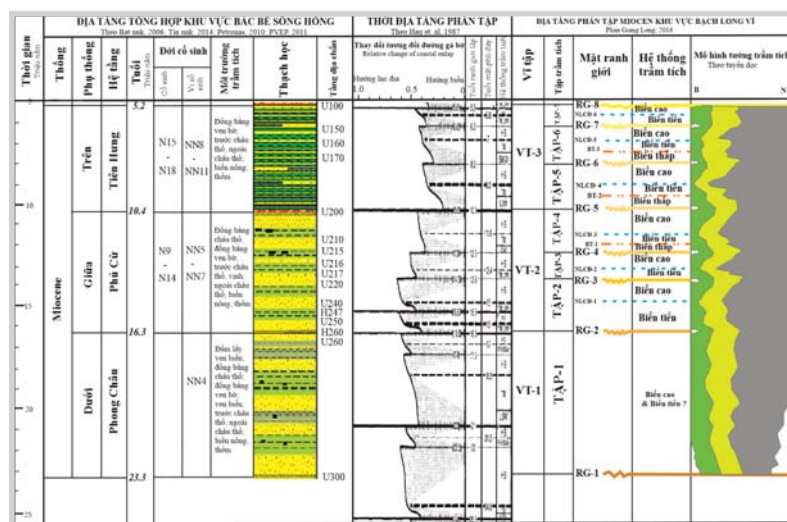
á song song tới song song và tần số cao giảm xuống tần số thấp. Các hệ thống trầm tích biển tiến bao gồm các nhóm phân tập mịn dẫn hướng lên, tỷ lệ cát/sét thấp hơn nhóm phân tập biển cao, các lớp cát, bột, sét xen kẽ, trầm tích carbonate, xi măng carbonate phổ biến hơn so với các hệ thống trầm tích khác. Tài liệu địa chấn theo tuyến dọc thay đổi từ Bắc xuống Nam cho thấy hệ thống trầm tích biển tiến đặc trưng bởi các phân xạ có biên độ, tần số thay đổi khá cao, độ liên tục tốt, phân lớp chủ yếu song song. So với hệ thống trầm tích biển cao, hệ thống trầm tích biển tiến phân bố hẹp hơn và chủ yếu ở khu vực ven bờ, sườn dốc (Hình 9).

Các mặt biển tiến BT-1, BT-2 và BT-3 xác định được bên trong các Tập-4, Tập-5 và Tập-6 đã xác định và phân chia hệ thống trầm tích biển thấp tương ứng, có đặc điểm gồm các nhóm phân tập thô dẫn hướng lên, tỷ lệ cát/sét cao hơn so với nhóm phân tập biển tiến và biển cao bên trên (Hình 8). Kết quả phân tích địa chấn địa tầng theo tuyến dọc từ Bắc xuống Nam cho thấy hệ thống trầm tích biển thấp đặc trưng bởi các phân xạ có biên độ thấp, tần số thấp, độ liên tục khá tốt, phân lớp song song, đôi khi dạng gò đồi và phân bố hạn chế ở khu vực mép sườn và đáy thềm xung quanh khu vực giếng KL-1X thuộc Lô 107 (Hình 9).

3.3. Phân tập địa tầng tổng hợp trầm tích Miocene

Trên cơ sở tổng hợp các công trình nghiên cứu trước đây, đối sánh đặc điểm các mặt ranh giới địa tầng, hệ thống trầm tích của trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ từ kết quả nghiên cứu với quy luật và chu kỳ trầm tích toàn cầu [4], địa tầng phân tập tổng hợp của trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ (Hình 10) đã được xây dựng nhằm nghiên cứu địa tầng trầm tích và hệ thống dầu khí trong khu vực.

Hình 10 trình bày kết quả phân tập địa tầng trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ, các mặt ranh giới tập từ RG-1 đến RG-8 lần lượt được xác định dựa trên đặc điểm kiến tạo, trầm tích của khu vực Bạch Long Vĩ với



Hình 10. Địa tầng phân tập tổng hợp trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ

quy luật nâng, hạ mực nước biển toàn cầu theo chu kỳ bậc 3, tương ứng với thời gian hình thành < 3,0Ma.

Nếu toàn bộ thời kỳ Miocene là một chu kỳ trầm tích lớn, chu kỳ trầm tích bậc 2 [4], thì giai đoạn Miocene sớm đến giữa Miocene trung mực nước biển ở trạng thái cao sau đó hạ dần và đến giai đoạn đầu của Miocene muộn đạt mức thấp nhất và sau đó bắt đầu nâng dần đến giai đoạn đầu của Pliocene đạt mức cao nhất. Như vậy, tương ứng với sự nâng, hạ ở chu kỳ lớn, trong thời kỳ Miocene các thành tạo trầm tích vụn hình thành ở giai đoạn giữa Miocene trung đến giữa Miocene muộn, tương ứng với mực nước biển thấp sẽ xuất hiện các hệ thống trầm tích biển thấp mang tính khu vực. Nhận định và đánh giá này phù hợp với kết quả nghiên cứu địa tầng phân tập trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ, các hệ thống trầm tích biển thấp, tỷ lệ cát/sét cao, độ rỗng, độ thấm tốt đã được xác định bên trong các tập gồm: Tập-4 là tập trên Miocene giữa; Tập-5 là tập dưới Miocene trên; Tập-6 là tập giữa Miocene trên.

4. Kết luận

Trầm tích vụn Miocene khu vực Bạch Long Vĩ được phân chia ra thành 7 tập trầm tích theo mô hình tập tích tụ, từ dưới lên là Tập-1 tương ứng với tập Miocene dưới; Tập-2 - tập dưới Miocene giữa; Tập-3 - tập giữa Miocene giữa; Tập-4 - tập trên Miocene giữa; Tập-5 - tập dưới Miocene trên; Tập-6 - tập giữa Miocene trên; Tập-7 - tập trên Miocene trên. Ranh giới các tập trầm tích này là các mặt bào mòn, bất chỉnh hợp được đánh số từ dưới lên lần lượt từ RG-1 đến RG-8.

Tập-1 tương ứng với tập trầm tích Miocene dưới không phân chia được chi tiết hơn do hạn chế độ phân giải về tài liệu, từ Tập-2 đến Tập-7 đã xác định được các hệ thống trầm tích trong mỗi tập với các mặt biển tiến và mặt ngập lụt cực đại. Hệ thống trầm tích biển thấp chỉ xác định được trong Tập-4, Tập-5 và Tập-6 tương ứng với giai đoạn mực nước biển hạ thấp nhất trong thời kỳ Miocene, còn Tập-2, Tập-3 và Tập-7 chỉ tồn tại 2 hệ thống trầm tích là biển cao và biển tiến.

Các tập cát, nhóm phân tập cát kết thuộc hệ thống trầm tích biển thấp của các tập 4, 5 và 6 là các đối tượng chứa dầu khí tiềm năng quan trọng trong khu vực Bạch Long Vĩ. Trong khi đó, các tập sét dày, đồng nhất, phân bố rộng thuộc hệ thống trầm tích biển cao được thành tạo khi biển tiến cực đại là các tầng chắn dầu khí tốt trong khu vực nghiên cứu.

Vào giai đoạn Miocene sớm, khu vực Bạch Long Vĩ chủ yếu nằm tương đối cao nên hoạt động bào mòn, vắng mặt trầm tích chiếm ưu thế, chỉ một phần diện tích nhỏ hẹp ở phía Tây và Tây Nam tương đối thấp xuất hiện các trầm tích. Quá trình thiếu hụt trầm tích tiếp tục ở giai đoạn đầu thời kỳ Miocene trung tương ứng với giai đoạn thành tạo Tập-2. Từ giai đoạn thành tạo Tập-3 về sau, các tập trầm tích trẻ hơn ở trên phủ bất chỉnh hợp chồng lên các trầm tích cổ hơn ở bên dưới và phát triển lan rộng về hướng Đông, Đông Bắc khu vực nghiên cứu.

Tài liệu tham khảo

1. Octavian Catuneanu. *Principles of sequence stratigraphy*. Elsevier. 2006.
2. Henry W.Posamentier, George P.Allen. *Siliciclastic sequence stratigraphy - concepts and applications*. SEPM (Society for Sedimentary Geology). 1999.
3. Mai Thanh Tân. *Thăm dò địa chấn trong địa chất dầu khí*. Nhà xuất bản Giao thông Vận tải, Hà Nội. 2006.
4. B.U.Haq, J.Hardenbol, P.R.Vail. *Chronology of fluctuating sea levels since the Triassic*. Science. 1987; 235(4793): p. 1156 - 1167.
5. Nguyễn Thị Dịu và nnk. *Đánh giá tiềm năng dầu khí bể Sông Hồng*. Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam". Viện Dầu khí Việt Nam. 2014.
6. Nguyễn Trọng Tín và nnk. *Địa tầng, cấu tạo kiến trúc, lịch sử phát triển địa chất và phân vùng triển vọng dầu khí thềm lục địa Việt Nam, thành lập bản đồ địa chất Biển Đông và*

các vùng kề cận tỷ lệ 1:1.000.000. Chương trình KC.09. Viện Dầu khí Việt Nam. 2006.

7. Analysis Laboratory Center (VPI-Labs). *High resolution biostratigraphy report of the 106 HR-1X well*. Vietnam Petroleum Institute. 2009.

8. Analysis Laboratory Center (VPI-Labs). *High*

resolution biostratigraphy report of the 107 KL-1X well. Vietnam Petroleum Institute. 2016.

9. Institute of Geological Science (VAST). *Biostratigraphic report on 102/10 & 106/10-HRD-1X*. PVPEP Song Hong. 2014.

Sequence stratigraphic characteristics of Miocene succession in Bach Long Vi area based on depositional sequence model of clastic sequence stratigraphy

Phan Giang Long¹, Mai Thanh Tan², Hoang Ngoc Dang¹

¹Vietnam Oil and Gas Group

²Hanoi University of Mining and Geology

Email: longpg@pvn.vn

Summary

The study results of sequence stratigraphy show that the Miocene succession in Bach Long Vi area is composed of 7 sequences and separated by boundaries of erosion, unconformity and conformity. Within the Miocene sequences, 15 detailed system tracts are divided based on depositional sequence model of current clastic sequence stratigraphy. Of these, 3 lowstand systems tracts were formed during sea level fall, including the upper sequence of Middle Miocene, the lower and middle sequences of Upper Miocene respectively. These lowstand system tracts are characterised by coarsening upward parasequence/parasequence set, high sand/shale ratio, good reservoir quality and distributed mainly in slope and shelf floor areas in Block 107. They are considered important potential oil and gas reservoirs. Meanwhile, the thick, homogeneous and widespread shale layers are characterised by abundance, richness and diversity of the foraminifera, palynology assemblages of the highstand system tract, formed during the maximum sea level rise of each sequence and play the role of good oil and gas seal layers in the study area.

Key words: Sequence stratigraphy, Bach Long Vi.

NGHIÊN CỨU ẢNH HƯỞNG CỦA BORON TỚI ĐẶC TRƯNG XÚC TÁC Pt/B-SBA-15 CHO PHẢN ỨNG HYDRO HÓA TETRALIN

Ngô Thị Thanh Hiền^{1,2}, Trần Văn Lâm^{1,3}, Phạm Trung Kiên⁴, Nguyễn Thị Tâm¹
Nguyễn Hồng Lê¹, Trần Thị Thúy Hiền¹, Nguyễn Thị Hà Hạnh¹
Nguyễn Anh Vũ¹, Phạm Thanh Huyền¹

¹Viện Kỹ thuật Hóa học, Đại học Bách khoa Hà Nội

²Đại học Quy Nhơn

³Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

⁴Viện Hóa học - Môi trường Quân sự

Email: huyen.phamthanh@hust.edu.vn

Tóm tắt

Bài báo trình bày kết quả tổng hợp trực tiếp vật liệu mao quản trung bình B-SBA-15 với tỷ số Si:B = 10 sử dụng nguồn boron (B) là acid boric. Pt được đưa lên chất mang bằng phương pháp tẩm. Chất mang và xúc tác được nghiên cứu đặc trưng bằng các phương pháp: hấp phụ vật lý N_2 , XRD, TEM, TPD- NH_3 để nghiên cứu ảnh hưởng của B tới đặc trưng xúc tác. Hoạt tính của hệ xúc tác lưỡng chức được nghiên cứu cho phản ứng hydro hóa tetralin với các điều kiện phản ứng thích hợp là 200°C, áp suất H_2 20at trong 3 giờ.

Từ khóa: Boron, SBA-15, tetralin hydrogenation.

1. Mở đầu

SBA-15 là vật liệu mao quản trung bình trật tự chứa Si có ưu điểm: cấu trúc mao quản đồng đều, độ bền thủy nhiệt, diện tích bề mặt riêng cao... [1 - 3]. Tuy nhiên SBA-15 chỉ chứa Si nên việc sử dụng vật liệu này vào lĩnh vực xúc tác có nhiều hạn chế. Gần đây, một số nghiên cứu đã tiến hành biến tính SBA-15 bằng một số kim loại khác (trong đó có boron [4, 5]) nhằm tăng tính acid và thay đổi tính chất của chất mang. Ngoài ra, việc thêm boron có thể cải thiện độ bền của xúc tác, làm giảm lượng cốc tạo thành [6] hoặc giúp việc hoạt hóa liên kết CH của vòng thơm [7].

Quá trình hydro hóa hydrocarbon thơm đa vòng (PAHs) được ứng dụng trong công nghiệp để làm tăng trị số cetane của diesel và nâng cao chất lượng của dầu nặng [8 - 12]. Độ chọn lọc và phân bố sản phẩm phụ thuộc vào độ acid của chất mang cũng như hoạt tính hydro hóa của pha kim loại hoạt động [8, 9].

Một số công trình nghiên cứu quá trình hydro hóa tetralin thực hiện trong các điều kiện phản ứng và nhiều loại xúc tác khác nhau đã được công bố: Quá trình hydro hóa tetralin được tiến hành trong pha lỏng trên xúc tác Ni/ Al_2O_3 , dưới điều kiện áp suất hydro 20 - 40at, nhiệt độ trong khoảng 85 - 160°C, nguyên liệu tetralin được pha loãng trong dung môi decane với tỷ lệ 5%, 10% và 15% [13]. Quá trình hydro hóa tetralin trên xúc tác Pt/ Al_2O_3 , Pt/ASA, Pt/ SiO_2 với điều kiện phản ứng ở 50at, nhiệt độ 180°C cho thấy xúc tác Pt/ SiO_2 có hoạt tính thấp nhất [14].

Nghiên cứu tối ưu điều kiện quá trình hydro hóa tetralin trên xúc tác Ir-Pt-SBA-15, dưới điều kiện áp suất H_2 là 15at, nhiệt độ 200 - 220°C, phản ứng trong 3 giờ và 5 giờ [15]. Nghiên cứu quá trình hydro hóa tetralin trên các xúc tác chứa kim loại Ni, Pt, Pd dưới điều kiện phản ứng 35, 40at, nhiệt độ 275°C, $H_2/HC = 25$ trong 6 giờ [16]. Pt là kim loại được sử dụng phổ biến cho quá trình hydro hóa, xúc tác mang trên chất mang có tính acid có hoạt tính cao hơn xúc tác mang trên chất mang trơ.

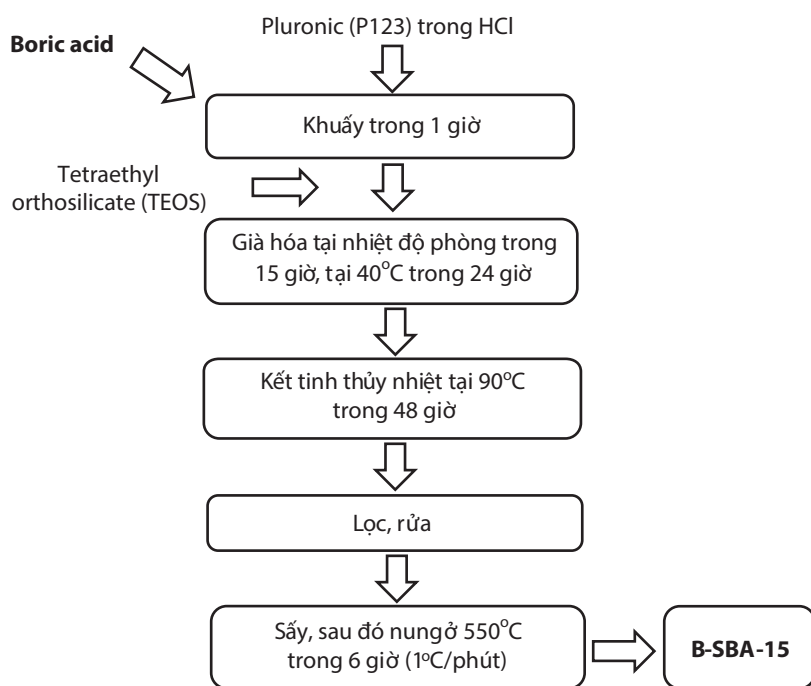
Bài báo nghiên cứu biến tính SBA-15 với B và ứng dụng làm chất mang cho xúc tác chứa Pt cho phản ứng hydro hóa tetralin, một trong những hydrocarbon thơm đa vòng điển hình trong phân đoạn dầu nặng.

2. Thực nghiệm

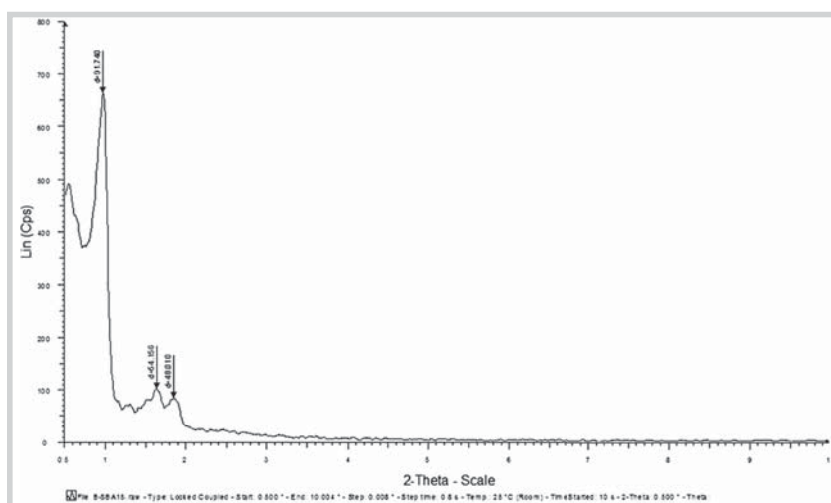
Quy trình tổng hợp B-SBA-15 được thực hiện theo sơ đồ Hình 1.

Mẫu xúc tác 2% Pt/B-SBA-15 được điều chế bằng phương pháp ngâm tẩm ở nhiệt độ 60°C trong 48 giờ, tiến hành lọc chân không, sấy, nung và khử với H_2 ở nhiệt độ 450°C trong 6 giờ.

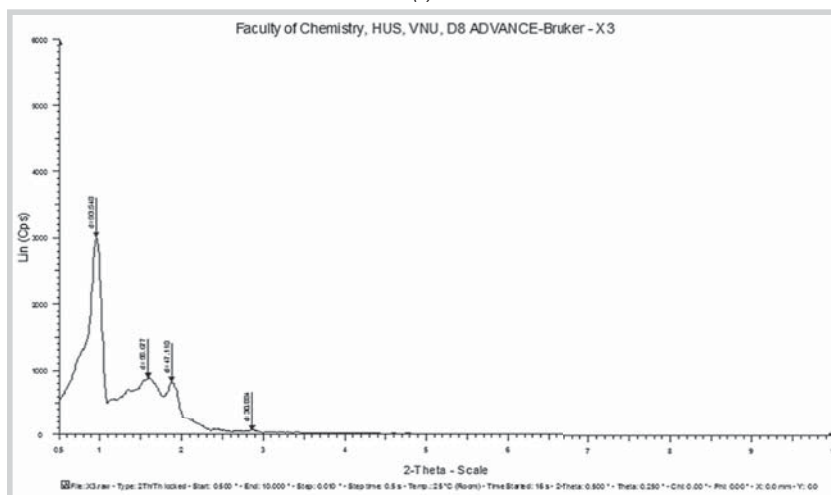
B-SBA-15 và Pt-SBA-15 được nghiên cứu đặc trưng bằng các phương pháp XRD (trên máy Bruker D8 Advance tại Khoa Hóa học - Đại học Khoa học Tự nhiên với góc đo mẫu nhỏ 2θ từ 0,5 - 8°), hấp phụ vật lý N_2 (được thực hiện trên máy Gemini VII 2390 V1.02 MicroMeritics tại phòng thí nghiệm Viện Tiên tiến Khoa học và Công nghệ - AIST), ảnh kính hiển vi điện tử truyền qua TEM (được chụp tại Viện Vẽ



Hình 1. Quy trình tổng hợp B-SBA-15



(a)



(b)

Hình 2. Giản đồ XRD của B-SBA-15 (a) và Pt/B-SBA-15 (b)

sinh Dịch tế Trung ương), TPD-NH₃ (được tiến hành trên máy Altamira AMI902 tại Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí - PVPro, Viện Dầu khí Việt Nam) và nghiên cứu hoạt tính cho phản ứng hydro hóa tetralin. Phản ứng được tiến hành trong autoclave. Trước phản ứng, hydro được nén vào autoclave tới áp suất phản ứng (15 - 25at). Sản phẩm phản ứng được phân tích bằng GC-MS.

3. Kết quả và thảo luận

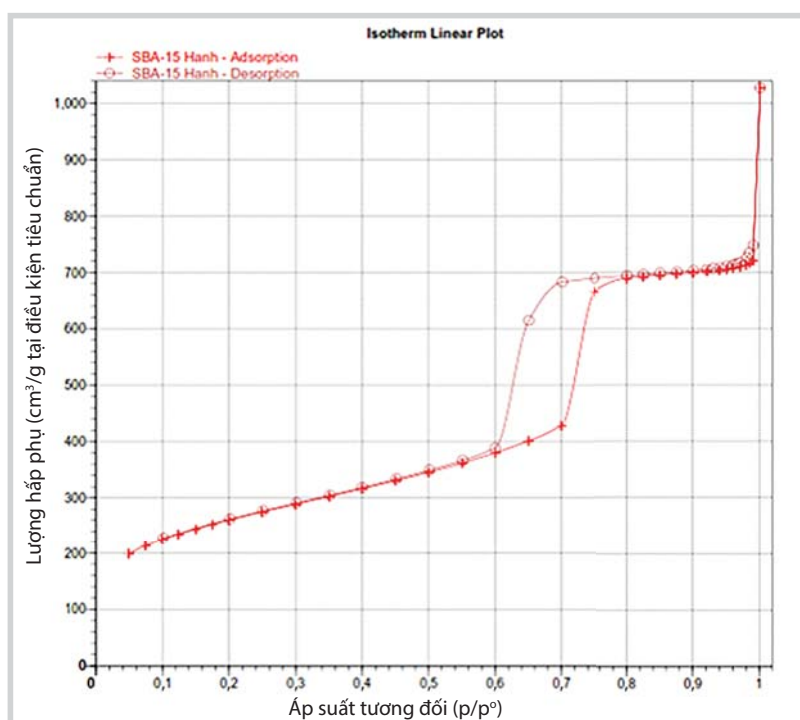
3.1. Kết quả nghiên cứu tổng hợp và đặc trưng xúc tác

Giản đồ XRD góc hẹp của B-SBA-15 và xúc tác Pt/B-SBA-15 được trình bày trong Hình 2.

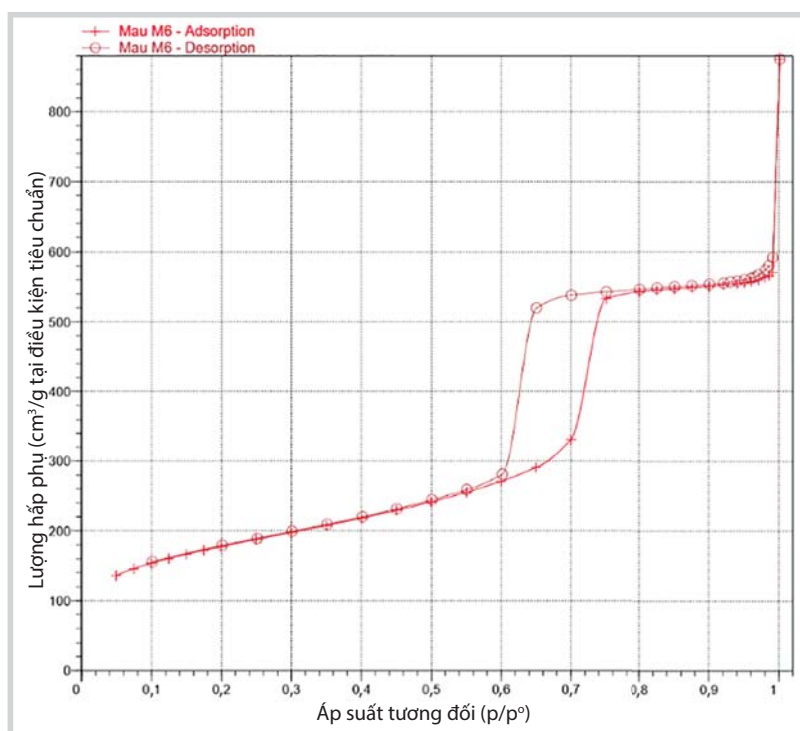
Giản đồ XRD của B-SBA-15 xuất hiện rõ 3 peak đặc trưng (100), (110), (200), kết quả này tương tự kết quả đã nghiên cứu của Eswaramoorthi [4] và R.van Grieken [5]. Peak nhiễu xạ có cường độ lớn nhất tại mặt (100) ở góc $2\theta = 0,95^\circ$, $d_{100} = 91,740$. Đây là peak nhiễu xạ đặc trưng cho vật liệu mao quản trung bình, cấu trúc lục lăng. Sự xuất hiện của các peak này đặc trưng cho sự sắp xếp trật tự của vật liệu. Như vậy, vật liệu B-SBA-15 tổng hợp là vật liệu mao quản trung bình, cấu trúc lục lăng, có độ trật tự cao. Giản đồ XRD của xúc tác Pt/B-SBA-15 cũng xuất hiện rõ 4 peak đặc trưng (100), (110), (200), (210) của vật liệu mao quản trung bình dạng lục lăng có trật tự như của B-SBA-15, chứng tỏ khi đưa kim loại Pt lên vật liệu mao quản trung bình B-SBA-15 không ảnh hưởng đến cấu trúc mạng tinh thể của vật liệu biến tính. Peak nhiễu xạ có cường độ lớn nhất tại mặt (100) ở góc $2\theta = 0,95^\circ$, $d_{100} = 93,548$.

Đường đẳng nhiệt hấp phụ - nhả hấp phụ N₂ của B-SBA-15 và Pt/B-SBA-15 được trình bày ở Hình 3 và tính toán theo phương trình BET (Bảng 1).

Hai đường đẳng nhiệt hấp phụ - nhả hấp phụ của chất mang B-SBA-15 và xúc



(a) B-SBA-15



(b) Pt/B-SBA-15

Hình 3. Đường đẳng nhiệt hấp phụ - nhả hấp phụ N_2

tác Pt/B-SBA-15 cho thấy có xuất hiện vòng trễ mà theo phân loại đường đẳng nhiệt hấp phụ của IUPAC thì vật liệu này thuộc vật liệu mao quản trung bình. Vòng trễ thuộc loại H1 nên mao quản có dạng hình trụ. Điểm thấp nhất của đường cong của chất mang B-SBA-15 là khoảng $200\text{cm}^3/\text{g}$, điểm thấp nhất của đường cong của xúc tác Pt/B-SBA-15 là khoảng $138\text{cm}^3/\text{g}$. Sự chênh lệch giữa 2 điểm này cho thấy lượng hấp phụ N_2

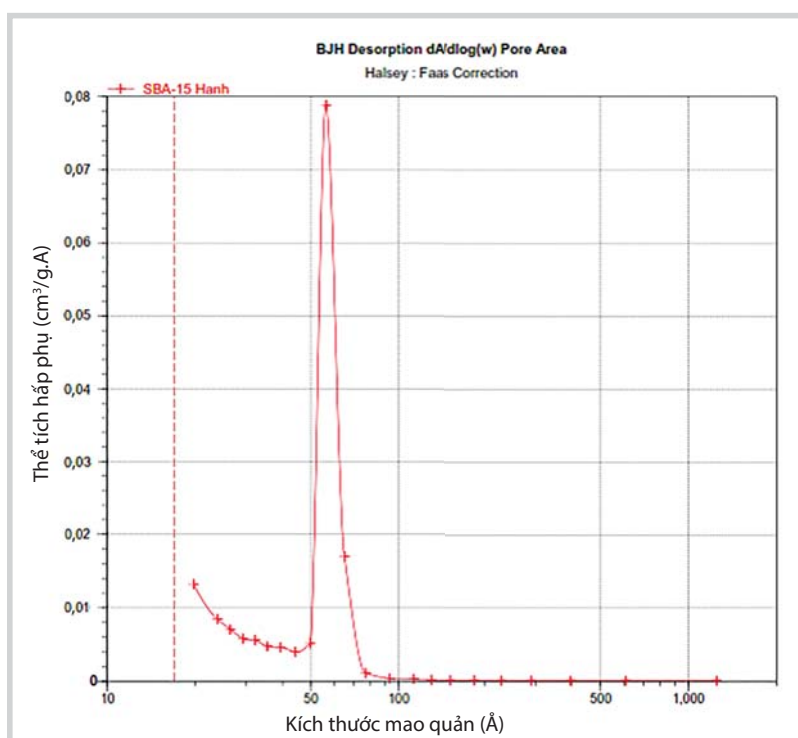
của chất mang B-SBA-15 cao hơn xúc tác Pt/B-SBA-15 nên có thể khẳng định chất mang B-SBA-15 có diện tích bề mặt riêng lớn hơn diện tích bề mặt riêng của xúc tác Pt/B-SBA-15.

Kết quả phân bố mao quản theo đường đẳng nhiệt hấp phụ - nhả hấp phụ của chất mang B-SBA-15 và xúc tác Pt/B-SBA-15 được trình bày trong Hình 4.

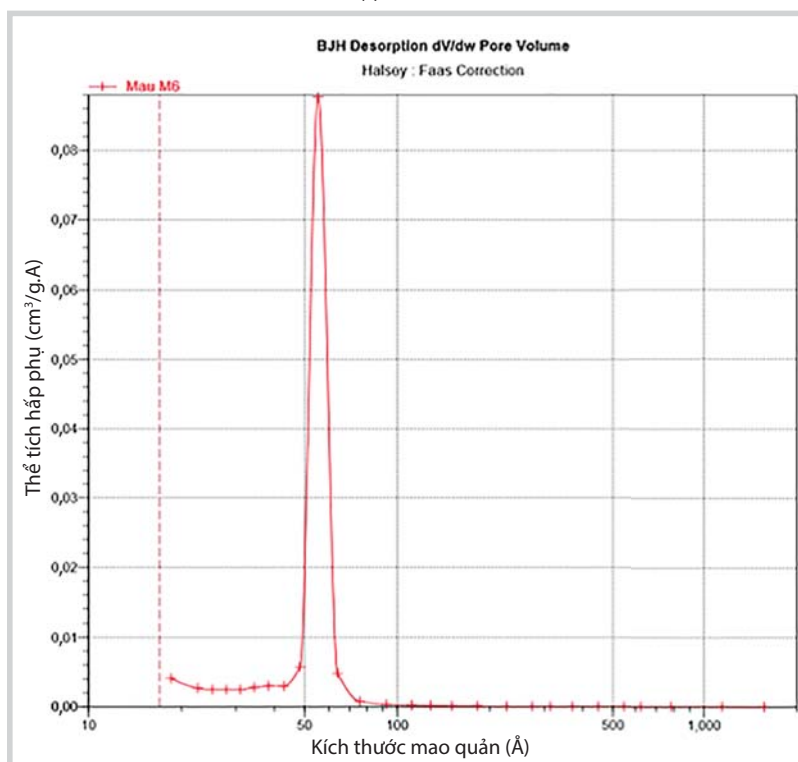
Chất mang B-SBA-15 có kích thước mao quản chủ yếu tập trung $60\text{\AA}$, còn xúc tác Pt/B-SBA-15 có kích thước mao quản chủ yếu tập trung $58\text{\AA}$. Kích thước mao quản của chất mang B-SBA-15 lớn hơn kích thước mao quản xúc tác Pt/B-SBA-15, hệ mao quản của chất mang B-SBA-15 và xúc tác Pt/B-SBA-15 rất đồng đều, phân bố kích thước mao quản tập trung. Vậy, khi đưa Pt lên chất mang thì kích thước mao quản xúc tác Pt/B-SBA-15 giảm so với kích thước mao quản chất mang B-SBA-15. Kết quả này cũng tương tự kết quả đưa Pt lên Al-SBA-15, MCM-41 và composite ZSM-5/SBA-15 [17, 18], do Pt đưa lên, Pt đã cho phủ một phần kích thước mao quản của chất mang.

Chất mang B-SBA-15 đã tổng hợp thành công với kích thước mao quản tương tự và diện tích bề mặt riêng lớn hơn đáng kể so với nghiên cứu của Eswaramoorthi [4] và R.van Grieken [5]. Như vậy, sự thay thế đồng hình boron trong vật liệu mao quản SBA-15 bằng phương pháp tổng hợp trực tiếp không làm phá vỡ cấu trúc mao quản của vật liệu biến tính [4].

TEM của B-SBA-15 và Pt/B-SBA-15 (Hình 5) cho thấy mẫu B-SBA-15 và xúc tác Pt/B-SBA-15 có cấu trúc mao quản rất đồng đều, độ trật tự cao. Ảnh TEM của mẫu Pt/B-SBA-15 thấy xuất hiện các hạt nano Pt có kích thước $< 5\text{nm}$. Như vậy, đưa kim loại Pt lên chất mang không làm ảnh hưởng đến cấu trúc sắp xếp trật tự và đồng đều của chất mang. Do đó, kết quả TEM của vật liệu biến tính B-SBA-15 và xúc tác Pt/B-SBA-15 phù hợp với kết quả tính toán bởi BET và XRD.



(a) B-SBA-15



(b) Pt/B-SBA-15

Hình 4. Phân bố mao quản theo đường đẳng nhiệt hấp phụ - nhả hấp phụ của chất mang và xúc tác

Bảng 1. Kết quả đo diện tích bề mặt của B-SBA-15 và Pt/B-SBA-15

Xúc tác	B-SBA-15	Pt/B-SBA-15
S_{BET} (m ² /g)	896,8	613,4
Kích thước mao quản tập trung (Å)	60	58

Giản đồ giải hấp phụ NH_3 theo chương trình nhiệt độ (TPD- NH_3) của B-SBA-15 và Pt/B-SBA-15 được trình bày trong Hình 6.

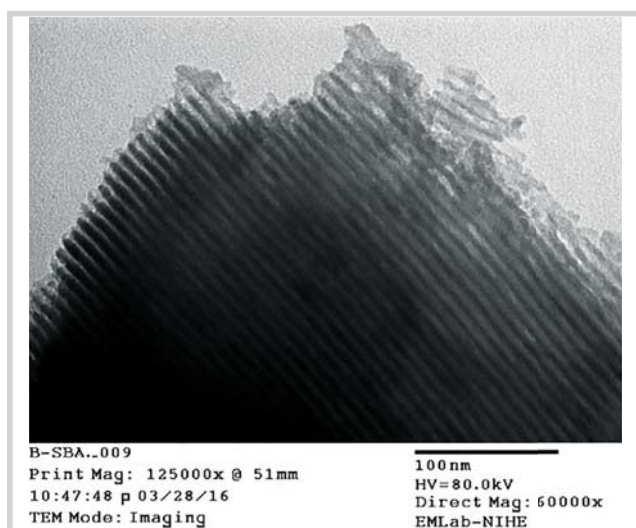
Giản đồ TPD- NH_3 xuất hiện 3 vùng peak ứng với ở các nhiệt độ khác nhau thể hiện chất mang B-SBA-15 mang tính acid. Theo Zhao và cộng sự [2] SBA-15 không có tính acid. Như vậy, việc đưa B lên chất mang SBA-15 làm cho tính acid của vật liệu này tăng. Kết quả này phù hợp với các kết luận của các tác giả đã công bố trước đây.

Kết quả phân tích độ acid và lực acid theo phương pháp giải hấp phụ NH_3 theo chương trình nhiệt độ (TPD- NH_3) của B-SBA-15 và xúc tác Pt/B-SBA-15 được trình bày trong Bảng 2. Theo W.Yu và cộng sự [19], các peak giải hấp NH_3 trong vùng nhiệt độ 150 - 200°C đặc trưng cho các tâm acid yếu, các peak ở khoảng nhiệt độ 350°C đặc trưng cho tâm acid trung bình, các peak ở vùng nhiệt độ 600°C là các tâm acid mạnh. Kết quả cho thấy B-SBA-15 có các tâm acid mạnh (peak ở nhiệt độ giải hấp phụ NH_3 > 500°C). Khi tải Pt, độ acid tổng của mẫu giảm, đồng thời các tâm acid mạnh chuyển về các tâm có độ acid trung bình (nhiệt độ giải hấp phụ từ 200 - 500°C). Theo F.Yaripour [6], các tâm acid mạnh là do các nhóm -OH bề mặt quyết định. Quá trình tải Pt có kèm quá trình nung và khử xúc tác đã làm giảm lượng nhóm -OH bề mặt, do vậy làm giảm các tâm acid mạnh của xúc tác.

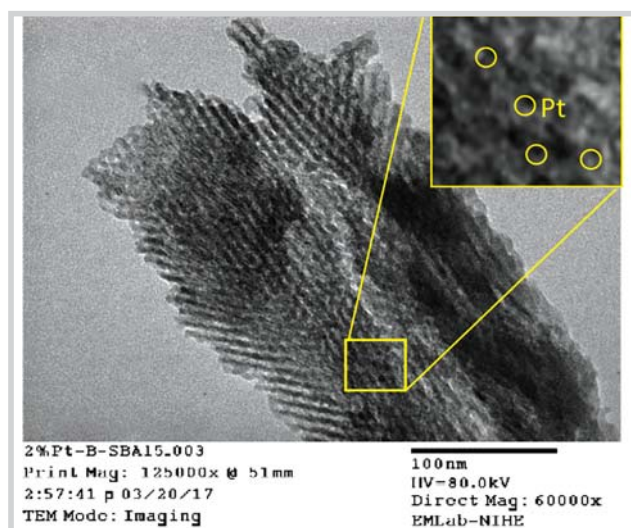
3.2. Nghiên cứu hoạt tính xúc tác

Kết quả khảo sát ảnh hưởng nhiệt độ đến độ chuyển hóa của phản ứng hydro hóa tetralin được thực hiện trên xúc tác Pt/B-SBA-15 với điều kiện phản ứng là phản ứng pha lỏng, thời gian phản ứng là 3 giờ và nhiệt độ phản ứng được khảo sát ở các điểm $T = 180 - 220^\circ\text{C}$, áp suất hydro $P(\text{H}_2) = 15 - 25\text{at}$ (Hình 7).

Hình 7 cho thấy khi nhiệt độ phản ứng tăng từ 180 - 200°C, độ chuyển hóa của phản ứng tăng lên và đạt cực đại tại nhiệt độ 200°C với độ chuyển hóa là 23,7%. Nếu tiếp tục tăng nhiệt độ đến 220°C, độ

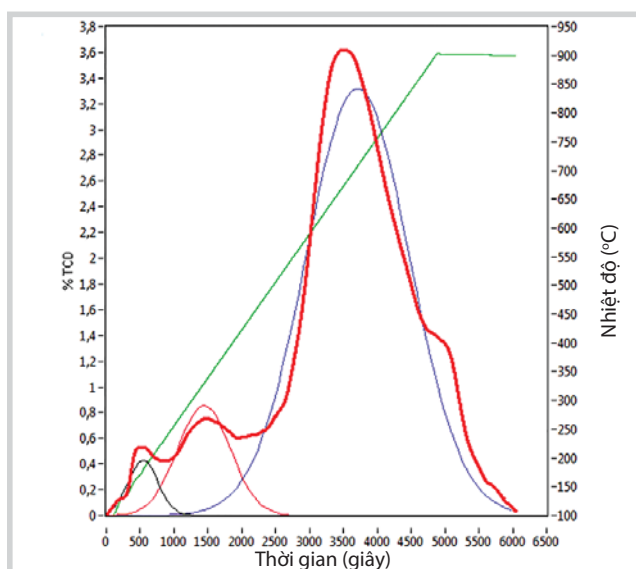


(a)

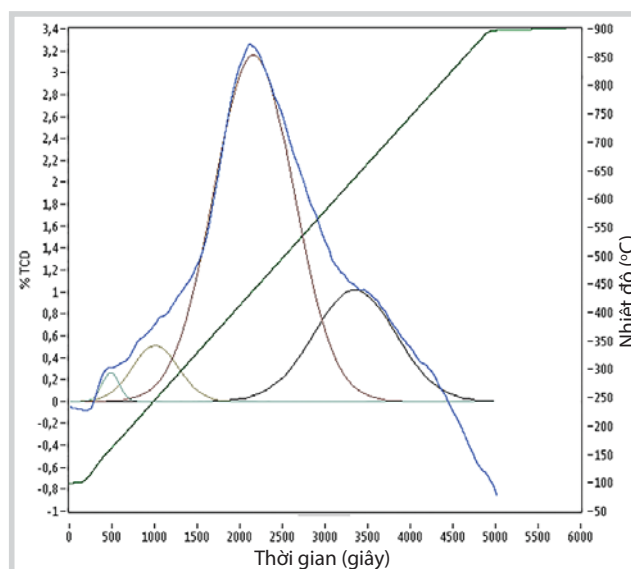


(b)

Hình 5. Ảnh TEM của B-SBA-15 (a) và xúc tác Pt/B-SBA-15 (b)



(a)

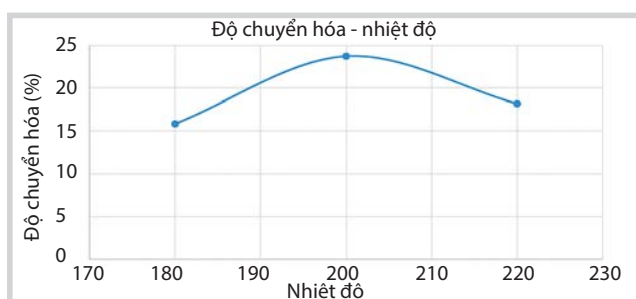


(b)

Hình 6. Giải đồ TPD-NH₃ của B-SBA-15 (a) và xúc tác Pt/B-SBA-15 (b)

Bảng 2. Kết quả TPD-NH₃ của B-SBA-15 và xúc tác Pt/B-SBA-15

Mẫu	NH ₃ (μmol/g)		
	SBA-15	B-SBA-15	Pt/B-SBA-15
Độ acid tổng	Không có tính acid [2]	473	354,5
< 200°C		14,6	27,5
200 - 500°C		52	245
> 500°C		395,7	82

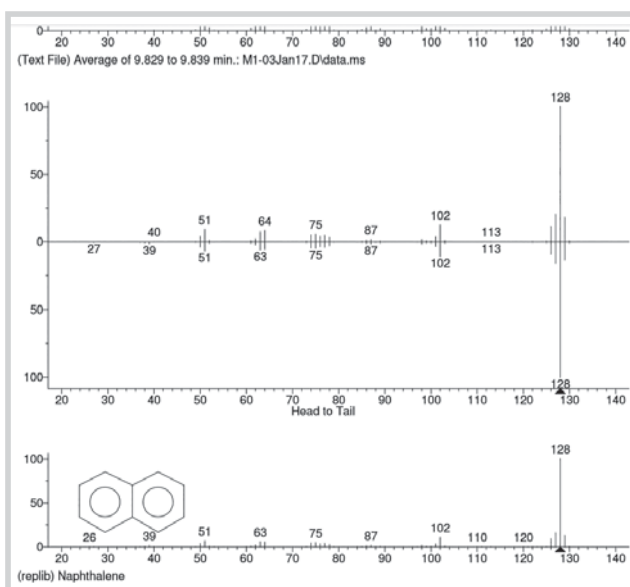
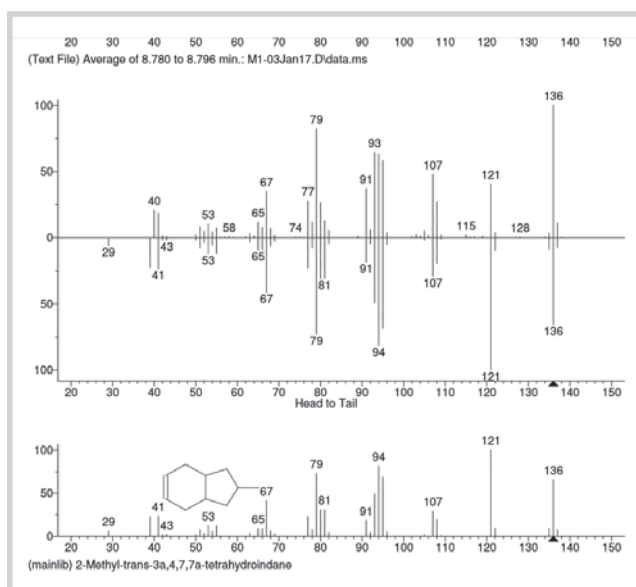
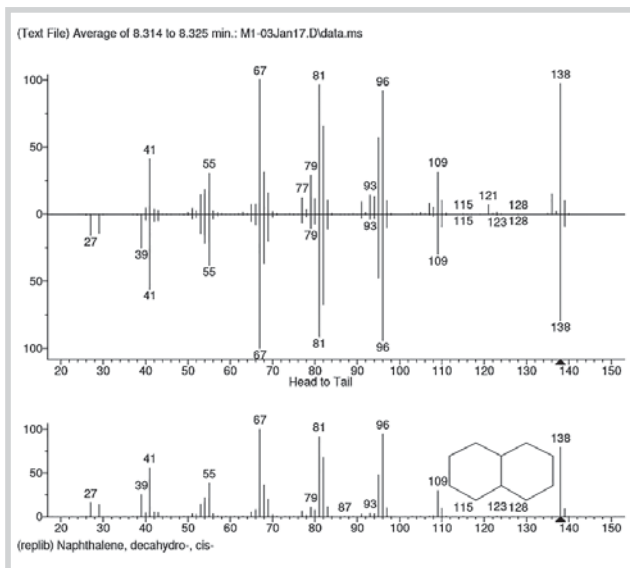
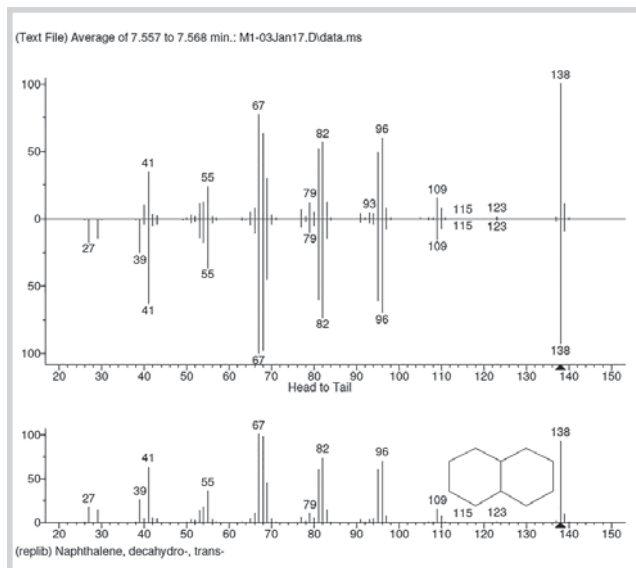
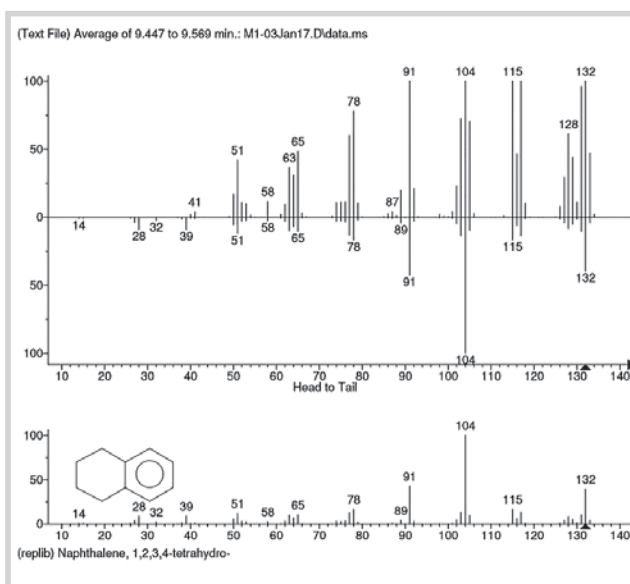
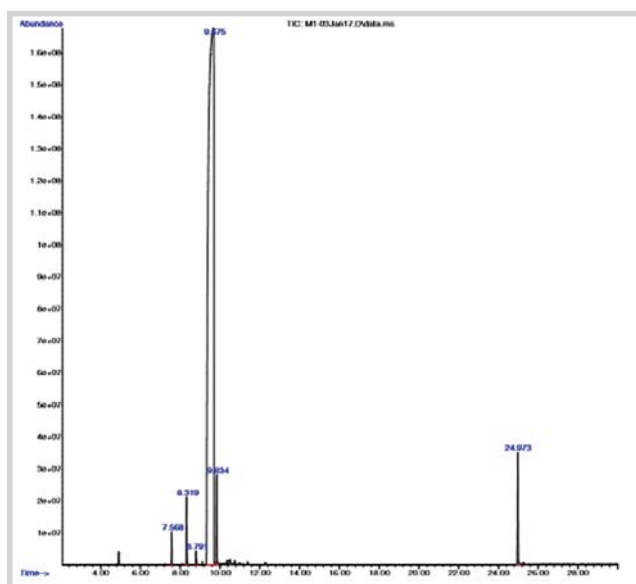


(a)

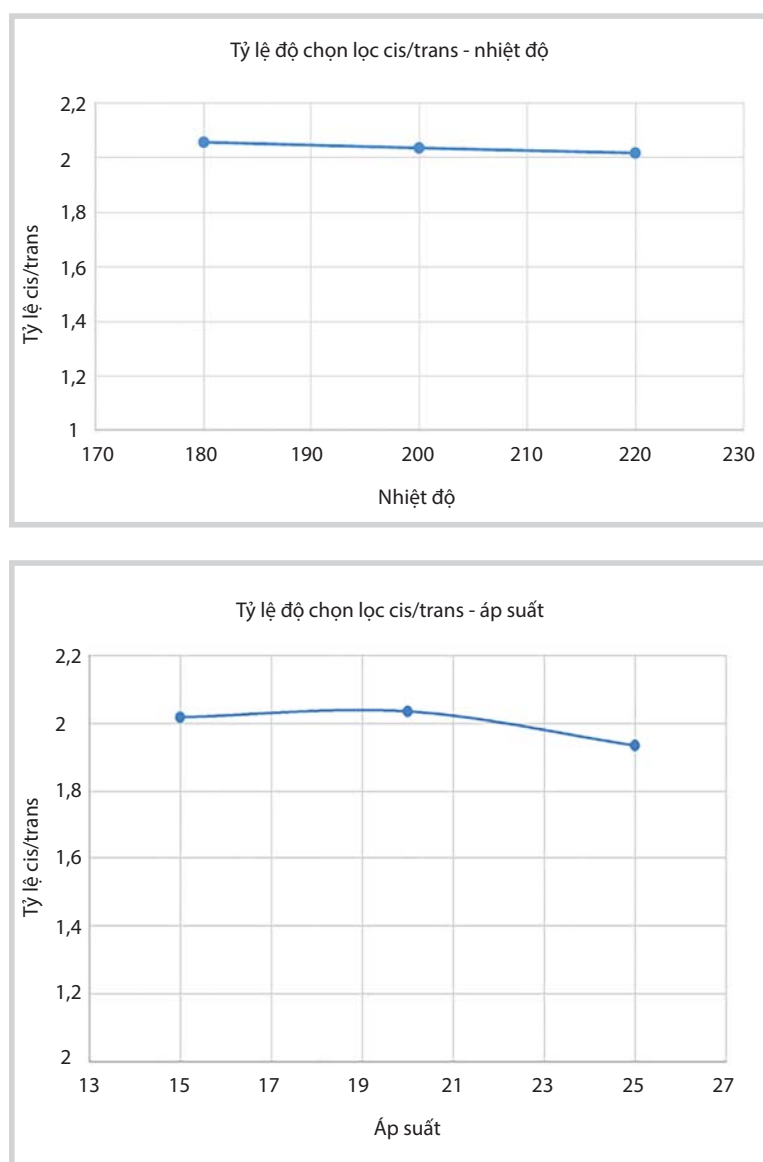


(b)

Hình 7. Đồ thị độ chuyển hóa phụ thuộc theo nhiệt độ và áp suất



Hình 8. Kết quả GC-MS sản phẩm lỏng của quá trình hydro hóa tetralin



Hình 9. Đồ thị tỷ lệ độ chọn lọc cis/trans phụ thuộc theo nhiệt độ và áp suất

chuyển hóa sẽ giảm. Nguyên nhân do khi tăng nhiệt độ sẽ tạo điều kiện cho phản ứng phụ không mong muốn. Các phân tử lớn bị hấp phụ lên tâm acid của xúc tác, ngưng tụ và polymer hóa tạo thành cốc. Cốc là nguyên nhân chính làm giảm hoạt tính xúc tác. Bên cạnh đó, khi tăng nhiệt độ, độ hấp phụ của tetralin lên bề mặt xúc tác giảm, làm giảm phản ứng bề mặt [2].

Theo kết quả nghiên cứu của Verónica A.Valles [9] đối với phản ứng hydro hóa tetralin thành decalin trên xúc tác Ir-Pt-SBA-15 trong thời gian 3 giờ cũng cho thấy nhiệt độ của phản ứng trong khoảng 200 - 220°C cho hiệu suất chuyển hóa cao nhất.

Kết quả nghiên cứu ảnh hưởng của áp suất cho thấy: khi tăng áp suất từ 15 - 20at thì độ chuyển hóa tăng dần và đạt cực đại tại áp suất 20at với độ chuyển hóa là 23,7%. Nếu tiếp tục tăng áp suất lên 25at thì độ chuyển hóa giảm. Như vậy, khi ở áp suất cao hydro có thể hòa tan vào trong lỏng nhiều hơn, thích hợp cho phản ứng. Tuy nhiên,

khả năng khuếch tán của chất phản ứng và sản phẩm lại giảm, các sản phẩm không khuếch tán ra khỏi mao quản sau khi được tạo thành dẫn đến ngưng tụ tạo cốc làm giảm hoạt tính xúc tác.

Theo kết quả nghiên cứu của Jui-Chi Chan [10], khi tiến hành hydro hóa tetralin với xúc tác là 0,5% Pt/ γ - Al_2O_3 , áp suất phản ứng ảnh hưởng đến hiệu suất tạo thành sản phẩm cis-decalin.

Kết quả nghiên cứu sản phẩm phản ứng bằng GC-MS được trình bày trong Hình 8.

Kết quả cho thấy sản phẩm phản ứng tạo ra ngoài cis-, trans-decalin còn có 2-methyl tetrahydroindane và naphthalene. Điều này hoàn toàn phù hợp với sơ đồ phản ứng được Koichi Sato [11] đưa ra.

Ảnh hưởng nhiệt độ và áp suất đến tỷ lệ cis/trans được trình bày trong Hình 9.

Hình 9 cho thấy khi tăng nhiệt độ, tỷ lệ độ chọn lọc cis/trans thay đổi không đáng kể trong suốt quá trình khảo sát phản ứng. Kết quả nghiên cứu của Verónica A.Valles [9] và Jui-Chi Chan [10] cũng cho thấy sự ảnh hưởng của nhiệt độ phản ứng đến độ chọn lọc sản phẩm cis và trans-decalin là không đáng kể.

Khi tăng áp suất, tỷ lệ độ chọn lọc cis/trans giảm ở áp suất cao. Kết quả này phù hợp với kết quả nghiên cứu của tác giả Jui-Chi Chan [10]. Khi áp suất hydro tăng lên, lượng H_2 hòa tan vào sản phẩm lỏng tăng tuy nhiên khả năng khuếch tán của chất tham gia phản ứng và sản phẩm giảm đặc biệt là cis-decalin không thể khuếch tán ra khỏi mao quản xúc tác sau khi được hình thành. Cis-decalin trong mao quản tiếp tục bị isomer hóa thành trans-decalin dễ dàng mà phản ứng này không thuận nghịch.

4. Kết luận

- Việc biến tính bằng boron không làm thay đổi cấu trúc của vật liệu mao quản trung bình SBA-15 nhưng làm cho B-SBA-15 có tính acid;
- Khi đưa Pt lên chất mang không làm thay đổi cấu trúc của vật liệu mao quản trung bình, tuy nhiên diện tích bề mặt xúc tác giảm và làm thay đổi phân bố các tâm acid của xúc tác;

- Hoạt tính của xúc tác Pt/B-SBA-15 được thực hiện trong điều kiện phản ứng trong pha lỏng, điều kiện phản ứng thích hợp là áp suất H_2 20at, trong thời gian 3 giờ và nhiệt độ 200°C.

Tài liệu tham khảo

1. Dongyuan Zhao, Qisheng Huo, Jianglin Feng, Bradley F.Chmelka, Galen D.Stucky. *Nonionic triblock and star diblock copolymer and oligomeric surfactant syntheses of highly ordered, hydrothermally stable, mesoporous silica structures*. Journal of the American Chemical Society. 1998; 120(24): p. 6024 - 6036.
2. Dongyuan Zhao, Jianglin Feng, Qisheng Huo, Nicholas Melosh, Glenn H.Fredrickson, Bradley F.Chmelka, Galen D.Stucky. *Triblock copolymers syntheses of mesoporous silica with periodic 50 to 300 angstrom pores*. Science. 1998; 279(5350): p. 548 - 552.
3. Jean Marcel R.Gallo, Chiara Bisio, Giorgio Gatti, Leonardo Marchese, Helo O.Pastore. *Physicochemical characterization and surface acid properties of mesoporous [Al]-SBA-15 obtained by direct synthesis*. Langmuir. 2010; 26(8): p. 5791 - 5800.
4. I.Eswaramoorthi, A.K.Dalai. *Synthesis, characterisation and catalytic performance of boron substituted SBA-15 molecular sieves*. Microporous and Mesoporous Materials. 2006; 93(1 - 3): p. 1 - 11.
5. R.van Grieken, J.M.Escola, J.Moreno, R.Rodríguez. *Direct synthesis of mesoporous M-SBA-15 (M = Al, Fe, B, Cr) and application to 1-hexene oligomerization*. Chemical Engineering Journal. 2009; 155(1 - 2): p. 442 - 450.
6. Fereydoon Yaripour, Zahra Shariatnia, Saeed Sahebdelfar, Akbar Irandoukht. *Effect of boron incorporation on the structure, products selectivities and lifetime of H-ZSM-5 nanocatalyst designed for application in methanol-to-olefins (MTO) reaction*. Microporous and Mesoporous Materials. 2015; 203: p. 41 - 53.
7. Trinh Quang Thang, Nguyen Anh Vu, Huynh Dang Chinh, Pham Thanh Huyen, Samir H.Mushrif. *Mechanistic insights into the catalytic elimination of tar and the promotional effect of boron on it: First-principles study using toluene as a model compound*. Catalysis science & Technology. 2016; 6: p. 5871 - 5883.
8. Zubin Cao, Xianlun Xu, Yutai Qi, Shuwen Lu, Bangfeng Qi. *Hydrocracking of tetralin over Mo-Ni/Usy dual functional catalysts*. Petroleum Science and Technology. 2004; 22(5 - 6): p. 617 - 629.
9. Verónica A.Valles, Brenda C.Ledesma, Lorena P.Rivoira, Jorgelina Cussa, Oscar A.Anunziata, Andrea R.Beltramone. *Experimental design optimization of the tetralin hydrogenation over Ir-Pt-SBA-15*. Catalysis Today. 2016; 271: p. 140 - 148.
10. Jui-Chi Chan, Chung-Sung Tan. *Hydrogenation of tetralin over Pt/ γ - Al_2O_3 in trickle-bed reactor in the presence of compressed CO_2* . Energy & Fuels. 2006; 20(2): p. 771 - 777.
11. Koichi Sato, Yoshiki Iwata, Yasuo Miki, Hiromichi Shimada. *Hydrocracking of tetralin over NiW/Usy zeolite catalysts: For the improvement of heavy-oil upgrading catalysts*. Journal of catalysis. 1999; 186(1): p. 45 - 56.
12. Jihye Lee, Yeseul Choi, Jaeuk Shin, Jung Kyoo Lee. *Selective hydrocracking of tetralin for light aromatic hydrocarbons*. Catalysis Today. 2016; 265: p. 144 - 153.
13. Petri A.Rautanen, Mikko S.Lylykangas, Juhani R.Aittamaa, A.Outi I.Krause. *Liquid phase hydrogenation of tetralin on Ni/ Al_2O_3* . Chemical Engineering Science. 2001; 56(4): p. 1247 - 1254.
14. M.F.Williams, B.Fonfé, C.Woltz, A.Jentys, J.A.van Veen, J.A.Lercher. *Hydrogenation of tetralin on silica-alumina-supported Pt catalysts II. Influence of the support on catalytic activity*. Journal of Catalysis. 2007; 251(2): p. 497 - 506.
15. Verónica A.Valles, Brenda C.Ledesma, Lorena P.Rivoira, Jorgelina Cussa, Oscar A.Anunziata, Andrea R.Beltramone. *Experimental design optimization of the tetralin hydrogenation over Ir-Pt-SBA-15*. Catalysis Today. 2016; 271: p. 140 - 148.
16. Siraprapha Dokjampa, Thirasak Rirksomboon, Somchai Osuwan, Siriporn Jongpatiwut, Daniel E.Resasco. *Comparative study of the hydrogenation of tetralin on supported Ni, Pt, and Pd catalysts*. Catalysis Today. 2007; 123(1 - 4): p. 218 - 223.
17. Pham Thanh Huyen, Marko Krivec, Marijan Kočevar, Ioana C.Bucur, Cristina Rizescu, Vasile I.Parvulescu. *Hydrogenation of condensed aromatic compounds over mesoporous bifunctional catalysts following a diels-alder adduct pathway*. ChemCatChem Catalysis. 2016; 8(6): p. 1146 - 1156.
18. Pham Thanh Huyen, Le Thi Hoai Nam, Tran Quang Vinh, Cristina Martinez, Vasile I.Parvulescu. *ZSM-5/SBA-15 versus Al-SBA-15 as supports for the hydrocracking/hydroisomerization of alkanes*. Catalysis Today. 2017.

19. Wanjin Yu, Yang Tang, Liuye Mo, Ping Chen, Hui Lou, Xiaoming Zheng. *Bifunctional Pd/Al-SBA-15 catalyzed one-step hydrogenation-esterification of furfural and acetic*

acid: A model reaction for catalytic upgrading of bio-oil. Catalysis Communications. 2011; 13(1): p. 35 - 39.

Influence of boron on the characteristics of Pt/B-SBA-15 catalyst for hydrogenation of tetralin

Ngo Thi Thanh Hien^{1,2}, Tran Van Lam^{1,3}, Pham Trung Kien⁴

Nguyen Thi Tam¹, Nguyen Hong Le¹, Tran Thi Thuy Hien¹

Nguyen Thi Ha Hanh¹, Nguyen Anh Vu¹, Pham Thanh Huyen¹

¹School of Chemical Engineering, Hanoi University of Science and Technology

²Quy Nhon University

³Vietnam Oil and Gas Group

⁴Military Institute of Chemistry and Environment

Email: huyen.phamthanh@hust.edu.vn

Summary

The paper presents the result of direct synthesis of B-SBA-15 with Si:B ratio of 10 using boric acid as boron source. Wetness impregnation (WI) method is used to load platinum on B-SBA-15. The obtained support and catalyst was characterised by nitrogen adsorption/desorption measurement (BET), XRD, TEM, and TPD-NH₃ to investigate the influence of B on the characteristics of the catalyst. The activity of the bifunctional catalyst was tested for hydrogenation of tetralin at 200°C, H₂ pressure 20at in 3 hours.

Key words: Boron, SBA-15, tetralin hydrogenation.

PHÂN BỐ SẢN PHẨM BẰNG PHƯƠNG PHÁP CÂN BẰNG KHỐI LƯỢNG CÁC CẤU TỬ HYDROCARBON KHI KẾT NỐI CÁC MỎ DẦU KHÍ

Vũ Mạnh Hào, Lê Quốc Trung, Trần Nguyên Long, Lê Vũ Quân
Hà Thu Hương, Doãn Thành Đạt, Lê Thị Thu Hương, Phạm Hồng Trang
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: haovm@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Việc phát triển khai thác các mỏ nhỏ, cận biên riêng lẻ sẽ không đem lại hiệu quả kinh tế do chi phí đầu tư lớn, trong khi trữ lượng thu hồi thấp. Vì vậy, phương án phát triển khả thi nhất là kết nối các mỏ nhỏ, cận biên với các mỏ lân cận và sử dụng chung hệ thống thiết bị, cơ sở hạ tầng sẵn có.

Các phương pháp phân bố sản phẩm khai thác hiện nay chủ yếu dựa trên cân bằng khối lượng, năng lượng các cấu tử, tỷ lệ các cấu tử đặc trưng trong phân bố dầu hoặc tỷ lệ các đồng vị bền trong phân bố khí... Trong đó, phân bố sản phẩm dựa vào cân bằng khối lượng các cấu tử là phương pháp có độ chính xác cao, đang được áp dụng phổ biến trên thế giới. Bài báo trình bày nguyên lý phân bố sản phẩm cho các mỏ dầu khí bằng phương pháp cân bằng khối lượng các cấu tử hydrocarbon khi kết nối các mỏ dầu khí.

Từ khóa: Mỏ nhỏ, mỏ cận biên, phân bố sản phẩm, phân bố dầu, phân bố khí, kết nối mỏ, cân bằng khối lượng.

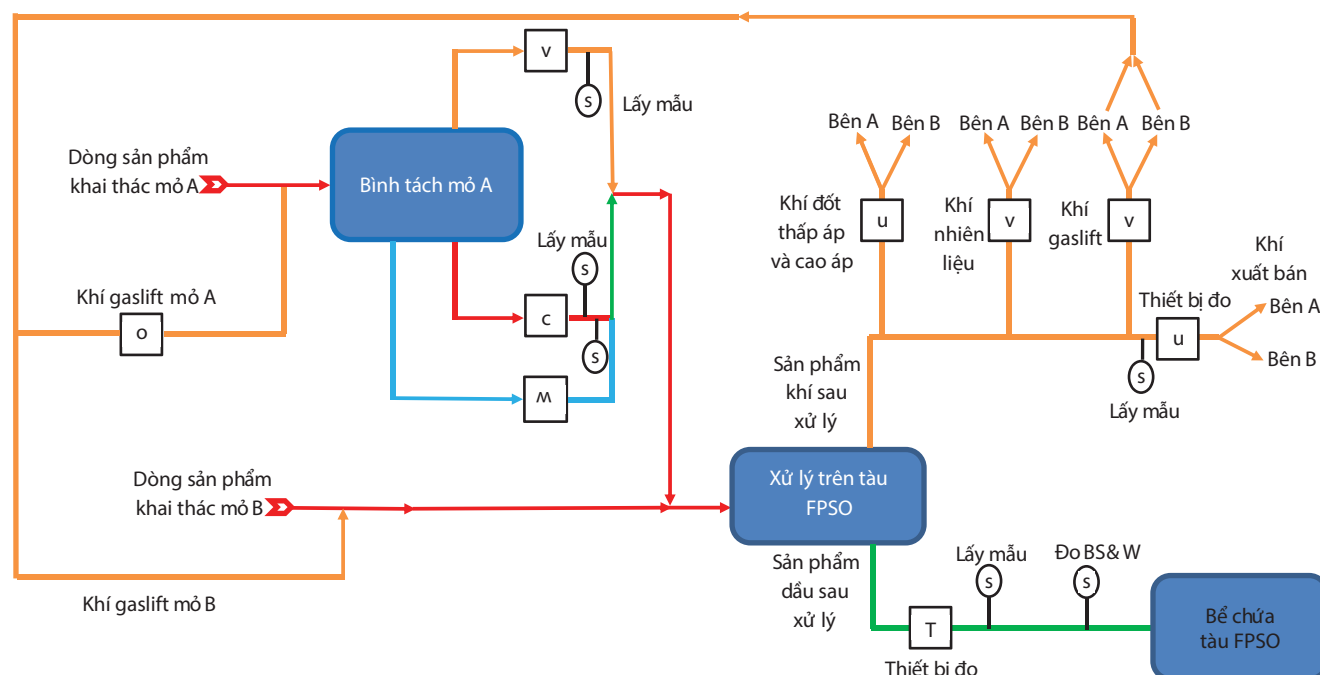
1. Giới thiệu

Cơ sở lý thuyết của phương pháp phân bố sản phẩm dựa trên thành phần khối lượng. Dòng dầu khai thác được từ mỏ A sẽ trộn lẫn với dòng dầu ở mỏ B và cùng được xử lý trên kho nổi chứa, xuất và xử lý dầu thô (FPSO). Lượng dầu khai thác của mỏ A được xác định dựa vào thiết bị đo trên cụm giàn đầu giếng, lượng dầu của mỏ B được tính bằng tổng lượng dầu trên FPSO trừ đi lượng dầu của mỏ A (Hình 1). Sự phân bố khí xuất bán, khí nhiên liệu và khí đốt cho các bên cũng được tính toán tương tự dầu

thô. Để phân bố chính xác, các phương pháp đo, lấy mẫu và phân tích mẫu của mỏ A và FPSO phải được thực hiện theo đúng tiêu chuẩn hiện hành.

2. Phương pháp phân bố

Lượng sản phẩm từ mỏ A cũng như trên FPSO được xác định bằng phương pháp đo và lấy mẫu. Tổng lượng dầu, khí của mỏ B được xác định bằng tổng sản phẩm trên FPSO trừ đi lượng sản phẩm của mỏ A trên cơ sở thành phần khối lượng. Lượng dầu thô và khí xuất bán phân bố



Hình 1. Sơ đồ phân bố sản phẩm giữa mỏ A và mỏ B

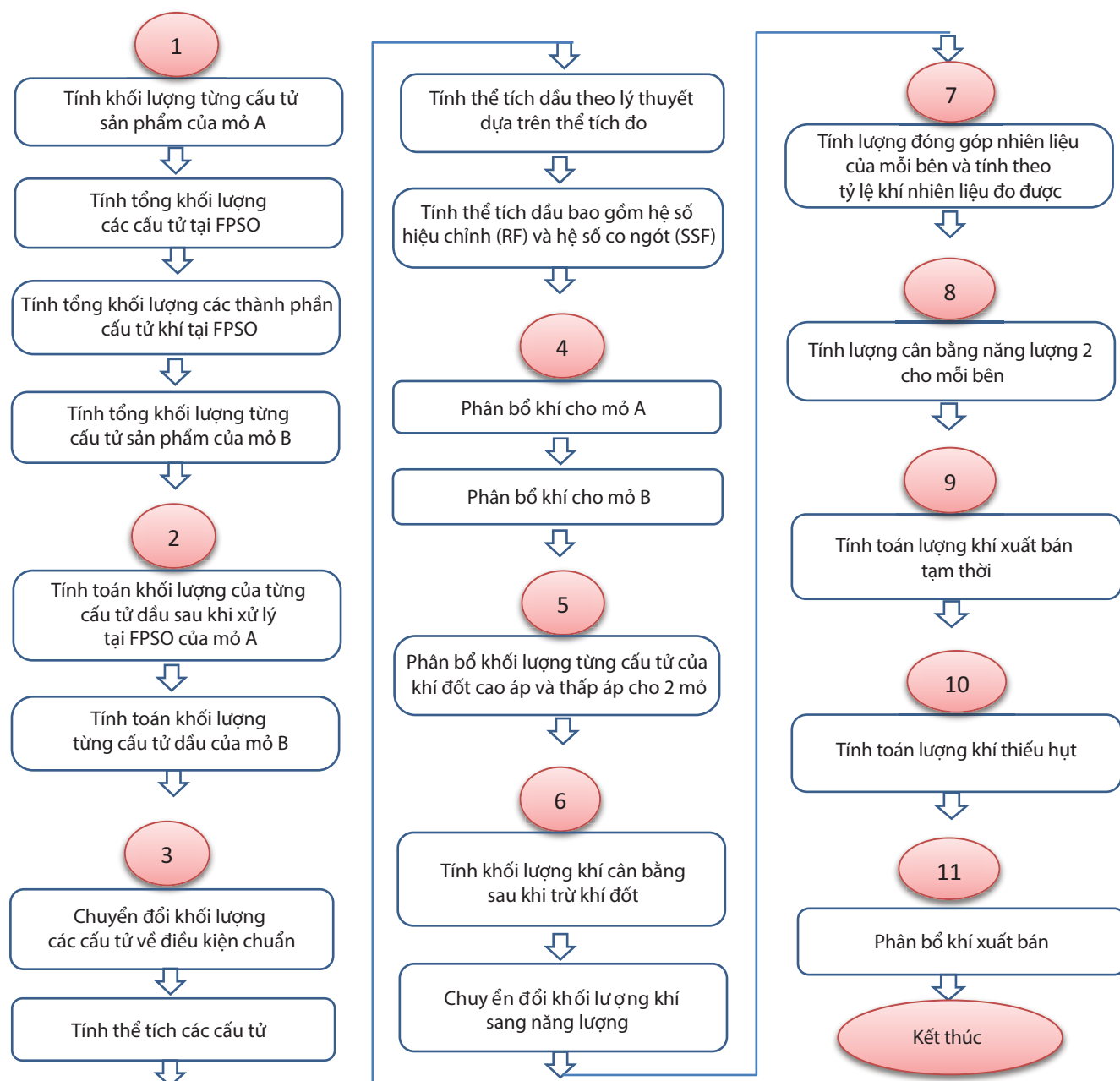
Ngày nhận bài: 19/1/2017. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 19/1 - 13/4/2017. Ngày bài báo được duyệt đăng: 29/8/2017.

cho các bên được thực hiện như Hình 2. Việc chuyển đổi về khối lượng của từng cấu tử dựa trên số liệu phân tích hoặc tổng hợp số liệu được thực hiện bởi các chuyên gia đo lường. Dầu sau khi xử lý chuyển về bể chứa sẽ xảy ra hiện tượng hao hụt do bay hơi khí từ dầu, do vậy cần tính toán hệ số co ngót, hệ số hiệu chỉnh khi thực hiện phân bổ cho các bên.

Mẫu dầu và khí ở mỏ A và FPSO sau khi xử lý được xác định tính chất theo từng tháng. Thành phần khí xuất bán được xác định hàng ngày bằng thiết bị sắc ký khí (chromatograph). Việc lấy mẫu khí nhiên liệu, khí đốt và khí gaslift sẽ được thực hiện khi cần thiết.

Quá trình phân bổ theo khối lượng từng cấu tử được thực hiện hàng ngày, dựa vào số liệu đo các dòng trên cụm giàn đầu giếng mỏ A và trên FPSO, bao gồm:

- Dầu thô, khí đồng hành và nước khai thác sau bình tách mỏ A;
- Khí gaslift, nước bơm ép tại cụm giàn đầu giếng mỏ A;
- Dầu thô sau khi được xử lý tại FPSO;
- Khí xuất bán, khí nhiên liệu, khí gaslift, khí đốt cao áp và thấp áp tại FPSO;
- Dầu trong bể chứa;



Hình 2. Sơ đồ trình tự thực hiện phân bổ sản phẩm

- Tổng nước khai thác và bơm ép ở FPSO.

Quá trình phân bổ được thực hiện lần lượt theo các bước tại Hình 2 [1].

2.1. Tổng hợp, phân tích dữ liệu (Bước 1)

Các số liệu đo hàng ngày được tổng hợp, phân tích và hiệu chỉnh khi cần thiết để hạn chế sai số trong đo đạc. Kết quả phân tích từ phòng thí nghiệm được chuyển đổi từ % mol sang % khối lượng, sau đó kết hợp với số liệu đo để tính toán khối lượng cấu tử phục vụ cho những tính toán tiếp theo. Tổng lượng sản phẩm khai thác của mỏ B theo từng cấu tử được tính từ tổng khối lượng các cấu tử dầu và khí tại FPSO trừ đi tổng khối lượng các cấu tử tại mỏ A.

Phân tích, thu thập dữ liệu hàng ngày		
Dầu tại mỏ A	Khí tại mỏ A	Thành phần dầu, khí tại hệ thống đo
Đo dòng dầu sau bình tách	Đo dòng khí khô sau bình tách và khí gaslift	Thành phần dầu, khí và gaslift được phân tích gần nhất
Thành phần dầu sau xử lý tại FPSO	Thành phần khí tại FPSO	Số liệu đo tại FPSO
Thành phần, tỷ trọng các cấu tử được phân tích gần nhất	Thành phần khí được xác định bằng phương pháp sắc ký hoặc từ kết quả phân tích gần nhất	Đo dòng dầu và khí hàng ngày sau khi xử lý

Các số liệu sau khi thu thập và xử lý sẽ đưa vào tính toán phân bổ lần lượt theo các bước và công thức sau [1]:

Bước 1a: Tính khối lượng từng cấu tử sản phẩm của mỏ A

$$\sum_{i=1}^n A_{(i)} = \sum_{i=1}^n (A_{Oil(i)} + A_{Gas(i)} - A_{Lift\ gas(i)})$$

Trong đó:

$A_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon dầu và khí của mỏ A;

$A_{Oil(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon dầu mỏ A;

$A_{Gas(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí mỏ A;

$A_{Lift\ gas(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí gaslift mỏ A;

i: Số thứ tự cấu tử hydrocarbon ($C_1, C_2, C_3 \dots C_n$);

n: Tổng số cấu tử hydrocarbon.

Bước 1b: Tính tổng khối lượng các cấu tử tại FPSO

$$\sum FPSO_{(i)} = \sum_{n=all}^{excl. lift\ gas} Stream_{n(i)}$$

Trong đó:

$FPSO_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon dầu và khí trên FPSO;

$Stream_{n(i)}$: Khối lượng cấu tử hydrocarbon dòng sản phẩm dầu và khí;

n: Số thứ tự dòng sản phẩm dầu, khí sau xử lý trên FPSO;

all: Số lượng dòng sản phẩm dầu, khí sau xử lý trên FPSO không bao gồm dòng khí gaslift;

excl.lift gas: Phép tính không bao gồm khí gaslift.

Bước 1c: Tính tổng khối lượng các thành phần cấu tử khí tại FPSO

$$\sum_{gas\ only} FPSO_{(i)} = \sum_{n=all\ gas\ streams}^{excl. lift\ gas} Stream_{n(i)}$$

Trong đó:

$FPSO_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí trên FPSO;

$Stream_{n(i)}$: Khối lượng cấu tử hydrocarbon dòng sản phẩm khí trên FPSO;

gas only: Chỉ tính toán đối với khí;

all gas streams: Tất cả các dòng khí sau xử lý trên FPSO;

excl.lift gas: Không tính dòng khí gaslift.

Bước 1d: Tính tổng khối lượng từng cấu tử sản phẩm của mỏ B

$$\sum_{0 \leq i \leq FPSO_{(i)}} B_{(i)} = \sum FPSO_{(i)} - \sum A_{(i)}$$

Trong đó:

$B_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon của mỏ B;

$FPSO_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon trên FPSO;

$A_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon của mỏ A;

$0 \leq i \leq FPSO_{(i)}$: Số lượng cấu tử hydrocarbon của mỏ B luôn nhỏ hơn hoặc bằng với số lượng cấu tử hydrocarbon xử lý trên FPSO.

2.2. Phân bổ dầu (Bước 2)

Việc phân bổ dầu trong bể chứa giữa 2 bên có tính đến lượng co ngót do thay đổi điều kiện nhiệt độ, áp suất. Lượng dầu sau đó của mỗi bên sẽ được xuất bán theo tỷ lệ thỏa thuận giữa 2 bên.

Bước 2a: Tính toán khối lượng của từng cấu tử dầu sau khi xử lý tại FPSO của mỏ A

$$A_{crudeoil(i)} = \min \left\{ Rundown Oil_{(i)} \mid \frac{\sum A_{(i)}}{\sum FPSO_{(i)}} Rundown Oil_{(i)} \right\}$$

Bước 2b: Tính toán khối lượng từng cấu tử dầu của mỏ B

$$B_{crudeoil(i)} = \min \left\{ Rundown Oil_{(i)} \mid \frac{\sum B_{(i)}}{\sum FPSO_{(i)}} Rundown Oil_{(i)} \right\}$$

Trong đó:

$A_{crudeoil(i)}$: Khối lượng của từng cấu tử hydrocarbon dầu phân bố mỏ A;

$B_{crudeoil(i)}$: Khối lượng của từng cấu tử hydrocarbon dầu phân bố mỏ B;

$Rundown oil_{(i)}$: Khối lượng của từng cấu tử hydrocarbon dầu sau khi xử lý tại FPSO của 2 mỏ;

$A_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon của mỏ A;

$B_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon của mỏ B;

$FPSO_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon trên FPSO.

2.3. Chuyển đổi khối lượng dầu được phân bố sang thể tích (Bước 3)

Khối lượng từng cấu tử sau khi phân bố ở bước 2 được chuyển đổi sang thể tích dựa vào tỷ trọng của các cấu tử và sự thay đổi thể tích tính toán đối với thể tích đo.

Bước 3a: Chuyển đổi khối lượng các cấu tử về điều kiện chuẩn

$$A_{prov. crude volume} = \sum \frac{A_{crudeoil(i)}}{component liquid density_{(i)}}$$

Bước 3b: Tính thể tích các cấu tử

$$B_{prov. crude volume} = \sum \frac{B_{crudeoil(i)}}{component liquid density_{(i)}}$$

Trong đó:

$A_{prov. crude volume}$: Thể tích các cấu tử hydrocarbon dầu của mỏ A;

$B_{prov. crude volume}$: Thể tích các cấu tử hydrocarbon dầu của mỏ B;

$A_{crudeoil(i)}$: Khối lượng của từng cấu tử hydrocarbon dầu phân bố mỏ A;

$B_{crudeoil(i)}$: Khối lượng của từng cấu tử hydrocarbon dầu phân bố mỏ B;

Component liquid density_(i): Tỷ trọng của từng cấu tử hydrocarbon.

Bước 3c: Tính thể tích dầu theo lý thuyết dựa trên thể tích đo

$$A_{Crude volume} = \sum \frac{A_{prov. crude volume}}{A+B_{prov. crude volume}} \times Rundown meter volume$$

Thực hiện các phép tính tương tự đối với thể tích dầu thuộc mỏ B.

Trong đó:

$A_{crude volume}$: Thể tích dầu mỏ A được tính dựa trên số liệu đo;

$A_{prov. crude volume}$: Thể tích các cấu tử hydrocarbon dầu của mỏ A theo lý thuyết;

$A + B_{prov. crude volume}$: Tổng thể tích các cấu tử hydrocarbon dầu của mỏ A và mỏ B theo lý thuyết;

$Rundown meter volume$: Tổng thể tích dầu sau xử lý được đo tại FPSO.

Bước 3d: Tính thể tích dầu bao gồm hệ số hiệu chỉnh (RF) và hệ số co ngót (SSF)

Thể tích dầu tính ở bước 3c được đưa về điều kiện tiêu chuẩn, nhưng chưa tính đến hệ số hiệu chỉnh và hệ số co ngót. Do vậy, phân bố thể tích dầu sẽ tính đến 2 hệ số này.

- Hệ số hiệu chỉnh (RF): Hệ số để hiệu chỉnh sai số đo.

- Hệ số co ngót (SSF): Sử dụng để tính lượng dầu trong bể chứa do thay đổi điều kiện nhiệt độ, áp suất.

Phương pháp chuyển đổi khối lượng dầu sang thể tích như sau:

- Tính chất của các cấu tử theo các tiêu chuẩn hiện hành (Bảng 1);

Bảng 1. Tính chất của các cấu tử điển hình

Thành phần Tính chất	n-Pentane	n-Hexane	n-Heptane	n-Octane	n-Nonane	C ₁₀ và C ₁₁	C ₁₂ - C ₁₄	C ₁₅ - C ₁₇	C ₁₈ - C ₂₀	C ₂₀ ⁺
Khối lượng (mol)	72,151	86,1779	100,205	114,232	128,259	138,858	172,517	214,187	264,632	461,988
Tỷ trọng lỏng (kg/m ³)	631,2	664	688,2	706,8	721,7	772,435	794,049	809,663	824,418	874,280
Tỷ trọng khí (kg/m ³)	3,2566	3,992	4,8938	6,024	7,6397	12,000	14,000	16,000	18,000	20,000
Nhiệt trị (MJ/m ³)	159,7179	194,4777	237,2151	290,8878	367,8635	500,000	560,000	600,000	630,000	650,000
Nhiệt trị (MJ/te)	49,045	48,7165	48,4729	48,2882	48,1515	41,667	40,000	37,500	35,000	32,500

Bảng 2. Chuyển đổi khối lượng các cấu tử sang thể tích

Thành phần Phân bố dầu	Tổng	n-Pentane	n-Hexane	n-Heptane	n-Octane	n-Nonane	C ₁₀ và C ₁₁	C ₁₂ - C ₁₄	C ₁₅ - C ₁₇	C ₁₈ - C ₂₀	C ₂₀ +
Dầu tại FPSO	1.348,7	10,2	18,8	24,3	36,5	33,7	91,0	108,4	106,7	86,5	794,9
Dầu phân bổ mỏ A (tấn)	986,7	7,8	13,0	14,9	22,7	22,5	76,2	85,1	77,4	60,2	576,4
Dầu phân bổ mỏ A (m ³ điều kiện tiêu chuẩn)	1.204,3	12,3	19,5	21,6	32,0	31,2	98,7	107,2	95,6	73,0	659,2
Dầu phân bổ mỏ B (tấn)	362,0	2,4	5,8	9,4	13,8	11,2	14,8	23,3	29,3	26,3	218,5
Dầu phân bổ mỏ B (m ³ điều kiện tiêu chuẩn)	440,6	3,9	8,8	13,7	19,6	15,5	19,1	29,4	36,1	31,9	249,9

Bảng 3. Hiệu chỉnh lượng dầu tính được theo lý thuyết với lượng dầu thực tế đo

Phân bố dầu	Đơn vị	Tấn	m ³ (điều kiện tiêu chuẩn)	Thùng	Tỷ trọng (kg/m ³)
Dầu sau xử lý tại FPSO		1.327,3	1.627,3	10.240,6	815,646
Dầu phân bổ mỏ A		971,1	1.191,4	7.497,6	815,055
Dầu phân bổ mỏ B		356,2	435,9	2.743,0	817,260

- Chuyển đổi khối lượng từng cấu tử sang thể tích, sau đó tính tổng thể tích chất dầu theo lý thuyết (Bảng 2);

- Hiệu chỉnh thể tích được tính toán với thể tích đo (Bảng 3).

2.4. Phân bổ khí (Bước 4)

Tương tự như cách phân bổ dầu ở bước 2, khối lượng khí của mỗi bên sẽ được tính trên tổng khối lượng khí nhưng không bao gồm khí gaslift.

Bước 4a: Phân bổ khí cho mỏ A

$$A_{prod.gas(i)} = \min \left\{ \sum_{gas\ only\ excl.\ lift} FPSO_{(i)} \mid \frac{\sum A_{(i)}}{\sum FPSO_{(i)}} \sum_{gas\ only\ excl.\ lift} FPSO_{(i)} \right\}$$

Bước 4b: Phân bổ khí cho mỏ B

$$B_{prod.gas(i)} = \min \left\{ \sum_{gas\ only\ excl.\ lift} FPSO_{(i)} \mid \frac{\sum B_{(i)}}{\sum FPSO_{(i)}} \sum_{gas\ only\ excl.\ lift} FPSO_{(i)} \right\}$$

Trong đó:

$A_{prod.gas(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí sản phẩm của mỏ A;

$B_{prod.gas(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí sản phẩm của mỏ B;

$A_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí của mỏ A;

$B_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí của mỏ B;

$FPSO_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí sau xử lý trên FPSO;

gas only: Chỉ tính toán với dòng khí sau xử lý;

excl.lift: Không tính dòng khí gaslift.

2.5. Tính khối lượng từng cấu tử của khí đốt (Bước 5)

Phân bổ khối lượng từng cấu tử của khí đốt cao áp và thấp áp cho 2 mỏ.

$$A_{FG_{(HP)(i)}} = \min \left\{ \sum_{gas\ only\ excl.\ lift} FPSO_{(i)} \mid \frac{\sum A_{prod.gas(i)}}{\sum_{gas\ only\ excl.\ lift} FPSO_{(i)}} * FG_{HP(i)} \right\}$$

$$A_{FG_{(LP)(i)}} = \min \left\{ \sum_{gas\ only\ excl.\ lift} FPSO_{(i)} \mid \frac{\sum A_{prod.gas(i)}}{\sum_{gas\ only\ excl.\ lift} FPSO_{(i)}} * FG_{LP(i)} \right\}$$

Sự phân bổ khí đốt của mỏ B cũng được tính tương tự mỏ A.

Trong đó:

$A_{FG_{HP(i)}}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon của khí đốt cao áp của mỏ A;

$A_{FG_{LP(i)}}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon của khí đốt thấp áp của mỏ A;

$A_{prod.gas(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí sản phẩm của mỏ A;

$B_{prod.gas(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí sản phẩm của mỏ B;

$FPSO_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí sau xử lý trên FPSO;

$FG_{HP(i)}$: Tổng khối lượng khí đốt cao áp của mỏ A và mỏ B;

$FG_{LP(i)}$: Tổng khối lượng khí đốt thấp áp của mỏ A và mỏ B.

2.6. Tính cân bằng năng lượng 1 (Bước 6)

Bước 6a: Tính khối lượng khí cân bằng sau khi trừ khí đốt

$$A \text{ gas balance } 1_{(i)} = A \text{ prod. gas mass}_{(i)} - A \sum FG_{HP(i)} + FG_{LP(i)}$$

$$B \text{ gas balance } 1_{(i)} = B \text{ prod. gas mass}_{(i)} - B \sum FG_{HP(i)} + FG_{LP(i)}$$

Bước 6b: Chuyển đổi khối lượng khí sang năng lượng

$$A \text{ gas balance } 1 \text{ energy} = \sum A_{\text{gas balance } 1_{(i)}} * \text{component GCV}$$

$$B \text{ gas balance } 1 \text{ energy} = \sum B_{\text{gas balance } 1_{(i)}} * \text{component GCV}$$

Trong đó:

GCV: Nhiệt trị của các cấu tử;

$A \text{ gas balance } 1_{(i)}$: Cân bằng khối lượng 1 của từng cấu tử hydrocarbon khí mỏ A;

$B \text{ gas balance } 1_{(i)}$: Cân bằng khối lượng 1 của từng cấu tử hydrocarbon khí mỏ B;

$A \text{ gas balance } 1 \text{ energy}$: Cân bằng năng lượng 1 của khí mỏ A;

$B \text{ gas balance } 1 \text{ energy}$: Cân bằng năng lượng 1 của khí mỏ B;

$FG_{HP(i)}$: Khối lượng khí đốt cao áp của từng mỏ;

$FG_{LP(i)}$: Khối lượng khí đốt thấp áp của từng mỏ.

$A \text{ prod gas mass}_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí của mỏ A sau khi được phân bổ;

$B \text{ prod gas mass}_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí của mỏ B sau khi được phân bổ;

Chuyển đổi khối lượng thành phần khí sang năng lượng dựa theo nhiệt trị của từng cấu tử (Bảng 4 và 5).

2.7. Phân bổ khí nhiên liệu (Bước 7)

Khí nhiên liệu được sử dụng trong các quá trình như gia nhiệt, xử lý khí, bơm ép (Hình 3).

Khí nhiên liệu được phân bổ theo phương pháp sau:

$$\begin{aligned} \text{Tính lượng khí nhiên liệu tiêu thụ theo lý thuyết} = & \text{Tổng} \\ & \text{khí khai thác} \times \text{GPFF} + (\text{Dầu khai thác} + \text{Nước khai thác}) \\ & \times \text{LPHFF} + \text{Dầu tại bể chứa} \times \text{CTHFF} + \text{Nước bơm ép} \times \\ & \text{WIFF} + \text{Dầu tại bể chứa} \times \text{MMLFF} \end{aligned}$$

Trong đó:

GPFF: Tỷ lệ khí nhiên liệu dùng trong quá trình xử lý khí;

LPHFF: Tỷ lệ khí nhiên liệu dùng trong quá trình gia nhiệt hệ thống xử lý chất lỏng;

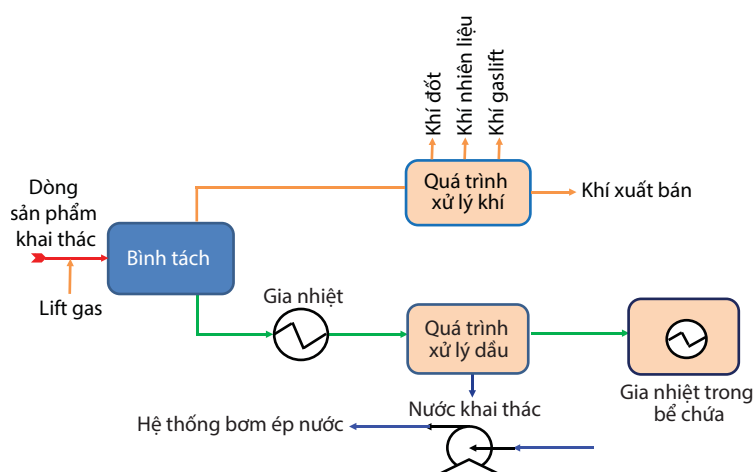
CTHFF: Tỷ lệ khí nhiên liệu dùng trong quá trình gia nhiệt bồn chứa;

Bảng 4. Nhiệt trị của các cấu tử khí

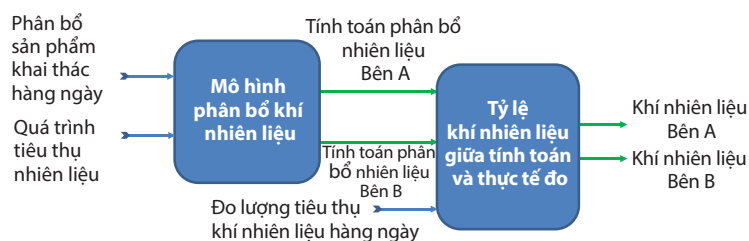
Thành phần Tính chất	Methane	Ethane	Propane	i-Butane	n-Butane	i-Pentane	n-Pentane	n-Hexane	n-Heptane	n-Octane
Nhiệt trị (MJ/te)	55,5731	51,9501	50,3685	49,388	49,546	48,9491	49,045	48,7165	48,4729	48,2882

Bảng 5. Chuyển đổi khối lượng các cấu tử khí sang năng lượng [2, 3]

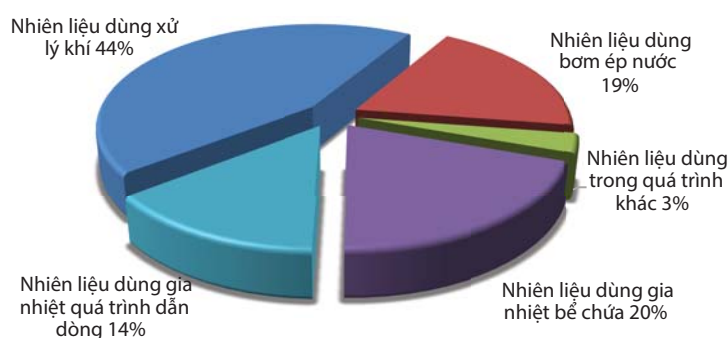
Thành phần Dầu phân bổ	Tổng (tấn)	Methane	Ethane	Propane	i-Butane	n-Butane	i-Pentane	n-Pentane	n-Hexane	n-Heptane	n-Octane
Tổng lượng khí tại FPSO (không gồm gaslift)	285,8	133,2	49,7	50,9	11,0	22,3	6,1	7,7	3,2	0,1	0,1
Khí phân bổ của mỏ A (tấn)	239,2	121,7	41,1	38,4	7,9	16,4	4,2	5,8	2,2	0,1	0
Khí phân bổ của mỏ A (m ³ điều kiện tiêu chuẩn)	245.587,2	179.022,4	32.075,0	20.220,5	3.104,3	6.433,9	1.306,0	1.791,3	551,5	18,1	5,9
Khí phân bổ của mỏ A (MJ)	12.642,9	6.764,2	2.137,2	1.934,1	389,3	812,0	205,8	286,1	107,2	4,3	1,7
Khí phân bổ của mỏ B (tấn)	46,6	11,5	8,5	12,5	3,1	5,9	1,9	1,8	1,0	0,1	0,0
Khí phân bổ của mỏ B (m ³ điều kiện tiêu chuẩn)	35.272,4	16.885,0	6.642,3	6.597,3	1.232,8	2.326,1	587,6	562,6	247,2	11,5	3,6
Khí phân bổ của mỏ B (MJ)	2.394,2	638,0	442,6	631,0	154,6	293,6	92,6	89,9	48,1	2,7	1,0



Hình 3. Quá trình sử dụng khí nhiên liệu



Hình 4. Phương pháp phân bổ khí nhiên liệu



Hình 5. Tỷ lệ sử dụng khí nhiên liệu trong các quá trình

WIFF: Tỷ lệ khí nhiên liệu dùng trong quá trình bơm ép nước;

MMLFF: Tỷ lệ khí nhiên liệu dùng trong quá trình khác.

Tỷ lệ khí nhiên liệu được sử dụng trong các quá trình (Hình 5):

Dựa trên số liệu khai thác có tính đến mức độ tiêu thụ khí của các quá trình để phân bổ năng lượng khí nhiên liệu hàng ngày cho mỗi bên (Hình 4 và 5). Sau đó, khí nhiên liệu sẽ được phân bổ theo tỷ lệ tiêu thụ khí thực tế được đo.

$$Fuel\ gas_A = \frac{Theoretical\ Fuel\ gas_A}{Theoretical\ Fuel\ gas_A + Theoretical\ Fuel\ gas_B} * Total\ Fuel_{energy}$$

$$Fuel\ gas_B = \frac{Theoretical\ Fuel\ gas_B}{Theoretical\ Fuel\ gas_A + Theoretical\ Fuel\ gas_B} * Total\ Fuel_{energy}$$

Trong đó:

Fuel gas_A: Năng lượng khí nhiên liệu phân bổ cho mỏ A;

Fuel gas_B: Năng lượng khí nhiên liệu phân bổ cho mỏ B;

Theoretical fuel gas_A: Năng lượng khí nhiên liệu phân bổ cho mỏ A theo lý thuyết;

Theoretical fuel gas_B: Năng lượng khí nhiên liệu phân bổ cho mỏ B theo lý thuyết;

Total fuel_{energy}: Tổng năng lượng khí nhiên liệu tiêu thụ thực tế được đo.

2.8. Tính toán cân bằng năng lượng 2 (Bước 8)

Cân bằng năng lượng cho mỗi bên sau khi trừ khí nhiên liệu được coi là cân bằng năng lượng 2 (Energy balance 2).

$$\begin{aligned} A\ energy\ balance\ 2 \\ &= A\ energy\ balance\ 1 - A\ fuel\ gas \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} B\ energy\ balance\ 2 \\ &= B\ energy\ balance\ 1 - B\ fuel\ gas \end{aligned}$$

Trong đó:

A energy balance 2: Cân bằng năng lượng 2 của mỏ A;

A energy balance 1: Cân bằng năng lượng 1 của mỏ A;

B energy balance 2: Cân bằng năng lượng 2 của mỏ B;

B energy balance 1: Cân bằng năng lượng 1 của mỏ B;

A fuel gas: Năng lượng khí nhiên liệu của mỏ A;

B fuel gas: Năng lượng khí nhiên liệu của mỏ B.

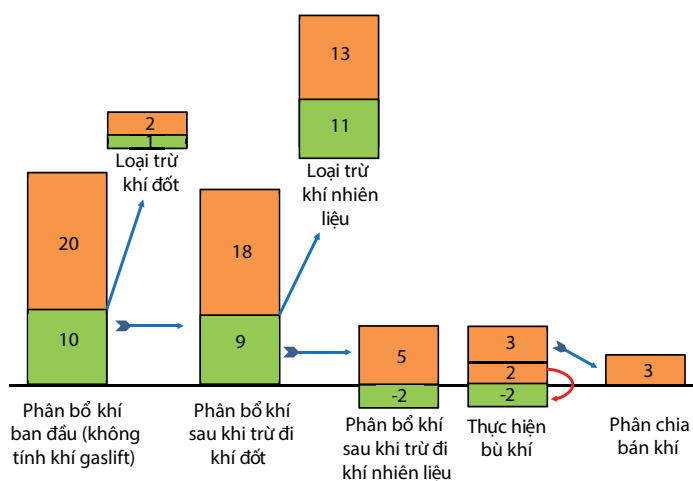
2.9. Phân bổ khí xuất bán (Bước 9, 10, 11)

Lượng khí xuất bán được đo và quy đổi sang năng lượng. Lượng khí đóng góp của mỗi bên trên tổng số khí xuất bán sẽ được xác định theo tỷ lệ trong cân bằng năng lượng 2 và số liệu thực tế đo. Trên cơ sở đó các bên sẽ được phân bổ lượng khí xuất bán tương ứng.

Lượng khí xuất bán phân bổ tạm thời cho các bên được xác định bằng tổng lượng khí sản phẩm ban đầu ở FPSO (không bao gồm lift gas) trừ lượng khí đốt và khí nhiên liệu được phân bổ ở bước 5 và 8.

Bước 9: Tính toán lượng khí xuất bán tạm thời

Xác định tỷ lệ cân bằng năng lượng 2 cho mỗi bên đối với năng lượng khí xuất bán đo được, sau đó được chuyển về thể tích và khối lượng.



Hình 6. Phương pháp phân bổ khí xuất bán

Bước 10: Lượng khí thiếu hụt

Nếu lượng khí xuất bán phân bổ bị âm coi như là lượng khí bị thiếu hụt.

Bước 11: Phân bổ khí xuất bán

Nếu lượng khí phân bổ bị âm ở bước 10 thì coi bằng 0 và sẽ được bù lại bằng lượng khí của bên còn lại (Hình 6).

3. Kết luận

Phương pháp phân bổ sản phẩm đã giải quyết được vấn đề phức tạp trong việc kết nối các mỏ cận biên sau khi đưa các mỏ này vào khai thác. Phương pháp phân bổ sản phẩm dựa trên thành phần khối lượng cấu tử có ưu điểm là độ chính xác cao và đã được kiểm định qua thực tế áp dụng tại một số mỏ

tại Việt Nam cũng như nhiều mỏ trên thế giới; dữ liệu đo được thu thập tự động, quy trình phân tích mẫu được thực hiện theo các tiêu chuẩn quốc tế; quy trình phân bổ chi tiết, rõ ràng, dễ dàng phát hiện và khắc phục các sự cố phát sinh (nếu có). Phương pháp này sử dụng máy móc, trang thiết bị hiện đại nhằm đưa ra các số liệu đo đạc, phân tích và xử lý có độ chính xác cao; việc thực hiện quá trình phân bổ, thu thập dữ liệu, phân tích thành phần dầu và khí đòi hỏi sự cẩn thận và chính xác trong từng bước thực hiện.

Với điều kiện về thiết bị máy móc và nguồn nhân lực hiện nay, phương pháp phân bổ sản phẩm cho các mỏ dầu khí dựa trên thành phần khối lượng cấu tử hoàn toàn có thể được ứng dụng rộng rãi cho các mỏ dầu khí ở Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

1. Emerson Process Management Ltd. *Allocation manual*. 2014.
2. International Standard. *Natural gas - Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition*. ISO 6976:2016. www.iso.org.
3. K.E.Starling, J.L.Savidge. *Compressibility factors for natural gas and other related hydrocarbon gases*. American Gas Association. 1992.

Production allocation for tie-in oil and gas fields by mass balance of hydrocarbon components

Vu Manh Hao, Le Quoc Trung, Tran Nguyen Long, Le Vu Quan
Ha Thu Huong, Doan Thanh Dat, Le Thi Thu Huong, Pham Hong Trang
Vietnam Petroleum Institute
Email: haovm@vpi.pvn.vn

Summary

Separate production development of small and marginal oil and gas fields will not produce economic efficiency due to huge investment expenditures whereas their recoverable reserve is small. As a result, the most feasible option for development of these fields is to tie in with adjacent fields and share equipment systems and available facilities.

Current production allocation methods are mainly based on mass and energy balance, peak height ratios for oil allocation or stable isotope ratios for gas allocation, among which the mass balance of hydrocarbon components is a highly accurate and popular method in the world. This paper presents the principle of oil and gas production allocation using the method of mass balance of hydrocarbon components in case of tie-in oil and gas fields.

Key words: Small field, marginal field, production allocation, oil allocation, gas allocation, tie in, mass balance.

ĐÁNH GIÁ CÔNG TÁC BẢO DƯỠNG SỬA CHỮA CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN KHÍ VÀ MỘT SỐ BÀI HỌC KINH NGHIỆM

Võ Hồng Thái¹, Cao Thị Thu Hằng¹, Mã Ngọc Kỳ²

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Điện lực Dầu khí

Email: thaivh@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Hiện nay, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) đang dẫn đầu cả nước trong lĩnh vực đầu tư và sản xuất điện khí với 4 nhà máy điện khí đang hoạt động gồm: Cà Mau 1, Cà Mau 2, Nhơn Trạch 1, Nhơn Trạch 2. Các nhà máy này đã được đưa vào vận hành thương mại trên 5 năm, được bảo dưỡng sửa chữa thường xuyên và định kỳ theo đúng kế hoạch, đảm bảo vận hành an toàn, ổn định. Bài báo đánh giá thực trạng mô hình, công tác thực hiện bảo dưỡng sửa chữa, so sánh một số loại hợp đồng bảo dưỡng sửa chữa của các nhà máy điện khí, từ đó rút ra một số bài học kinh nghiệm trong công tác bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy điện khí của PVN.

Từ khóa: Nhà máy điện khí, bảo dưỡng sửa chữa, LTSA, LTPA, LTMA, Shopping list.

1. Giới thiệu

Công tác bảo dưỡng sửa chữa nhà máy điện khí gồm: bảo dưỡng sửa chữa thường xuyên trong suốt quá trình vận hành liên tục; bảo dưỡng sửa chữa định kỳ (tiểu tu, trung tu, đại tu) sau từng giai đoạn thời gian vận hành thiết bị; bảo dưỡng sửa chữa sự cố đột xuất, có tính chất cục bộ ở các bộ phận thiết bị hư hỏng.

Bảo dưỡng sửa chữa thường xuyên là thực hiện các công tác bảo dưỡng, duy tu nhỏ để duy trì hoặc đưa các thiết bị/hệ thống thiết bị/tổ máy trở lại vận hành an toàn, ổn định đáp ứng những thông số kỹ thuật theo yêu cầu trong tài liệu vận hành và bảo dưỡng (O&M) của nhà cung cấp thiết bị gốc (OEM). Thực hiện công tác sửa chữa có thể trong thời gian ngắn (trong ngày hoặc vài ngày) để thay thế, sửa chữa, vệ sinh những vật tư thiết bị tiêu hao như: thay thế, vệ sinh các loại lọc dầu, lọc khí, lọc gió, châm dầu, châm nhớt, thay thế gasket...

Bảo dưỡng sửa chữa định kỳ được thực hiện trong các khoảng thời gian xác định, không nhất thiết lúc đó thiết bị có gặp sự cố hay không. Bảo dưỡng sửa chữa định kỳ thực hiện trong điều kiện ngừng máy, nhằm bảo đảm trong thời gian vận hành tiếp theo thiết bị không bị hư hỏng, sự cố giữa chừng, phải ngừng máy ngoài ý định. Do tính chất phòng ngừa sự cố nên loại hình sửa chữa này còn được phân loại (theo tính chất) thuộc loại hình bảo dưỡng sửa chữa phòng ngừa (khác với loại hình bảo dưỡng sửa chữa khắc phục sự cố). Tùy thuộc vào nội dung, khối lượng công việc, bảo dưỡng sửa chữa định kỳ được phân làm 3 loại: tiểu tu, trung tu và đại tu [1].

Tiểu tu (minor inspection) là sửa chữa định kỳ ở mức độ nhỏ cho các thiết bị hoặc hệ thống hoặc tổ máy/nhà máy như: thay thế, sửa chữa, căn chỉnh, vệ sinh, châm dầu mỡ, soi cánh turbine, soi cánh máy nén gió chính... phù hợp với hướng dẫn trong tài liệu O&M của OEM. Tiểu tu thường phụ thuộc vào các ghi chép theo dõi tình trạng thiết bị, các phát hiện bộ phận thiết bị hao mòn, hư hỏng trong quá trình vận hành. Tiểu tu nhằm tránh cho thiết bị hư hỏng nặng hơn, tránh các sự cố dẫn đến tăng thời gian ngừng vận hành, hoặc sự cố thiết bị lớn, nguy cơ gây mất an toàn cho thiết bị và con người trong quá trình vận hành. Do vậy, khối lượng tiểu tu thường nhỏ, thời gian thực hiện ngắn (so với trung tu và đại tu) và có thể tiến hành trong điều kiện ngừng hoặc không ngừng thiết bị (phụ thuộc vào nội dung công việc tiểu tu) [1].

Trung tu (hot gas path inspection) thường được tiến hành giữa 2 kỳ đại tu, trong điều kiện ngừng thiết bị. Đối với nhà máy điện khí, trung tu là sửa chữa định kỳ để duy trì hoạt động của các hệ thống thiết bị có chu kỳ sửa chữa ngắn hơn đại tu như: cánh động (blade), cánh tĩnh (vane) của turbine khí, buồng đốt (combustion), turbine hơi, máy phát, máy biến áp, lò thu hồi nhiệt, hệ thống thiết bị phụ, hệ thống trạm 220kV... Mức độ sửa chữa là tháo lắp, thay thế, phục hồi, kiểm tra, đánh giá, cân bằng tĩnh, cân bằng động... các thiết bị hệ thống trên, phù hợp với hướng dẫn trong tài liệu O&M của OEM [1].

Đại tu (major inspection): Khối lượng bảo dưỡng sửa chữa thiết bị trong một lần đại tu thường rất lớn. Đối với các thiết bị chính của nhà máy điện khí, chu kỳ đại tu thường được tính theo số giờ vận hành tương đương -

EOH (khoảng 4 - 5 năm vận hành), tùy theo chất lượng dịch vụ vận hành và bảo dưỡng sửa chữa thiết bị. Các hạng mục công việc khi đại tu nhà máy điện khí gồm: tháo mở kiểm tra, đánh giá tình trạng kỹ thuật, vệ sinh, bảo dưỡng, sửa chữa, thay mới, cải tiến, nâng cấp, nhằm phục hồi chức năng và chất lượng làm việc của hệ thống thiết bị hoặc hạng mục công trình [1].

Ngoài ra, còn có hình thức sửa chữa sự cố (unscheduled maintenance) là thực hiện các công tác sửa chữa ngoài kế hoạch, ngoài dự kiến, không thuộc khối lượng sửa chữa thường xuyên và sửa chữa định kỳ trên thiết bị hoặc trên hệ thống thiết bị sau khi có sự cố, bất thường gây hư hỏng cho thiết bị/hệ thống thiết bị hoặc toàn nhà máy ở mức độ không thể tiếp tục vận hành được. Đặc điểm của loại hình sửa chữa sự cố là khối lượng lớn, phải tiến hành gấp rút, trong điều kiện xảy ra bất thường nên thời gian dành cho công tác chuẩn bị, cung cấp vật tư, đáp ứng nguồn nhân lực rất ít.

2. Mô hình và tổ chức thực hiện bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy điện khí

2.1. Một số mô hình bảo dưỡng sửa chữa

Có 2 loại mô hình bảo dưỡng sửa chữa cơ bản cho các nhà máy nhiệt điện nói chung và nhà máy điện khí nói riêng là mô hình bảo dưỡng sửa chữa độc lập (mô hình phân tán) và mô hình bảo dưỡng sửa chữa tập trung (mô hình trung tâm).

2.1.1. Mô hình bảo dưỡng sửa chữa độc lập

Bộ phận bảo dưỡng sửa chữa được đặt tại từng nhà máy điện hay từng trung tâm điện lực. Mô hình này có ưu điểm là nhân sự làm công tác bảo dưỡng sửa chữa bám sát quá trình sản xuất, hiểu rõ tính năng của thiết bị, có thể sửa chữa kịp thời các hư hỏng được phát hiện.

Mô hình này tiếp nhận và quản lý vật tư, phụ tùng, phụ kiện, thiết bị máy móc phục vụ bảo dưỡng sửa chữa là các hạng mục vật tư thiết bị dự trữ đi kèm theo thiết bị và dây chuyền lắp đặt do nhà thầu, nhà chế tạo cung cấp. Tại mỗi nhà máy điện vẫn phải duy trì lực lượng bảo dưỡng sửa chữa (lớn hay nhỏ) để đáp ứng kịp thời công việc bảo dưỡng sửa chữa cần thiết đột xuất, cũng như bảo dưỡng sửa chữa nhỏ.

Trong quá trình sản xuất, nhu cầu sửa chữa lớn tăng dần, số lần trung tu tăng lên, mô hình này sẽ không đáp ứng được nhu cầu bảo dưỡng sửa chữa của nhà máy điện.

2.1.2. Mô hình bảo dưỡng sửa chữa tập trung (mô hình trung tâm)

Mô hình này có thể đảm nhiệm bảo dưỡng sửa chữa đồng thời cho nhiều nhà máy điện, quy mô trên toàn quốc hay khu vực và các cơ sở lớn, chuyên nghiệp, có thể đáp ứng cả khâu sản xuất phụ tùng, phụ kiện thay thế, kiểm tra, thử nghiệm đánh giá chất lượng còn lại của các phụ tùng, phụ kiện, vật liệu. Một đơn vị/công ty độc lập với nhà máy điện, có thể đặt (hoặc không) trong khuôn viên của nhà máy điện, đảm nhiệm công tác bảo dưỡng sửa chữa cho nhà máy điện và có thể có các hoạt động sản xuất kinh doanh khác.

Tùy theo quy mô và hình thức tổ chức, mô hình này còn có tên gọi khác như trung tâm bảo dưỡng sửa chữa chuyên nghiệp, công ty, xí nghiệp bảo dưỡng sửa chữa... Đây là mô hình bảo dưỡng sửa chữa có tính chuyên nghiệp cao về cả nhân lực (công nhân, kỹ thuật lành nghề, lực lượng bảo dưỡng có chuyên môn và kinh nghiệm), có đầy đủ máy móc và phương tiện vật tư, phụ tùng, phụ kiện để triển khai công tác bảo dưỡng sửa chữa, có thể tự chế tạo, sản xuất một số vật tư phụ tùng thay thế. Các ưu khuyết điểm của mô hình bảo dưỡng sửa chữa tập trung cũng tương tự như mô hình bảo dưỡng sửa chữa độc lập nhưng ở mức độ cao hơn. Với các ưu điểm về hiệu suất phục vụ, năng suất lao động, giảm được tỷ trọng đầu tư nguồn lực, chuyên môn hóa và có điều kiện nâng cao trình độ, năng lực nên mô hình tổ chức bảo dưỡng sửa chữa tập trung đang được áp dụng phổ biến trong khu vực và trên thế giới. Ở Việt Nam, Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cũng áp dụng mô hình này dưới hình thức các công ty cổ phần hoặc các trung tâm dịch vụ bảo dưỡng sửa chữa chuyên nghiệp (EVNNPS, EVNEPS, PVPS), đáp ứng các nhu cầu về bảo dưỡng sửa chữa của các công ty phát điện và mở rộng dịch vụ cho các cơ sở sản xuất công nghiệp khác.

2.2. Phương thức tổ chức thực hiện bảo dưỡng sửa chữa

Các nhà máy điện khí cần xác định phương thức thực hiện bảo dưỡng ngay từ giai đoạn lập kế hoạch xây dựng, xem xét tự thực hiện hoặc ký hợp đồng bảo dưỡng với nhà cung cấp thiết bị gốc hoặc với nhà thầu bảo dưỡng chuyên nghiệp.

Tự thực hiện có thể chỉ ở cấp độ thấp (bảo dưỡng thường xuyên, bảo dưỡng hàng ngày) hoặc đến cấp độ cao như tiểu tu hoặc trung tu. Để thực hiện cấp độ bảo dưỡng cao như trung tu, đại tu, nhà máy phải có đội ngũ bảo dưỡng sửa chữa ở các chuyên ngành như: cơ khí, điện, đo lường/điều khiển, đầu tư lớn cho nhà xưởng và thiết bị. Đây là mô

hình cũ, hay sử dụng ở các nhà máy điện thời kỳ đầu của EVN. Nhược điểm của mô hình tự thực hiện là lực lượng bảo dưỡng biên chế lớn, đầu tư nhiều trang thiết bị chuyên dụng nhưng chỉ được sử dụng vào các đợt khắc phục sự cố lớn hoặc trung tu (2 - 3 năm/lần), đại tu (4 - 5 năm/lần) trong thời gian không quá vài tháng, thời gian còn lại không thường xuyên được sử dụng nên rất lãng phí [1].

Ký hợp đồng bảo dưỡng với OEM áp dụng đối với các thiết bị riêng biệt, có lợi thế là nhà sản xuất hiểu rõ về thiết bị và chủ động được vật tư/phụ tùng thay thế nên công việc bảo dưỡng sửa chữa rất thuận tiện, đạt chất lượng cao. Chủ nhà máy cũng có thể hưởng lợi đối với tiến bộ kỹ thuật cải tiến mà nhà cung cấp thiết bị gốc phát triển được sau khi bán hàng. Nhà cung cấp thiết bị có thể thực hiện công tác bảo dưỡng sửa chữa thiết bị tại nhà máy điện, hoặc thiết bị được gửi đến nhà máy chế tạo của OEM để sửa chữa, đảm bảo chất lượng sửa chữa tốt hơn, nhưng cần nhiều thời gian và chi phí lớn hơn (chủ yếu do chi phí vận chuyển và chi phí chuyên gia) [1].

Ký hợp đồng với nhà thầu bảo dưỡng chuyên nghiệp theo một số hình thức hợp đồng được áp dụng như hình thức hợp đồng bảo dưỡng theo gói hoặc hình thức hợp đồng bảo dưỡng gắn với kết quả vận hành và hình thức hợp đồng vận hành và bảo dưỡng (O&M) [1].

2.3. Hợp đồng bảo dưỡng sửa chữa với nhà cung cấp thiết bị gốc

Đặc thù công nghệ của các nhà máy điện khí thường chỉ gắn liền với một hãng công nghệ (khác với nhà máy nhiệt điện than). Do đó, dù là chọn phương thức nào (tự thực hiện, thuê đơn vị ngoài, hay ký hợp đồng trực tiếp với OEM) thì đơn vị phụ trách công tác bảo dưỡng sửa chữa cũng phải phụ thuộc OEM để mua vật tư, thiết bị thay thế... thông qua các hợp đồng.

Các hãng đều đưa ra các hợp đồng cung cấp dịch vụ phục vụ công tác bảo dưỡng sửa chữa theo dạng hợp đồng dài hạn Long Term Service Agreements - LTSA hay Long Term Maintenance Agreements - LTMA. Theo hợp đồng, chu kỳ thực hiện bảo dưỡng sửa chữa sẽ phụ thuộc vào số giờ vận hành tương đương (EOH).

Hiện tại có 2 hình thức hợp đồng bảo dưỡng sửa chữa cho các thiết bị chính turbine khí/turbine hơi/máy phát (GT/ST/GE) đang áp dụng cho các nhà máy điện khí của PVN là: hợp đồng LTMA ký với nhà thầu phụ OEM Siemens (áp dụng cho Nhà máy Điện Cà Mau 1&2, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2) và hợp đồng Shopping list ký với nhà thầu phụ OEM là Alstom (áp dụng cho Nhà máy điện Nhơn Trạch 1).

- Đối với hợp đồng LTMA chỉ áp dụng cho các thiết bị chính (GT/ST/GE)

Hợp đồng ký kết giữa Công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Điện lực Dầu khí (PVPS) với PV Power và PVPower NT2 là hợp đồng bảo dưỡng dài hạn với thời gian thực hiện là 100.000 giờ EOH đầu tiên [4]. Hợp đồng ký kết giữa PVPS và Siemens về turbine khí, turbine hơi và máy phát theo hình thức bảo dưỡng dài hạn (LTMA) với thời gian thực hiện là 100.000 giờ EOH [2, 3].

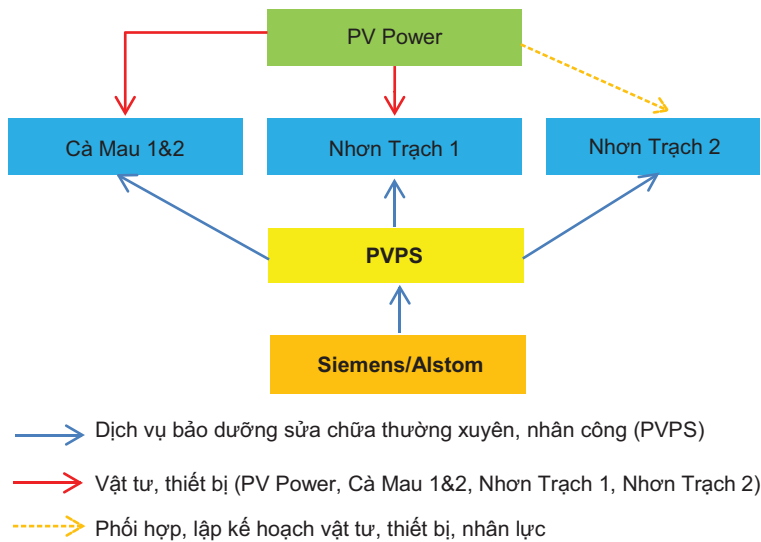
Trách nhiệm của các bên trong hợp đồng: chủ đầu tư/nhà thầu chính chịu trách nhiệm làm thủ tục thông quan vật tư, cung cấp hậu cần như điện, nước, xử lý chất thải, các công cụ, dụng cụ chuyên dùng theo hợp đồng EPC, công tác bảo dưỡng thường xuyên, xử lý bất thường; nhà thầu phụ OEM chịu trách nhiệm cung cấp vật tư, nhân công và các dụng cụ khác (ngoài thiết bị chuyên dùng do chủ đầu tư cấp) bảo đảm công tác sửa chữa thiết bị chính GT/ST/GE trong các lần sửa chữa lớn.

Bảng 1. Bảng phân chia trách nhiệm trong hợp đồng LTMA [2, 3]

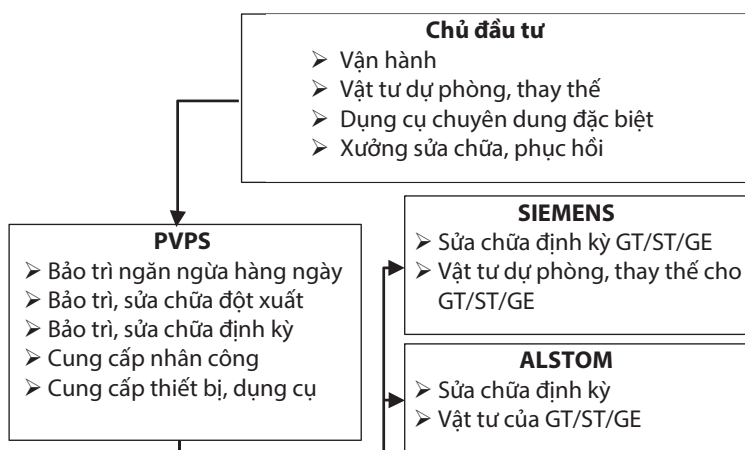
Trách nhiệm các bên liên quan	Vật tư chính (program part) và vật tư lắp ráp trong quá trình bảo dưỡng sửa chữa	Nhà xưởng, phương tiện bảo vệ, hướng dẫn an toàn	Công cụ dụng cụ EPC (công cụ, dụng cụ chuyên dùng), nhân công
PV Power	Quản lý kho	Cấp nước dịch vụ, chỗ đựng chất thải, bảo vệ công trường, hướng dẫn an toàn	Bảo quản thiết bị, giám sát an toàn, cô lập cách ly thiết bị
PVPS	Thông quan	Bảo dưỡng nhà xưởng, bảo dưỡng cầu trục. Cung cấp nhân công vận hành thiết bị chuyên dùng (cầu trục), nhà vệ sinh, lán trại...	Bảo dưỡng thiết bị nâng, cung cấp nhân công vận hành xe nâng
Siemens	Các vật tư đường khí nóng (hot gas path) như: cánh tĩnh, cánh động, gạch buống đốt... và vật liệu phụ cho lắp ráp sửa chữa (miscellaneous hardware)	Cung cấp nhân công vận hành thiết bị chuyên dùng (cầu trục), nhà vệ sinh, lán trại...	Sử dụng và bảo quản trong quá trình sử dụng, cung cấp nhân công thực hiện công việc

Bảng 2. Bảng phân chia trách nhiệm theo hợp đồng shopping list [1]

Trách nhiệm các bên liên quan	Vật tư chính và vật tư lắp ráp trong quá trình bảo dưỡng sửa chữa	Nhà xưởng, phương tiện bảo vệ, hướng dẫn an toàn	Công cụ dụng cụ EPC (công cụ, dụng cụ chuyên dùng), nhân công
PV Power	Mua sắm và quản lý kho vật tư	Cấp nước dịch vụ, chỗ đựng chất thải, bảo vệ công trường, hướng dẫn an toàn trong nhà máy	Bảo quản công cụ, dụng cụ, thiết bị chuyên dùng theo EPC, cô lập cách ly thiết bị, thuê công cụ, dụng cụ đặc biệt
PVPS	Lập danh mục đề xuất dựa trên khuyến cáo của OEM và tồn kho	Bảo dưỡng nhà xưởng, bảo dưỡng cầu trục. Cung cấp nhân công vận hành thiết bị chuyên dùng (cầu trục), nhà vệ sinh, lán trại...	Bảo dưỡng thiết bị nâng, cung cấp nhân công bảo dưỡng, các công cụ, dụng cụ thông thường
Alstom	Cung cấp vật tư chính và vật tư lắp ráp	-	Cung cấp công cụ, dụng cụ chuyên dùng, chuyên gia, khuyến cáo vật tư



Hình 1. Mô hình bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy điện khí của PVN [5, 6]



Hình 2. Vai trò các bên trong mô hình bảo dưỡng sửa chữa nhà máy điện khí [5, 6]

Ngoài ra, nhà thầu cung cấp thêm dịch vụ giám sát trực tuyến (Win_TS), dịch vụ kỹ sư thường trú... Nhà thầu hỗ trợ, tư vấn kỹ thuật các vấn đề liên quan đến công tác bảo dưỡng giúp nâng cao độ khả dụng của nhà máy, tư vấn kỹ thuật về công tác chuẩn bị tiểu tu, trung tu và đại tu cho chủ đầu tư, đưa ra các báo cáo về hoạt

động hỗ trợ, tư vấn và khuyến cáo về kỹ thuật cho chủ đầu tư.

- Đối với hợp đồng bảo dưỡng Shopping list

Hợp đồng ký kết giữa PVPS và PV Power bảo dưỡng dài hạn cho Nhà máy điện Nhơn Trạch 1. Thời gian thực hiện bảo dưỡng sửa chữa cho nhà máy là 108.000 giờ EOH đầu tiên. Hợp đồng ký kết giữa PVPS và Alstom theo hình thức bảo dưỡng dài hạn chia làm 2 phần gồm: LTSA (cung cấp dịch vụ chuyên gia cho công tháo lắp, cân chỉnh và đánh giá phần thiết bị turbine khí, turbine hơi & máy phát trong công tác sửa chữa lớn) và LTPA (cung cấp vật tư dài hạn cho các thiết bị chính GT/ST/GE).

Theo hợp đồng LTMA cho các nhà máy điện (Cà Mau 1&2 và Nhơn Trạch 2), Siemens có trách nhiệm bảo hành các vật tư được lắp ráp sửa chữa, các dịch vụ cung cấp, độ tin cậy, độ khả dụng của nhà máy, thời gian ngừng máy bảo dưỡng định kỳ và độ suy giảm công suất sau mỗi lần bảo dưỡng định kỳ. Đây là hợp đồng trọn gói theo phạm vi hoạt động bảo dưỡng sửa chữa thiết bị, do vậy để giảm chi phí trong các kỳ sửa chữa lớn, chủ đầu tư cần phải đàm phán lại hợp đồng và cắt giảm phạm vi công việc trong hợp đồng LTMA. Toàn bộ công việc Siemens phụ trách nên việc tiếp cận công nghệ và phương pháp sửa chữa gặp nhiều khó khăn, công tác nội địa hóa vật tư và nhân công khó thực hiện được (đây là hợp đồng trọn gói) và rất khó tối ưu hóa kho vật tư của các nhà máy có công nghệ tương tự vì giới hạn trách nhiệm trong phạm vi hợp đồng cũng như phát

sinh trong sửa chữa lớn không kiểm soát và có thể tăng cao [2, 4].

Hợp đồng shopping list cho Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 được chia ra làm 2 phần LTSA - LTPA. Alstom có trách nhiệm bảo hành cho các vật tư thiết bị cung cấp (GT Nobles Parts) và các vật tư lắp đặt (Installation material). Theo hình thức hợp đồng này, các dịch vụ bảo hành không phụ thuộc OEM. Để giảm chi phí trong các kỳ sửa chữa lớn, PV Power/PVPS tự đánh giá, xem xét năng lực của PVPS và phạm vi công việc thực tế để lựa chọn thuê các chuyên gia phù hợp và hợp lý. Có thể tối ưu hóa kho vật tư bảo đảm số lượng tồn kho vật tư, nâng cao vai trò và năng lực của nhân sự PVPS tham gia công tác sửa chữa lớn, học tập và dẫn thay thế chuyên gia trong công tác sửa chữa và hiệu chỉnh thiết bị, kiểm soát được chi phí phát sinh trong quá trình thực hiện công tác sửa chữa lớn. Tuy nhiên, do ràng buộc của hợp đồng và hạn chế tiếp cận công nghệ trong quá trình thực hiện như số lượng vật tư phục hồi được sau thời gian vận hành để tái sử dụng không kiểm soát được, do nhà thầu OEM đánh giá khả năng phục hồi của chi tiết thấp, dẫn đến phải mua mới thay thế thiết bị làm chi phí sửa chữa tăng cao. Nhà thầu không bảo hành về thời gian dừng máy sửa chữa cũng như chất lượng dịch vụ do không cung cấp dịch vụ trọn gói. Thời gian dừng máy sửa chữa định kỳ sẽ kéo dài hơn kế hoạch nếu có phát sinh lớn ngoài tầm kiểm soát cũng như năng lực hạn chế của PV Power/PVPS [3].

3. Đánh giá công tác bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy điện khí của PVN

Các nhà máy điện khí của PVN đều sử dụng mô hình bảo dưỡng sửa chữa tập trung (nửa phân tán), thông qua ký hợp đồng bảo dưỡng sửa chữa dài hạn với PVPS (Hình 1). Vai trò của các bên được thể hiện như Hình 2.

PV Power và các đơn vị thành viên đảm nhiệm công tác quản lý vận hành các thiết bị, hệ thống của các nhà máy điện khí, cung cấp vật tư tiêu hao, chiến lược và các thiết bị dự phòng phục vụ cho công tác bảo dưỡng sửa chữa và quản lý, giám sát, nghiệm thu kết quả thực hiện của PVPS.

PVPS là nhà thầu chính cung cấp các dịch vụ bảo dưỡng sửa chữa, đảm nhiệm công tác bảo dưỡng sửa chữa cho các nhà máy điện khí dưới sự giám sát của PV Power. Công tác bảo dưỡng sửa chữa gồm: sửa chữa thường xuyên, sửa chữa định kỳ, xử lý sự cố và bảo dưỡng chẩn đoán. Đối với công tác bảo dưỡng sửa chữa thường xuyên, PVPS thực hiện bảo dưỡng hàng ngày theo kế

hoạch đã được thống nhất giữa PVPS và PV Power, các nhà máy điện khí. Ngoài ra, PVPS thực hiện công tác sửa chữa đột xuất, ngoài kế hoạch. Đối với công tác sửa chữa định kỳ, PVPS thực hiện công tác bảo dưỡng theo kế hoạch đã được dự kiến theo khuyến cáo của OEM. Các kỳ tiểu tu, trung tu, đại tu các nhà máy điện khí, các phần việc thuộc khối thiết bị chính turbine khí (GT), turbine hơi (ST) và máy phát (Generator) sẽ thuê các nhà thầu OEM thực hiện, còn lại sẽ do PVPS đảm nhiệm như toàn bộ hệ thống BOP của nhà máy, hệ thống sân trạm phân phối 220kV.

3.1. Đánh giá mô hình bảo dưỡng sửa chữa

Đối với các nhà máy điện khí, lựa chọn mô hình bảo dưỡng sửa chữa tập trung, đồng thời lựa chọn phương thức ký hợp đồng với công ty chuyên nghiệp là PVPS giúp các đơn vị chủ động lập kế hoạch, tổ chức thực hiện kế hoạch, các loại hình sửa chữa được phát huy cao, sát tình hình thực tế của từng nhà máy.

Đối với PVPS, việc tập trung các nguồn lực về nhân sự, công cụ, dụng cụ bảo dưỡng sửa chữa về một mối (hoặc tối thiểu là tập trung nhân lực thiết bị phục vụ sửa chữa lớn) tạo điều kiện sử dụng hiệu quả các nguồn lực, tận dụng được kinh nghiệm và tay nghề của nhân lực chất lượng cao, giảm chi phí thuê nhân sự hay chuyên gia nước ngoài.

Tuy nhiên, mô hình hiện tại còn có nhược điểm như lực lượng sửa chữa phân tán tại từng nhà máy (một số nhà máy vẫn duy trì đội ngũ sửa chữa thường xuyên, do đó bắt buộc các nhà máy phải đảm bảo đủ số lượng chuyên gia và thợ kỹ thuật cần thiết, dẫn tới tăng biên chế mà không khai thác hết khả năng. Một số nhà máy tự lo về máy móc, thiết bị, dụng cụ chuyên dùng sửa chữa làm tăng vốn, tài sản, khấu hao tài sản, nhưng mặt khác lại khó có điều kiện nhập các thiết bị, dụng cụ chuyên dùng hiện đại để có thể đảm nhận được công tác sửa chữa lớn, với độ phức tạp cao hơn. Bộ phận bảo dưỡng sửa chữa của các nhà máy có thể hỗ trợ về nhân lực và thiết bị dụng cụ trong thực hiện kế hoạch sửa chữa, nhưng bị hạn chế do phải bảo đảm kế hoạch sản xuất, sửa chữa và thiếu một cơ chế điều phối nhất quán. Vật tư phụ tùng dự phòng thay thế của một số chủng loại thiết bị có thể trùng nhau, nhưng từng nhà máy vẫn phải dự trữ đủ số lượng dẫn tới tăng chi phí dự phòng. Việc nhập khẩu các thiết bị, vật tư phụ tùng phải thông qua các khâu trung gian làm tăng chi phí nhập vật tư, phụ tùng, thiết bị cho công tác sửa chữa.

Theo đánh giá của các chuyên gia thì chi phí cho công tác bảo dưỡng sửa chữa ở các nhà máy nhiệt điện khí là tương đối lớn do phương thức vận hành không theo đúng

yêu cầu của thiết kế; thời gian sửa chữa kéo dài do thiếu kinh nghiệm trong công tác chuẩn bị; chi phí thuê chuyên gia nước ngoài cao; dụng cụ thiết bị phục vụ cho công tác bảo dưỡng sửa chữa chưa đủ và phân tán... Do hạn chế về kinh phí, các nhà máy không có điều kiện đào tạo đội ngũ chuyên gia giỏi trong một số lĩnh vực công nghệ mới, đặc biệt là chuyên gia sửa chữa turbine khí.

3.2. Đánh giá vai trò và năng lực của PVPS

PVPS được thành lập vào năm 2007, có nhiệm vụ thực hiện các hoạt động bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy điện của PVN. PVPS có trụ sở ở Hà Nội, có các chi nhánh ở gần các nhà máy điện như chi nhánh Cà Mau, Nhơn Trạch, Hà Tĩnh, Đà Nẵng nhằm đảm bảo thực hiện công tác bảo dưỡng sửa chữa thường xuyên và định kỳ cho các nhà máy điện của PVN.

PVPS có lực lượng bảo dưỡng sửa chữa thường xuyên tại nhà máy, kịp thời sửa chữa sự cố hay bảo dưỡng định kỳ. Trong các kỳ bảo dưỡng sửa chữa lớn, PVPS đã bổ sung chuyên gia nước ngoài nhằm học hỏi và nâng cao trình độ cho đội ngũ bảo dưỡng sửa chữa, do đó giảm dần chi phí thuê chuyên gia. Trong các đợt sửa chữa định kỳ, khối lượng công việc lớn, để đảm bảo tiến độ lên máy cần thiết, PVPS đã huy động nguồn nhân lực từ các chi nhánh như lần đại tu của Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 (2012) trên công trường đã huy động đến 250 người. PVPS đã sử dụng các

thiết bị dùng chung cho các nhà máy nhằm tiết giảm đầu tư mua sắm thiết bị cho từng nhà máy. PVPS cũng có kế hoạch thành lập một xưởng gia công sửa chữa phục hồi các thiết bị cơ, nhiệt, điện để thay thế phần gia công phục hồi vật tư, giảm chi phí cho việc gia công sửa chữa ngoài. Chất lượng công việc được kiểm soát tốt, xác suất xảy ra sự cố tại Nhà máy Điện Cà Mau 1&2 và Nhơn Trạch 1, Nhơn Trạch 2 theo thống kê thấp hơn so với mức cho phép.

Tuy nhiên, PVPS còn tồn tại một số khó khăn như chưa có cơ chế sử dụng sản phẩm gia công phục hồi để thay thế trong quá trình sửa chữa, do vậy hạn chế tính sáng tạo và chủ động trong quá trình phục hồi thiết bị. Do đặc thù của các thiết bị trên, các nhà chế tạo turbine khí của Alstom hay Siemens đều giữ bí mật công nghệ nên PVPS gặp khó khăn trong việc tiếp cận học hỏi, các vị trí về chuyên gia đánh giá hay chuyên gia cân chỉnh không được chuyển giao công nghệ, do đó phải tự học nên không có chuẩn mực để đánh giá, dẫn đến hạn chế mức độ nội địa hóa.

3.3. Đánh giá kết quả bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy điện khí

Qua 9 năm phát triển, ngoài việc thực hiện dịch vụ bảo dưỡng sửa chữa thường xuyên cho các nhà máy điện khí, PVPS đã phối hợp với các OEM, thực hiện các đợt bảo dưỡng sửa chữa định kỳ (Bảng 4).

Bảng 3. Phân công trách nhiệm và quyền hạn giữa PV Power và PVPS [1]

PV Power	PVPS
Xem xét phê duyệt phạm vi công việc công tác sửa chữa thường xuyên, định kỳ	Lập phạm vi công việc
Tổ chức mua sắm, cung cấp vật tư phục vụ công tác bảo dưỡng sửa chữa	Lập danh mục vật tư tiêu hao, vật tư thay thế phục vụ công tác sửa chữa
Cung cấp công cụ, dụng cụ EPC	Cung cấp công cụ, dụng cụ, máy thi công
Thực hiện giám sát, nghiệm thu công việc bảo dưỡng sửa chữa	Cung cấp nhân lực thực hiện công tác bảo dưỡng sửa chữa
Quản lý gián tiếp nhà thầu phụ OEM, phê duyệt phạm vi công việc, vật tư, chi phí phát sinh, nhân sự, chuyên gia của OEM	Quản lý trực tiếp nhà thầu phụ OEM trong các hợp đồng bảo dưỡng sửa chữa dài hạn với các khối thiết bị chính Quản lý trực tiếp các nhà thầu phụ của PVPS
Thực hiện các nghĩa vụ thanh toán theo hợp đồng	Thực hiện nghĩa vụ bảo hành, báo cáo định kỳ

Bảng 4. Công tác bảo dưỡng sửa chữa định kỳ của PVPS

Năm	Nhà máy Điện Cà Mau 1	Nhà máy Điện Cà Mau 2	Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1	Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2
2008	Tiểu tu	-	-	-
2009	Tiểu tu	Tiểu tu	Tiểu tu	-
2010	Trung tu	Tiểu tu	Trung tu	-
2011	Tiểu tu	Trung tu	Tiểu tu	-
2012	Tiểu tu	Tiểu tu	Đại tu	Tiểu tu
2013	Tiểu tu	Tiểu tu	Tiểu tu	Tiểu tu
2014	Đại tu	Tiểu tu	Trung tu	Trung tu
2015	Tiểu tu	Đại tu	Trung tu	Tiểu tu
2016	Tiểu tu	Tiểu tu	Tiểu tu	Tiểu tu

Bảng 5. Thời gian thực hiện đại tu của PVPS [7]

Thời gian tiến hành đại tu	Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 (năm 2012)	Nhà máy Điện Cà Mau 1 (năm 2014)	Nhà máy Điện Cà Mau 2 (năm 2015)
Thời gian thực hiện turbine khí 1	12 ngày	45 ngày	39 ngày
Thời gian thực hiện turbine khí 2	12 ngày	42 ngày	33 ngày
Thời gian thực hiện turbine hơi	26 ngày	53 ngày	33 ngày

Bảng 6. Đánh giá tiến độ thực bảo dưỡng sửa chữa lớn của PVPS [7]

Tên nhà máy	Cà Mau 1	Cà Mau 2	Nhơn Trạch 1
GT1 (ngày trước tiến độ)	-6,0	-1	2
GT2 (ngày trước tiến độ)	-3,0	6	0
ST (ngày trước tiến độ)	-14,0	6	0,16

Bảng 7. Nguyên nhân chính chậm tiến độ đại tu Nhà máy Điện Cà Mau 1 (2014) [7]

Tổ máy	Thời gian chậm	Lý do
GT11	6 ngày	Công tác chuẩn bị trước khi dừng máy của Siemens không tốt, các trang thiết bị và chuyên gia thực hiện bảo dưỡng, sửa chữa máy phát điện không điều động kịp thời đáp ứng tiến độ. Do xảy ra sự cố ở bốn khí mỗi nên Siemens đã dừng công việc trong thời gian 2,5 ngày (7 - 9/8/2014).
GT12	3 ngày	
ST10	14 ngày	Siemens không lường trước được các hư hỏng bất thường xảy ra trên hệ thống van điều khiển hơi ST nên đã không chuẩn bị các trang thiết bị, dụng cụ chuyên dụng và chuyên gia để sửa chữa kịp thời.

Kết quả thực hiện công tác bảo dưỡng sửa chữa định kỳ về cơ bản đáp ứng yêu cầu đặt ra, giúp các nhà máy vận hành đảm bảo kế hoạch sản xuất kinh doanh. Với biên chế mỗi chi nhánh từ 40 - 50 người, PVPS đã đảm bảo công tác bảo dưỡng sửa chữa thường xuyên, cũng như phối hợp xử lý, khắc phục sự cố bất thường xảy ra trong quá trình vận hành.

Đối với công tác sửa chữa định kỳ, ngoài lực lượng tại chỗ, PVPS huy động nhân sự từ các đơn vị khác thực hiện công tác sửa chữa lớn các thiết bị BOP/HRS/G/sân trạm phân phối..., phối hợp với Siemens thực hiện các công việc đối với GT/ST/GE và thiết bị phụ trợ của Nhà máy Điện Cà Mau 1&2 và Nhơn Trạch 2. PVPS ký hợp đồng với Siemens nhằm bảo dưỡng sửa chữa định kỳ cho các thiết bị chính như turbine khí, turbine hơi và máy phát theo hợp đồng trọn gói, còn các phần phụ trợ và lò hơi của Nhà máy Điện Cà Mau 1&2 và Nhơn Trạch 2 được thực hiện bởi nhân lực tại chỗ của PVPS kết hợp với chi nhánh khác. Riêng đối với Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1, PVPS chịu trách nhiệm toàn bộ công tác sửa chữa định kỳ cho thiết bị nhà máy.

Qua 3 lần thực hiện đại tu 3 nhà máy điện: Nhơn Trạch 1 (năm 2012), Cà Mau 1 (năm 2014), Cà Mau 2 (năm 2015), PVPS đã giảm thuê chuyên gia nước ngoài, từ 18 chuyên gia (đại tu Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1, 2012) xuống 3 chuyên gia (đại tu Nhà máy Điện Cà Mau 1, 2014) và 1 chuyên gia (đại tu Nhà máy Điện Cà Mau 2, 2015). Đánh giá qua 3 lần thực hiện sửa chữa lớn tại 3 nhà máy này, thời gian và tiến độ thực hiện sửa chữa lớn được thống kê tại Bảng 5 và 6.

So sánh thời gian thực hiện đại tu Nhà máy Điện Cà Mau 1 và Cà Mau 2 đã giảm đáng kể, từ trung bình 45 - 50 ngày giảm xuống còn 33 - 39 ngày. Thời gian đại tu Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 ít do đây là tổ máy thế hệ E công suất 450MW của Alstom, thời điểm thực hiện đại tu lần 1 theo quy định là 36.000 EOH (tương đương sau khi vận hành khoảng 4 - 5 năm). Trong khi đối với tổ máy thế hệ F của Siemens, quy định thời gian đại tu lần đầu là 50.000 EOH (tương đương sau khi vận hành khoảng 7 - 8 năm), nên số hạng mục công việc cần thực hiện, số lỗi khi đại tu sớm cần phải khắc phục ít hơn và thời gian tiến hành nhanh hơn.

Tiến độ các đợt sửa chữa lớn (đại tu) cơ bản đã đạt theo lịch trình đề ra được thống nhất giữa chủ đầu tư, PVPS và OEM. Tuy nhiên, trong đợt đại tu Nhà máy Điện Cà Mau 1 năm 2014 (lần đầu tiên đại tu tổ máy của Siemens) chậm đến 14 ngày. Một số nguyên nhân được xác định trong Bảng 7.

Sau các đợt bảo dưỡng sửa chữa lớn định kỳ, các thông số cơ bản của nhà máy đều đảm bảo, công suất các tổ máy đều tăng. Bảng 8 tổng hợp thông số sau đại tu của các nhà máy.

Các đợt tiểu tu, trung tu, đại tu các nhà máy điện khí đều đảm bảo tiến độ và chất lượng - các thông số sau đại tu đều tốt hơn trước đại tu (đặc biệt là về công suất và suất hao nhiệt).

Trong thời gian ngắn đã hoàn thành các đợt bảo dưỡng sửa chữa với số lượng các hạng mục rất lớn (sửa

Bảng 8. Thông số của các nhà máy điện khí sau bảo dưỡng sửa chữa lớn [8]

Tổ máy	Công suất trước thanh tra	Công suất sau thanh tra	Ghi chú
Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1			
ST18	151MW (FG)	156MW (FG)	Tăng 5MW (FG)
GT11	152MW (FG)	158MW (FG), 144MW (FO)	Tăng 6MW (FG)
GT12	147MW (FG)	156MW (FG), 146MW (FO)	Tăng 9MW (FG)
Nhà máy Điện Cà Mau 2			
GT21	244,7MW (FG)	246,6MW (FG)	Tăng 1,9MW (FG)
GT22	243,2MW (FG)	244,9MW (FG)	Tăng 1,7MW (FG)
Nhà máy Điện Cà Mau 1			
GT21	242MW (FG)	249MW (FG)	7MW (FG)
GT22	240MW (FG)	247MW (FG)	7MW (FG)

chữa lớn ở Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 với trên 257 hạng mục, Nhà máy Điện Cà Mau 1 với trên 1.443 hạng mục, Nhà máy Điện Cà Mau 2 với trên 1.830 hạng mục).

PVPS đã phối hợp với các chuyên gia trong và ngoài nước, giúp đội ngũ cán bộ kỹ thuật bảo dưỡng sửa chữa tiếp cận hệ thống công nghệ turbine khí của OEM-Siemens, Alstom (các công nghệ chính trong các nhà máy điện turbine khí của PVN hiện nay).

PVPS đã rút ngắn khoảng cách về trình độ bảo dưỡng sửa chữa trên toàn bộ hệ thống thiết bị nhà máy điện khí so với các chuyên gia OEM và đã có thể chủ động triển khai các hạng mục công việc của tiểu tu, trung tu, đại tu các nhà máy điện khí công nghệ do Alstom cung cấp. Còn đối với công nghệ các nhà máy điện khí được Siemens cung cấp, PVPS vẫn phụ thuộc vào chuyên gia trong cân chỉnh turbine...

3.4. Bài học kinh nghiệm trong công tác bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy điện khí

3.4.1. Thời điểm, thời gian ngừng máy

Các nhà máy (Cà Mau 1&2, Nhơn Trạch 1) đều chọn thời điểm từ tháng 7 - 9 hàng năm để ngừng máy, tiến hành đại tu, sửa chữa lớn. Thời điểm này là mùa mưa, các thủy điện được ưu tiên huy động, cũng như giá điện không cao. Các nhà máy điện khí tận dụng thời điểm mùa khô, mùa phụ tải cao (tháng 11 - 12 cuối năm) để phát điện (đặc biệt là khi tham gia thị trường điện cạnh tranh). Do vậy thời điểm chọn ngừng máy để sửa chữa định kỳ là mùa mưa, phụ tải thấp, phù hợp với kế hoạch sửa chữa của hệ thống thiết bị, đường ống cung cấp khí...

Thời gian ngừng máy phục vụ công tác sửa chữa lớn của các nhà máy điện khí không nên trùng nhau để PVPS thuận tiện cho việc tổ chức, huy động nguồn nhân lực, công cụ, dụng cụ...

3.4.2. Xây dựng phạm vi công việc

Trong kỳ đại tu Nhà máy điện Cà Mau 1 (năm 2014), Siemens vẫn bị chậm tiến độ dẫn đến công việc của PVPS bị ảnh hưởng (Bảng 7). Do hệ thống thiết bị phụ sau khi PVPS hoàn thành sửa chữa cần chờ Siemens hoàn thiện các công tác trên hệ thống thiết bị chính mới có thể thực hiện chạy thử nghiệm, bàn giao. Vì vậy, rút kinh nghiệm trong công tác xây dựng phạm vi công việc cần thực hiện sớm rà soát các công việc, khối lượng thực hiện, chuẩn bị công cụ, dụng cụ cho bảo dưỡng sửa chữa. Trước 2 năm mỗi kỳ sửa chữa lớn, các bên liên quan cùng rà soát khối lượng công việc sẽ thực hiện trong kỳ sửa chữa. Bên cạnh đó, cần nâng cao công tác chẩn đoán phòng ngừa (triển khai các thiết bị chuyên dụng, các giải pháp chuyên gia) để phòng ngừa, chẩn đoán sớm hư hỏng nhằm tối ưu hạng mục sửa chữa trong các kỳ sửa chữa định kỳ. Ngoài ra, cần phân định thứ tự ưu tiên, mức độ quan trọng của từng thiết bị/hệ thống để giải quyết, đảm bảo các hạng mục chính, cốt yếu xử lý trước để đảm bảo tiến độ.

3.4.3. Công tác phối hợp với nhà thầu OEM

Như đã phân tích hình thức hợp đồng LTMA ký với Siemens, do toàn bộ công việc Siemens phụ trách nên việc tiếp cận công nghệ và phương pháp sửa chữa gặp rất nhiều khó khăn, dẫn đến các phát sinh trong sửa chữa lớn không kiểm soát và có thể tăng cao. Thêm vào đó, công tác nội địa hóa vật tư và nhân công không thực hiện được, do đây là hợp đồng trọn gói, cũng như rất khó tối ưu hóa kho vật tư cho các nhà máy trong PVN có công nghệ tương tự do giới hạn trách nhiệm trong phạm vi hợp đồng. Để giảm chi phí trong các kỳ sửa chữa lớn, chủ đầu tư phải thường xuyên rà soát lại hợp đồng, đánh giá năng lực của PVPS, cũng như đàm phán lại hợp đồng và cắt giảm bớt một phần phạm vi công việc trong hợp đồng LTMA.

Đối với hợp đồng Shopping list ký với nhà thầu Alstom, do nhà thầu không bảo hành về thời gian dừng máy sửa chữa cũng như chất lượng dịch vụ do không cung cấp dịch vụ trọn gói nên nguy cơ lựa chọn chất lượng chuyên gia không đảm bảo để thực hiện công việc sửa chữa. Chủ đầu tư cần tập trung nâng cao vai trò và năng lực của nhân sự, chủ động trong công tác bảo dưỡng sửa chữa, tập trung kiểm soát chi phí phát sinh trong quá trình thực hiện công tác sửa chữa lớn cũng như đánh giá lựa chọn chuyên gia tư vấn có trình độ, kinh nghiệm.

3.4.4. Dự trù mua sắm vật tư

Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 là nhà máy đầu tiên của PVN tiến hành đại tu nên gặp nhiều khó khăn khi dự trù mua sắm vật tư thiết bị phụ, thiếu tài liệu kỹ thuật, vật tư của nhà sản xuất khác đã được nhà thầu OEM mã hóa riêng. Các thông số kỹ thuật vật tư thiết bị mua sắm có sự sai khác so với thực tế khi tháo mở máy, do đó cần phải rà soát và hiệu chỉnh danh mục vật tư phù hợp thực tế để phục vụ việc lập kế hoạch cho các kỳ bảo dưỡng sửa chữa tiếp theo. Ngoài ra, vật tư cập nhật trên phần mềm quản lý thiết bị và bảo dưỡng sửa chữa (CMMS) chưa đầy đủ thông tin kỹ thuật, hình ảnh, dẫn đến khó khăn trong quá trình tra cứu và chọn vật tư thay thế tương đương [7].

PVPS đã phối hợp với Alstom và chủ động đưa ra các giải pháp (nhờ đó đại tu Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 cơ bản đã đảm bảo tiến độ sớm khoảng 1 ngày). PVPS đã tập trung dụng cụ về một đầu mối quản lý để tối ưu hóa việc sử dụng công cụ và dụng cụ, điều phối hàng ngày các dụng cụ chuyên dùng bằng cách xoay vòng theo phạm vi công việc, tránh sự chồng chéo để nhiều nhóm làm cùng một nội dung công việc và nâng cao hiệu quả trong bảo dưỡng sửa chữa. Bên cạnh đó, công tác quản lý theo dõi nhập, xuất vật tư cho từng phiếu yêu cầu sửa chữa và phiếu công tác trong các đợt đại tu đã được triển khai áp dụng trên hệ thống phần mềm CMMS nhằm tối ưu công tác quản lý bảo dưỡng sửa chữa và vận hành nhà máy điện khí. Ngoài ra, đối với công cụ, dụng cụ thuê của nhà thầu Alstom, PVPS đã rà soát và chỉ thuê những dụng cụ cần thiết phục vụ cho công tác. Trong quá trình thực hiện, PVPS đã phối hợp với Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 giám sát chặt chẽ thời gian sử dụng thiết bị, dụng cụ thuê của Alstom tại công trường để làm cơ sở thanh toán [7].

Ngoài ra, cần lưu ý để tránh sai lệch các thông số kỹ thuật vật tư khi tháo thiết bị ra đối với thiết bị đại tu lần đầu. Khi dự trù vật tư thay thế cần khảo sát thực tế thiết bị chứ không chỉ dựa vào tài liệu O&M. Vật tư phục vụ cho các kỳ sửa chữa nhất thiết phải có sẵn tại công trường ít

nhất 1 tháng trước khi dừng máy, việc giao hàng, mua sắm chậm trễ sẽ ảnh hưởng đến tiến độ. Bên cạnh đó, cần dự trù thêm vật tư dự phòng đối với một số thiết bị chính, tránh hư hỏng bất ngờ làm ảnh hưởng đến tiến độ. Sau mỗi kỳ sửa chữa cần cập nhật vật tư thực tế, làm cơ sở xây dựng kế hoạch cho lần bảo dưỡng sửa chữa tiếp theo.

3.4.5. Huy động nguồn nhân lực

Cần xây dựng cơ sở dữ liệu nhân lực bảo dưỡng sửa chữa của PVN, trao đổi với EVN, của các hãng, đồng thời bổ sung thêm danh sách lực lượng chỉ huy trực tiếp bao gồm nhân sự có kinh nghiệm, hiểu biết về thiết bị... của PVPS.

4. Kết luận

Mô hình bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy điện khí của PVN tương đối phù hợp và hiệu quả. Các đợt tiểu tu, trung tu, đại tu đều đảm bảo về tiến độ và chất lượng. PVPS có thể chủ động các hạng mục công việc trong giai đoạn tiểu tu, trung tu, đại tu các nhà máy điện khí công nghệ do Alstom cung cấp. Công tác thực hiện sửa chữa lớn như trung tu, đại tu đã giảm dần sự phụ thuộc vào chuyên gia, tăng phạm vi thực hiện công việc của PVPS. Do đó, cần giữ nguyên mô hình tập trung bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy điện khí nhưng cần nâng cao năng lực và phạm vi công việc của PVPS.

Đối với các dự án nhà máy điện khí, để tăng tỷ lệ nội địa hóa trong công tác bảo dưỡng sửa chữa cần phải thay đổi loại hình hợp đồng đối với các nhà thầu cung cấp thiết bị chính GT/ST/GE. Vì vậy, nên xem xét để chuyển đổi công tác bảo dưỡng sửa chữa của Nhà máy Điện Cà Mau 1&2 và Nhơn Trạch 2 từ hợp đồng LTMA sang hợp đồng Shopping list, tìm kiếm các nhà thầu không phải nhà chế tạo gốc (Non OEM) có thể thay thế nhà thầu OEM trong việc cung cấp thiết bị vật tư chính và dịch vụ chuyên gia.

Để tối ưu công tác quản lý sửa chữa cũng như nâng cao hiệu quả sử dụng công cụ, dụng cụ, có thể xem xét chuyển giao công cụ, dụng cụ chuyên dùng mà nhà máy đã đầu tư theo hợp đồng EPC cho PVPS bảo quản và sử dụng để có thể khai thác tối đa công dụng của thiết bị.

Nhằm tăng hiệu quả bảo dưỡng sửa chữa, chi phí vật tư và vật tư tồn kho cần phải được kiểm soát chặt chẽ, đồng thời phân loại vật tư thay thế có thể mua trong nước, tự gia công và sửa chữa, phục hồi được tại công trường và có cơ chế khuyến khích để thực hiện.

Nên xem xét phân cấp và giao một số hợp đồng bảo dưỡng sửa chữa trọn gói đối với vật tư và nhân công cho

PVPS để tối ưu hóa kho vật tư và nhân công sửa chữa, tăng cường công tác nội địa hóa để gia tăng giá trị trong nước, giảm phụ thuộc vào nhà thầu OEM nước ngoài, mục tiêu là xây dựng trung tâm sửa chữa phục hồi các chi tiết máy.

Tài liệu tham khảo

1. Đoàn Thành Đạt và nnk. *Nghiên cứu xây dựng mô hình hoạt động bảo dưỡng, sửa chữa các nhà máy nhiệt điện than của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2013.

2. Công ty Điện lực Dầu khí Cà Mau, Công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Điện lực Dầu khí Việt Nam. *Công tác bảo trì, sửa chữa Nhà máy Điện Cà Mau 1&2 trong giai đoạn 100.000 EOH đầu tiên*. Hợp đồng số 0811-O&M-CM-008/ĐLDKCM-PVPS.

3. Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam, Công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Điện lực Dầu khí Việt Nam. *Bảo trì, sửa*

chữa Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 trong giai đoạn 108.000 EOH đầu tiên. Hợp đồng số 38/PVP-PVPS/2010/LTMA-NT1.

4. Công ty CP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2, Công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Điện lực Dầu khí Việt Nam. *Bảo trì, sửa chữa Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 trong giai đoạn 100.000 EOH đầu tiên*. Hợp đồng số 68/2011/PVPOWER NT2-PVPS.

5. Công ty Điện lực Dầu khí Cà Mau, Công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Điện lực Dầu khí Việt Nam. *Quy trình phối hợp sửa chữa giữa Công ty Điện lực Dầu khí Cà Mau và Công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Điện lực Dầu khí Việt Nam*. 5/2013.

6. Công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Điện lực Dầu khí Việt Nam, Công ty CP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2. *Quy trình phối hợp sửa chữa giữa Công ty CP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 và Công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Điện lực Dầu khí Việt Nam*. 24/11/2011.

7. Các báo cáo trung tu, đại tu của Nhà máy Điện Cà Mau 1, Cà Mau 2, Nhơn Trạch 1, Nhơn Trạch 2.

Evaluation of maintenance and repair works at Combined-cycle power plants and lessons to be learned

Vo Hong Thai¹, Cao Thi Thu Hang¹, Ma Ngoc Ky²

¹Vietnam Petroleum Institute

²Petrovietnam Power Services Joint Stock Company

Email: thaivh@vpi.pvn.vn

Summary

The Vietnam Oil and Gas Group (Petrovietnam) is currently leading the country in investment and generation of gas power with 4 active combined-cycle power plants, namely Ca Mau 1 and Ca Mau 2, Nhon Trach 1 and Nhon Trach 2. These power plants have been in commercial operation for over 5 years, with regular and periodical maintenance and repair according to schedule to ensure their safe, stable and efficient operations. The article evaluates the status of maintenance and repair models and operations, compare several types of maintenance contracts for combined-cycle power plants, and from which draw lessons for the maintenance and repair of Petrovietnam's combined-cycle power plants.

Key words: Combined-cycle power plants, maintenance and repair, LTSA, LTPA, LTMA, shopping list.

NHỮNG HỆ LỤY VÀ THAY ĐỔI TRONG CUỘC CHIẾN CHỐNG BIẾN ĐỔI KHÍ HẬU CỦA THẾ GIỚI KHI MỸ RÚT KHỎI HIỆP ĐỊNH PARIS

Nguyễn Đức Huỳnh¹, Lê Thị Phụng²

¹Hội Dầu khí Việt Nam

²Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: huynhnd_pv@yahoo.com

Tóm tắt

Hiệp định Paris về biến đổi khí hậu, được thông qua tại Hội nghị lần thứ 21 Công ước khung của Liên Hợp Quốc về biến đổi khí hậu (COP21), nhằm mục tiêu cắt giảm khí nhà kính và duy trì nhiệt độ toàn cầu không tăng quá 2°C so với nhiệt độ thời kỳ tiền công nghiệp. Việc Tổng thống Donald Trump tuyên bố Mỹ sẽ rút khỏi Hiệp định Paris về biến đổi khí hậu đã tạo ra cú sốc nghiêm trọng đối với các quốc gia trên thế giới đang nỗ lực ngăn chặn tình trạng trái đất nóng lên. Bài báo tập trung phân tích tác động, hệ lụy và sự thay đổi trong việc thực thi Hiệp định Paris về biến đổi khí hậu sau quyết định của Tổng thống Mỹ.

Từ khóa: Biến đổi khí hậu, Hiệp định Paris, Mỹ.

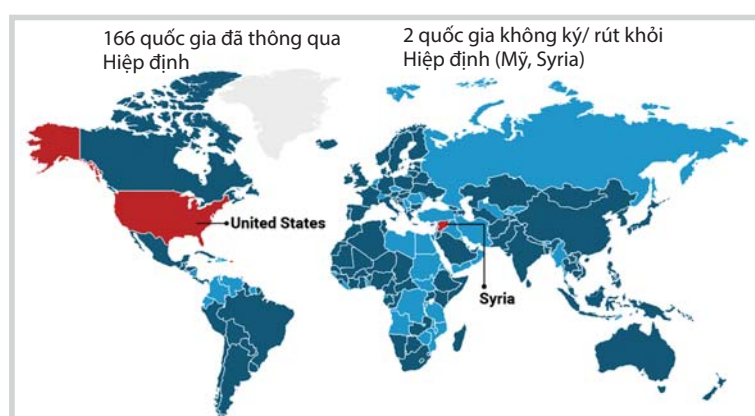
1. Mở đầu

Hiệp định Paris là một thỏa thuận tại Hội nghị về biến đổi khí hậu của Liên hợp quốc năm 2015 trong khuôn khổ Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (UNFCCC) chi phối các biện pháp giảm carbon dioxide từ năm 2020 [1]. Ngoại trưởng Pháp Laurent Fabius, chủ trì Hội nghị đánh giá: “Hiệp định Paris là đúng đắn, bền vững, năng động, công bằng và có ràng buộc pháp lý. Hiệp định Paris về biến đổi khí hậu là một bước ngoặt lịch sử trong mục tiêu giảm sự nóng lên của trái đất” [2].

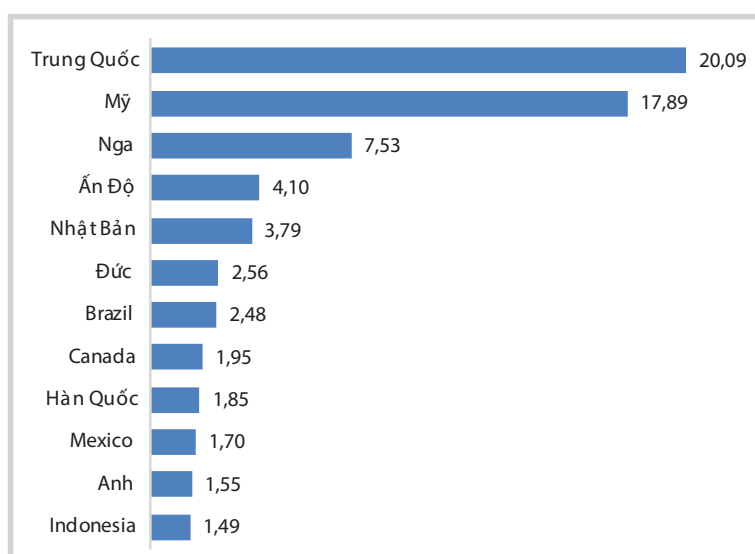
Bản Hiệp định Paris có 31 trang, 29 điều khoản, tập trung vào 5 vấn đề lớn và sẽ thay thế Nghị định thư Kyoto từ năm 2020. Hiệp định Paris cần được ít nhất 55 quốc gia, chiếm ít nhất 55% lượng khí thải gây hiệu ứng nhà kính toàn cầu phê chuẩn để có hiệu lực. Các nội dung chính của Hiệp định như sau:

- Giảm thiểu phát thải khí nhà kính trên toàn cầu;
- Giữ nhiệt độ toàn cầu không tăng quá 2°C so với thời kỳ tiền công nghiệp và nỗ lực giới hạn mức tăng ở 1,5°C;
- Đánh giá quá trình thực hiện 5 năm/lần;
- Đến năm 2020, cung cấp 100 tỷ USD/năm cho các nước đang phát triển và cam kết tiếp tục hỗ trợ trong tương lai;

- Xây dựng các yếu tố then chốt đảm bảo thực hiện đầy đủ các hành động ứng phó với biến đổi khí hậu, đảm bảo công bằng giới và vì người nghèo.



Hình 1. Bản đồ các quốc gia tham gia Hiệp định Paris về biến đổi khí hậu



Hình 2. Tỷ lệ lượng phát thải khí nhà kính ở một số quốc gia (Nguồn: UNFCCC, 6/2017)

Trong đó, mục tiêu chính của Hiệp định Paris là tăng cường khả năng ứng phó toàn cầu với mối đe dọa của biến đổi khí hậu bằng cách duy trì mức tăng nhiệt độ toàn cầu trong thế kỷ này không quá 2°C so với thời kỳ tiền công nghiệp và nỗ lực giới hạn ở mức tăng 1,5°C bằng cách giảm thiểu phát thải khí nhà kính trên toàn cầu [3]. Hiệp định Paris cũng quy định trách nhiệm cụ thể trong hành động và nghĩa vụ về tài chính giữa các nước và nhóm nước khác nhau. Đây là điểm rất quan trọng về mục tiêu cần đạt được của Hiệp định Paris về biến đổi khí hậu.

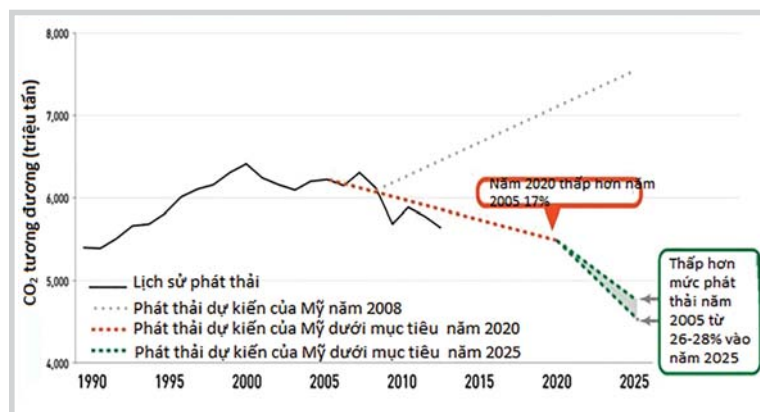
Hiệp định Paris đưa ra nghĩa vụ đối với các nước xây dựng và phát triển, chuẩn bị, truyền đạt và duy trì mức độ đóng góp tự nguyện mà mỗi quốc gia cam kết trong việc cắt giảm khí thải gây hiệu ứng nhà kính (NDC - Nationally determined contributions), bao gồm các biện pháp giảm thiểu phát thải.

Điểm nổi bật là tính linh hoạt của Hiệp định Paris đã đáp ứng được sự khác biệt về lợi ích quốc gia của các nước tham gia. Do vậy, Hiệp định này khác với Nghị định thư Kyoto, chỉ bao gồm cam kết giảm thiểu khí nhà kính từ các nước công nghiệp hóa và các nền kinh tế đang trong quá trình chuyển đổi. Đây là lý do chính khiến Mỹ và một số nước khác đã không tham gia Nghị định thư Kyoto vì Nghị định không yêu cầu giảm thiểu khí thải từ các nước đang phát triển, đặc biệt là Trung Quốc.

Phải mất hơn 7 năm để Nghị định thư Kyoto có hiệu lực trong khi Hiệp định Paris về biến đổi khí hậu chỉ mất gần 1 năm. Mặc dù chưa thể khẳng định hiệu quả thực sự của Hiệp định này sau khi đi vào thực tiễn nhưng đó là dấu hiệu cho thấy cộng đồng quốc tế đã cởi mở hơn nhiều trong việc thay đổi hành vi kinh tế và chính trị để kiểm soát vấn đề biến đổi khí hậu.

Ngày 1/6/2017, Tổng thống Mỹ Donald Trump tuyên bố sẽ rút khỏi Hiệp định Paris đã đưa Mỹ vào thế đối đầu với các quốc gia đang nỗ lực ngăn chặn tình trạng trái đất nóng lên. Dư luận quốc tế đã bày tỏ sự thất vọng với quyết định của Donald Trump.

Số phận của Hiệp định Paris sau khi không có sự tham gia của Mỹ đang là vấn đề được cả thế giới quan tâm. Vì sao Mỹ rút khỏi



Hình 3. Kế hoạch giảm lượng khí phát thải của Mỹ trong giai đoạn 2020 - 2025. Nguồn: UNFCCC

Hiệp định Paris? Hệ lụy và đổi thay nào sẽ đến với cuộc chiến chống biến đổi khí hậu của thế giới sau quyết định rút lui của Mỹ?

Bài báo giới thiệu góc nhìn đa chiều về lý do Tổng thống Donald Trump rút khỏi Hiệp định Paris; phân tích một số dự báo về các hệ lụy và thay đổi trong cuộc chiến chống biến đổi khí hậu của thế giới khi Mỹ không còn tham gia Hiệp định.

2. Những hệ lụy và thay đổi đối với cuộc chiến chống biến đổi khí hậu thế giới sau khi Mỹ rút khỏi Hiệp định

2.1. Quyết định rút khỏi Hiệp định Paris của Tổng thống Mỹ

2.1.1. Bối cảnh nước Mỹ trước ngày 1/6/2017

Năm 2015, Mỹ dưới thời chính quyền Barack Obama đặt mục tiêu giảm lượng khí nhà kính xuống 26% vào năm 2025 so với năm 2005, phát thải 6.132 triệu tấn carbon dioxide [4]. Chính quyền Mỹ cũng ban hành các biện pháp cắt giảm khí thải nhằm hoàn thành các mục tiêu theo Hiệp định Paris, đồng thời đưa Mỹ trở thành nước đi đầu trong việc chống lại biến đổi khí hậu [4].

Tổng thống Barack Obama đã ký Hiệp định Paris, nhưng không đệ trình lên Quốc hội để thông qua. Do đó, Tổng thống Donald Trump có thể “hủy bỏ” cam kết của Mỹ đối với Hiệp định Paris.

Từ khi chính thức nhậm chức đến nay, Tổng thống Donald Trump đã đề cử người cùng quan điểm với mình vào cương vị đứng đầu Cơ quan Bảo vệ Môi trường Mỹ (EPA), dùng sắc lệnh hành pháp lật ngược Đạo luật Năng lượng sạch (Clean Power Act) của người tiền nhiệm và trong dự toán ngân sách không có khoản chi cho Quỹ Khí hậu xanh của Liên Hợp Quốc.

2.1.2. Lý do chính Tổng thống Donald Trump rút khỏi Hiệp định Paris

- Tăng thuế: Chi phí trực tiếp cho người đóng thuế cho Hiệp định chung Paris về biến đổi khí hậu và GCF (Green Climate Fund) rất cao vì cựu Tổng thống Barack Obama đơn phương cam kết dành 3 tỷ USD cho quỹ này và đã chuyển 1 tỷ USD [5];

- Tăng giá năng lượng cho người tiêu dùng và doanh nghiệp Mỹ. Nếu Mỹ vẫn tham gia Hiệp định Paris, chi phí cho kế hoạch sử dụng năng lượng sạch và các tiêu chuẩn CAFE cùng với mức thuế carbon là 30USD/tấn, tương ứng 20 tỷ USD/năm, làm chi phí hàng năm tăng cao. Giá điện sinh hoạt dự kiến tăng đến 20%, một gia đình Mỹ trung bình 4 thành viên sẽ phải đóng tiền điện sinh hoạt lên tới hơn 20.000USD/năm [5];

- Mỹ gặp bất lợi. Nếu tham gia Hiệp định Paris, Mỹ sẽ mất khoảng 6,5 triệu việc làm vào năm 2040 và GDP giảm hơn 2,5 nghìn tỷ USD, bất lợi so với các nước như Trung Quốc, Ấn Độ hoặc Liên bang Nga [5];

- Hiệp định Paris về biến đổi khí hậu có lợi ích không đáng kể đối với môi trường. Viện Công nghệ Massachusetts (MIT) đã tổng hợp các tác động từ cam kết khác nhau theo Hiệp định Paris và thấy nhiệt độ toàn cầu chỉ giảm 0,2°C vào năm 2100 [5];

- Hiệp định Paris về biến đổi khí hậu được ký kết giữa 195 quốc gia với một mục tiêu chung, phải được Thượng viện Mỹ thông qua. Điều này được nêu trong Điều 2, mục 2 của Hiến pháp Mỹ [5];

5 lý do chính để Tổng thống Donald Trump quyết định rút Mỹ ra khỏi Hiệp định Paris là để tài tranh cãi cả trong và ngoài nước Mỹ. Ở góc nhìn khách quan, tác giả nhận định việc Tổng thống Donald Trump quyết định rút khỏi Hiệp định Paris về biến đổi khí hậu sai lầm hơn là hợp lý. Quyết định này phản ánh tính chất luôn từ chối các thể chế đa phương và các hiệp định nhiều bên của chính quyền Tổng thống Donald Trump.

2.2. Những hệ lụy và thay đổi khi Mỹ rút khỏi Hiệp định Paris

Hiệp định Paris về biến đổi khí hậu là một Hiệp định lịch sử giữa các nước phát triển và đang phát triển, phá vỡ logic của Nghị định thư Kyoto và Copenhagen. Hiệp định này là minh chứng cho sự thành công của quản trị toàn cầu trong thời đại khó tìm được tiếng nói chung ở các diễn đàn toàn cầu về thương mại, đầu tư, an ninh, nhân quyền, nước và thách thức khác. Đây cũng đồng thời là một thành công hiếm có về sự hợp tác mạnh mẽ giữa Mỹ và Trung Quốc, làm dịu đi sự cạnh tranh gay gắt và tăng cường tính ổn định của hệ thống chính trị quốc tế. Hiệp định hứa hẹn mở ra con đường mới trong thương mại và đổi mới công nghệ sạch. Hiệp định Paris, đã và đang đóng vai trò như một hình mẫu với các hiệp ước quốc tế trong tương lai cho các khu vực có các vấn đề gây tranh cãi. Với việc Mỹ rời khỏi Hiệp định, các tác động tích cực này đều bị ảnh hưởng.

Việc Tổng thống Donald Trump hành động trái với mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính của Hiệp định Paris và không hợp tác để làm chậm sự nóng lên của trái đất sẽ làm cho thế giới phải chịu ảnh hưởng nặng nề hơn. Biến đổi khí hậu là sự biến đổi xấu về thời tiết, mực nước biển dâng cao, đe dọa đến sức khỏe con người và môi trường. Nền kinh tế và an ninh quốc gia của Mỹ cũng sẽ nhận những ảnh hưởng tiêu cực từ biến đổi khí hậu.

Việc Mỹ rút khỏi Hiệp định Paris có thể là mở đầu cho việc rút lui khỏi Hiệp định của các nước khác, phá vỡ cam kết hoặc không tăng cường cam kết hay duy trì NDC trong tương lai [6].

- Sự rút lui của Mỹ gây tác động đến Hiệp định Paris về biến đổi khí hậu và thế giới

Mỹ đóng góp khoảng 15% lượng khí thải carbon toàn cầu, đứng thứ 2 thế giới [6] sau Trung Quốc (Hình 2) nhưng đồng thời là nguồn lực tài chính và công nghệ đáng kể cho các nước đang phát triển trong cuộc chiến chống biến đổi khí hậu. Một phần nội dung quan trọng của Hiệp định Paris liên quan tới lời hứa của Mỹ về viện trợ 3 tỷ USD cho các nước nghèo để thích ứng với hiện tượng nóng lên của trái đất.

Khi Mỹ rút khỏi Hiệp định Paris, thế giới sẽ khó kiểm soát mục tiêu giới hạn gia tăng nhiệt độ toàn cầu ở mức dưới 2°C thậm chí nhiệt độ trung bình toàn cầu có thể tăng thêm 0,3°C vào cuối thế kỷ [6].

Việc Mỹ rút khỏi Hiệp định Paris đã chấm dứt vai trò lãnh đạo thế giới của Mỹ trong cuộc chiến toàn cầu chống lại biến đổi khí hậu, cũng sẽ gây ra các vấn đề về lòng tin dân chúng đối với bộ máy lãnh đạo của Mỹ và những hệ lụy khác trong quan hệ ngoại giao giữa Mỹ với các nước trên thế giới [6].

- Khó khăn của Mỹ là cơ hội của Trung Quốc

Mỹ và Trung Quốc đóng vai trò rất quan trọng đối với sự thành công của Hiệp định Paris. Sau khi Tổng thống Donald Trump quyết định việc Mỹ rút khỏi Hiệp định, Trung Quốc nhanh chóng khẳng định lại cam kết của mình đối với Hiệp định Paris và đưa ra tuyên bố với EU, cam kết hợp tác chặt chẽ hơn nữa để cắt giảm lượng carbon [6].

Tuy nhiên điều này dẫn đến sự lo ngại của cộng đồng, các chính phủ và các tổ chức quốc tế... liên quan đến chất lượng, tính nghiêm ngặt và sự minh bạch của các quy tắc trong Hiệp định Paris (các quy tắc và quy trình cung cấp hướng dẫn hoạt động để hoàn thành các mục tiêu của Hiệp định), một khi Trung Quốc thay thế Mỹ trong việc chủ trì phát triển các quy tắc này [6].

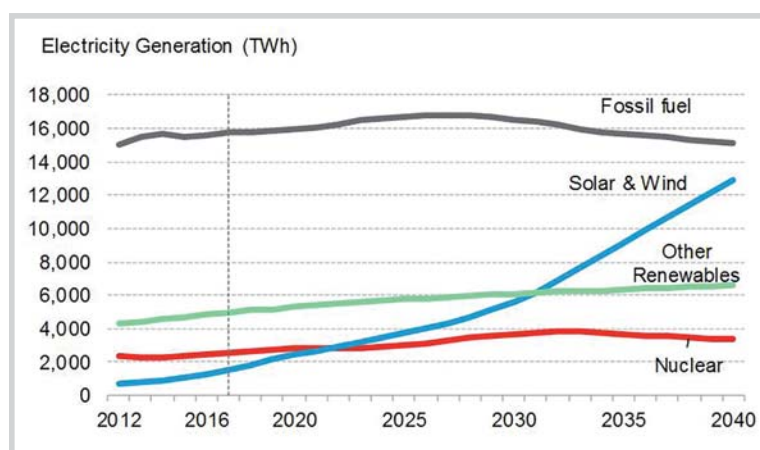
Vị thế của các quốc gia châu Mỹ như Canada, Mexico... có thể sẽ nâng cao trong nỗ lực toàn cầu để ngăn chặn nhiệt độ tăng cao.

- Các nhà lãnh đạo doanh nghiệp toàn cầu thất vọng

Lãnh đạo các doanh nghiệp hàng đầu của Mỹ như: Google, Apple, ExxonMobil, Shell... đã kêu gọi Tổng thống Donald Trump kiên trì với Hiệp định Paris. Giám đốc điều hành của Exxon Mobil Darren Woods đã viết thư cho ông Trump nói rằng Mỹ "có vị trí tốt để cạnh tranh" [6] nếu tiếp tục Hiệp định Paris và giữ nguyên các nội dung của Hiệp định.

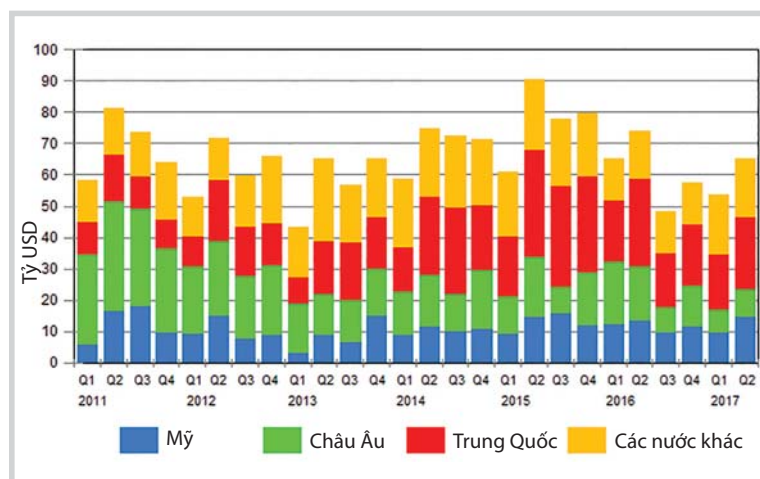
- Than đá không có khả năng quay trở lại

Vương quốc Anh sẽ ngưng sử dụng than để sản xuất điện vào năm 2025 [6]. Số lượng việc làm trong ngành than ở Mỹ hiện chỉ bằng một nửa so với ngành sử dụng năng lượng mặt trời [7]. Các nước đang phát triển vẫn phụ thuộc vào than như nguồn năng lượng chính trong nhiều thập kỷ, tuy nhiên tác động đến chất lượng không khí và ô nhiễm môi trường sẽ là yếu tố hạn chế việc tiếp tục sử dụng nhiên liệu này.



Hình 4. Sơ đồ sự phát triển năng lượng tái tạo.

Nguồn: Bloomberg New Energy Finance, New Energy Outlook 2017



Hình 5. Mức đầu tư toàn cầu cho năng lượng sạch 2011 - 2017.

Nguồn: Bloomberg New Energy Finance, New Energy Outlook 2017

Chi phí sản xuất năng lượng tái tạo ngày càng rẻ, khuyến khích các nền kinh tế mới nổi đầu tư đẩy mạnh sản xuất. Trong các phiên đấu giá gần đây ở Ấn Độ, giá năng lượng mặt trời thấp hơn 18% so với giá điện trung bình sản xuất tại các nhà máy điện than [7].

- Lượng phát thải ở Mỹ sẽ vẫn giảm

Mặc dù đã rút khỏi Hiệp định Paris nhưng lượng khí carbon của Mỹ vẫn tiếp tục giảm. Trên thực tế, quyết định của Tổng thống Donald Trump chưa làm thay đổi gì nhiều do các cam kết trong Hiệp định Paris hoàn toàn tự nguyện, không có tính ràng buộc. Ở Mỹ từ 10 năm nay đã có xu hướng giảm lượng khí thải gây hiệu ứng nhà kính mà không cần đến bất cứ hiệp định nào - nhờ năng lượng sạch và sự phá sản của những ngành công nghiệp phát ra nhiều khí thải gây hiệu ứng nhà kính nhất [7].

Quyết định nước Mỹ rút khỏi Hiệp định Paris, Tổng thống Donald Trump đã gây ra cú sốc nghiêm trọng đối với các nỗ lực toàn cầu để chống lại và giảm nhẹ tác động biến đổi khí hậu. Các quốc gia cho rằng chính quyền Donald Trump không nhận ra sự nghiêm trọng và mức độ khẩn cấp mà thế giới phải hành động để ứng phó với biến đổi khí hậu.

2.3. Sử dụng năng lượng sạch là xu thế không thể đảo ngược

Việc Tổng thống Mỹ tuyên bố rút khỏi Hiệp định Paris có thể gây ảnh hưởng đến nỗ lực toàn cầu trong cắt giảm lượng carbon, chuyển đổi sang các nguồn năng lượng tái tạo và làm chậm tiến độ triển khai các giải pháp ứng phó với biến đổi khí hậu trong tương lai. Tuy nhiên, các quốc gia khác vẫn đang thực hiện đúng kế hoạch để đạt mục tiêu giảm tối đa lượng carbon dù không còn sự tham gia của Mỹ.

Hiệp định Paris về biến đổi khí hậu sẽ thúc đẩy xu thế sử dụng các nguồn năng lượng sạch thay thế các nhiên liệu hóa thạch, đây là nhu cầu tất yếu đối với một nền kinh tế phát thải carbon thấp. Điểm mấu chốt của sự thay đổi trong hiệp định là khuyến khích các chính phủ chủ động tham gia vào quá trình chuyển đổi này, thay vì gây áp lực bằng một thỏa thuận không có tính ràng buộc pháp lý.

Trung Quốc là nước phát thải khí carbon dioxide lớn nhất thế giới, chiếm khoảng 30% khí nhà kính toàn cầu [6]; nhưng Trung Quốc cũng là nước dẫn đầu trong nghiên cứu và đầu tư năng lượng tái tạo (Hình 4) và là nhà sản xuất năng lượng mặt trời lớn nhất thế giới [8]. Ngay sau thông báo của Tổng thống Donald Trump, Trung Quốc và EU cùng công khai khẳng định lại cam kết đối với Hiệp định Paris.

- Người dân Mỹ vẫn cam kết chống lại biến đổi khí hậu

Đáp trả lời tuyên bố của Tổng thống Donald Trump, nhiều nơi ở cấp tiểu bang và thành phố tại Mỹ tiếp tục cam kết thực hiện với Hiệp định Paris về biến đổi khí hậu.

Các thị trường của 82 thành phố, bao gồm cả Los Angeles, Boston, New York và Chicago, đã cùng cam kết ủng hộ thỏa thuận này - cũng như các bang California (nền kinh tế lớn thứ 6 trên thế giới), New York và Washington [8].

Chính phủ liên bang có thể đã rút khỏi Hiệp định Paris, nhưng điều đó không đại diện cho tất cả người dân Mỹ.

- Các nhà đầu tư toàn cầu “đặt cược” vào một tương lai ít carbon

Vào tháng 5/2017, 282 nhà đầu tư từ các tổ chức toàn cầu với tài sản hơn 17 nghìn tỷ USD đã viết thư cho các nhà lãnh đạo của các quốc gia G7, kêu gọi tiếp tục cam kết thực thi Hiệp định Paris. Đến năm 2015, 329 tỷ USD được đầu tư vào năng lượng sạch trên toàn cầu. Riêng Trung Quốc đã đầu tư 1,9 tỷ USD vào nghiên cứu và phát triển năng lượng tái tạo [8].

- Mỹ đã gần như chấm dứt dùng than đá

Trong cuộc vận động tranh cử, Tổng thống Donald Trump nhấn mạnh về việc sẽ khôi phục ngành công nghiệp than của Mỹ như: mở lại các mỏ than đã bị đóng cửa, tiếp tục đầu tư và đưa vào hoạt động trở lại. Nhưng vẫn chưa có ý định nào được triển khai.

Ngày nay, ngành năng lượng mặt trời sử dụng nhân công nhiều gấp đôi so với ngành than [8]. Việc sản xuất than đã giảm nhanh trong thập kỷ qua, trong khi năng lượng gió và mặt trời tiếp tục tăng.

- Người tiêu dùng quan tâm đến tác động môi trường

Ngày càng nhiều người tiêu dùng trên toàn thế giới quan tâm đến tác động môi trường và xã hội khi lựa chọn mua sắm các sản phẩm hàng ngày.

Cuộc khảo sát toàn cầu của Nielsen năm 2015 cho thấy 66% người trên thế giới sẵn sàng trả phí bảo hiểm cho hàng hóa và dịch vụ có ảnh hưởng tích cực tới xã hội và môi trường, tăng 16% so với năm 2014 [8]. Báo cáo cũng chỉ ra doanh số bán hàng tiêu dùng từ các nhãn hiệu cam kết phát triển bền vững tăng 4%, gấp 4 lần so với các thương hiệu thiếu cam kết này [8].

3. Kết luận

Ngày 1/6/2017, Tổng thống Mỹ Donald Trump tuyên bố sẽ rút khỏi Hiệp định Paris. Ngày 16/9/2017, Nhà Trắng khẳng định Mỹ không thay đổi lập trường về việc rút khỏi Hiệp định Paris về biến đổi khí hậu. Tuy nhiên, quá trình rút khỏi Hiệp định này phải kéo dài khoảng 4 năm và vẫn có thể bị đảo ngược bởi chính quyền Donald Trump hoặc chính quyền tiếp theo. Việc Tổng thống Donald Trump quyết định rút khỏi Hiệp định Paris sẽ dẫn đến những hệ lụy và thách thức nặng nề cho chính nước Mỹ, đồng thời ảnh hưởng nghiêm trọng tới các nỗ lực ngăn chặn tình trạng biến đổi khí hậu và ấm lên của Trái đất. Ngoài ra, hành động này của chính quyền Trump sẽ có tác động lâu dài và gây tổn hại, làm ảnh hưởng tới vai trò của Mỹ trong các vấn đề toàn cầu.

Tuy nhiên, tác giả cho rằng quyết định rút khỏi Hiệp định Paris của Tổng thống Mỹ không có tác động lớn đến triển vọng giải quyết vấn đề biến đổi khí hậu của thế giới, ít nhất là trong ngắn hạn. Sự hỗ trợ của các quốc gia khác trong Hiệp định Paris rất mạnh mẽ, thậm chí cả sự hỗ trợ ngay trong chính nước Mỹ từ các cấp chính quyền tiểu bang và thành phố, trong khu vực tài chính, doanh nghiệp và người dân.

Việc đổi mới công nghệ ở quy mô kinh tế toàn cầu giảm nhanh chóng chi phí cho năng lượng tái tạo, các loại pin, ắc quy, các giải pháp năng lượng thông minh và xe điện. Xu hướng công nghệ này bắt đầu nhận sự hỗ trợ về mặt chính sách, chi phí cho năng lượng tái tạo đã và đang giảm, kéo theo giảm chi phí phát thải carbon trong sản xuất và tiêu dùng. Đặc biệt là nhận thức ngày càng cao của người tiêu dùng trên toàn thế giới về trách nhiệm của mình đối với môi trường.

Chưa thể dự đoán tác động dài hạn từ quyết định rút khỏi Hiệp định Paris của Tổng thống Mỹ song có thể thấy việc thực thi Hiệp định đang tiếp tục được triển khai mạnh mẽ, quá trình giảm thiểu phát thải khí nhà kính có thể diễn ra chậm hơn nhưng sẽ không dừng lại.

Tài liệu tham khảo

1. Paris climate talks: *France releases 'ambitious, balanced' draft agreement at COP21*. ABC Australia. 2015.
2. Allister Doyle, Barbara Lewis. *World seals landmark climate accord, marking turn from fossil fuels*. 2015.
3. UN Climate Change Newsroom. *United Nations Framework Convention on Climate Change*. 2015.
4. Rebecca Harrington. *Here's what the US actually agreed to in the Paris climate deal*. Business Insider. 2017.
5. Adam Johnson. *Top 5 reasons U.S. should withdraw from Paris Climate Treaty*. Americans for Tax Reform. May 2017.
6. David Robinson. *The significance of the US withdrawal from the Paris agreement on climate change*. The Oxford Institute for Energy Studies. 2017.
7. Matt McGrath. *Five effects of US pullout from Paris climate deal*. BBC News. June 2017.
8. Simon Brandon. *Five reasons why the US withdrawing from the Paris Agreement isn't another Kyoto Protocol moment*. World Economic Forum. June 2017.

Implications and changes of world's battle against climate change after the US withdrew from Paris Agreement

Nguyen Duc Huynh¹, Le Thi Phuong²

¹Vietnam Petroleum Association

²Vietnam Oil and Gas Group

Email: huynhnd_pv@yahoo.com

Summary

The Paris Agreement on Climate Change, adopted at the 21st Conference of the Parties (COP21) to the United Nations Framework Convention on Climate Change, aims to cut down greenhouse emissions and hold the increase in global temperature to well below 2°C above pre-industrial levels. President Donald Trump's announcement to withdraw the US from the Paris Agreement has caused a severe shock to global efforts of countries in the world to stop global warming. The paper focuses on analysing the implications, consequences and changes in the implementation of the Paris Agreement following the US President's decision.

Key words: Climate change, Paris Agreement, the US.

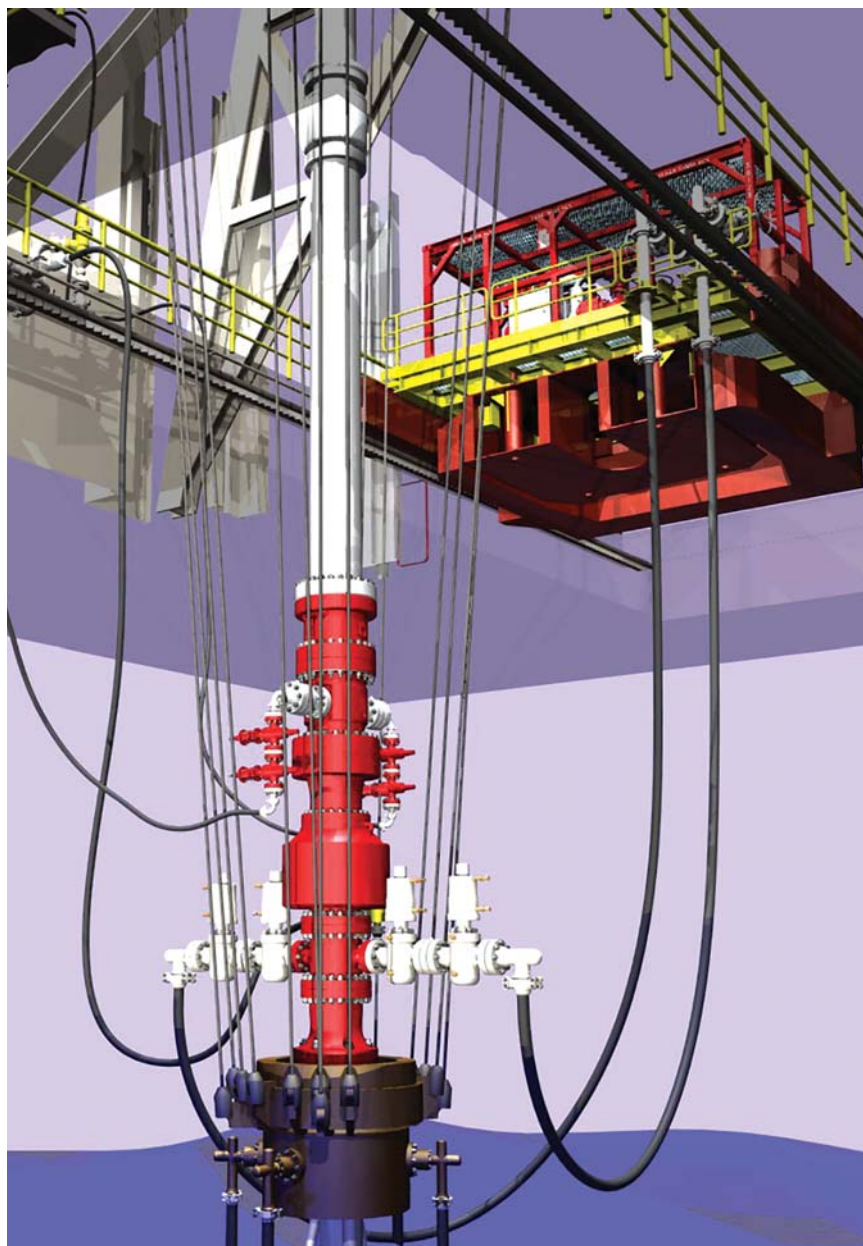
PHƯƠNG PHÁP KẾT HỢP TẠO THUẬN LỢI CHO CÔNG TÁC KHOAN

Để khai thác được hết tiềm năng của các vỉa chứa trong giai đoạn trưởng thành và giai đoạn suy giảm áp suất cần phải khoan qua các thành hệ đá phiến không ổn định và thành hệ cát có áp suất suy giảm. Đây là thách thức lớn đối với phương pháp khoan truyền thống và có thể dẫn đến hiện tượng mất tuần hoàn dung dịch khoan và mất ổn định thành giếng khoan, làm tăng đáng kể thời gian ngừng sản xuất (NPT), gia tăng chi phí khoan và hoàn thiện giếng.

Các phương pháp khoan hiện đại như khoan kiểm soát áp suất (MPD) ngày càng được thực hiện nhiều, để khắc phục các thách thức về kỹ thuật và tài chính của công nghệ khoan truyền thống. Phương pháp MPD duy trì áp suất đáy giếng (CBHP) bằng việc áp dụng đối áp bề mặt (SBP) trong hệ thống vòng kín, giúp cải thiện công tác khoan mà vẫn đảm bảo sự toàn vẹn thành giếng. Phương pháp này đặc biệt hiệu quả khi kết hợp với các kỹ thuật gia cố thành giếng (WBS), giúp giảm rủi ro và chi phí khoan.

Weatherford đã hợp tác với nhà điều hành sử dụng kết hợp công nghệ khoan MPD và WBS để khoan 5 giếng phát triển ngoài khơi biển Caribbean, được đưa vào khai thác từ năm 1961.

Những nỗ lực trước đây sử dụng phương pháp khoan truyền thống vào công tác can thiệp giếng thường có chi phí lớn như việc khoan thêm nhánh mới do ảnh hưởng của sự thay đổi áp suất đáy giếng và tính ổn định thành giếng kém. Bản chất là do sự biến động lặp đi lặp lại gây ra mất áp suất do ma sát khi bật và tắt



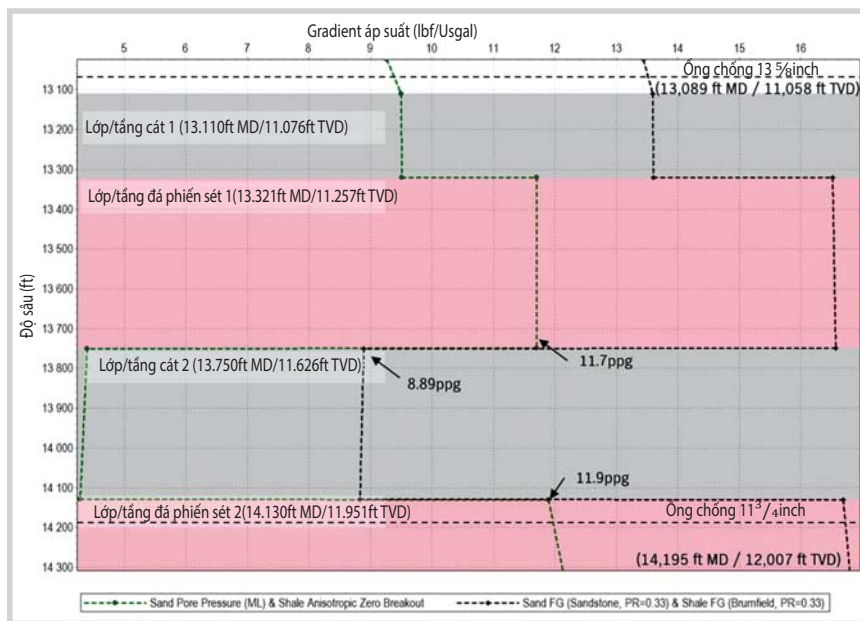
Hình 1. Hệ thống kiểm soát Weatherford Microflux MPD. Nguồn: Weatherford

máy bơm trong quá trình khoan và quá trình làm sạch giếng cũng dẫn đến hiện tượng môi thành giếng, đặc biệt khi khoan qua các tầng đá phiến không ổn định.

Tạo cửa sổ khoan

Trọng tâm của dự án hợp tác là hệ thống điều khiển vòng kín tự động MPD Weatherford Microflux. Khác với phương pháp truyền thống, hệ

thống này có khả năng phát hiện và kiểm soát tình trạng ngấm hoặc mất dung dịch khoan, kể cả nhỏ nhất, để giảm thiểu sự cố và nâng cao hiệu quả công tác khoan. Điều này cho phép các nhà khai thác đưa ra quyết định dựa trên dữ liệu thực tế trên bề mặt và dữ liệu thành giếng chứ không phải từ các mô hình dự báo. Khả năng tối ưu hóa tỷ trọng dung dịch khoan của hệ thống đặc



Hình 2. Áp dụng kỹ thuật MPD và WBS để xuất hiện của số khoan ở đoạn 12 1/4 - 14 3/4 inch. Nguồn: Weatherford

biệt có lợi trong trường hợp cửa sổ dung dịch khoan (vùng giữa áp suất lỗ rỗng và gradient áp suất nứt vỡ) rất hẹp hoặc không tồn tại.

Phần quan trọng của hệ thống điều khiển tự động MPD là thiết bị quay sử dụng trong hệ thống vòng kín để chứa lưu thể trong đới vành xuyên trong khi khoan. Thiết bị này cho phép thực hiện khoan dưới cân bằng, cận cân bằng và trên cân bằng khi nguy cơ khí xâm nhập vào lòng giếng tăng cao. Thiết bị này hướng các chất lưu qua một bộ tách/nhập dòng được thiết kế với công nghệ cảm ứng tiên tiến để lấy các dữ liệu quan trọng từ chất lưu.

Việc lập kế hoạch và thiết kế mở rộng sẽ quyết định tỷ trọng dung dịch khoan tối ưu, tính chất lưu biến của vật liệu WBS, dung dịch khoan và các thông số khoan của từng giai đoạn của dự án, bao gồm khoan, nâng hạ ống chống, cân bằng giếng, gia cố thành giếng, lắp ống chống lừng, trám xi măng và các hoạt động MPD dự phòng.

Đoạn ống 12 1/4 - 14 3/4 inch có cửa sổ dung dịch khoan được xác định

bởi 2 tầng đá phiến sét không ổn định, cho thấy không có cửa sổ nào đang hoạt động khi khoan qua tầng cát có áp suất suy giảm mà không gây mất dung dịch khoan (Hình 2). Do vậy, phải sử dụng tỷ trọng dung dịch khoan thấp nhất để có thể đáp ứng yêu cầu gradient ổn định thành giếng và gradient nứt vỡ trong tầng cát suy kiệt. Mục tiêu là khoan qua tầng cát có áp suất suy giảm và cô lập nó bằng ống chống lừng 11 3/4 inch.

Weatherford sử dụng hệ thống điều khiển tự động MPD để khoan từ đế cột ống chống 13 3/8 inch ở độ sâu MD 4.037m (13.245ft) đến đỉnh của tầng đá phiến đầu tiên ở độ sâu MD 4.359m (14.302ft). Trong đoạn khoan này đã sử dụng dung dịch khoan có tỷ trọng dung dịch tương đương (EMW) 11,7ppg để tăng cường thành giếng một cách linh hoạt, trộn lẫn vật liệu chống mất dung dịch khi tuần hoàn để tăng gradient áp suất nứt vỡ đối với thành hệ cát khoan qua dự kiến từ 8,9ppg lên 11,9ppg tỷ trọng dung dịch tương đương. Trước khi đến tầng đá phiến sét đầu tiên, đối áp

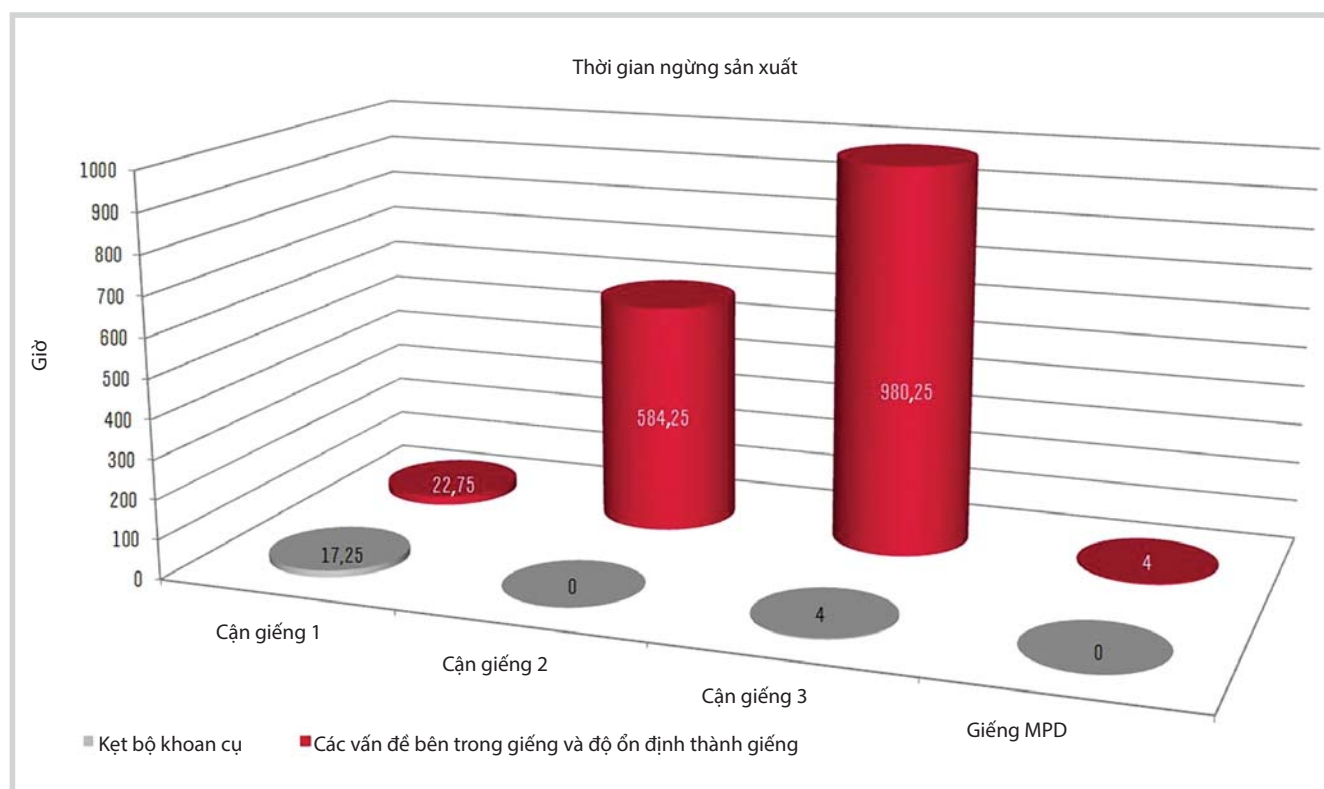
bề mặt sẽ được sử dụng để tạo ra tỷ trọng tuần hoàn tương đương (ECD) 11,9ppg trong khi khoan và tỷ trọng dung dịch tương đương (EMW) 11,9ppg khi thực hiện kết nối. Dung dịch 10,8ppg bơm với tốc độ 1.100gallons/m được sử dụng để khoan nhằm đảm bảo làm sạch lỗ khoan, đối áp bề mặt 625psi được áp dụng khi kết nối để giảm thiểu dao động áp suất.

Tiết kiệm đáng kể thời gian và chi phí

Đối với đoạn khoan 10 5/8 - 12 1/4 inch, ống chống lừng 11 3/4 inch được đặt ở độ sâu MD 4.359m với phần đỉnh ống lừng tại độ sâu MD 3.885m (12.745ft). Sau khi khoan đến độ sâu dự kiến 4.684m (15.366ft), một bộ khoan cụ mở lỗ chuyên dụng 12 1/4 inch được đưa xuống hết độ sâu tổng (TD). Một đoạn ống lừng 9 5/8 inch sau đó được đưa xuống và nối vào ống chống lừng 11 3/4 inch ở độ sâu MD 4.207m (13.802ft).

Cửa sổ khoan được xác định bởi các tầng đá phiến sét không ổn định và gradient nứt vỡ của tầng cát suy kiệt. Phương pháp MPD được sử dụng để khoan từ độ sâu 4.359m MD đến 4.684m MD với dung dịch khoan 12,5ppg ở tốc độ 900gpm và đối áp bề mặt 600psi trong khi kết nối. Trong quá trình khoan, cát suy kiệt được tăng cường đến khi tỷ trọng dung dịch tương đương 13,4ppg cho đến hết độ sâu, khi đó cát được tăng hơn nữa đến tỷ trọng dung dịch tương đương 14,34ppg.

Ở cả 2 đoạn MPD, công tác nâng hạ ống, tuần hoàn và trám xi măng đảm bảo tỷ trọng tuần hoàn tương đương trong giếng phải nằm trong cửa sổ dung dịch khoan mới trong suốt thời gian hạ ống lừng và quá trình trám xi măng. Khi tầng cát suy kiệt hoàn toàn lộ ra, kỹ thuật WBS



Hình 3. Thời gian ngừng sản xuất (NPT) do kẹt bộ khoan cụ và do các vấn đề bên trong giếng và độ ổn định thành giếng dưới để cột ống chống 13 3/8 inch theo thời gian.
Nguồn: Weatherford

tính được áp dụng để tạo ra cửa sổ cho việc nâng hạ ống và chạy ống lừng. Trong trường hợp này, một lượng giới hạn chất gia cố thành giếng được sử dụng với choòng khoan ở dưới đáy giếng và đưa khối lượng dung dịch tương ứng với hàm lượng yêu cầu tập trung trước vỉa cát và dừng tuần hoàn. Phương pháp MPD áp dụng đối áp bề mặt cho tới khi đạt tỷ trọng dung dịch tương đương mục tiêu. Các cột ống được xoay và di chuyển lên xuống từ từ để tránh kẹt bộ khoan cụ do chênh áp. Việc sử dụng công nghệ MPD cho phép giữ choòng khoan dưới đáy giếng mà không cần làm sạch.

Vì vậy, giếng khoan MPD không gây mất thời gian dừng sản xuất do kẹt bộ khoan cụ so với các giếng được khoan bằng phương pháp khoan truyền thống.

Việc kết hợp kỹ thuật MPD/WBS làm giảm đáng kể thời gian sử dụng giàn khoan và thời gian ngừng sản xuất (NPT), giúp nhà điều hành tiết kiệm khoảng 3 ngày sử dụng giàn khoan. Kỹ thuật MPD giảm nhẹ các chu kỳ áp suất đáy giếng bằng cách duy trì áp suất đáy không đổi, cho phép khoan với tỷ trọng dung dịch tính thấp nhất và duy trì áp suất thành dọc thành giếng, tránh sập lở

thành giếng. Kỹ thuật WBS gia tăng áp lực lân cận thành giếng đối với tầng cát có áp suất suy giảm để tạo ra cửa sổ dung dịch khoan, tránh bị mất và kẹt bộ khoan cụ.

Giếng được khoan theo phương pháp truyền thống cần 2.410 giờ để khoan cả 2 đoạn; 980 giờ ngừng sản xuất để khắc phục các sự cố, đảm bảo độ ổn định thành giếng và công tác đo ngược làm rộng giếng. Trong khi đó, giếng sử dụng phương pháp MPD chỉ cần 533 giờ để khoan cả 2 đoạn; 4 giờ ngừng sản xuất và không cần đến khoan đo ngược vẫn có được giếng chất lượng tốt.

Hiền Trang (theo E&P)

TRIỂN VỌNG LNG TOÀN CẦU 2017

Theo Bloomberg New Energy Finance (BNEF), tình trạng dư thừa LNG không ảnh hưởng nghiêm trọng đến đầu tư và làm hạ giá LNG như dự báo.

Nguồn khí thiên nhiên phong phú và xu hướng sử dụng nhiên liệu sạch trên toàn cầu đã thúc đẩy việc đầu tư vào các dự án xuất khẩu nhiên liệu lỏng trong thập kỷ qua. Theo Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), sự gia tăng sản lượng sẽ khiến nhu cầu LNG tăng trưởng mạnh hơn so với dầu và than đá cho đến năm 2040. Mức tăng trưởng nhu cầu LNG tăng nhanh nhất kể từ năm 2011 đã thu hẹp khoảng cách giữa cung - cầu. Theo phân tích mới nhất của BNEF, tình trạng dư thừa nguồn cung sẽ sớm kết thúc. Sản lượng LNG dư thừa dự báo sẽ đạt đỉnh 87 triệu tấn vào năm 2020 (tương đương 28% tổng nhu cầu). Theo báo cáo mới nhất của BNEF, nguồn cung LNG dự kiến sẽ giảm vào năm 2025 nếu không triển khai dự án mới.

Cân bằng cung - cầu LNG toàn cầu

Trong trung hạn (2017 - 2020): Nhu cầu LNG tăng trưởng mạnh dự kiến sẽ đạt 314 triệu tấn/năm vào năm 2020 do các chính sách về

năng lượng khuyến khích sử dụng khí đốt, thay đổi trong cơ cấu trong thị trường năng lượng. Nguồn cung LNG sẽ tăng mạnh hơn với sản lượng dự kiến đạt 400 triệu tấn/năm vào năm 2020 khi các terminal xuất khẩu của Mỹ và Australia được đưa vào sử dụng. Theo báo cáo, tình trạng cung vượt cầu sẽ tiếp diễn trong một vài năm tới bất chấp nhu cầu tăng mạnh. Tuy nhiên, tình trạng này sẽ không nghiêm trọng như những dự báo trước đây do giá LNG thấp, các dự án xuất khẩu chậm tiến độ và Australia tạm dừng một số dự án mới.

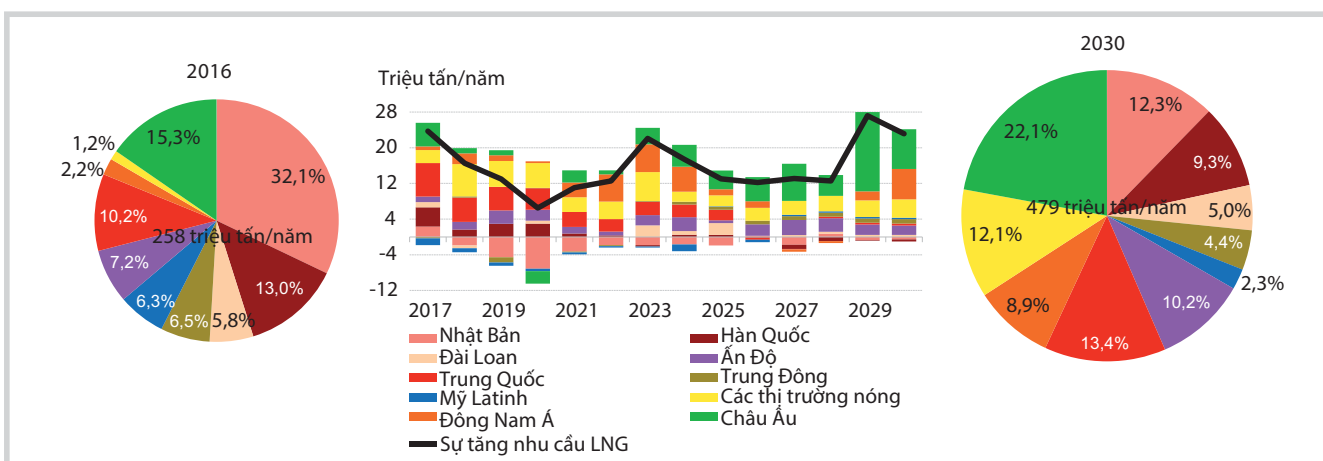
Về dài hạn (2020 - 2030): Nhu cầu LNG sẽ tiếp tục tăng và đạt 479 triệu tấn/năm vào năm 2030 do sự phát triển của thị trường năng lượng mới, tăng lượng khí sử dụng trong tích hợp năng lượng tái tạo và cơ hội để sử dụng khí đốt làm nhiên liệu thay thế khi các nhà máy điện than và hạt nhân ngừng hoạt động. Nguồn cung LNG sẽ đạt đỉnh vào năm 2020 và không có dự án mới nào được triển khai trong giai đoạn 2020 - 2024. Do đó, thị trường LNG toàn cầu giai đoạn 2023 - 2024 sẽ thắt chặt nguồn cung và có thể sẽ đối mặt với tình trạng thiếu hụt nguồn cung tiềm năng từ năm 2025.

Nhu cầu LNG toàn cầu 2017 - 2030

Thị trường LNG đã chịu tác động của việc tăng nguồn cung kể từ khi các dự án ở Australia và Mỹ bắt đầu đi vào hoạt động. Theo LNG Japan Corp., giá LNG nhập khẩu vào Nhật Bản trung bình năm 2017 là 8,05USD/triệu Btu, giảm từ mức 16,25USD năm 2014.

Năm 2017, nhu cầu LNG toàn cầu ước đạt 280 triệu tấn/năm, tăng 22 triệu tấn/năm so với năm 2016. Đến năm 2030, nhu cầu LNG toàn cầu dự kiến đạt 479 triệu tấn/năm, với tốc độ tăng trưởng hàng năm là 4,5%.

Trung Quốc là nước có nhu cầu LNG lớn nhất, tăng 45% trong 7 tháng đầu năm 2017. BNEF nhận định Trung Quốc sẽ vượt qua Hàn Quốc trở thành nước nhập khẩu LNG lớn thứ hai thế giới trong năm 2019 và vượt Nhật Bản chiếm vị trí số 1 vào năm 2025. Nhu cầu khí đốt của Trung Quốc tăng thay thế cho dầu và than. Tổng lượng tiêu thụ năng lượng của nước này từ tháng 1 đến tháng 7 tăng nhanh nhất trong 4 năm. Đến năm 2020, Trung Quốc cùng các thị trường mới nổi như Pakistan, Bangladesh và các nước mới nhập khẩu LNG sẽ góp phần thúc đẩy tăng trưởng nhu cầu LNG. Nhật Bản



Hình 1. Tăng trưởng nhu cầu LNG trong giai đoạn 2016 - 2030. Nguồn: BNEF, Poten and Partners, Customs

đã đẩy mạnh nhập khẩu hơn 2 triệu tấn LNG trong nửa đầu năm 2017, tuy nhiên, sản lượng nhập khẩu sẽ giảm trong dài hạn khi điện hạt nhân thay thế cho điện khí. Hàn Quốc đang ưu tiên sử dụng khí tự nhiên và năng lượng tái tạo hơn so với than đá và hạt nhân. Theo BNEF, Hàn Quốc sẽ nhập khẩu 47,2 triệu tấn LNG vào năm 2025 so với mức 31,7 triệu tấn trong dự báo trước đó. Nhu cầu LNG tại Đông Nam Á sẽ tăng khi nguồn cung khí tự nhiên tại khu vực giảm. Châu Âu dự kiến sẽ giảm theo nhu cầu LNG toàn cầu từ năm 2026 đến 2030.

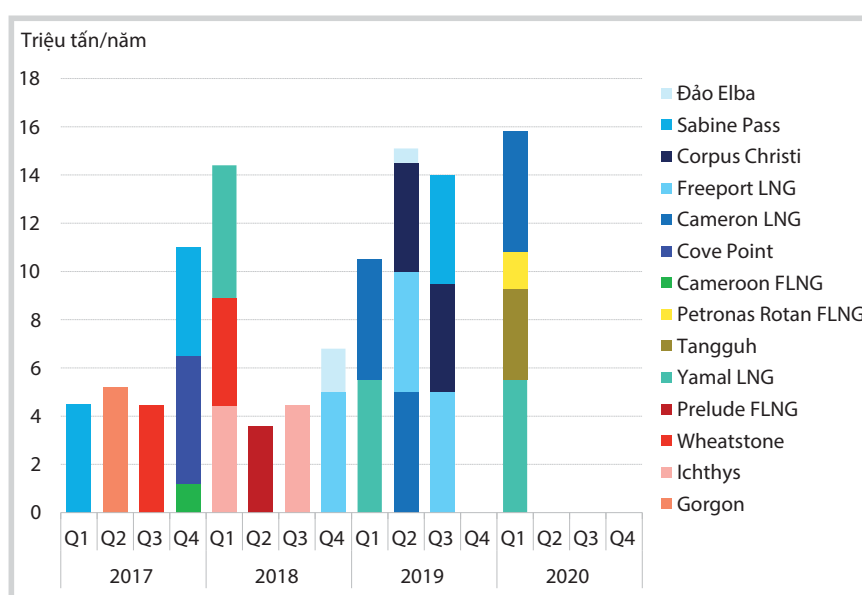
Nguồn cung LNG đến năm 2020 tăng mạnh

Trong nửa đầu năm 2017, 2 dự án đã được triển khai là Sabine Pass Train 3 của Cheniere (công suất 4,5 triệu tấn/năm) và Gorgon Train 3 của Chevron (công suất 5,2 triệu tấn/năm), với tổng công suất là 9,7 triệu tấn/năm. 4 dự án với tổng công suất 15,5 triệu tấn/năm dự kiến sẽ đi vào hoạt động trong cuối năm 2017, bao gồm Wheatstone Train 1 (Chevron), Sabine Pass 4 (Cheniere), Cove Point 1 (Dominion Resources) và Cameroon FLNG (Golar LNG).

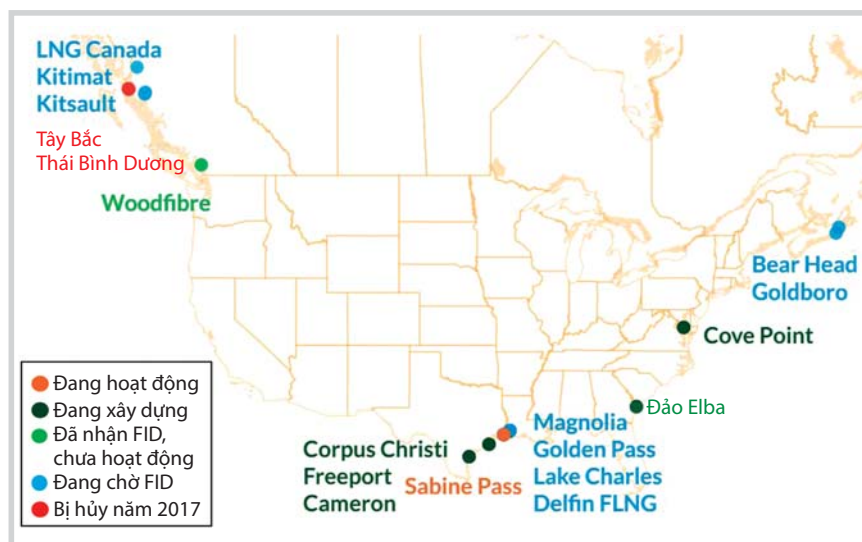
Theo kế hoạch, 20 dự án khác bắt đầu được đưa vào hoạt động trong giai đoạn 2018 - 2020 với tổng công suất 84,7 triệu tấn/năm gồm: 45,9 triệu tấn/năm từ Mỹ, 17 triệu tấn/năm từ Australia, 16,5 triệu tấn/năm từ Liên bang Nga và 5,3 triệu tấn/năm từ Malaysia và Indonesia.

Australia sẽ hoàn thành xây dựng 4 train còn lại vào Quý III/2018. Novatek của Liên bang Nga dự kiến train đầu tiên của dự án Yamal LNG sẽ bắt đầu hoạt động đầu năm 2018.

Hàng loạt các dự án LNG của Mỹ sẽ tham gia thị trường từ Quý IV/2018 gồm: Freeport LNG và Elba Island pha I của Kinder Morgan, tiếp đó là



Hình 2. Các dự án LNG trong giai đoạn 2017 - 2020. Nguồn: BNEF



Hình 3. Các dự án cảng xuất khẩu LNG tại Bắc Mỹ. Nguồn: BNEF

Cameron LNG của Sempra Energy và Corpus Christi của Cheniere.

Ở các khu vực còn lại chỉ có Indonesia và Malaysia đóng góp vào tăng trưởng sản lượng LNG trong vài năm tới. Đến đầu năm 2020, Tangguh Train 3 của BP dự kiến sẽ đi vào hoạt động, cùng thời điểm, Petronas sẽ triển khai dự án FLNG Rotan thứ hai.

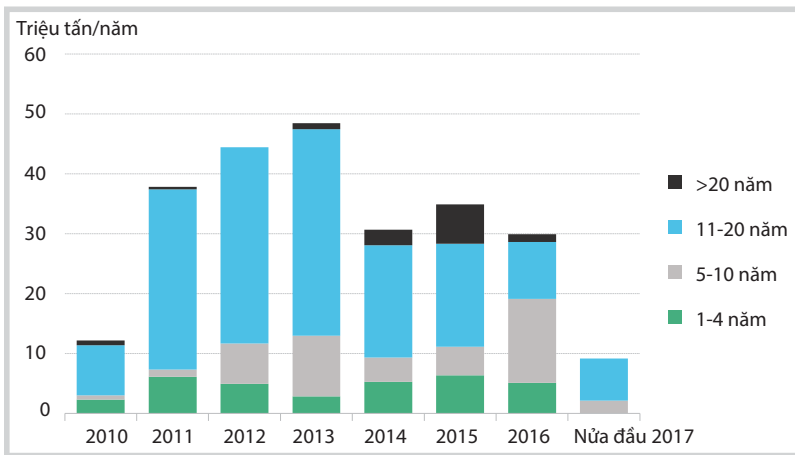
Các dự án LNG tại Bắc Mỹ

Về xuất khẩu, Sabine Pass đã đưa Train 3 vào hoạt động từ tháng 1/2017 và Train 4 sẽ bắt đầu xuất khẩu trong vài tháng tới. Cove Point

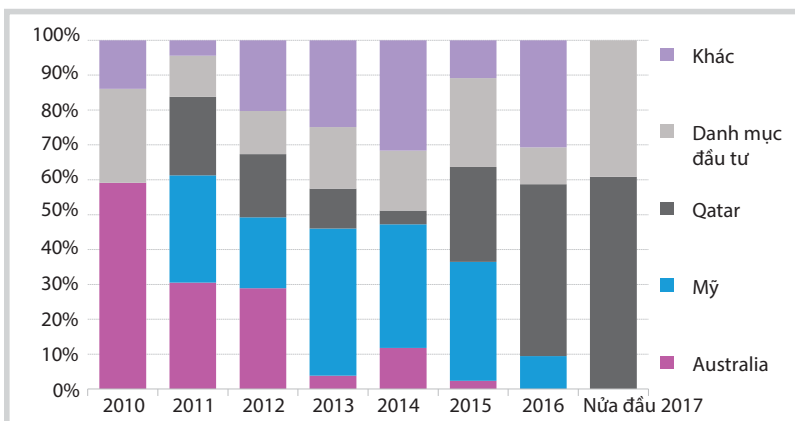
tại Maryland cũng sẽ đi vào hoạt động cuối năm 2017. Tổng công suất xuất khẩu của 2 train có thể lên tới 22,5 triệu tấn/năm.

Về việc phê duyệt, Golden Pass và Delfin đã được phê duyệt và đang đợi quyết định đầu tư cuối cùng (FID). Chuỗi dự án LNG tại Bắc Mỹ với tổng công suất trên 146 triệu tấn/năm đang chờ FID.

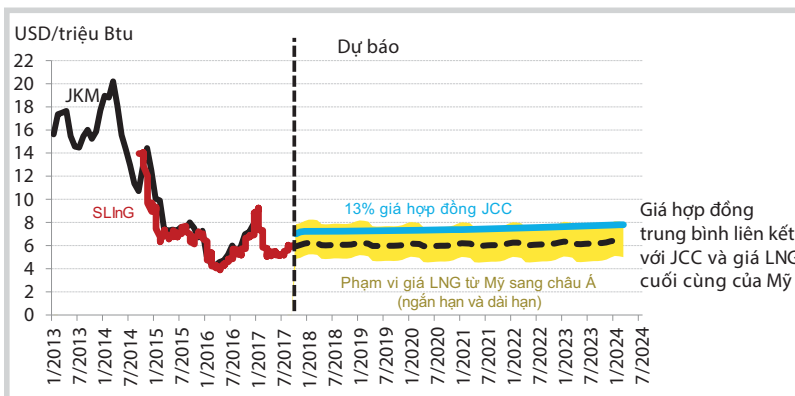
Về các dự án bị hủy bỏ, Canada hủy 2 dự án xuất khẩu LNG với tổng công suất 39 triệu tấn/năm trong năm 2017. Shell rút khỏi dự án Prince Rupert của BG Group vào tháng 3



Hình 4. Hợp đồng LNG theo kỳ hạn từ 2010 - 2017. Nguồn: BNEF



Hình 5. Cổ phần của các nhà cung cấp chủ yếu trong hợp đồng mua bán LNG. Nguồn: BNEF



Hình 6. Dự báo giá LNG tại châu Á trong tương lai. Nguồn: BNEF, CME, Singapore Exchange

và Petronas từ bỏ dự án Pacific Northwest vào tháng 7. Các dự án bị hủy bỏ chủ yếu do điều kiện thị trường, giá dầu khí thấp, nguồn cung LNG toàn cầu lớn, làm cho các dự án không đảm bảo hiệu quả kinh tế.

Nhu cầu LNG tăng sẽ làm giảm tình trạng dư thừa nguồn cung. Lượng LNG xuất bán của

khu vực Bắc Mỹ dự kiến sẽ đạt hơn 100 triệu tấn/năm cho tới năm 2020. Tình trạng dư thừa nguồn cung đã dẫn đến việc các công ty giảm ký kết các hợp đồng dài hạn nhằm tận dụng hỗ trợ tài chính trong các hợp đồng mới, chỉ duy nhất dự án terminal xuất khẩu nhỏ ở Mozambique được phê duyệt trong năm 2017. BNEF nhận

định sẽ có một số dự án mới được duyệt trước năm 2020. Tuy nhiên phải mất ít nhất 5 năm để xây dựng nhà máy xuất khẩu nên thị trường LNG sẽ gần đạt mức cân bằng vào năm 2024.

Qatar và các nhà cung cấp giành được hợp đồng mua bán LNG

Hợp đồng mua bán LNG giảm xuống 5,7 triệu tấn trong nửa đầu năm 2017, mức thấp kỷ lục trong vòng 8 năm qua, thấp hơn 1/2 khối lượng bán ra cùng kỳ năm 2016, cho thấy thách thức đối với các nhà cung cấp LNG.

Lợi ích trong các hợp đồng ngắn hạn (1 - 4 năm) giảm khi người mua mong đợi trong thời gian tới sẽ có nhiều chuyển hàng LNG giao ngay giá rẻ sẵn có, do cung vượt quá cầu và giá dầu thấp.

Qatar và các nhà cung cấp dự định ký các hợp đồng mua bán dài hạn để cạnh tranh với các đối thủ trên thị trường toàn cầu.

Các nhà cung cấp mua LNG từ các dự án khác nhau. Bằng cách tối ưu hóa danh mục cung cấp LNG, các nhà cung cấp có thể đưa ra các điều khoản linh hoạt và cạnh tranh hơn trong hợp đồng mua bán để giành ưu thế trước đối thủ.

Kịch bản giá LNG dài hạn tại châu Á

Dự báo đến năm 2025, cung - cầu LNG toàn cầu sẽ cân bằng. Qatar quyết định bổ sung thêm 30 triệu tấn/năm vào thị trường sau năm 2025 để giúp cân bằng thị trường và ngăn chặn giá LNG giao ngay tăng cao. Công ty năng lượng quốc gia Qatar Petroleum ít phụ thuộc vào các định chế tài chính hơn các công ty năng lượng khác, vì vậy có thể chọn thời điểm tăng sản lượng thích hợp khi dự báo thị trường sẽ cần nhiều nguồn cung hơn thay vì chờ đợi khách hàng ký cam kết dài hạn.

Nếu giá dầu vẫn giữ ở mức như hiện nay, giá LNG giao ngay sẽ đạt khoảng 6USD/triệu Btu tính đến giữa những năm 20 của thế kỷ XXI.

Linh Chi (theo Bloomberg)

TIN TRONG NGÀNH

Việt Nam - Azerbaijan: Dầu khí là trọng tâm của hợp tác song phương

Ngày 13/9/2017, tại Trụ sở Chính phủ, Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc đã tiếp Bộ trưởng Ngoại giao Azerbaijan Elmar Mammadyarov. Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc nhấn mạnh, Chính phủ và nhân dân Việt Nam luôn coi trọng việc duy trì, củng cố quan hệ hữu nghị truyền thống với Azerbaijan; đồng thời tin tưởng chuyến thăm này sẽ góp phần củng cố quan hệ song phương, nhất là trong lĩnh vực thương mại, dầu khí.

Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc đề nghị tiếp tục duy trì và phát huy hiệu quả cơ chế Ủy ban liên Chính phủ về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học kỹ thuật; thông qua cơ chế này để xác định các lĩnh vực hai bên có thể mạnh. Trong đó, dầu khí là trọng tâm của hợp tác song phương.



Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc tiếp Bộ trưởng Ngoại giao Azerbaijan. Ảnh: VGP

Bộ trưởng Ngoại giao Elmar Mammadyarov cho biết năm 2019 kỷ niệm 60 năm ngày Chủ tịch Hồ Chí Minh đến thăm Tp. Baku, Azerbaijan, là sự kiện có ý nghĩa trọng đại đối với nhân dân hai nước. Bộ trưởng Elmar Mammadyarov cho rằng dầu khí là

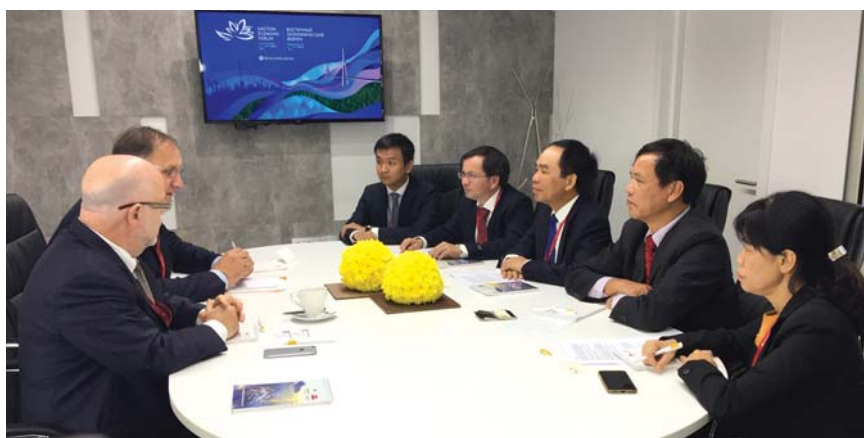
lĩnh vực hai nước hợp tác thành công, đồng thời khẳng định Azerbaijan đang nỗ lực thúc đẩy quan hệ hợp tác với Việt Nam không chỉ trên các lĩnh vực truyền thống mà mở rộng sang các lĩnh vực tiềm năng khác.

Nguyễn Hoàng

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tham dự Diễn đàn Kinh tế Phương Đông 2017

Từ ngày 6 - 7/9/2017, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tham dự Diễn đàn Kinh tế Phương Đông 2017 tại Vladivostok, Liên bang Nga. Tham dự Diễn đàn có hơn 5.000 đại biểu, tăng gần 1,5 lần so với năm 2016 với đại diện đến từ hơn 60 nước trên thế giới. Điều này chứng tỏ chính sách thu hút đầu tư của chính phủ Liên bang Nga vào vùng Viễn Đông đã nhận được sự quan tâm của giới doanh nghiệp, đầu tư trên toàn thế giới.

Tại Diễn đàn, Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin khẳng định Liên bang Nga sẽ tiếp tục thiết lập các cơ chế ưu đãi dành cho các nhà đầu tư, đổi mới và cải thiện môi trường đầu tư, nâng cao cơ sở hạ tầng, chất lượng cuộc sống của người dân ở khu vực Viễn Đông trong các lĩnh vực y tế, giáo dục, khoa học, thể thao, văn hóa và nhà ở.



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với Rosneft. Ảnh: PVN

Thông qua các hoạt động tại Diễn đàn Kinh tế Phương Đông năm 2017, Đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã cập nhật tiềm năng của các dự án dầu khí mới và quy mô lớn ở Đông Siberia và Viễn Đông, Irkutsk và trung tâm sản xuất khí Yakutia, thị trường dầu mỏ và khí đốt Vankor, dự án Chonsky, trung tâm sản xuất khí Sakhalin, dự án xây dựng nhà máy chế biến khí đốt vùng

Amur; Tổ hợp công nghệ dầu mỏ và Dự án LNG trên lãnh thổ Primorye.

Trong thời gian làm việc tại Vladivostok, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã làm việc song phương với các đối tác như: Rosneft, Gazprom, Gazpromneft, VTB... nhằm thúc đẩy việc triển khai hiệu quả các dự án hợp tác và tìm kiếm các cơ hội mới trong lĩnh vực dầu khí.

Hoàng Anh

Việt Nam - Nhật Bản tăng cường hợp tác trong lĩnh vực năng lượng



Bộ trưởng Trần Tuấn Anh và Bộ trưởng Hiroshige Seko ký Ý định thư hợp tác song phương. Ảnh: MOIT

Ngày 14/9/2017, Bộ trưởng Bộ Công Thương Trần Tuấn Anh đã hội đàm với Bộ trưởng Bộ Kinh tế, Thương mại và Công nghiệp Nhật Bản (METI) Hiroshige Seko.

Hai bộ trưởng chia sẻ nhận thức chung về tầm quan trọng của hợp tác năng lượng Việt Nam và Nhật Bản trong trung và dài hạn. Bộ trưởng Trần Tuấn Anh đánh giá cao đề xuất của Bộ trưởng Hiroshige Seko tại Kỳ họp lần 2 Ủy ban hỗn hợp Việt Nam - Nhật Bản về công nghiệp, thương mại và năng lượng tại Tokyo (Nhật

Bản) về việc xây dựng quan hệ hợp tác chiến lược giữa Bộ Công Thương Việt Nam và Bộ Kinh tế, Thương mại và Công nghiệp Nhật Bản trong lĩnh vực năng lượng nhằm xác định các lĩnh vực ưu tiên hợp tác phù hợp với lợi ích của hai nước. Bộ trưởng Trần Tuấn Anh đề nghị phía Nhật Bản tăng cường hợp tác trong lĩnh vực năng lượng, thúc đẩy đầu tư của Nhật Bản vào những lĩnh vực hợp tác năng lượng mới, bao gồm nhiệt điện khí, năng lượng tái tạo và hợp tác về môi trường trong lĩnh vực năng lượng.

Bộ trưởng Trần Tuấn Anh và Bộ trưởng Hiroshige Seko ký Ý định thư hợp tác song phương hỗ trợ Việt Nam trong một số lĩnh vực hai bên quan tâm hợp tác, đặc biệt là lĩnh vực công nghiệp hỗ trợ, công nghiệp ô tô, năng lượng, công nghiệp chế biến thực phẩm, nâng cao năng lực thể chế nhằm trợ giúp Việt Nam thực hiện có hiệu quả tiến trình hội nhập kinh tế khu vực và thế giới.

Theo số liệu thống kê của Tổng cục Hải quan Việt Nam, năm 2016, với tổng kim ngạch thương mại song phương đạt 29,6 tỷ USD, Nhật Bản là đối tác thương mại lớn thứ 4 của Việt Nam (sau Trung Quốc, Mỹ và Hàn Quốc), là thị trường xuất khẩu lớn thứ 3 (sau Mỹ và Trung Quốc) và là thị trường nhập khẩu lớn thứ 3 (sau Trung Quốc và Hàn Quốc) của Việt Nam. Trong 8 tháng đầu năm 2017, kim ngạch xuất nhập khẩu song phương đạt 21,4 tỷ USD, tăng 12,3% so với cùng kỳ năm 2016, trong đó xuất khẩu đạt 11 tỷ USD, tăng 16,5%, nhập khẩu đạt 10,4 tỷ USD, tăng 8,3% so với cùng kỳ.

Ngọc Phương

Petrovietnam tiếp nhận tài sản và hoạt động dầu khí các Lô 01 & 02

Ngày 8/9/2017, tại Tp. Hồ Chí Minh, các bên nhà thầu của Hợp đồng dầu khí các Lô 01 & 02 đã ký Thỏa thuận bàn giao tài sản và hoạt động dầu khí cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Thỏa thuận có hiệu lực từ 23 giờ 59 phút ngày 9/9/2017 (thời điểm kết thúc Hợp đồng).

Hợp đồng chia sản phẩm (PSC) các Lô 01 & 02 được ký ngày 9/9/1991, có hiệu lực từ ngày 10/9/1991. Tỷ lệ quyền lợi tham gia của các bên nhà thầu là: PCVL (85%), Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí - PVEP (15%).

Sau 26 năm thực hiện Hợp đồng, các bên tham gia đã phát hiện và đưa các mỏ vào khai thác (Ruby vào năm 1998, Pearl và Topaz vào năm 2010, Diamond và Sư Tử Nâu vào năm 2014), các cấu tạo Jade và Emerald đã được phát hiện nhưng chưa được đưa vào khai thác.



Lễ ký Thỏa thuận bàn giao tài sản và hoạt động dầu khí các Lô 01 & 02. Ảnh: PVN

Tổng sản lượng đã được khai thác từ các mỏ trên đến nay đạt khoảng 116 triệu thùng, sản lượng khai thác trung bình hiện nay là 14.000 thùng/ngày.

Xuân Sơn

Petrovietnam và Sumitomo tăng cường hợp tác kinh doanh LNG



Hội thảo về thị trường LNG. Ảnh: Như Trang

Ngày 19/9/2017, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Sumitomo (Nhật Bản) đã tổ chức Hội thảo "Thị trường LNG thế giới và khu vực, một số kinh nghiệm áp dụng cho chuỗi LNG Thị Vải - Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 và 4". Tại Hội thảo, đại diện Sumitomo đã giới thiệu về

cơ cấu lĩnh vực năng lượng và công tác kinh doanh LNG của Sumitomo tại Việt Nam; xu hướng phát triển thị trường khí đốt trong các khu vực sản xuất khí chính ở Đông Nam Á; dự báo cung - cầu LNG, các dự án kho cảng nhập khẩu LNG ở Đông Nam Á.

Các chuyên gia của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Sumitomo đã tập trung thảo luận về dự án nhập khẩu LNG Thị Vải; phân tích các ưu, nhược điểm của các công thức giá, các loại hợp đồng kỳ hạn...

Để đảm bảo tài chính cho dự án, Sumitomo cho rằng cần có cam kết lâu dài của bên nhập khẩu LNG bằng hợp đồng thuê TUA (bên nhập khẩu phải cam kết sử dụng hoặc thanh toán cho khoản đầu tư dài hạn để đảm bảo thu hồi chi phí đầu tư trong thời gian ngắn nhất), có cam kết lâu dài của bên mua điện bằng hợp đồng mua bán điện (PPA), cam kết từ nguồn cung cấp và mua LNG ổn định (có khối lượng cam kết mua chắc chắn để đảm bảo nguồn cung LNG ổn định và cạnh tranh trong thời gian dài), quản lý rủi ro tiền tệ.

Linh Chi

Sản lượng khai thác dầu khí của PVEP đạt 3,36 triệu tấn



Mỏ Đại Hùng. Ảnh: PVEP

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) cho biết, với việc triển khai đồng bộ các giải pháp tổ chức, quản lý đến điều hành thăm dò khai thác, PVEP đã hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng khai thác dầu khí được giao trong 8 tháng đầu năm 2017.

Cụ thể, sản lượng khai thác đạt 3,36 triệu tấn dầu quy đổi, trong đó có 2,63 triệu tấn dầu và condensate, 731,3 triệu m³ khí. Tổng doanh thu 8 tháng của PVEP đạt 22.405 tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế đạt 2.301 tỷ đồng và nộp ngân sách Nhà nước 5.644 tỷ đồng.

Trong cuối năm 2017, PVEP tập trung triển khai vận hành an toàn, ổn định các mỏ hiện có, đồng thời nghiên cứu phương án tối ưu để triển khai các dự án phát triển mỏ mới. Đồng thời, Tổng công ty tập trung đẩy mạnh công tác tái cơ cấu, đổi mới phương thức quản trị, tăng cường công tác sáng kiến, sáng chế với mục tiêu nâng cao hiệu quả hoạt động và cải thiện dòng tiền.

Dự báo giá dầu vẫn duy trì ở mức thấp, cùng với các bất cập về cơ chế đặc thù chưa được tháo gỡ, PVEP tiếp tục làm việc với các cơ quan liên quan để báo cáo Chính phủ cho phép điều chỉnh phạm vi sử dụng Quỹ tìm kiếm, thăm dò cho hoạt động tìm kiếm, thăm dò, đồng thời có cơ chế tài chính phù hợp để PVEP phát triển mỏ Cá Tầm (Lô 09-2/13)...

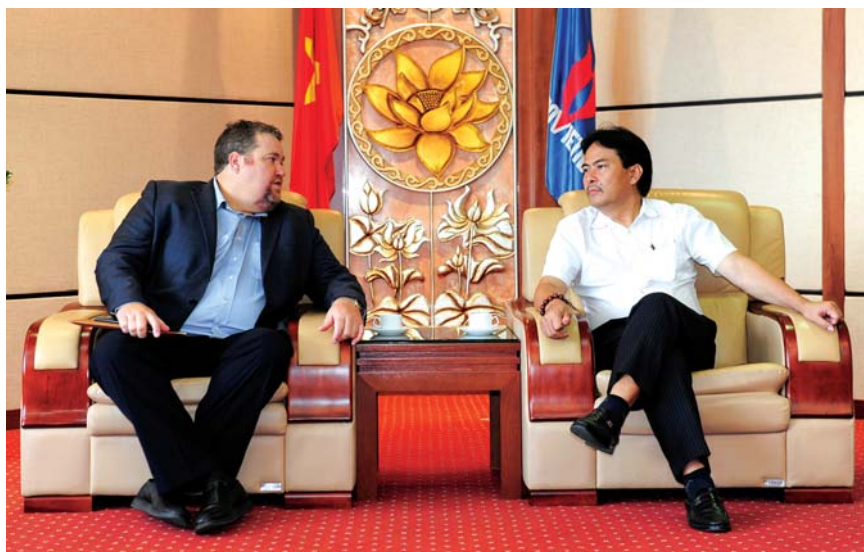
Mạnh Hòa

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với AES

Ngày 5/9/2017, tại Hà Nội, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Hùng Dũng đã tiếp ông David Stone - Tổng giám đốc phụ trách thị trường Việt Nam của AES (Mỹ). Lãnh đạo AES bày tỏ mong muốn được tham gia đầu tư và triển khai chuỗi dự án Nhà máy Nhiệt điện Sơn Mỹ 2 và dự án Kho cảng LNG Sơn Mỹ cùng với Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS).

Ông Nguyễn Hùng Dũng khẳng định Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẵn sàng hợp tác với các đối tác Mỹ, trong đó có AES trong lĩnh vực dầu khí và đặc biệt là các dự án điện, khí, kho cảng mà Tập đoàn đang kêu gọi đầu tư.

AES đang hoạt động tại 17 quốc gia, chủ yếu trong lĩnh vực nhiệt điện và năng lượng tái tạo. Tính đến năm



Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Hùng Dũng tiếp ông David Stone - Tổng giám đốc phụ trách thị trường Việt Nam - AES (Mỹ). Ảnh: Như Trang

2016, tổng tài sản của AES đạt trên 36 tỷ USD. Các nhà máy điện của AES sử dụng công nghệ và các loại nhiên liệu như: than, dầu diesel, thủy điện, khí, dầu, gió và sinh học. Ngoài ra, AES đang sở hữu 1 nhà máy LNG tại

Cộng hòa Dominica với 1 kho chứa LNG 160.000m³. Tại Panama, AES là chủ đầu tư 1 dự án LNG với kho chứa 170.000m³. Tại Việt Nam, AES đã tham gia dự án BOT Nhà máy Nhiệt điện Mông Dương 2.

Việt Nga

PV Drilling cung cấp giàn khoan cho Murphy Phương Nam Oil và KrisEnergy



Giàn khoan tự nâng PV Drilling I sẽ thực hiện chiến dịch khoan của KrisEnergy tại Lô G10/48, vịnh Thái Lan. Ảnh: PVD

Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã ký hợp đồng cung cấp giàn khoan tự nâng PV Drilling III và các dịch vụ kỹ thuật khoan cho chiến dịch khoan của Murphy

Phương Nam Oil Co., Ltd. (Murphy) tại Lô 11-2/11, ngoài khơi Việt Nam. Chiến dịch khoan bắt đầu từ ngày 3/9/2017 với tổng giá trị hợp đồng gần 2 triệu USD.

Trước đó, PV Drilling đã ký hợp đồng cung cấp giàn khoan tự nâng PV Drilling I và các dịch vụ kỹ thuật khoan cho chiến dịch khoan của KrisEnergy tại Lô G10/48, vịnh Thái Lan. Dự kiến, chiến dịch khoan sẽ được thực hiện từ đầu tháng 10/2017 với tổng giá trị hợp đồng khoảng hơn 6 triệu USD.

Giàn PV Drilling I đã hoàn thành xuất sắc chiến dịch khoan của Total E&P Myanmar với thành tích an toàn, về đích sớm, mang lại hiệu quả kinh tế cao. Việc liên tiếp trúng thầu và cung cấp dịch vụ tại nước ngoài đã thể hiện sự thành công của PV Drilling trong việc triển khai các giải pháp ứng phó với giá dầu suy giảm, để thực hiện chiến lược mở rộng thị trường.

Hồng Minh

PV GAS hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng

Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã hoàn thành kế hoạch sản lượng 9 tháng đầu năm 2017, trong đó một số nguồn khí vượt mức sản lượng như: Cửu Long vượt 29%, PM3-Cà Mau vượt 3%, Hàm Rồng - Thái Bình vượt 66%. Trong cuối năm 2017, PV GAS đảm bảo vận hành các công trình an toàn, ổn định, hiệu quả; cung cấp tối đa khí và các sản phẩm khí cho các hộ tiêu thụ, đáp ứng trên 70% nhu cầu LPG trong nước.

Trên cơ sở đó, Tổng công ty tập trung kiểm soát, đảm bảo tiến độ các dự án đầu tư; phát triển thị trường tiêu thụ khí; gia tăng thị phần bán lẻ LPG trong nước. Đồng thời, PV GAS tiếp tục thực hiện các giải pháp tiết kiệm, tiết giảm chi phí, đẩy mạnh



Kho LPG lạnh Thị Vải. Ảnh: PV GAS

phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật, hợp lý hóa sản xuất, ứng dụng khoa học công nghệ để giảm giá thành sản phẩm, nâng cao năng suất lao động... Tổng công ty đặt mục tiêu tiết giảm chi phí khoảng 140 tỷ đồng,

trong đó, tiết giảm từ công tác quản lý 11,3 tỷ đồng; từ công tác vận hành, bảo dưỡng sửa chữa, sản xuất kinh doanh 98,2 tỷ đồng và từ đầu tư xây dựng 30,3 tỷ đồng...

Hồng Minh

PVFCCo chuẩn bị chạy thử Nhà máy NPK Phú Mỹ



PVFCCo đầu tư sản xuất các sản phẩm phân bón chất lượng cao. Ảnh: PVFCCo

Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) đang chuẩn bị cho công tác chạy thử để đưa Nhà máy NPK Phú Mỹ vào vận hành thương mại từ đầu năm 2018, cung cấp cho thị trường trong nước sản phẩm phân bón chất lượng cao, đáp ứng nhu cầu sản xuất nông nghiệp hiện đại.

Hiện nay, NPK được sản xuất bằng cách trộn thủ công đạm, lân, kali hoặc bằng phương pháp nén ép, tạo hạt bằng tháp, ve viên đĩa quay hoặc thùng quay. Nhược điểm của phương pháp này là kích thước, chất dinh dưỡng không đồng đều, dễ hút ẩm, khó khăn trong vận chuyển, bảo quản... Để khắc phục nhược điểm

trên, các nước châu Âu, Nhật Bản, Hàn Quốc... đã sản xuất NPK bằng công nghệ hóa học giúp sản phẩm có chất lượng cao, ổn định, kích thước hạt đồng đều, chất dinh dưỡng không bị bay hơi trong quá trình vận chuyển, bảo quản.

Nhà máy NPK Phú Mỹ có công suất 250.000 tấn/năm, là nhà máy đầu tiên tại Việt Nam sử dụng công nghệ hóa học của Incro SA (Tây Ban Nha). Đây là công nghệ hiện đại nhất thế giới hiện nay để sản xuất ra NPK chất lượng cao, đảm bảo hàm lượng các nguyên tố đa, trung, vi lượng và phù hợp với các nhu cầu sinh trưởng của cây trồng. Sản phẩm NPK Phú Mỹ được kỳ vọng tạo ra xu hướng mới trong sản xuất nông nghiệp công nghệ cao, an toàn cho môi trường, giúp nâng cao năng suất và giá trị kinh tế, đồng thời góp phần đẩy lùi nạn phân bón giả, kém chất lượng trên thị trường và bảo vệ môi trường.

Bùi Hà

Diễn tập ứng phó sự cố tràn dầu tại cảng xuất sản phẩm Dung Quất

Ngày 8/9/2017, Ban chỉ huy ứng phó sự cố tràn dầu tỉnh Quảng Ngãi phối hợp với Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) tổ chức diễn tập ứng phó sự cố tràn dầu tại cảng xuất sản phẩm Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Sự cố tràn dầu (giả định) xảy ra tại cảng xuất sản phẩm với khoảng 300m³ dầu tràn, do gãy mặt bích van trên tàu. Sau khi nhận được thông tin, Trưởng ca trực đã trực tiếp kiểm tra, đánh giá mức độ tràn dầu, thông báo cho thuyền trưởng tàu ESD ngừng bơm dầu thô; điều động lực lượng ứng cứu sự cố tràn dầu và phòng cháy chữa cháy của BSR, Cảng vụ Hàng hải Quảng Ngãi...



Diễn tập ứng phó sự cố tràn dầu tại cảng xuất sản phẩm Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Lực lượng ứng cứu sự cố tràn dầu đã nhanh chóng thả phao vây dầu và gom dầu tràn bằng thiết bị oil skimmer. Bộ đội biên phòng tỉnh Quảng Ngãi triển khai công tác bảo

vệ hiện trường, phối hợp với Cảng vụ Quảng Ngãi lập hành lang an toàn trên bờ, bảo vệ hiện trường trên biển, sơ tán tàu thuyền, bà con ngư dân ra khỏi khu vực xảy ra sự cố.

Trang Nhung

Giàn khoan tự nâng PV Drilling II hoạt động an toàn 8 năm liên tục



Giàn khoan tự nâng PV Drilling II đạt gần 3 triệu giờ công an toàn. Ảnh: PVN

Ngày 16/9/2017, giàn khoan tự nâng PV Drilling II đã đạt mốc 8 năm hoạt động an toàn, không để xảy ra tai nạn gây mất thời gian lao động (Zero LTI) kể từ khi đưa vào vận hành. Thành tích của PV Drilling II được Hiệp hội các nhà thầu khoan quốc tế (IADC) chứng nhận.

PV Drilling II là giàn khoan tự nâng thứ 2 của PV Drilling, được đóng theo mẫu thiết kế tiêu chuẩn của Keppel Offshore & Marine cho thể hệ mới nhất của giàn tự nâng - KFELS Class B MOD V và đang kiểm

ABS, hoạt động tại các khu vực biển Đông Nam Á, Đông Á và Viễn Đông, Úc và châu Đại Dương... Giàn có khả năng thi công giếng khoan có độ sâu đến 30.000ft (tương đương 9.144m chiều sâu khoan).

Tính đến nay, PV Drilling II đã thi công trên 50 giếng khoan tại các mỏ có điều kiện địa chất phức tạp với hiệu suất hoạt động trung bình đạt trên 98%. Tính đến ngày 16/9/2017, giàn đã đạt gần 3 triệu giờ công an toàn.

Hồng Minh

HỘI THẢO ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ QUÉT 3D TRONG LĨNH VỰC DẦU KHÍ

Ngày 15/9/2017, Trường Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU), Công ty CP Giải pháp Chuyên gia Star Global, FARO Technologies Inc. đã tổ chức Hội thảo ứng dụng công nghệ quét 3D trong lĩnh vực dầu khí.

Công nghệ quét 3D được áp dụng rộng rãi trên thế giới, cho phép ghi lại hình ảnh vật thể 3 chiều chính xác, giúp kiểm tra đánh giá hiện trạng, phát hiện các hư hỏng, biến dạng công trình... Đây là công cụ không thể thiếu trong việc lập mô hình thông tin công trình (BIM) được Nhà nước khuyến khích thông qua Quyết định số 2500/QĐ-TTg ngày 22/12/2016 của Thủ tướng Chính phủ, tạo điều kiện để áp dụng, hướng tới mục tiêu tiết kiệm ít nhất 30% chi phí quy đổi tổng hợp từ khâu khảo sát, thiết kế, thi công cho tới khâu vận hành, bảo dưỡng, nâng cấp trong suốt vòng đời của công trình/nhà máy.

Nguyễn Thanh

TIN THẾ GIỚI

Pemex chọn đối tác cung cấp hydro cho 2 nhà máy lọc dầu tại Mexico



Nhà máy lọc dầu của Pemex tại Cadereyta, bang Nueva Leon, Mexico. Nguồn: iacmexico.com

Ngày 12/9/2017, Pemex Transformacion Industrial (PTI), công ty con của Petroleos Mexicanos cho biết đang lựa chọn đối tác cung cấp hydro cho Tổ hợp Lọc dầu Hector R. Lara Sosa, bang Nueva Leon và Nhà máy Lọc dầu Francisco I.

Madero, bang Tamaulipas, Mexico. Việc lựa chọn đối tác cung cấp hydro giúp PTI đảm bảo nguồn nguyên liệu đầu vào ổn định, giảm chi phí vận hành, tăng sản lượng sản xuất xăng và diesel, ước tính sẽ đem lại gần 134 triệu USD lợi nhuận trực tiếp cho Pemex.

Pemex đã hoàn tất thỏa thuận hợp tác dài hạn đầu tiên với đối tác chiến lược Air Liquide. Ngày 6/9/2017, Air Liquide cho biết sẽ đầu tư 50 triệu euro để nâng cấp và vận hành cơ sở sản xuất hydro hiện tại (Steam Methane Reformer - SMR) của Pemex, cung cấp 90.000Nm³ hydro/giờ cho Nhà máy Lọc dầu Miguel Hidalgo ở Tula de Allende, bang Hidalgo, Mexico trong 20 năm kể từ Quý I/2018.

Nhà máy lọc dầu này sẽ sử dụng khí hydro từ cơ sở SMR để sản xuất nhiên liệu sạch hơn. Dự án này nằm trong Dự án nâng cao chất lượng nhiên liệu của PTI (trước đây là Dự án nhiên liệu sạch) tại 6 nhà máy lọc dầu của Mexico.

Hiền Trang (theo Pemex, Air Liquide)

Honeywell sẽ cung cấp dịch vụ cho Kuwait để sản xuất paraxylene



Nhà máy hóa dầu Shuaiba tại Safat, Kuwait. Nguồn: Wikimedia Commons

Ngày 12/9/2017, Honeywell cho biết Kuwait Paraxylene Production Co. (KPPC) sẽ sử dụng 2 dịch vụ Honeywell Connected Plant để nâng cao hiệu quả Phân xưởng reforming xúc tác (CCR Platforming™) và Tổ hợp aromatics để sản xuất paraxylene làm nguyên liệu sản xuất xơ sợi và chất dẻo, tại Nhà máy Hóa dầu Shuaiba ở Safat, Kuwait.

KPPC sẽ sử dụng dịch vụ PRA và POA, áp dụng các mô hình của Honeywell UOP để đảm bảo Nhà máy hoạt

động đạt hiệu quả kinh tế cao nhất. Cả 2 dịch vụ sử dụng big-data analytics (phân tích dữ liệu lớn) và machine

learning (phương pháp phân tích dữ liệu sẽ tự động hóa việc xây dựng mô hình phân tích) để cải thiện hoạt động của nhà máy.

Zak Alzein, Phó Chủ tịch của Honeywell UOP Connected Performance Services, cho biết dịch vụ PRA và POA tích hợp các dữ liệu của nhà máy với kinh nghiệm chuyên môn của Honeywell, công nghệ phần mềm và công nghệ kỹ thuật số sẽ giúp nhà máy hoạt động ổn định với công suất cao nhất.

Tạ Anh (theo Honeywell)

ROSNEFT VÀ STATOIL ĐẨY MẠNH PHÁT TRIỂN MỎ BẮC KOMSOMOLSKOYE

Trong khuôn khổ Diễn đàn Kinh tế phương Đông, RN-Exploration and Production LLC, đơn vị thành viên của Rosneft và Statoil Russia AS, đơn vị thành viên của Statoil ASA đã ký Thỏa thuận hợp tác phát triển mỏ Bắc Komsomolskoye. Hai bên đã ký thỏa thuận thành lập công ty điều hành chung SevKomNeftegaz LLC, trong đó Statoil dự kiến sẽ nắm giữ 33,33% cổ phần.

Các bên nhấn mạnh việc thực hiện thành công dự án khoan thí điểm và thử nghiệm 2 giếng khai thác dầu có độ nhớt cao từ thành hệ PK1 mỏ Bắc Komsomolskoye với các công việc đã hoàn thành trong giai đoạn 2015 - 2016 giúp tăng trữ lượng dầu và condensate 2P (PRMS) từ 52 lên 111 triệu tấn là cơ sở quan trọng để phát triển mỏ.

Việc phát triển mỏ Bắc Komsomolskoye sẽ tạo cơ hội để Rosneft khai thác dầu có độ nhớt cao, đánh giá tiềm năng dầu khí của các lô có giấy phép và góp phần duy trì sản lượng dầu ở Khu tự trị Yamal-Nenets.

Giám đốc điều hành của Rosneft, Igor Sechin nhận định đây là thỏa thuận rất quan trọng đối với sự hợp tác lâu dài giữa Rosneft và Statoil; đồng thời kinh nghiệm khai thác dầu có độ nhớt cao của 2 công ty sẽ giúp ích trong việc phát triển mỏ Bắc Komsomolskoye.

Linh Chi (theo Rosneft)

Azerbaijan ký thỏa thuận sửa đổi và điều chỉnh lại hợp đồng PSA

Ngày 14/9/2017, Chính phủ Azerbaijan và Công ty Dầu quốc gia Azerbaijan (SOCAR) cùng với BP, Chevron, INPEX, Statoil, ExxonMobil, TP, ITOCHU và ONGC Videsh Limited (OVL) ký Thỏa thuận sửa đổi và điều chỉnh lại hợp đồng PSA cho các mỏ Azeri, Chirag và khu vực nước sâu của mỏ Gunashli (gọi tắt là cụm mỏ ACG) trong khu vực Azerbaijan của Biển Caspian. Hợp đồng này đang chờ Quốc hội phê chuẩn.

Theo thỏa thuận mới, các nhà đầu tư quốc tế trên sẽ chi thêm 3,6 tỷ USD cho Quỹ dầu mỏ của Azerbaijan và SOCAR sẽ tăng cổ phần trong Hợp đồng ACG PSA từ 11,65% lên 25%, trong khi nhà điều hành BP giảm từ 35,8% cổ phần xuống còn 30,37%, các nhà đầu tư khác như Chevron (9,57%), INPEX (9,31%), Statoil (7,27%), ExxonMobil (6,79%), TP (5,73%), ITOCHU (3,65%) và OVL (2,31%).

Hợp đồng ACG PSA được ký vào năm 1994 và sẽ kéo dài đến năm 2049. Trong 32 năm tới, vốn đầu tư vào cụm mỏ ACG có thể đạt trên 40 tỷ USD.



Vị trí cụm mỏ Azeri - Chirag - Gunashli. Nguồn: Wikimedia Commons

Bên cạnh đó, SOCAR và các nhà đầu tư cũng đồng ý lắp đặt bổ sung 1 giàn khai thác trong khu vực hợp đồng. ACG đang có 8 giàn ngoài khơi, trong đó có 6 giàn khai thác, 2 giàn chế biến, nén khí và bơm ép nước...

Đến nay, sản lượng khai thác từ cụm mỏ này đạt khoảng 3,2 tỷ thùng dầu (khoảng 440 triệu tấn) và hơn 30 tỷ m³ khí đồng hành. Sản lượng trung bình nửa đầu năm 2017 đạt 585.000 thùng/ngày.

Quang Trung (theo SOCAR)

Gazprom và Mitsui ký Thỏa thuận khung về hợp tác phát triển dự án LNG quy mô vừa và nhỏ



Chủ tịch Gazprom và Chủ tịch HĐQT Mitsui ký kết Hiệp định khung. Nguồn: Gazprom

Ngày 7/9/2017, tại Diễn đàn Kinh tế phương Đông diễn ra tại Vladivostok, Liên bang Nga, Chủ tịch Gazprom Alexey Miller và Chủ tịch Mitsui & Co., Ltd., Masami Iijima đã ký Thỏa thuận khung về hợp tác triển khai dự án LNG quy mô vừa và nhỏ. Việc ký kết thể hiện cam kết của các bên trong hợp tác sản xuất, vận chuyển và phân phối LNG quy mô vừa và nhỏ cũng như cung cấp LNG ngoài biển Nhật Bản.

Gazprom và Mitsui là đối tác trong Dự án Sakhalin II, sở hữu Nhà

máy LNG duy nhất đang hoạt động của Liên bang Nga. Nhà điều hành của Sakhalin II là Sakhalin Energy Investment Company Ltd., trong đó Gazprom nắm giữ 50% cổ phần, cùng với các đối tác Shell (27,5%), Mitsui (12,5%) và Mitsubishi (10%).

Tháng 9/2016, Gazprom và Mitsui đã ký Biên bản ghi nhớ về cung cấp LNG. Tháng 12/2016, Gazprom và Mitsui ký Thỏa thuận hợp tác chiến lược trong nhiều lĩnh vực, bao gồm mở rộng dự án Sakhalin II và tàu chứa LNG.

Trần Linh (theo Gazprom)

GAZPROM ĐẢM BẢO TIẾN ĐỘ TRIỂN KHAI NHÀ MÁY XỬ LÝ KHÍ AMUR

Ngày 7/9/2017, ông Igor Afanasyev - Phó Giám đốc Gazprom Pererabotka Blagoveshchensk và ông Denis Tikhonov - Phó Giám đốc Far East Development Corporation đã ký kết Thỏa thuận hợp tác kinh doanh trong khu vực phát triển ưu tiên (PDA) Svobodny, Liên bang Nga.

Thỏa thuận có giá trị đến năm 2052, sẽ áp dụng cho việc xây dựng Nhà máy xử lý khí Amur, cơ sở hạ tầng tương ứng và quyền điều hành của các bên. Thỏa thuận này cho phép Gazprom Pererabotka Blagoveshchensk được hưởng các ưu đãi, giảm thiểu các chi phí hải quan cho các nguyên vật liệu nhập khẩu trong giai đoạn xây dựng.

Nhà máy xử lý khí Amur bắt đầu được xây dựng từ tháng 10/2015 và là nhà máy xử lý khí lớn nhất ở Liên bang Nga với công suất thiết kế 42 tỷ m³ khí/năm. Ngoài ra, Nhà máy có cơ sở sản xuất helium có công suất lên đến 60 triệu m³/năm. Nhà máy có 6 dây chuyền sản xuất với công suất 7 tỷ m³/năm. Công suất chế biến của Nhà máy dự kiến sẽ đạt công suất thiết kế vào năm 2025.

Trần Chi (theo Gazprom)

THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

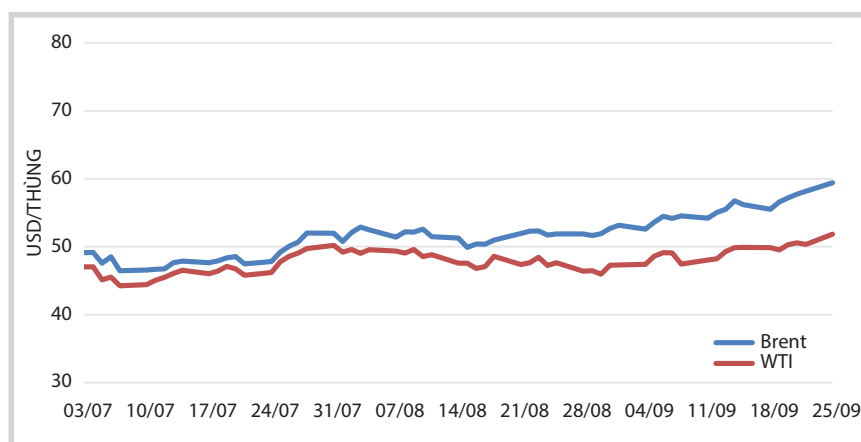


Diễn biến giá dầu thô

Trong Quý III/2017, giá dầu thế giới đã tăng hơn 3%, trong đó giá dầu Brent chạm mức cao nhất trong hơn 2 năm qua. Chốt phiên giao dịch ngày 25/9/2017, giá dầu WTI giao tháng 11/2017 tăng 1,56USD (3%), lên 52,22USD/thùng. Trong khi đó, giá dầu Brent giao tháng 11/2017 tăng 2,16USD (hay 3,8%), lên 59,02USD/thùng, mức cao nhất kể từ tháng 7/2015.

Tuy nhiên, các chuyên gia cho rằng "tình trạng giá dầu tăng sẽ không bền vững" vì trong khi Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) và một số nước sản xuất dầu lớn đang nỗ lực thực hiện thỏa thuận cắt giảm sản lượng, thì các công ty sản xuất dầu đá phiến của Mỹ đã tăng sản lượng 10 tháng liên tiếp.

Nhiều nhà phân tích nghiêng về quan điểm tình trạng giá dầu thấp sẽ còn kéo dài và khó phục hồi lại mức cao như trước đây (130 - 150USD/thùng) vì các nguyên nhân khách quan như: trữ lượng xác minh lớn; khoa học công nghệ phát triển nhanh; các nguồn năng lượng xanh thay thế dầu mỏ bắt đầu tham gia vào thị trường với sức cạnh tranh ngày càng lớn và đa số các nước vẫn cần giá dầu khí rẻ để khôi phục kinh tế sau khủng hoảng. Các nhà tư vấn của Douglas-Westwood cho rằng nếu không có chiến tranh hoặc thiên



Nguồn: EIA

Hình 1. Diễn biến giá dầu trong Quý III/2017

tai trầm trọng thì đến năm 2019 giá dầu vẫn duy trì ở mức như hiện nay với biến động theo chu kỳ ngắn, biên độ dao động không lớn. Các nhà quản lý, điều hành nền kinh tế của các quốc gia cũng như các công ty dầu khí dường như tán thành dự báo này nên khi lập chiến lược/kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội hoặc sản xuất - kinh doanh phần lớn đều chọn giá dầu cơ sở 30USD/thùng từ nay đến năm 2020 hoặc 2025.

Kết quả kinh doanh của các tập đoàn dầu khí quốc tế

Trong môi trường giá dầu thấp kéo dài, hoạt động của phần lớn các tập đoàn dầu khí quốc tế còn gặp nhiều khó khăn. Tuy nhiên, nhờ nguồn vốn lớn và là mô hình tổ chức tư nhân nên các tập đoàn này có thể linh hoạt chuyển vốn đầu tư vào các ngành kinh tế khác hoặc ưu tiên

dành vốn cho các đề án dầu khí có lãi nhằm hạn chế các tác động tiêu cực.

Royal Dutch Shell thông báo lợi nhuận trong Quý II/2017 đạt 3,6 tỷ USD, tăng 2,55 tỷ USD so với cùng kỳ năm 2016. Trong nửa đầu năm 2017, lợi nhuận của Shell đạt 7,36 tỷ USD, tăng 4,76 tỷ USD so với cùng kỳ năm 2016. Trong điều kiện giá dầu thấp và sự phát triển của lĩnh vực năng lượng, Shell tập trung vào 4 lĩnh vực gồm: hiệu quả đồng vốn, giá thành, cung cấp các đề án mới và thoái vốn. Kết quả kinh doanh của Shell trong Quý II/2017 tăng cao do đẩy mạnh phát triển lĩnh vực khí đốt và chế biến dầu khí, nâng cao năng suất và giảm chi phí điều hành. Lợi nhuận từ hoạt động thượng nguồn trong Quý II/2017 đạt 339 triệu USD, do giá dầu khí tăng, chi phí khấu hao thấp, sản lượng khai thác tăng cao...

Total cho biết doanh thu trong nửa đầu năm 2017 đạt 5,03 tỷ USD, tăng 1,22 tỷ USD so với cùng kỳ năm 2016. Lợi nhuận ròng từ hoạt động thượng nguồn trong Quý II/2017 đạt 1,36 tỷ USD, do sản lượng khai thác tăng, chi phí sản xuất giảm. Total hy vọng sản lượng khai thác năm 2017 sẽ tăng trên 4% nhờ đưa mỏ Al-shaheen ở Qatar vào khai thác cũng như đẩy nhanh tiến độ triển khai các dự án mới như Kashagan (Kazakhstan) và Moho Nord (Congo). Các dự án mới sẽ được đưa vào hoạt động trong cuối năm 2017, chủ yếu là đề án Libra Pioneiro (Brazil) và Edradour-Glenlivet (Vương quốc Anh). Lợi nhuận ròng của Total trong Quý II/2017 từ hoạt động hạ nguồn chỉ đạt 861 triệu USD, giảm 159 triệu USD so với cùng kỳ năm 2016, nguyên nhân chủ yếu do triển khai các hoạt động bảo dưỡng lớn.

ConocoPhillips cắt giảm chi phí đầu tư 200 triệu USD trong năm 2017. ConocoPhillips hy vọng sản lượng khai thác sẽ đạt 1,17 - 1,21 triệu thùng dầu quy đổi/ngày (chưa bao gồm sản lượng từ Lybia) trong Quý III/2017 và cả năm sẽ đạt 1,34 - 1,37 triệu thùng dầu quy đổi/ngày. ConocoPhillips cho biết đã lỗ 3,4 tỷ USD trong Quý II/2017 và nửa đầu năm 2017 lỗ 2,9 tỷ USD.

ExxonMobil lãi 3,4 tỷ USD trong Quý II/2017, gấp đôi so với cùng kỳ năm trước. Lợi nhuận nửa đầu năm 2017 của ExxonMobil đạt 7,4 tỷ USD, tăng 3,9 tỷ USD so với nửa đầu năm 2016. Trong đó, lợi nhuận từ các hoạt động thượng nguồn trong Quý II/2017 đạt 1,2 tỷ USD, tăng 890 triệu USD so với cùng kỳ năm 2016. Sản lượng khai thác trong Quý II/2017 đạt 3,9 triệu thùng dầu quy đổi/ngày, giảm 1% so với cùng kỳ năm 2016. Trong đó, sản lượng dầu thô và condensate đạt 2,3 triệu thùng/ngày, thấp hơn cùng kỳ 61 nghìn thùng/

ngày; sản lượng khí đốt đạt 9,9 tỷ ft³/ngày, cao hơn cùng kỳ 158 triệu ft³/ngày. Các hoạt động thượng nguồn của ExxonMobil ở Mỹ trong Quý II/2017 lỗ 183 triệu USD, nhưng tại các nước khác lợi nhuận vẫn đạt 1,4 tỷ USD. Lợi nhuận từ hoạt động hạ nguồn đạt 1,4 tỷ USD, tăng 560 triệu USD so với cùng kỳ năm 2016.

BP cho biết lãi 550 triệu USD trong Quý II/2017 từ mức lỗ 2,25 tỷ USD cùng kỳ năm 2016. Lợi nhuận trước thuế của hoạt động thượng nguồn Quý II/2017 đạt 795 triệu USD trong khi cùng kỳ năm trước lỗ 109 triệu USD. Sản lượng khai thác trong Quý II/2017 tăng 10% so với cùng kỳ năm 2016, đạt 2,43 triệu thùng dầu quy đổi/ngày. Trong Quý III/2017 sản lượng dự kiến sẽ không tăng vì phải bảo dưỡng mỏ định kỳ. Trong lĩnh vực hạ nguồn, lợi nhuận Quý II/2017 đạt 1,57 tỷ USD, cùng kỳ năm trước chỉ đạt 1,41 tỷ USD. Tiền nộp phạt vụ tràn dầu Macondo phải trả trong Quý II/2017 là 2 tỷ USD, trong nửa đầu năm 2017 là 4,3 tỷ USD và cả năm khoảng 4,5 - 5,5 tỷ USD.

Chevron cho biết lợi nhuận Quý II/2017 đạt 1,5 tỷ USD. Trong nửa đầu năm 2017, dòng tiền mặt của Chevron đạt 8,9 tỷ USD, tăng 5,2 tỷ USD so với cùng kỳ 2016. Sản lượng khai thác của Chevron trong Quý II/2017 đạt 2,781 triệu thùng dầu quy đổi/ngày, tăng so với cùng kỳ 250 nghìn thùng dầu quy đổi/ngày. Trong đó, sản lượng khai thác trong nước Mỹ đạt 701 nghìn thùng dầu quy đổi/ngày, ngoài nước là 2,08 triệu thùng dầu quy đổi/ngày.

Trong Quý II/2017, các hoạt động hạ nguồn của Chevron tại nước ngoài mang lại lợi nhuận 561 triệu USD, giảm 180 triệu USD so với cùng kỳ năm 2016. Lợi nhuận từ hoạt động hạ nguồn tại Mỹ đạt 634 triệu USD, cao hơn cùng kỳ 97 triệu USD, do giá sản

phẩm lọc dầu ở Mỹ cao hơn thị trường nước ngoài và chi phí điều hành thấp.

Phát triển các mỏ khí phi truyền thống phía Nam Biển Bắc

Mặc dù các mỏ dầu khí ở Biển Bắc đều bước sang giai đoạn trưởng thành và cạn kiệt nhưng các công ty dầu khí quốc tế vẫn tiếp tục đầu tư cho thăm dò, tận dụng lợi thế giá thành khoan thấp và ứng dụng công nghệ cao trong ngành dầu khí phi truyền thống. Thành công đối với việc khai thác khí đốt trong đá chặt sít đang mở ra triển vọng cho khu vực này cũng như khẳng định tính đúng đắn của việc đổi mới tư duy khoa học, mở rộng về lý thuyết sinh, chứa, chẵn trong địa chất dầu khí truyền thống.

Ở phía Nam của bể trầm tích Biển Bắc đã khai thác 40 nghìn tỷ ft³ khí đốt từ năm 1967 đến nay. Theo UK Oil & Gas Authority (OGA), 60% các phát hiện chưa được phát triển mỏ và 50% các cấu tạo triển vọng ở đây được xếp vào loại khí tích tụ trong đá chặt sít.

Theo báo cáo mới của OGA, các tầng chứa đá chặt sít ở phía Nam Biển Bắc có trữ lượng xác minh 3,8 nghìn tỷ ft³ khí tự nhiên và sẽ còn tăng trong thời gian tới. Tại các lô dự kiến sẽ phải kết thúc đời mỏ, các phát hiện mới có thể chuyển ngay sang giai đoạn phát triển khai thác thông qua sử dụng các giàn khoan và cơ sở hạ tầng sẵn có.

Tại các phát hiện trước đây được đánh giá là không có hiệu quả kinh tế, các tiến bộ công nghệ - kỹ thuật như kết hợp khoan ngang và kích thích tầng chứa... cho phép khai thác khí chặt sít với giá thành cạnh tranh hơn so với phương pháp khai thác truyền thống. Nếu số giếng thăm dò - thăm lượng - phát triển ở phía Nam Biển Bắc trong năm 2017 là 2 giếng thì trong kế hoạch 2018 - 2023 sẽ là 53 giếng (Hình 2).

Premier Oil PLC dự kiến sẽ đưa ra quyết định đầu tư cuối cùng (FID) vào đầu năm 2018 đối với mỏ Tolmount phát hiện năm 2011 và đã được cấp giấy phép thăm dò 16 cấu tạo triển vọng gần kề với mỏ Tolmount. Mỏ này dự kiến bắt đầu khai thác vào năm 2020.

UK OGA đang chuẩn bị tổ chức vòng cấp phép thứ 30 cho các lô dầu khí ở Biển Bắc vào cuối năm 2017 và khu vực East Shetland. Vòng đấu thầu lần này tập trung vào các khu vực mỏ đã trưởng thành, trong đó có một số lô hơn 40 năm qua chưa được cấp phép. Để thu hút sự quan tâm của các công ty dầu khí, OGA đã tiến hành thu nổ địa chấn trên một số khu vực, bao gồm cả bể trầm tích East Shetland.

Hoạt động dầu khí ở Đông Nam Á

Sản lượng khai thác dầu khí của Thái Lan đang bị chững lại do giá dầu thấp kéo dài, hoạt động thăm dò giảm mạnh. Dự báo trữ lượng thương mại đến năm 2023 sẽ giảm mạnh làm nền kinh tế của Thái Lan sau năm 2020 sẽ phải chịu tác động tiêu cực do tăng nhập khẩu dầu khí giá cao.

Trong khoảng 10 năm tới, Thái Lan đặt mục tiêu doanh thu từ hoạt động thượng nguồn đạt 125 tỷ

USD, do đó tập trung thực hiện các giải pháp để tăng sản lượng dầu khí và tăng lợi nhuận thông qua việc giảm chi phí thăm dò, khai thác.

Với các quy định đang áp dụng hiện nay theo cơ chế hợp đồng tô nhượng thì Chính phủ Thái Lan đang thu 67% lãi dầu khí nước chủ nhà trong khi con số trung bình của thế giới là 58%. Mức này vẫn thấp hơn mức thu trung bình của các nước Đông Nam Á (khoảng 74%). Tuy nhiên, các phát hiện dầu khí của Thái Lan có trữ lượng thấp nhất trong khu vực (khoảng 7 triệu thùng dầu quy đổi), trong khi đó các phát hiện thương mại ở các nước Đông Nam Á có trữ lượng trung bình là 58 triệu thùng dầu quy đổi (giai đoạn 2004 - 2013). Wood Mackenzie cho rằng nếu Thái Lan muốn nằm trong danh sách các nước hấp dẫn đầu tư đối với ngành dầu khí thì việc tăng tỷ lệ thu lãi dầu khí nước chủ nhà sẽ không đáp ứng được mục tiêu trên.

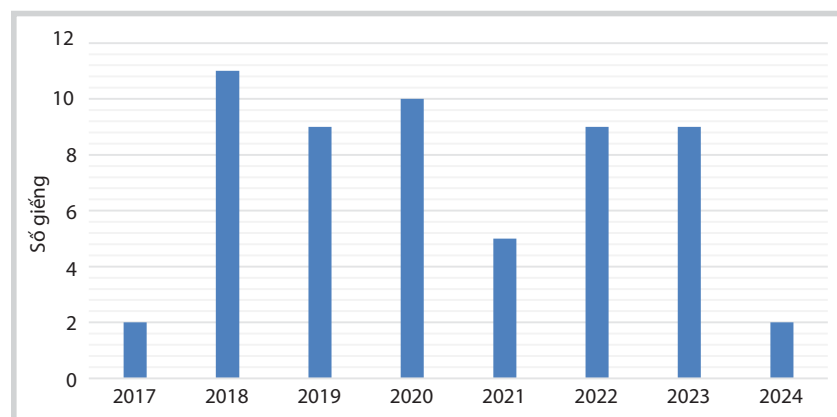
Ngoài ra, Chính phủ Thái Lan muốn chuyển một phần hợp đồng tô nhượng sang hợp đồng PSC nhưng Macmahon Holdings Ltd. cho rằng điều này sẽ phản tác dụng vì hợp đồng tô nhượng ở Thái Lan rất hiệu quả so với các hợp đồng PSC ở các nước trong khu vực. Hơn nữa, hợp đồng PSC có thể tạo thêm

gánh nặng pháp lý, kéo dài thời gian đưa mỏ vào phát triển khai thác.

Thông thường ở Thái Lan phải mất 4 năm từ khi phát hiện mỏ đến khi đưa vào khai thác, còn ở các nước dùng hợp đồng PSC như Malaysia trung bình là 8 năm và Indonesia là 9 năm. Mặc dù thiếu nhiều điều kiện thuận lợi nhưng sản lượng khai thác của Thái Lan trong giai đoạn 2004 - 2014 luôn tăng trưởng, là minh chứng cho hiệu quả của việc sử dụng hợp đồng tô nhượng. Sản lượng dầu khí đã tăng từ 530.000 thùng dầu quy đổi/ngày (năm 2004) lên 780.000 thùng dầu quy đổi/ngày (năm 2014) và dự báo sẽ đạt đỉnh 840.000 thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2018. Wood Mackenzie cho rằng bất cứ thay đổi nào trong chính sách thuế đối với hoạt động dầu khí cũng phải tăng tính hấp dẫn đầu tư, nhất là trong lĩnh vực thượng nguồn.

Sau năm 2023, Thái Lan sẽ đứng trước rủi ro sản lượng giảm mạnh khi 65% trong tổng số hợp đồng tô nhượng sẽ hết hiệu lực. Macmahon Holdings Ltd. cho rằng nếu Thái Lan muốn tăng sản lượng khai thác thì không nên tạo ra rào cản đối với nhà đầu tư. Thay vào đó, Thái Lan cần nhanh chóng triển khai các vòng đấu thầu giao đất để khẳng định tiềm năng dầu khí các lô đã được thăm dò cũng như làm sáng tỏ khả năng tăng sản lượng dầu khí trong tương lai. Theo Bộ Năng lượng Thái Lan, vòng gọi thầu mới có thể đưa ra 29 lô với trữ lượng ước tính từ 1 - 5 nghìn tỷ ft³ khí đốt và 20 - 50 triệu thùng dầu thô.

Petronas và Ecopetrol nhận Lô 6, khu vực nước nông ở bể Salina của vịnh Mexico với quyền lợi 50 - 50 mỗi bên. Lô 6 có diện tích 559km², mực nước sâu 30 - 80m. Đơn vị điều hành là PC Carigali Mexico Operations, công ty con của Petronas. PC Carigali Operations cũng là thành viên tham gia trong Lô 4 và 5. Ecopetrol là công ty dầu khí của Columbia.



Nguồn: Oil and Gas Journal, 7/8/2017

Hình 2. Dự báo số giếng thăm dò - thăm lượng - phát triển ở phía Nam Biển Bắc từ 2018 - 2024

Bảng 1. Sản lượng dầu thô trung bình 6 tháng đầu năm 2017 và sản lượng khí đốt tháng 6/2017

Nước	Sản lượng dầu thô (nghìn thùng/ngày)	Sản lượng khí đốt (tỷ ft ³)	Nước	Sản lượng dầu thô (nghìn thùng/ngày)	Sản lượng khí đốt (tỷ ft ³)
Argentina	478	104,2	Ai Cập	630	127,0
Bolivia	59	63,0	Guinea xích đạo	227	0,1
Brazil	2.631	84,0	Gabon	220	0,3
Canada	3.804	490,5	Libya	683	45,0
Columbia	852	30,0	Nigeria	1.443	70,0
Ecuador	532	1,0	Sudan	253	0,0
Mexico	2.022	157,6	Tunisia	44	7,5
Peru	42	37,9	Các nước châu Phi khác	236	7,8
Trinidad	73	98,5	Châu Phi	6.845	503,6
Mỹ	9.074	2.394,6	Bahrain	45	65,2
Venezuela	2.040	68,0	Iran	3.778	465,0
Các nước Mỹ Latinh khác	85	4,5	Iraq	4.463	85,3
Tây Bán cầu	21.690	3.488,8	Kuwait	2.710	50,6
Austria	15	4,1	Oman	972	86,0
Đan Mạch	136	15,0	Qatar	613	670,0
Pháp	15	0,1	Saudi Arabia	9.940	250,0
Đức	44	19,8	Syria	20	14,0
Italia	71	14,0	UAE	2.937	165,0
Hà Lan	21	80,9	Yemen	30	0,0
Na Uy	1.670	303,7	Các nước Trung Đông khác	1	26,5
Thổ Nhĩ Kỳ	49	1,1	Trung Đông	25.510	1.877,6
Anh	950	104,8	Australia	265	357,7
Các nước Tây Âu khác	4	3,1	Brunei	104	33,3
Tây Âu	2.974	546,6	Trung Quốc	3.902	450,0
Azerbaijan	777	54,0	Ấn Độ	734	97,3
Croatia	14	5,0	Indonesia	826	218,0
Hungary	14	5,4	Nhật Bản	11	13,3
Kazakhstan	1.724	153,0	Malaysia	667	216,2
Rumani	73	33,0	New Zealand	32	14,3
Liên bang Nga	11.025	1.817,6	Pakistan	91	121,4
Các nước Liên Xô cũ khác	365	400,0	Papua New Guinea	56	0,5
Các nước Đông Âu khác	67	22,7	Thái Lan	240	91,0
Đông Âu và Liên Xô cũ	14.060	2.490,7	Việt Nam	282	33,0
Algeria	1.055	240,0	Các nước châu Á - Thái Bình Dương khác	38	115,2
Angola	1.640	4,0	Châu Á - Thái Bình Dương	7.250	1.761,2
Cameroon	90	2,0	Tổng thế giới	78.329	10.668,5
Congo	323	0,0	OPEC	31.835	2.113,9

Nguồn: Oil and Gas Journal, 11/9/2017

Twinza Oil Ltd. đã ký hợp đồng cung cấp dịch vụ phát triển mỏ khí - condensate tại vịnh Papua với Baker Hughes. Nội dung hợp đồng gồm dịch vụ khoan, thiết bị đầu giếng, thiết bị kiểm tra áp suất cho các giếng khoan thăm dò và thăm lượng ở mỏ Pasca-A.

Quyết định đầu tư cuối cùng (FID) cho đề án Pasca-A sẽ ký trong năm 2018. Sau khi ký FID, Baker Hughes sẽ

cung cấp toàn bộ thiết bị xử lý khí và đưa khí từ mỏ đến trạm xuất khẩu cùng nhiều dịch vụ khác như thiết bị đặt ở đáy biển, giàn đặt thiết bị xử lý khí, máy nén khí, máy động lực, lắp đặt thiết bị và vận hành, bảo dưỡng...

PGS.TS. Trần Ngọc Toàn (giới thiệu)

Làm sạch giếng bằng cách sử dụng hệ thống thiết bị khai thác theo phương pháp xả liên tục

Trong Dự án Biển Đông 1 của Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông, công tác làm sạch giếng tại cụm mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh được thực hiện sau khi hoàn thiện và bắn mở vỉa, nhằm duy trì áp suất thủy tĩnh trong tubing cân bằng với áp suất vỉa, thu hồi và loại bỏ dung dịch hoàn thiện giếng trong tubing để có thể đưa giếng vào khai thác. Theo thiết kế của dự án, các giếng đầu tiên cần thuê thiết bị thử vỉa để làm sạch giếng gồm: thiết bị lọc cát cao áp; 2 cấp choke valve; thiết bị gia nhiệt (heater); bình tách (separator); 2 tháp, đun đốt condensate và đun đốt khí. Tuy nhiên, các giếng này đều có nhiệt độ cao, áp suất cao, nên chi phí thuê thiết bị rất tốn kém (khoảng 2 triệu USD/lần).

Đối với các giếng được thực hiện bằng hệ thống thiết bị khai thác theo phương pháp xả gián đoạn, khi dung dịch muối đầy khoang nước của bình tách thử nghiệm sẽ tiến hành đóng giếng, sau đó xả áp bình tách và bơm dung dịch hoàn thiện giếng vào bể chứa, tiếp theo gia áp lại hệ thống và khởi động lại giếng. Để làm sạch 1 giếng, số lần đóng giếng có thể lên đến 19 lần. Phương pháp này có nhược điểm là chi phí cao (sử dụng nhiều hóa chất bơm

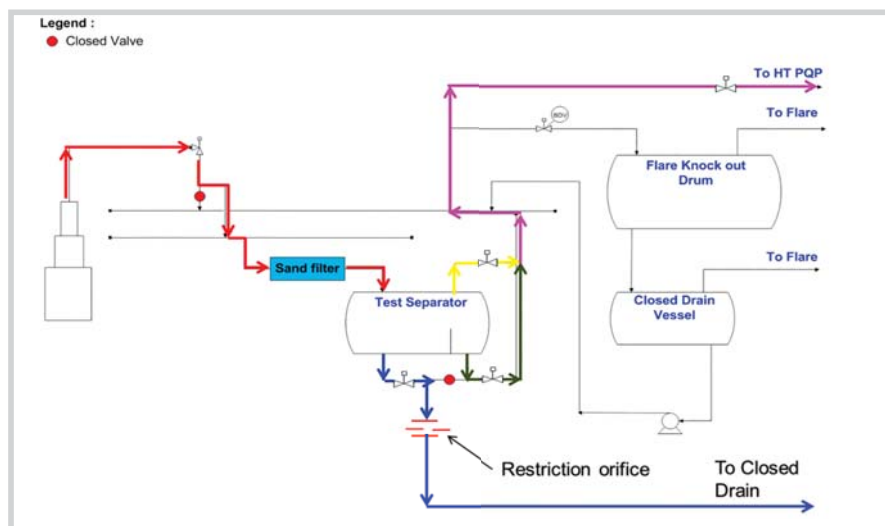
vào hệ thống mỗi khi khởi động lại); tăng thời gian vận hành; tốn nhân lực và tăng chi phí thuê thiết bị, ảnh hưởng đến tiến độ; có nguy cơ gây hại cho vỉa vì phải đóng giếng liên tục trong lần mở giếng đầu tiên.

Nhằm khắc phục các hạn chế này, ông Trần Thiện Nhứt và các cộng sự thuộc Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông đã đề xuất giải pháp làm sạch giếng bằng cách sử dụng hệ thống thiết bị khai thác theo phương pháp xả liên tục. Nhóm tác giả đã nâng áp suất phía sau của choke valve lên đến 65barg để tránh hiện tượng đông đá của dung dịch hoàn thiện giếng và bơm methanol vào trước choke valve đến khi nhiệt độ lưu chất ra khỏi vùng hình thành hydrate. Phương án này đã giúp thay thế thiết bị gia nhiệt, tiết kiệm chi phí, tránh được nguy cơ hư hỏng hệ thống sản xuất. Bên cạnh đó, việc đưa toàn bộ khí và condensate về giàn Hải Thạch PQP đã giảm lượng khí sử dụng từ đường ống Nam Côn Sơn, giảm lãng phí do việc đốt bỏ khí và condensate. Đối với dung dịch hoàn thiện giếng, việc xả nguồn lưu chất từ áp suất cao (~70barg) vào hệ thống xả kín tiềm ẩn

nguy cơ như: vỡ ống, hỏng valve, dẫn đến rò rỉ hydrocarbon ra môi trường, nguy cơ cháy nổ cao. Sau khi nghiên cứu các tiêu chuẩn an toàn, nhóm tác giả đề xuất gắn restriction orifice (RO) vào sau van điều khiển, sau đó là ống mềm để xả dung dịch hoàn thiện giếng. RO được thiết kế đảm bảo lưu lượng xả cần thiết, đồng thời duy trì áp suất thấp trong ống mềm và giúp van điều khiển không bị hỏng do hiện tượng chênh áp cao. Việc gắn RO cho phép xả dung dịch hoàn thiện giếng liên tục không cần đóng giếng đã khắc phục được các nhược điểm của phương án thiết kế đã đề ra.

Giải pháp làm sạch giếng bằng hệ thống thiết bị khai thác được áp dụng thành công cho 18 lần làm sạch giếng của Dự án Biển Đông 1 mà không phải đóng giếng, giúp tiết kiệm thời gian và tiết kiệm hơn 3 triệu USD chi phí thuê thiết bị và mua hóa chất. Giải pháp trên được công nhận sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và có thể áp dụng để làm sạch các giếng có điều kiện vỉa nhiệt độ cao, áp suất cao.

Nguyễn Văn Thắng (giới thiệu)



Sơ đồ phương án



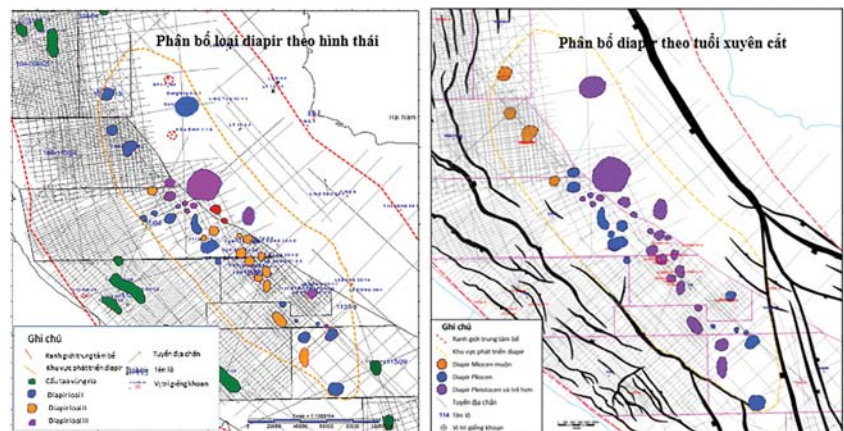
Vận hành thiết bị trong quá trình làm sạch giếng

Nghiên cứu sự hình thành và tích tụ dầu khí trong trầm tích Miocene muộn - Pliocene khu vực trung tâm bể Sông Hồng

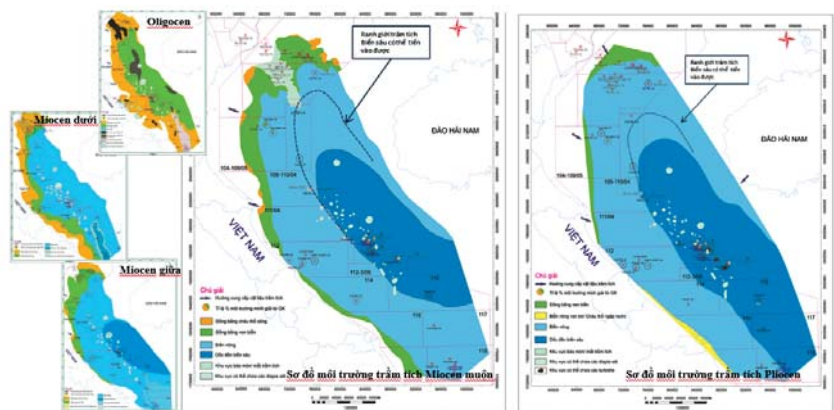
Khu vực trung tâm bể Sông Hồng thuộc bể trầm tích Cenozoic Sông Hồng, là khu vực trũng sâu nhất của bể, có tiềm năng khí lớn trong trầm tích Miocene muộn - Pliocene. Tuy nhiên, chưa có nghiên cứu chi tiết về quá trình hình thành, phát triển và ảnh hưởng của diapir tới sự hình thành bể, cũng như nghiên cứu địa tầng, môi trường trầm tích để đánh giá tổng quan về các dạng bể trong khu vực. Từ năm 2009 đến nay đã có nhiều giếng mới được khoan (111-BV-2X, 113-BV-3X, 111-BV-4X, 113-BV-5X, 113-BD-2X, 113-BTR-1X, 105-CL-1X, Lotus-1X...) cùng lượng lớn tài liệu phân tích mẫu, khảo sát địa chấn 3D và 2D mới tại khu vực này cho thấy cần nghiên cứu chi tiết hơn về đối tượng chứa tiềm năng này. Trên cơ sở đó, Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí (EPC), Viện Dầu khí Việt Nam đã thực hiện đề tài "Nghiên cứu sự hình thành và tích tụ dầu khí trong trầm tích Miocene muộn - Pliocene khu vực trung tâm bể Sông Hồng".

Chủ nhiệm đề tài ThS. Nguyễn Tiến Thịnh - Trưởng phòng Địa vật lý EPC và các tác giả đã làm rõ đặc điểm cấu trúc, địa tầng, môi trường trầm tích của đá chứa Miocene muộn, Pliocene tại khu vực trung tâm bể Sông Hồng; chính xác hóa hệ thống dầu khí, phát hiện và đánh giá tiềm năng chứa dầu khí của một số đối tượng.

Về cấu trúc, nhóm tác giả cập nhật minh giải các tầng nóc móng, Oligocene, Miocene dưới, giữa, trên và Pliocene; đặc biệt minh giải, cập nhật liên kết ranh giới nóc Miocene trên, Pliocene chính xác hơn với 18 giếng khoan mới và khối lượng lớn tài liệu địa chấn xử lý mới cùng các kết quả phân tích cổ sinh. Minh giải liên kết 4 mặt ranh giới mới, trong đó có 1 mặt ranh giới trong Miocene trên và 3 mặt ranh giới trong Pliocene. Nhóm tác giả đã lần



Hình 1. Sơ đồ phân bố diapir trong khu vực trung tâm bể Sông Hồng



Hình 2. Sơ đồ môi trường trầm tích Oligocene; Miocene dưới, giữa, trên và Pliocene

đầu tiên công bố nghiên cứu về sự hình thành và phát triển diapir, xây dựng sơ đồ phân bố và đánh giá ảnh hưởng của diapir đến sự hình thành các tích tụ dầu khí trong khu vực nghiên cứu.

Về địa tầng, nhóm tác giả đã nghiên cứu tổng hợp, phân tích và cập nhật các kết quả cổ sinh (liên kết, đối sánh, liên địa chấn) đảm bảo độ tin cậy của các ranh giới Miocene trên, Pliocene; cập nhật, xây dựng cột địa tầng cho khu vực trung tâm bể Sông Hồng.

Dựa trên phân tích các đặc trưng địa chấn và kết quả cổ sinh, nhóm tác giả đã phân chia môi trường trầm tích thành biển nông và biển sâu, cập nhật kết quả phân tích thạch học, các tài liệu địa vật lý giếng khoan của các giếng khoan mới.

Về hệ thống dầu khí, nhóm tác giả nghiên cứu chi tiết đặc điểm khí; xác định và phân loại nguồn gốc khí trong các tích tụ khu vực trung tâm bể Sông Hồng; xây dựng mô hình địa hóa 2D; đánh giá vai trò của các diapir sét trong quá trình di thoát và tích tụ hydrocarbon. Nhóm tác giả đã áp dụng mô hình ứng dụng phân tích kinetic cho đá mẹ dựa trên tương môi trường tích tụ trầm tích; tổng hợp chi tiết đặc điểm đá chứa theo kết quả thạch học và địa vật lý giếng khoan; phát hiện và khoanh định các bể cấu tạo, bể phi cấu tạo, tính toán sơ bộ tiềm năng hydrocarbon và đánh giá rủi ro địa chất cho các đối tượng này tại khu vực trung tâm bể Sông Hồng.

Hồng Ngọc (giới thiệu)

Phân tích, đánh giá tính chất sản phẩm mỏ Tê Giác Trắng H5 và mỏ Dừa

Hệ thống cơ sở dữ liệu dầu khí Việt Nam (21 tập) tập hợp kết quả phân tích các mẫu dầu thô, khí ở các mỏ khác nhau và các mẫu dầu, khí thương mại của Việt Nam từ năm 1992 - 2016. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí - PVPro (Viện Dầu Khí Việt Nam) thực hiện tập 22 với nhiệm vụ “Phân tích, đánh giá tính chất sản phẩm mỏ Tê Giác Trắng H5 (dầu thô, khí) và mỏ Dừa (dầu thô, khí) nhằm bổ sung cho Hệ thống cơ sở dữ liệu dầu khí Việt Nam”.

Chủ nhiệm Nguyễn Thị Anh Thư và nhóm tác giả đã phân tích chi tiết thành phần, tính chất hóa lý của dầu thô và khí mỏ Tê Giác Trắng H5 và Dừa. Các mẫu dầu thô được xử lý, tách khí, loại nước sau đó chưng cất theo tiêu chuẩn ASTM D2892 và ASTM D5236 để thu được đường cong chưng cất điểm sôi thực và các phân đoạn sản phẩm. Từ đó, nhóm tác giả so sánh hiệu suất các phân đoạn sản phẩm chính: naphtha nhẹ (C5 - 80°C), naphtha nặng (80 - 180°C), jet - kerosene (140 - 230°C), gasoil (230 - 360°C), gasoil chân không (360 - 540°C), các phân đoạn cặn của dầu thô Tê Giác Trắng H5 và Dừa với dầu thô Bạch Hổ hỗn hợp.

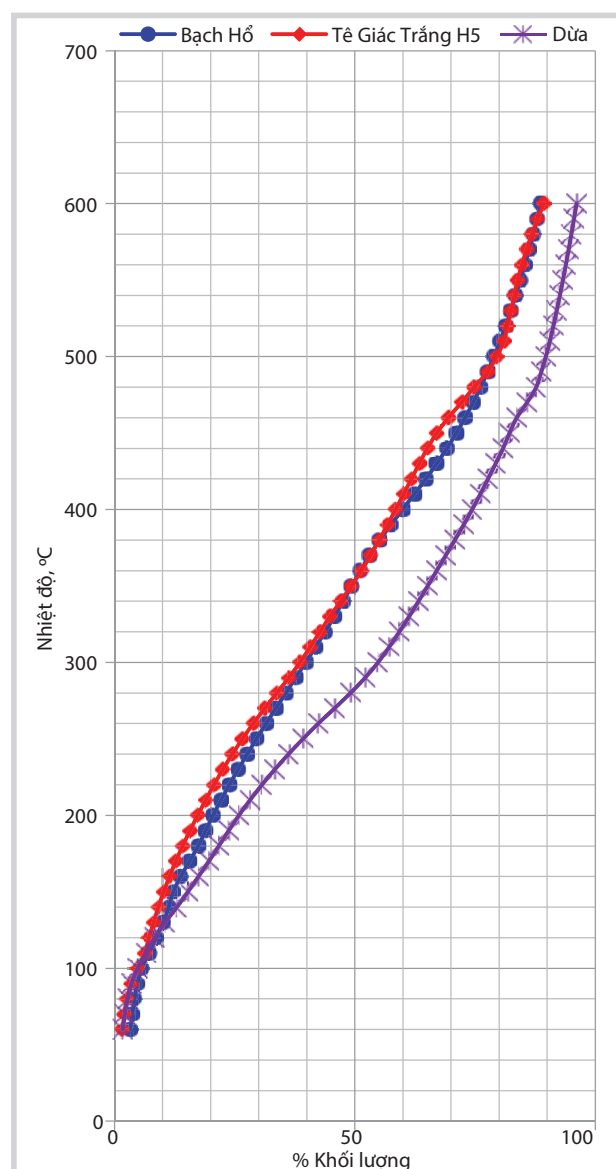
Dầu thô Tê Giác Trắng H5 có hiệu suất chưng cất các phân đoạn nhẹ thấp hơn dầu thô Bạch Hổ và Dừa. Hiệu suất các phân đoạn naphtha, jet - kerosene, gasoil chân không, cặn chưng cất áp suất khí quyển của dầu thô Tê Giác Trắng H5 thấp hơn dầu thô Bạch Hổ, riêng hiệu suất phân đoạn chưng cất gasoil cao hơn nhiều so với dầu thô Bạch Hổ. Hiệu suất các phân đoạn nhẹ của dầu thô Dừa đều cao hơn dầu thô Bạch Hổ ngoại trừ phân đoạn cặn thấp hơn rất nhiều.

Mẫu dầu thô Tê Giác Trắng H5 và Dừa có tính chất tương tự dầu thô hỗn hợp mỏ Bạch Hổ, là loại dầu ngọt có tỷ trọng nhẹ đến trung bình; thuộc họ paraffinic nhiều paraffin rắn, điểm chảy/điểm đông đặc cao; hàm lượng nhựa và asphaltene thấp không thích hợp để sản xuất nhựa đường.

Với các mẫu khí, nhóm tác giả đánh giá chất lượng khí trợ, hơi nước, H_2S , CO_2 , thủy ngân, hydrocarbon và so sánh với các mỏ khác cùng hệ thống khí Cửu Long và Nam Côn Sơn.

Khí đồng hành mỏ Tê Giác Trắng H5 là khí sạch, đáp ứng các yêu cầu về quy cách khí thu gom trong bể Cửu Long. Khí có nhiệt trị rất cao (1.556 Btu/ft^3) do chứa nhiều thành phần hydrocarbon nặng. Việc thu gom và sử dụng khí đồng hành mỏ Tê Giác Trắng H5 góp phần gia tăng sản lượng khai thác và đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

Khí đồng hành mỏ Dừa có hàm lượng H_2S thấp nhưng có thành phần CO_2 và thủy ngân dẫn đến nguy cơ ăn mòn



So sánh đường cong chưng cất điểm sôi thực của 3 mẫu dầu thô mỏ Bạch Hổ, Tê Giác Trắng H5 và Dừa

đường ống. Vì vậy, cần lựa chọn loại vật liệu chống ăn mòn đường ống và áp dụng các biện pháp ức chế ăn mòn. Khí đồng hành mỏ Dừa có chất lượng tương đối tốt sau khi tách loại tạp chất và nước.

Hàm lượng hơi nước trong khí mỏ Tê Giác Trắng H5 và Dừa cao, bắt buộc phải làm khô để đạt yêu cầu vận chuyển bằng đường ống.

Kết quả của nghiên cứu này là cơ sở quan trọng cho quá trình nghiên cứu, thăm dò, khai thác và vận chuyển dầu khí; đặc biệt là tính toán hiệu quả kinh tế, tối ưu hóa nguồn nguyên liệu dầu thô đầu vào cho các nhà máy lọc dầu.

Hồng Ngọc (giới thiệu)