



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 Đăng

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

ThS. Vũ Văn Nghiêm

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viễn

ThS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

PHỤ TRÁCH MỸ THUẬT

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

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

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

Ảnh bìa: Giàn công nghệ trung tâm 3, mỏ Bạch Hổ. Ảnh: TTXVN

TIỂU ĐIỂM

Việt Nam - Liên bang Nga: MỞ RỘNG HỢP TÁC TRONG LĨNH VỰC DẦU KHÍ

Trong chuyến thăm chính thức Việt Nam từ ngày 5 - 7/4/2015, Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev đã hội đàm với Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và thảo luận nhiều vấn đề quan trọng nhằm phát triển quan hệ đối tác chiến lược toàn diện, đẩy mạnh hợp tác trong các lĩnh vực trụ cột của quan hệ song phương. Lãnh đạo hai nước nhất trí tăng cường hợp tác chặt chẽ, bảo đảm vốn triển khai các dự án năng lượng, trong đó có các dự án dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam và ở Liên bang Nga với mục đích tăng cường hợp tác không chỉ trong lĩnh vực thăm dò và khai thác mà rộng sang cả lĩnh vực chế biến và lọc hóa dầu.



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev đang ký kết ý kiến ghiệp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Gazprom Neft. Ảnh: NHK-BS

Nhà lãnh đạo hai nước đã ký kết các văn kiện quan trọng như: Tuyên bố chung về các dự án đầu tư ưu tiên Việt - Nga do hai Bộ Thương mại và Công nghiệp và Năng lượng của hai nước đồng ý; Tuyên bố chung về các dự án đầu tư ưu tiên Việt - Nga do hai Bộ Thương mại và Công nghiệp và Năng lượng của hai nước đồng ý; Tuyên bố chung về các dự án đầu tư ưu tiên Việt - Nga do hai Bộ Thương mại và Công nghiệp và Năng lượng của hai nước đồng ý.

Lãnh đạo hai nước đã ký kết các văn kiện quan trọng như: Tuyên bố chung về các dự án đầu tư ưu tiên Việt - Nga do hai Bộ Thương mại và Công nghiệp và Năng lượng của hai nước đồng ý; Tuyên bố chung về các dự án đầu tư ưu tiên Việt - Nga do hai Bộ Thương mại và Công nghiệp và Năng lượng của hai nước đồng ý; Tuyên bố chung về các dự án đầu tư ưu tiên Việt - Nga do hai Bộ Thương mại và Công nghiệp và Năng lượng của hai nước đồng ý.

Hai bên nhất trí tăng cường hợp tác trong các lĩnh vực trụ cột của quan hệ song phương, trong đó có các dự án đầu tư ưu tiên Việt - Nga do hai Bộ Thương mại và Công nghiệp và Năng lượng của hai nước đồng ý; Tuyên bố chung về các dự án đầu tư ưu tiên Việt - Nga do hai Bộ Thương mại và Công nghiệp và Năng lượng của hai nước đồng ý; Tuyên bố chung về các dự án đầu tư ưu tiên Việt - Nga do hai Bộ Thương mại và Công nghiệp và Năng lượng của hai nước đồng ý.

Hai Thủ tướng đánh giá cao việc các Bộ ngành và cơ quan liên quan hai nước đang triển khai thực hiện các dự án đầu tư ưu tiên Việt - Nga do hai Bộ Thương mại và Công nghiệp và Năng lượng của hai nước đồng ý; Tuyên bố chung về các dự án đầu tư ưu tiên Việt - Nga do hai Bộ Thương mại và Công nghiệp và Năng lượng của hai nước đồng ý; Tuyên bố chung về các dự án đầu tư ưu tiên Việt - Nga do hai Bộ Thương mại và Công nghiệp và Năng lượng của hai nước đồng ý.

Kết thúc hội đàm, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev đã ký kết các văn kiện quan trọng như: Tuyên bố chung về các dự án đầu tư ưu tiên Việt - Nga do hai Bộ Thương mại và Công nghiệp và Năng lượng của hai nước đồng ý; Tuyên bố chung về các dự án đầu tư ưu tiên Việt - Nga do hai Bộ Thương mại và Công nghiệp và Năng lượng của hai nước đồng ý; Tuyên bố chung về các dự án đầu tư ưu tiên Việt - Nga do hai Bộ Thương mại và Công nghiệp và Năng lượng của hai nước đồng ý.

4 **ĐẦU NĂM** SỐ 42015

4

TIỂU ĐIỂM

PETROVIETNAM ĐẢM BẢO SẢN LƯỢNG KHAI THÁC TỐI ƯU

Với giá dầu trung bình Quý I/2015 chỉ bằng 54% so với mức giá kế hoạch, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã triển khai đồng bộ các giải pháp, tiếp tục giữ được nhịp độ sản xuất kinh doanh tốt, các chỉ tiêu sản xuất đều vượt cao so với kế hoạch và cùng kỳ năm 2014. Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị sơ kết công tác Quý I/2015 và báo cáo giải pháp thực hiện thành công nhiệm vụ năm 2015, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn đánh giá cao các giải pháp và xuất chỉ phí đảm bảo cân đối tài chính để hoàn thành kế hoạch khai thác, đặc biệt là việc cho đầu tư phát triển lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí; nâng cao khả năng cạnh tranh, phát triển dịch vụ dầu khí tại thị trường trong và ngoài nước.



Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị sơ kết công tác Quý I/2015 và báo cáo giải pháp thực hiện thành công nhiệm vụ năm 2015.

Sản lượng khai thác đạt 7,21 triệu tấn

Tại Hội nghị sơ kết công tác Quý I/2015 và báo cáo giải pháp thực hiện thành công nhiệm vụ năm 2015, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khanh cho biết, các nhà thầu (đơn vị chủ yếu tập trung và xuất các hạng mục công việc và chi phí, đảm bảo hiệu quả, tối ưu đồng tiền gửi) hợp với tình hình dự án tìm kiếm thăm dò, phát triển khai thác trong năm 2015. Trong Quý I/2015, Tập đoàn đã triển khai thực hiện thi công 12 giếng khoan thăm dò thăm lượng, giá trị tổng cộng đạt 4,83 triệu tấn dầu quy đổi. Tổng sản lượng khai thác đạt 7,21 triệu tấn dầu quy đổi, vượt 7,6% kế hoạch Quý I và bằng 7,1% kế hoạch năm, tăng 4,9% so với cùng kỳ năm 2014. Trong đó, sản lượng khai thác dầu thô đạt 4,61 triệu tấn, vượt 10,4% kế hoạch Quý I và bằng 27,4% kế hoạch năm, tăng 8,2% so với cùng kỳ năm 2014; sản lượng khai thác khí đạt 2,6 tỷ m³, vượt 3% kế hoạch Quý I và bằng 26,5% kế hoạch năm.

Đồng thời, Tập đoàn đã sản xuất và cung cấp cho lưới điện quốc gia 5,37 tỷ kWh (đạt 49,2% kế hoạch), sản xuất 42,1 nghìn tấn phân đạm (vượt 6% kế hoạch), 1,87 triệu tấn xăng dầu (vượt 27% kế hoạch) và 6,67 nghìn tấn xăng dầu. Giá trị sản xuất công nghiệp của Tập đoàn trong

Quý I đạt 122 nghìn tỷ đồng, bằng 112% kế hoạch Quý I và 28% kế hoạch năm, tăng 6,3% so với cùng kỳ năm 2014, đã góp phần quan trọng vào tăng trưởng GDP cả nước. Tổng doanh thu toàn Tập đoàn đạt 132,2 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 28,5 nghìn tỷ đồng, tiết giảm chi phí khoảng 763,3 tỷ đồng.

Tuy nhiên, hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn còn gặp nhiều khó khăn do giá dầu suy giảm mạnh. Giá dầu trung bình Quý I/2015 chỉ bằng 56% so với mức giá kế hoạch đạt 50USD/thùng so với mức giá kế hoạch là 100USD/thùng và giảm 50,4% so với giá dầu trung bình Quý I/2014 (113USD/thùng) đã ảnh hưởng lớn đến hoạt động sản xuất kinh doanh, ảnh hưởng đến nguồn lực của Tập đoàn trong việc triển khai thực hiện kế hoạch năm 2015.

Tổng giám đốc, hạ giá thành sản xuất

Trong Quý II/2015, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phấn đấu sản lượng khai thác đạt 6,86 triệu tấn dầu quy đổi (4,26 triệu tấn dầu và 2,61 tỷ m³ khí), sản xuất 5 tỷ kWh điện, 330 nghìn tấn phân đạm và 3,35 triệu tấn xăng dầu các loại. Trên cơ sở đó, Tập đoàn chỉ đạo, đơn đốc và thường xuyên kiểm tra các đơn vị thành viên tổ chức thực

6 **ĐẦU NĂM** SỐ 42015

6

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THẨM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

14. Sử dụng phương pháp phân tích AVO trong tìm kiếm thẩm dò khí hydrate và khả năng áp dụng tại Việt Nam

21. Một số giải pháp nâng cao hiệu quả trong công tác quản lý và giám sát phát triển mỏ dầu khí tại Việt Nam

28. Các đới khu vực kiến tạo rìa Tây khối lục địa Đông Dương



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

34. Phương pháp tổng hợp liên tục biodiesel bằng hệ thống static mixer



CÔNG NGHỆ - CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ

45. Đánh giá hiệu quả của hệ thống bảo vệ cathode cho các công trình đường ống ngầm bằng kỹ thuật đo phân bố điện thế (CIPS) và đo chênh lệch điện thế (DCVG)



AN TOÀN MÔI TRƯỜNG

51. Mô phỏng một số quá trình phong hóa dầu trong môi trường biển



THAM DỒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

SỬ DỤNG PHƯƠNG PHÁP PHÂN TÍCH AVO TRONG TÌM KIẾM
THAM DỒ KHÍ HYDRATE VÀ KHẢ NĂNG ÁP DỤNG TẠI VIỆT NAM

TS. Nguyễn Thu Huyền, TS. Nguyễn Trung Hiếu, TS. Tống Duy Cường
KS. Nguyễn Mạnh Hùng, KS. Nguyễn Danh Lam, TS. Trịnh Xuân Cường
Viện Dầu Khí Việt Nam
Email: huynht@pvpi.vn

Tóm tắt

Phương pháp phân tích AVO (Amplitude Variations with Offset hay Amplitude versus Offset) là phương pháp tìm kiếm trực tiếp các bẫy chứa khí dựa trên kỹ thuật phân tích biến độ của tài liệu địa chấn trước khi cộng. AVO được sử dụng phổ biến trong công tác tìm kiếm, thăm dò nhờ khả năng liên kết biến độ địa chấn với đặc tính của đá chứa. Các dữ liệu biến độ phân xạ địa chấn có biến độ cao trên mặt cắt địa chấn song song có thể được nghiên cứu trước khi cộng để xem có đi thường AVO hay không? Điều này giúp phân biệt các đối tượng địa chất (cát kết chứa khí, than đá hay đá núi lửa) đã gây ra đi thường biến độ.

Phương pháp AVO được áp dụng thành công trong tìm kiếm gas hydrate trên thế giới nhưng chưa được áp dụng ở Việt Nam. Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu cơ sở lý thuyết của phương pháp phân tích AVO và ví dụ về kết quả sử dụng AVO trong tìm kiếm thăm dò gas hydrate trên thế giới và khả năng áp dụng tại khu vực nước sâu thềm lục địa Việt Nam.

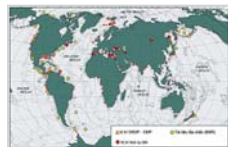
Từ khóa: Gas hydrate, AVO, khu vực nước sâu.

1. Mở đầu

Các công tác nghiên cứu, điều tra cơ bản về tiềm năng khí hydrate cũng như nghiên cứu phát triển các công nghệ thăm dò, khai thác, thu hồi tài nguyên này đang được một số nước tích cực triển khai, đặc biệt là Canada, Mexico, Nhật Bản, Mỹ, Liên bang Nga, Hàn Quốc, Trung Quốc.

Khí hydrate được hình thành và tồn tại ở các khu vực có độ sâu nước biển lớn (hình 1), nơi có ít giống khoan tìm kiếm thăm dò mà hầu như chỉ có các lõi tuấn địa chấn. Do vậy, để điều tra tìm kiếm, thăm dò khí hydrate, phân tích tài liệu địa chấn sẽ cho phép dự báo sự tồn tại các đới chứa khí hydrate.

Phương pháp dự báo các đới chứa khí hydrate sử dụng đi thường biến độ địa chấn dựa trên cơ sở xác định độ phản xạ song song với đáy biển (Bottom simulating reflector - BSR). Trên lát cắt địa chấn, BSR quan sát rất rõ bằng đặc trưng mặt phản xạ chạy song song với bề mặt đáy biển (hình 2 và 3) với liên tương đối cực so với mặt phản xạ đáy biển. BSR với pha sóng zero được phân biệt cùng những phản xạ yếu nằm trên mặt BSR và có thể quan sát được trên mặt cắt pha tức thời. Phân tích AVO và chỉ ra giá trị tuyệt đối của biến độ BSR âm tăng theo



Hình 1. Sự phân bố của khu vực chứa khí hydrate trên thế giới [7]

14



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

60. Quản lý Người đại diện: Những vấn đề lý luận và thực tiễn tại các Tập đoàn/Tổng công ty Nhà nước ở Việt Nam

FOCUS

Vietnam-Russia expand co-operation in oil and gas sector4

Petrovietnam to ensure optimal production6

Third meeting of Petrochemical-Petroleum Processing Subgroup: Deep processing and integrated refining and petrochemical orientations9

Deputy Prime Minister Hoang Trung Hai: Resources should be pooled to ensure progress of power projects12

SCIENTIFIC RESEARCH

AVO analysis in gas hydrate exploration and the possibility of its application in deep water continental shelf of Vietnam14

Some measures to improve the efficiency of oil and gas field development management in Vietnam21

Suture zones in western Indochina continent28

Continuous production of biodiesel by static mixer system34

Effectiveness assessment of buried pipeline's cathodic protection system by CIPS and DCVG techniques45

Simulation of oil weathering processes in marine environment51

Second Management: Theoretical issues and current practice in Vietnam60

Nanotechnology applications in oil and gas industry and potential research directions in Vietnam65

NEWS

Russian Energy Minister visits Vietsovpetro75

Survey of site for construction of Block B - O Mon Gas project's complex75

Deputy Prime Minister Hoang Trung Hai visits Petrovietnam's booth at Vietnam Expo 201576

Petrovietnam's leader pays working visit to Iraq77

PVC-MS to complete onshore fabrication of Thien Ung jacket in June 201578

PTSC M&C participates in implementation of Ghana OCTP FPSO project78

Iran's oil industry to recover thanks to framework agreement with P5+180

US becomes world's biggest oil and gas producer80

UK finds great hydrocarbon reserves81



Việt Nam - Liên bang Nga: **MỞ RỘNG HỢP TÁC TRONG LĨNH VỰC DẦU KHÍ**

Trong chuyến thăm chính thức Việt Nam từ ngày 5 - 7/4/2015, Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev đã hội đàm với Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và thảo luận nhiều vấn đề quan trọng nhằm phát triển quan hệ đối tác chiến lược toàn diện, đẩy mạnh hợp tác trong các lĩnh vực trụ cột của quan hệ song phương. Lãnh đạo hai nước nhất trí tăng cường hợp tác chặt chẽ, bảo đảm vốn triển khai các dự án năng lượng, trong đó có các dự án dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam và ở Liên bang Nga với mục đích tăng cường hợp tác không chỉ trong lĩnh vực thăm dò và khai thác mà mở rộng sang cả lĩnh vực chế biến và lọc hóa dầu.



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev chứng kiến Lễ ký kết giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Gazprom Neft. Ảnh: Nhật Bắc

Ngày 6/4/2015, tại trụ sở Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng đã có cuộc gặp và hội đàm với Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev. Hai bên đã thông báo cho nhau về tình hình chính trị, kinh tế, xã hội và chính sách đối ngoại của mỗi nước; trao đổi ý kiến về các vấn đề quan hệ song phương. Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng và Thủ tướng Dmitry Medvedev khẳng định tiếp tục thực hiện nhất quán đường lối tăng cường quan hệ đối tác chiến lược toàn diện Việt - Nga, đáp ứng lợi ích lâu dài của nhân dân hai nước cũng như tiếp tục các nỗ lực chung nhằm thúc đẩy hợp tác trong tất cả các lĩnh vực.

Lãnh đạo hai nước điểm lại việc triển khai các dự án trọng điểm, tập trung đánh giá kết quả và tồn tại trong các lĩnh vực hợp tác, đặc biệt là hợp tác về kinh tế, đầu tư, thương mại, dầu khí, điện hạt nhân và kỹ thuật quân sự. Hai bên thống nhất các Bộ/Ngành, doanh nghiệp cần nhanh chóng tìm các biện pháp phù hợp, trong đó có việc đẩy nhanh ký kết chính thức Hiệp định Thương mại tự do giữa Việt Nam và Liên minh Kinh tế Á - Âu trong nửa đầu năm 2015, phấn đấu đưa kim ngạch hai chiều lên 10 tỷ USD vào năm 2020.

Hai bên nhất trí cho rằng, đầu tư song phương hiện nay chưa tương xứng với nhu cầu và tiềm năng của mỗi nước. Tổ công tác chung cấp cao về các dự án đầu tư ưu tiên Việt - Nga do hai Bộ trưởng Công Thương đứng đầu cần đóng vai trò quan trọng trong việc lựa chọn lĩnh vực đầu tư và triển khai hiệu quả các dự án đã lựa chọn.

Hai Thủ tướng đánh giá cao việc các Bộ/Ngành và cơ quan liên quan hai nước đang triển khai tích cực hợp tác trong lĩnh vực dầu khí. Trong bối cảnh tình hình kinh tế thế giới khó khăn và tác động trực tiếp đến mỗi nước, hai bên nhất trí cần tăng cường hợp tác chặt chẽ, bảo đảm vốn triển khai các dự án năng lượng, trong đó có các dự án dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam và ở Liên bang Nga với mục đích tăng cường hợp tác không chỉ trong lĩnh vực thăm dò và khai thác mà mở rộng sang cả lĩnh vực chế biến và lọc hóa dầu.

Kết thúc hội đàm, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev chứng kiến Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn và Chủ tịch Công ty Cổ phần mở Gazprom Neft (GPN) Alexander Dyukov ký kết hai văn bản quan trọng: "Bản ghi nhớ hợp tác trong lĩnh vực tìm

kiểm thăm dò và khai thác dầu khí tại mỏ Dolginskoe, Lô Tây Bắc vùng biển Pechora cũng như cơ hội hợp tác trong các dự án trên đất liền tại Liên bang Nga” và “Thỏa thuận khung về việc Gazprom Neft tham gia 49% dự án nâng cấp và mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất”.

Ngày 7/4/2015, tại Tp. Hồ Chí Minh, Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev và Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải đã chủ trì Diễn đàn kinh tế Việt - Nga. Trong bài phát biểu quan trọng về “Quan hệ hợp tác chiến lược Việt - Nga trong ngành công nghiệp dầu khí”, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh khẳng định với quan hệ hợp tác hữu nghị, truyền thống lâu đời giữa hai nước, Tập đoàn ủng hộ Liên bang Nga mở rộng hoạt động ở thềm lục địa Việt Nam. Bày tỏ mong muốn và quyết tâm mở rộng hoạt động tại Liên bang Nga, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhấn mạnh: “Chúng tôi xác định là địa bàn chiến lược và ưu tiên số một, đồng thời sẵn sàng cùng các đối tác Liên bang Nga tham gia dự án dầu khí ở các nước thứ ba khác và mong muốn nhận được sự ủng hộ của Chính phủ hai nước”.

Để hợp tác trong lĩnh vực dầu khí giữa Việt Nam - Liên bang Nga ngày càng phát triển vững chắc, đem lại hiệu quả kinh tế cao, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiến nghị Chính phủ Liên bang Nga và Chính phủ Việt Nam sớm đàm phán ký kết Hiệp định liên Chính phủ về việc cho Rusvietpetro được miễn thuế khai thác tài nguyên cho hết thời hạn của Giấy phép các lô thuộc đối tượng trung tâm Khoreiver thuộc Khu tự trị Nhenhetsky. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiến nghị Chính phủ Liên bang Nga có cơ chế đặc biệt trong việc tiêu thụ khí của Gazpromviet cũng như tạo điều kiện để Gazpromviet tiếp tục tham gia các mỏ khác ở Liên bang Nga.

Trước đó, Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev và Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải đã nghe Liên doanh Rusvietpetro báo cáo trực tuyến kết quả triển khai dự án thăm dò, khai thác dầu khí tại Khu tự trị Nhenhetsky, Liên bang Nga. Đến nay, sản lượng khai thác của Rusvietpetro đã đạt mốc 10 triệu tấn dầu kể từ khi đưa dòng dầu đầu tiên vào sản xuất công nghiệp tháng 9/2010. Trong Quý I/2015, Rusvietpetro đã đưa 8 giếng mới vào khai thác, nâng tổng quỹ giếng khai thác lên 190 giếng, sản lượng khai thác ổn định. Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev và Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải chúc dự án tiếp tục gặt hái thành công mới, xứng đáng là biểu tượng trong mối quan hệ hợp tác hữu nghị giữa Việt Nam và Liên bang Nga.

Nguyễn Hoàng

Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev: HỢP TÁC TRONG LĨNH VỰC DẦU KHÍ ĐANG TIẾN TRIỂN TỐT ĐẸP



Chúng ta có ngọn cờ đầu hợp tác là Liên doanh dầu khí Vietsovpetro - doanh nghiệp hoạt động đã lâu, từ thời Liên Xô. Liên doanh đã khai thác khối lượng lớn dầu mỏ và khí đồng hành, đó là sản lượng khai thác tầm cỡ thế giới. Đây là sự hợp tác đôi bên cùng có lợi. Chính vì lẽ đó các bên tham gia liên doanh là Zarubezhneft và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã thỏa thuận tiếp tục duy trì liên doanh này đến năm 2030, bởi sự hợp tác này có tiềm năng to lớn.

Không chỉ Zarubezhneft, mà nhiều tập đoàn và công ty dầu khí Liên bang Nga, những doanh nghiệp nhà nước lớn, như Rosneft và Gazprom, cũng có các đối tác của mình ở Việt Nam. Các doanh nghiệp đều đang đàm phán về khả năng đẩy mạnh hợp tác. Tập đoàn Rosneft có các dự án về một số khu vực tại thềm lục địa có thể được chào thăm dò khai thác. Các bên đang tiến hành đàm phán, tôi hy vọng tiến trình đó sẽ đạt kết quả khả quan. Gazprom cũng đang đàm phán, tiến trình này khởi động từ năm 2009. Tôi hy vọng dự án gắn kết Gazprom với các đối tác Việt Nam sẽ đi vào hoạt động năm 2016 theo công suất thiết kế. Chúng tôi đánh giá rất cao sự hợp tác này, bởi nó mang lại lợi ích và thu nhập cho cả Việt Nam lẫn Liên bang Nga, và dự định tiếp tục phát triển hướng hợp tác này. Vì vậy, chúng tôi có cả một tập hợp các dự án ở Liên bang Nga và đã mời các bạn Việt Nam tham gia. Đây là thực tế hiếm khi xảy ra, khi chúng tôi để cho đối tác nước ngoài tiếp cận, khai thác trên lãnh thổ Liên bang Nga. Song đây là phương án đặc biệt, chúng tôi dành riêng cho các đối tác Việt Nam.

Với thực tế chúng ta đã có thời gian hợp tác đủ lâu, việc tìm ra những hình thức hợp tác triển vọng mới là điều rất quan trọng. Đó là việc cùng nhau chế biến dầu khí (không chỉ khai thác), cũng như vận dụng các cơ chế kích thích, sao cho sự hợp tác phát triển tốt hơn, cả trong vùng thềm lục địa Việt Nam cũng như trên lãnh thổ Liên bang Nga. Có nghĩa là vận dụng các cơ chế khuyến khích đa dạng, kể cả những hình thức khuyến khích về thuế, bởi ở những nơi khai thác đã lâu, trữ lượng phần nhiều đã cạn kiệt, cần có những giải pháp hoặc đi sâu hơn, hoặc tìm kiếm những khu vực mới, và điều này tất yếu phải bổ sung thêm vốn đầu tư.

PETROVIETNAM

ĐẢM BẢO SẢN LƯỢNG KHAI THÁC TỐI ƯU

Với giá dầu trung bình Quý I/2015 chỉ bằng 56% so với mức giá kế hoạch, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã triển khai đồng bộ các giải pháp, tiếp tục giữ được nhịp độ sản xuất kinh doanh tốt, các chỉ tiêu sản xuất đều vượt cao so với kế hoạch và cùng kỳ năm 2014. Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị sơ kết công tác Quý I/2015 và bàn các giải pháp thực hiện thành công nhiệm vụ năm 2015, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn đánh giá cao các giải pháp rà soát chi phí đảm bảo cân đối tài chính để hoàn thành kế hoạch khai thác dầu; thu hút vốn cho đầu tư phát triển lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí; nâng cao khả năng cạnh tranh, phát triển dịch vụ dầu khí tại thị trường trong và ngoài nước.



Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị. Ảnh: Việt Hà

Sản lượng khai thác đạt 7,21 triệu tấn

Tại Hội nghị sơ kết công tác Quý I/2015 và bàn các giải pháp thực hiện thành công nhiệm vụ năm 2015, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh cho biết, các nhà thầu/đơn vị chủ yếu tập trung rà soát các hạng mục công việc và chi phí, đảm bảo hiệu quả, tối ưu dòng tiền phù hợp với từng loại hình dự án tìm kiếm thăm dò, phát triển khai thác trong năm 2015. Trong Quý I/2015, Tập đoàn đã triển khai thực hiện thi công 12 giếng khoan thăm dò thăm lượng, gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 4,83 triệu tấn dầu quy đổi. Tổng sản lượng khai thác đạt 7,21 triệu tấn dầu quy đổi, vượt 7,6% kế hoạch Quý I và bằng 27,1% kế hoạch năm, tăng 4,9% so với cùng kỳ năm 2014. Trong đó, sản lượng khai thác dầu thô đạt 4,61 triệu tấn, vượt 10,4% kế hoạch Quý I và bằng 27,4% kế hoạch năm, tăng 8,2% so với cùng kỳ năm 2014; sản lượng khai thác khí đạt 2,6 tỷ m³, vượt 3% kế hoạch Quý I và bằng 26,5% kế hoạch năm.

Đồng thời, Tập đoàn đã sản xuất và cung cấp cho lưới điện quốc gia 5,37 tỷ kWh điện (vượt 49,2% kế hoạch), sản xuất 424,1 nghìn tấn phân đạm (vượt 6% kế hoạch), 1,67 triệu tấn xăng dầu (vượt 21% kế hoạch) và 6,67 nghìn tấn xơ sợi. Giá trị sản xuất công nghiệp của Tập đoàn trong

Quý I đạt 125 nghìn tỷ đồng, bằng 112% kế hoạch Quý I và 28% kế hoạch năm, tăng 6,3% so với cùng kỳ năm 2014, đã góp phần quan trọng vào tăng trưởng GDP cả nước. Tổng doanh thu toàn Tập đoàn đạt 132,2 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 28,5 nghìn tỷ đồng, tiết giảm chi phí khoảng 763,3 tỷ đồng.

Tuy nhiên, hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn còn gặp nhiều khó khăn do giá dầu suy giảm mạnh. Giá dầu trung bình Quý I/2015 chỉ bằng 56% so với mức giá kế hoạch (đạt 56USD/thùng so với mức giá kế hoạch là 100USD/thùng) và giảm 50,4% so với giá dầu trung bình Quý I/2014 (113USD/thùng) đã ảnh hưởng lớn đến hoạt động sản xuất kinh doanh, ảnh hưởng đến nguồn lực của Tập đoàn trong việc triển khai thực hiện kế hoạch năm 2015.

Tiết giảm chi phí, hạ giá thành sản xuất

Trong Quý II/2015, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phấn đấu sản lượng khai thác đạt 6,86 triệu tấn dầu quy đổi (4,26 triệu tấn dầu và 2,61 tỷ m³ khí), sản xuất 5 tỷ kWh điện, 330 nghìn tấn đạm và 1,385 triệu tấn xăng dầu các loại. Trên cơ sở đó, Tập đoàn chỉ đạo, đôn đốc và thường xuyên kiểm tra các đơn vị thành viên tổ chức thực

Bảng 1. Kết quả sản xuất kinh doanh Quý I/2015 và kế hoạch Quý II/2015 của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam

TT	Chỉ tiêu	Đơn vị	Kế hoạch năm 2015 (Chính phủ giao)	Thực hiện Quý I/2015	Kế hoạch Quý II/2015
I	Khai thác Dầu khí	Triệu tấn dầu quy đổi	26,60	7,21	6,86
1	Dầu thô	Triệu tấn	16,80	4,61	4,26
	Trong nước	Triệu tấn	14,74	4,16	3,77
	Nước ngoài	Triệu tấn	2,06	0,45	0,48
2	Khí	Tỷ m ³	9,80	2,60	2,61
II	Sản xuất sản phẩm khác				
1	Điện	Tỷ kWh	18,50	5,37	5,0
2	Đạm	Nghìn tấn	1.525	424,1	330,0
3	Xăng dầu khác loại	Nghìn tấn	5.550	1.674,1	1.385
III	Kinh doanh các sản phẩm				
1	Xuất bán dầu	Triệu tấn	16,76	4,58	4,24
2	Khí khô	Tỷ m ³	9,41	2,56	2,59



Vietsovpetro rà soát, tối ưu chi phí để đảm bảo hoàn thành kế hoạch khai thác dầu khí. Ảnh: VSP

hiện Chương trình hành động số 668/CTr-DKVN ngày 29/1/2015 thực hiện Nghị quyết số 01/NQ-CP ngày 3/1/2015 của Chính phủ về những giải pháp chủ yếu chỉ đạo điều hành thực hiện kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội và dự toán ngân sách Nhà nước năm 2015 phù hợp với tình hình thực tế của đơn vị. Tiếp tục đẩy mạnh thực hiện kế hoạch tìm kiếm thăm dò thăm lường năm 2015, xem xét bổ sung công tác khoan thăm dò thăm lường tại khu vực tiềm năng (Đại Hùng Nam, Hàm Rồng...) để đảm bảo gia tăng trữ lượng dầu khí cả năm đạt 35 - 40 triệu tấn dầu quy đổi. Tập đoàn tiếp tục rà soát, tối ưu chương trình công tác và chi phí các dự án đang khai thác, cân đối sản lượng khai thác dầu năm 2015 ở trong nước và ở nước ngoài đảm bảo sản lượng khai thác cả năm đạt 16,8 triệu tấn dầu và 9,8 tỷ m³ khí.

Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn đề nghị các đơn vị kiểm soát chặt chẽ việc vận hành an toàn, ổn định các nhà máy và các công trình dầu khí, đảm bảo đạt và vượt mức sản lượng sản xuất Chính phủ giao với giá thành hợp lý; triển khai và thực hiện đúng nội dung, tiến độ công tác tái cơ cấu đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định 46/QĐ-TTg ngày 5/1/2013. Chủ tịch HĐQT yêu cầu đánh giá khách quan công tác đầu tư ra nước ngoài, tăng cường mở rộng hợp tác với các công ty dầu khí quốc gia, quốc tế trên thế giới để tìm kiếm các cơ hội đầu tư mới; tăng cường công tác dự báo, nâng cao công tác quản trị, điều hành.

Chủ tịch HĐQT Nguyễn Xuân Sơn cho biết, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục phối hợp với Bộ Công Thương hoàn chỉnh Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, định



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc và chỉ đạo tại Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1. Ảnh: PVN

hướng đến năm 2035; phê duyệt Kế hoạch 5 năm 2016 - 2020 và Chiến lược phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 của các đơn vị thành viên. Đồng thời, tiếp tục rà soát, tiết giảm chi phí hạ giá thành sản xuất và dịch vụ, sử dụng hiệu quả các nguồn lực để tự thực hiện các dịch vụ có khả năng thực hiện được, tăng cường tìm kiếm cơ hội và đẩy mạnh phát triển dịch vụ ra nước ngoài; tập trung tháo gỡ các khó khăn, vướng mắc, các kiến nghị của đơn vị để hỗ trợ đơn vị vượt qua các khó khăn, ổn định sản xuất; động viên, khuyến khích người lao động tập trung trí tuệ và sức lực, nâng cao năng suất lao động để hoàn thành và hoàn thành tốt các nhiệm vụ trong năm 2015.

Về công tác đầu tư phát triển, lãnh đạo Tập đoàn yêu cầu sử dụng và cơ cấu nguồn vốn hợp lý, tập trung vốn cho các dự án đầu tư thuộc lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính, các dự án hoàn thành trong năm 2015, phần đầu thực hiện các dự án trọng điểm: đưa 4 mỏ/công trình dầu khí mới vào khai thác và đưa mỏ Đại Hùng khai thác trở lại vào ngày 15/5/2015, đưa dự án Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 vào vận hành thương mại, triển khai thực hiện hợp đồng EPC dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 và Long Phú 1 theo kế hoạch đề ra, hoàn thành và đưa vào vận hành dự án Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1 trong Quý III/2015, đảm bảo tiến độ đón dòng khí thương mại đầu tiên từ dự án thu gom khí mỏ Hàm Rồng

- Thái Bình trong tháng 6/2015. Tập đoàn triển khai quyết liệt Dự án phát triển khai thác khí Lô B & 48/95 và Lô 52/97, Dự án đường ống dẫn khí và Nhà máy xử lý khí Lô B; triển khai các thủ tục liên quan để thực hiện đầu tư dự án Căn cứ cảng dịch vụ dầu khí Phú Quốc và Dự án kho ngoại quan xăng dầu Phú Quốc (Kiên Giang)...

Với sự biến động khó dự báo của giá dầu là yếu tố ảnh hưởng trực tiếp đến sự phát triển nhanh, mạnh và bền vững của Tập đoàn trong năm 2015 và những năm tiếp theo, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu cán bộ công nhân viên trong toàn Tập đoàn cần tích cực thay đổi tư duy, tìm kiếm các ý tưởng hay, giải pháp đột phá, sáng tạo để xây dựng và phát triển Tập đoàn trong giai đoạn mới. Trên cơ sở đó, các đơn vị xây dựng, cụ thể hóa và tổ chức triển khai Chương trình “Hiển kế phát triển Tập đoàn trong giai đoạn tới”, nhằm đề xuất các ý tưởng hay, có tính khả thi cao trong đổi mới, cải tiến, chuyển đổi mô hình hoạt động trong sản xuất kinh doanh, đầu tư phát triển và các mặt hoạt động khác; các tư duy mới trong công tác quản trị, quản lý, điều hành; các giải pháp mới, mang tính sáng tạo, đột phá cho phát triển chung, cho phát triển từng lĩnh vực của Tập đoàn và của đơn vị.

Việt Hà

KỠ HỢP LẦN THỨ III TIỂU BAN HÓA - CHẾ BIẾN DẦU KHÍ:

ĐỊNH HƯỚNG CHẾ BIẾN SÂU KHÍ VÀ TÍCH HỢP LỘC - HÓA DẦU

Tại Kỳ họp lần thứ III nhiệm kỳ 2014 - 2016, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đã tập trung thảo luận các vấn đề định hướng chế biến sâu khí và tích hợp lọc - hóa dầu để nâng cao hiệu quả hoạt động lĩnh vực chế biến dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Trong đó, Tiểu ban tập trung vào mục tiêu dành khoảng 20% lượng khí sản xuất trong nước cho sản xuất các sản phẩm hóa dầu.



TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu chỉ đạo tại Kỳ họp. Ảnh: Lê Khoa

Nâng cao hiệu quả sản xuất và năng lực cạnh tranh

Ngày 10/4/2015, tại Tp. Nha Trang, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đã tổ chức Kỳ họp lần thứ III với chủ đề “Định hướng chế biến sâu khí và tích hợp lọc hóa dầu để nâng cao hiệu quả hoạt động lĩnh vực chế biến dầu khí của Petrovietnam”. Kỳ họp đã nghe và thảo luận các nội dung: “Lộ trình cắt/giảm thuế nhập khẩu hàng hóa vào Việt Nam trong các hiệp định thương mại tự do”, “Cơ chế giá khí cho hóa dầu trên thế giới và trong khu vực - Phương pháp luận xác định danh mục các dự án ưu tiên”, “Nguồn cung khí nội địa và khả năng đáp ứng cho chế biến hóa dầu”, “Tích hợp lọc hóa dầu trước và sau khi có khí Cá Voi Xanh”, “PVFCCo với các dự án hóa chất chế biến sâu khí Đông Nam Bộ”, “Định hướng nâng cấp mở rộng sản xuất phân bón và hóa chất với nguyên liệu từ khí Tây Nam Bộ”, “Tổng hợp nhu cầu sử dụng khí cho hóa dầu và tích hợp lọc hóa dầu”.

Trong đó, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đã đề xuất các giải pháp bổ sung để giảm thiểu ảnh hưởng do lộ trình cắt/giảm thuế nhập khẩu hàng hóa vào Việt Nam trong các hiệp định thương mại tự do. Chính phủ và các Bộ/ Ngành cần áp dụng các rào cản phi thuế quan, đặc biệt hàng rào kỹ thuật để hạn chế nhập khẩu các sản phẩm mà Việt Nam có thể sản xuất. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần rà soát các dự án đang/sẽ triển khai nhằm đẩy nhanh tiến độ và khấu hao trước thời gian áp dụng hiệp định thương mại tự do, đặc biệt ưu tiên đầu tư các dự án tổ hợp lọc - hóa dầu có tỷ suất lợi nhuận cao hơn lọc hóa dầu đơn thuần. Đối với các đơn vị sản xuất, Tiểu ban cho rằng

cần tập trung giảm chi phí, tăng hiệu quả sản xuất, giảm giá thành sản phẩm để đảm bảo lợi nhuận doanh nghiệp khi giảm thuế nhập khẩu; cải hoán cấu hình nhà máy lọc dầu theo định hướng sản xuất sản phẩm hóa dầu thay cho nhiên liệu; cần triển khai nghiêm túc công tác nghiên cứu, chuẩn bị đầu tư để lường trước các rủi ro.

Định hướng ưu tiên sử dụng khí thiên nhiên làm nguyên liệu cho hóa dầu

Về cơ chế giá khí phù hợp cho các dự án chế biến sâu khí ở Việt Nam, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đề xuất đối với khí làm nhiên liệu, cần có lộ trình tiến đến cơ chế giá thị trường phù hợp thời gian lên kế hoạch nhập khẩu LNG để tạo môi trường cạnh tranh; cần đánh giá cụ thể đối với mỗi khu vực chiến lược (miền Bắc, Trung, Đông Nam Bộ, Tây Nam Bộ), biên độ giá khí có thể có lợi cho khâu khai thác và khâu chế biến dầu khí (điểm hòa vốn, giá khí tối thiểu và tối đa) để lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam quyết định; điều chỉnh mức IRR cho phù hợp đối với các dự án gặp khó khăn khi triển khai. Đối với khí làm nguyên liệu, Tiểu ban cho rằng nên xem xét giá khí tương quan với giá sản phẩm (tương tự Indonesia), đảm bảo sản phẩm hóa dầu cạnh tranh được so với sản phẩm nhập khẩu; nên có chính sách ưu tiên khí làm nguyên liệu cho hóa dầu vì tỷ trọng chỉ dưới 20% tổng lượng khí tiêu thụ nhưng sẽ tạo giá trị gia tăng tốt trong chuỗi giá trị.

Đối với phương pháp lập danh mục các dự án ưu tiên, Tiểu ban cho rằng cần xem xét các yếu tố: (1) Khả năng hỗ trợ giá khí trong thời gian đầu của dự án, tăng dần giá khí



đến cuối đời dự án; (2) mục tiêu của dự án (chi phí, hiệu quả, mức độ phù hợp với quy hoạch phát triển); (3) nhu cầu thị trường thế giới bổ sung cho trong nước, cân đối cung - cầu Đông Nam Á, các nước đã có cam kết về giảm thuế; (4) tương quan giữa địa điểm và thị trường nguyên liệu và sản phẩm (khoảng cách, chi phí vận chuyển nguyên liệu và sản phẩm); (5) ưu tiên cho đáp ứng nhu cầu trong nước gắn với quy mô công suất phù hợp; (6) tận dụng hạ tầng cơ sở đã có để giảm chi phí đầu tư. Tiêu chí xếp hạng các dự án ưu tiên dựa trên: sản phẩm cạnh tranh, an ninh, an toàn, hiệu quả cao, lợi nhuận; đồng thời nên xếp các yếu tố công suất, khả năng cung cấp nguyên liệu ổn định lên ưu tiên hàng đầu.

Trên cơ sở sản lượng, cân đối cung - cầu, giá và tính chất khí của từng khu vực, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đã đánh giá khu vực có tiềm năng cung cấp khí cho hóa dầu. Theo đó, khí ở khu vực miền Trung có tỷ lệ CO_2 cao, cần chi phí xử lý CO_2 nên giá khí phải thấp hơn giá khí khu vực bể Cửu Long và Nam Côn Sơn. Tiểu ban đề xuất cần xây dựng cơ chế giá khí hợp lý và hỗ trợ giá trong thời điểm đầu của dự án để phát triển hóa dầu tại khu vực miền Trung; có chính sách ưu tiên trong giai đoạn đầu để phát triển các dự án hóa dầu; cần xây dựng giá khí hợp lý để thúc đẩy phát triển sử dụng khí cho sản xuất các

sản phẩm hóa dầu (chia sẻ lợi nhuận/rủi ro giữa các khâu trong chuỗi giá trị của khí, liên kết giá khí nguyên liệu với giá sản phẩm hóa dầu).

Về các đề xuất nhu cầu khí sử dụng cho hóa dầu và lọc dầu, Tiểu ban cho rằng miền Bắc không có khả năng phát triển hóa dầu từ khí do trữ lượng khí thấp. Miền Trung có nhiều triển vọng, khả thi để phát triển hóa dầu do có khả năng cung cấp khí với lượng lớn lâu dài, thiếu hụt các hộ tiêu thụ khác, khả năng tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và thành phần khí tương đối phù hợp cho chuỗi hóa dầu từ C1 và sử dụng các công nghệ mới để chuyển hóa thành các olefins, nguyên liệu hóa dầu cơ sở (CO_2 không có giá trị về nhiệt lượng nhưng có giá trị về hóa học), nhưng phụ thuộc tiến độ triển khai dự án Cá Voi Xanh. Mỏ Bảo Vàng/Bảo Đen có thể phát triển cho 1 hộ hóa dầu từ khí, mỏ Cá Voi Xanh có trữ lượng lớn có thể cung cấp cho 1 tổ hợp hóa dầu từ khí quy mô lớn để có thể cạnh tranh với các tổ hợp hóa dầu trên thế giới. Khu vực Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ có triển vọng phát triển hóa dầu từ khí. Đặc biệt, khí khu vực Đông Nam Bộ có hàm lượng ethane cao, thuận lợi để tách ethane sản xuất ethylene từ đó sản xuất các sản phẩm giá trị cao như PS, SBR/ABS hay EVA/MMA. Một trong những điều kiện để các dự án hóa dầu từ khí có



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: Hồng Văn

hiệu quả là cần được đảm bảo cung cấp đủ nguyên liệu khí với chính sách giá khí phù hợp, đặc biệt cho các năm đầu hoạt động của nhà máy hóa dầu từ khí để đảm bảo khả năng trả vốn và lãi vay.

Trên cơ sở đó, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí sẽ tiếp tục nghiên cứu, tham khảo chính sách/kinh nghiệm của các nước trong khu vực về giá, khối lượng, cơ chế và mức độ ưu tiên sử dụng khí thiên nhiên làm nguyên liệu cho hóa dầu; liên kết với các mục tiêu khác của Nhà nước trong quy hoạch hóa chất, công nghiệp phụ trợ, công nghiệp vật liệu; cập nhật xu hướng công nghệ mới (OCM, MTO, MTP, MTA) nhằm giảm chi phí đầu tư, chi phí vận hành để nâng cao hiệu quả hóa dầu từ khí. Tiểu ban đề xuất Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) cập nhật thêm thông tin về thị trường, giá cả và phân loại các dự án về hóa dầu, nghiên cứu về cơ chế giá khí cho phát triển hóa dầu và phương pháp lựa chọn dự án ưu tiên đầu tư; cập nhật và chính xác hóa số liệu nhu cầu khí thiên nhiên cho lọc hóa dầu cho từng khu vực.

Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí cho rằng cần đánh giá, nghiên cứu các dự án lọc hóa dầu cho giai đoạn sau khi nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và tính tới thời điểm có khí Cá Voi Xanh. Trong đó, các dự án nên ưu tiên gồm: Nâng cấp phân xưởng Poly Propylene,

đầu tư mới các nhà máy LAB, MTBE/ETBE, mở rộng công suất phân xưởng xử lý naphtha bằng hydro (NHT) và bổ sung nguyên liệu condensate trong nước để sử dụng hết công suất phân xưởng CCR đồng thời sản xuất BTX. Sau khi có khí Cá Voi Xanh, nên tập trung vào hướng sản xuất methanol tận dụng đặc điểm nguồn khí Cá Voi Xanh có hàm lượng CO₂ cao, gần tỷ lệ lý tưởng (25%), rồi chuyển hóa methanol thành olefin, các sản phẩm ưu tiên gồm 2-EH/AA/2-EHA/EVA/MMA. Bên cạnh đó, nên cung cấp khí cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để thay thế DCO làm nhiên liệu và thay thế LPG/Naphtha làm nguyên liệu sản xuất hydro cần thiết sử dụng để nâng cấp sản phẩm lọc dầu, tiến tới xây dựng tổ hợp lọc - hóa dầu Dung Quất hiện đại, quy mô lớn, tận dụng cơ sở hạ tầng và phụ trợ đã đầu tư.

Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đề nghị Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) tiếp tục phối hợp với VPI nghiên cứu hướng phát triển tích hợp lọc hóa dầu (kể cả sau khi nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và trước khi có khí Cá Voi Xanh), ưu tiên các phương án tăng cường sản xuất nguyên liệu hóa dầu cơ sở từ lọc dầu (thêm 1 riser cho FCC, tách Ethylene từ FCC off-gas, nâng công suất phân xưởng NHT và bổ sung nguyên liệu condensate trong nước). Tiểu ban đề xuất Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục giao VPI thực hiện nhiệm vụ nghiên cứu khả năng sản xuất QTA/PTA từ nguồn nguyên liệu p-xylene của các nhà máy lọc hóa dầu tại Việt Nam.

Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí cho biết sẽ chứng minh bằng các dự án cụ thể để đảm bảo dành khoảng 20% lượng khí sản xuất trong nước cho hóa dầu; đồng thời đề xuất một số giải pháp để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Nhà nước xem xét nhằm thúc đẩy sử dụng khí làm nguyên liệu sản xuất các sản phẩm hóa dầu (hóa dầu từ khí). Trong đó bao gồm xác định cơ chế giá khí phù hợp đảm bảo khả năng trả vốn và lãi vay của các dự án hóa dầu từ khí trong giai đoạn đầu (khoảng 10 năm), sau đó có thể áp dụng giá khí tương đương LNG nhập khẩu; sử dụng một số Quỹ để tài trợ nguồn vốn với lãi suất thấp cho các dự án hóa dầu từ khí nhằm giảm chi phí tài chính; hạ tiêu chí về hiệu quả đầu tư các dự án đường ống và nhà máy xử lý khí mới để giảm chi phí tariff đối với các nguồn khí mới.

Đẩy mạnh chế biến sâu khí và tích hợp lọc hóa dầu là một trong các giải pháp quan trọng để nâng cao hiệu quả hoạt động lĩnh vực chế biến dầu khí và năng lực cạnh tranh của Petrovietnam.

Lê Khoa

Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải:

TẬP TRUNG NGUỒN LỰC ĐẢM BẢO TIẾN ĐỘ CÁC DỰ ÁN ĐIỆN

Phát biểu tại Lễ ký Hợp đồng tổng thầu EPC Nhà máy chính Dự án đầu tư xây dựng công trình Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải - Trưởng Ban Chỉ đạo Nhà nước về Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia đề nghị chủ đầu tư, tổng thầu và các bên liên quan tập trung cao độ các nguồn lực để đảm bảo tiến độ các dự án điện.



Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải chứng kiến Lễ ký kết Hợp đồng tổng thầu EPC giữa PVN và Lilama. Ảnh: PVN

Ngày 10/4/2015, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) và Tổng công ty Lắp máy Việt Nam (Lilama) đã ký Hợp đồng tổng thầu EPC Nhà máy chính Dự án đầu tư xây dựng công trình Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1. Theo hợp đồng được ký kết, Lilama có trách nhiệm thiết kế chi tiết, mua sắm, chế tạo, lắp đặt chạy thử, chạy tin cậy... bảo hành và bàn giao Nhà máy hoàn chỉnh cho chủ đầu tư vận hành thương mại. Cùng ngày, Tổng công ty Lắp máy Việt Nam đã ký Hợp đồng cung cấp thiết bị chính Dự án đầu tư xây dựng công trình Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 (giá trị 780 triệu USD) với Tập đoàn Doosan (Hàn Quốc).

Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 đặt tại xã Phú Hữu A, huyện Châu Thành, tỉnh Hậu Giang, có tổng công suất 1.200MW gồm 2 tổ máy do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm chủ đầu tư và Lilama làm tổng thầu EPC. Đây là dự án trọng điểm thuộc Quy hoạch phát triển điện lực Quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 có xét đến năm 2030 (Quy hoạch điện VII) được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt và được áp dụng cơ chế đặc thù để đầu tư xây dựng các công trình nguồn điện cấp bách theo Quyết định số 2414/QĐ-TTg. Đây là một trong ba nhà máy nhiệt điện của Trung tâm Điện lực Sông Hậu với tổng công suất 5.200MW.

Hiện nay, cơ sở hạ tầng phục vụ thi công dự án đã cơ bản hoàn thành các hạng mục chính như: giải phóng

DỰ ÁN ĐẦU TƯ XÂY DỰNG NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN SÔNG HẬU 1

- Chủ đầu tư: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
- Tư vấn lập dự án đầu tư: Công ty CP Tư vấn Xây dựng điện 3 (PECC3)
- Công nghệ: Nhiệt điện đốt than, thông số siêu tới hạn
- Công suất 1.200MW (2 tổ máy x 600MW)
- Diện tích sử dụng đất: Dự kiến 115ha
- Thời gian hoàn thành: Năm 2019
- Tổng mức đầu tư: 43.043 tỷ đồng
- Nguồn than: Nhập khẩu từ Australia hoặc Indonesia
- Tổng thầu EPC: Lilama
- Nhà thầu cung cấp thiết bị chính: Doosan (Hàn Quốc)
- Tư vấn quản lý dự án PMC: Liên danh nhà thầu Fichtner (Đức) và Tổng công ty CP Tư vấn Thiết kế Dầu khí (PVE)

mặt bằng, rà phá bom mìn, san lấp mặt bằng, hệ thống cấp điện, nước thi công, bờ kè sông... đã sẵn sàng triển khai xây dựng Nhà máy chính. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ phối hợp, đôn đốc tổng thầu Lilama, nhà thầu cung cấp thiết bị chính, tư vấn quản lý dự án và các đơn vị liên quan tập trung nguồn lực để đảm bảo tiến độ của dự án, hoàn thành xây dựng và đưa dự án vào phát điện thương mại Tổ máy số 1 và Tổ máy số 2 (sau 48 tháng và 52 tháng kể từ ngày bắt đầu công việc). Đồng thời,

đảm bảo chất lượng công trình, các yêu cầu bảo vệ môi trường, cũng như tối ưu hóa chi phí để dự án đạt hiệu quả kinh tế - xã hội.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh cho biết Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 là dự án trọng điểm trong phát triển lĩnh vực công nghiệp điện của Tập đoàn và khẳng định sẽ cùng tổng thầu quyết liệt triển khai dự án, tăng cường tỷ lệ nội địa hóa, đưa dự án vào vận hành thương mại đúng tiến độ, đáp ứng nhu cầu điện năng phát triển kinh - tế xã hội của đất nước vào năm 2018 - 2019.

Dự kiến sau khi hoàn thành và đưa vào vận hành thương mại, Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 sẽ cung cấp cho lưới điện quốc gia khoảng 7,8 tỷ kWh điện/năm, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia và phát triển kinh tế khu vực Đồng bằng sông Cửu Long nói chung và tỉnh Hậu Giang nói riêng.

Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải - Trưởng Ban Chỉ đạo Nhà nước về Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia đánh giá cao sự nỗ lực của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị trong công tác triển khai dự án. Tổng công suất điện của Việt Nam đang đạt khoảng 37.000MW. Mặc dù trong thời gian qua hệ thống năng lượng (dầu khí, than, điện) phát triển rất mạnh nhưng Việt Nam vẫn đang

thiếu năng lượng. Đến năm 2014, hệ thống điện có dự phòng, song dự phòng điện ở khu vực phía Nam rất thấp (6 - 9%), dễ xảy ra nguy cơ thiếu điện.

Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải nhấn mạnh để bổ sung cho hệ thống điện 5.000MW/năm, cần nhu cầu vốn lớn để phát triển nguồn điện (khoảng 7 tỷ USD/năm). Ngoài ra, Chính phủ đang triển khai các giải pháp để đảm bảo nhu cầu điện trong nước, đảm bảo nguồn năng lượng sơ cấp cho sản xuất điện, nâng cao chất lượng điện năng, đảm bảo giá cạnh tranh.

Hiện nay, Việt Nam đang thực hiện thị trường phát điện cạnh tranh và dự kiến sẽ thực hiện thị trường bán buôn điện cạnh tranh từ năm 2016. Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải cho rằng, mục tiêu của Chính phủ là xây dựng thị trường điện cạnh tranh, minh bạch, có hiệu quả; cổ phần hóa các công ty phát điện để tăng thêm nguồn lực, thu hút đầu tư từ các thành phần kinh tế khác, nâng cao hiệu quả và chất lượng dịch vụ.

Trong quá trình triển khai Dự án đầu tư xây dựng công trình Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1, Phó Thủ tướng Chính phủ yêu cầu phải nâng cao năng lực nội sinh, trong đó có năng lực tư vấn thiết kế, quản lý dự án, chế tạo thi công xây lắp. Đồng thời, Phó Thủ tướng đề nghị chủ đầu tư, tổng thầu và các bên liên quan phải lựa chọn nhân sự có năng lực, kinh nghiệm, triển khai quyết liệt, phối hợp chặt chẽ, giải quyết các khó khăn ngay trên công trường, phấn đấu hoàn thành dự án đúng tiến độ.

Hiện nay, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã hoàn thành đầu tư và đưa vào vận hành 4 nhà máy nhiệt điện khí (Cà Mau 1 & 2, Nhơn Trạch 1 & 2), 3 nhà máy thủy điện (Hòa Na, Đakdrinh, Nậm Cắt), 1 nhà máy phong điện (Phú Quý) với tổng công suất phát điện 3.000MW. Thực hiện chỉ đạo của Chính phủ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang đầu tư xây dựng 5 dự án nhiệt điện than (Vũng Áng 1, Thái Bình 2, Sông Hậu 1, Long Phú 1, Quảng Trạch 1) với tổng công suất 6.000MW.

Tập đoàn đã chỉ đạo Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) phối hợp chặt chẽ với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia (A0) trong công tác vận hành, huy động tối đa công suất của các nhà máy điện, bảo đảm cung cấp điện cho lưới điện quốc gia theo đúng kế hoạch đề ra. Với việc đưa thêm Tổ máy số 2 Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 vào vận hành thương mại, Tập đoàn đã nâng tổng công suất phát điện hiện nay lên trên 4.200MW.

Ngọc Linh



Với việc đưa thêm Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 vào vận hành thương mại, Tập đoàn đã nâng tổng công suất phát điện hiện nay lên trên 4.200MW. Ảnh: PVN

Sau gần 8 năm hoạt động, PV Power đang là đơn vị đứng đầu trong lĩnh vực sản xuất khí điện; đứng thứ hai về công suất nguồn (đạt 4.214,5MW, chiếm khoảng 11,5% tổng công suất nguồn cả nước) và tổng sản lượng điện sản xuất, chỉ sau EVN. Từ khi thành lập đến nay, PV Power đã cung cấp cho hệ thống điện quốc gia trên 92 tỷ kWh, chiếm khoảng 12% tổng sản lượng điện cả nước. Tổng công ty đã trở thành một trong các đơn vị phát điện thực hiện tốt việc đa dạng hóa nguồn điện với các nhà máy nhiệt điện turbine khí chu trình hỗn hợp, nhiệt điện than, thủy điện và phong điện.

SỬ DỤNG PHƯƠNG PHÁP PHÂN TÍCH AVO TRONG TÌM KIẾM THẨM DÒ KHÍ HYDRATE VÀ KHẢ NĂNG ÁP DỤNG TẠI VIỆT NAM

TS. Nguyễn Thu Huyền, ThS. Nguyễn Trung Hiếu, ThS. Tống Duy Cường
KS. Nguyễn Mạnh Hùng, KS. Nguyễn Danh Lam, TS. Trịnh Xuân Cường

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: huyennt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Phương pháp phân tích AVO (Amplitude Variations with Offset hay Amplitude versus Offset) là phương pháp tìm kiếm trực tiếp các bẫy chứa dầu khí dựa trên kỹ thuật phân tích biên độ của tài liệu địa chấn trước khi cộng. AVO được sử dụng phổ biến trong công tác tìm kiếm, thăm dò nhờ khả năng liên kết biên độ địa chấn với đặc tính của đá chứa. Các dị thường biên độ (phản xạ địa chấn có biên độ cao trên mặt cắt địa chấn sóng dọc) có thể được nghiên cứu trước khi cộng để xem có dị thường AVO hay không? Điều này giúp phân biệt các đối tượng địa chất (cát kết chứa khí, than đá hay đá núi lửa) đã gây ra dị thường biên độ.

Phương pháp AVO được áp dụng thành công trong tìm kiếm gas hydrate trên thế giới nhưng chưa được áp dụng ở Việt Nam. Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu cơ sở lý thuyết của phương pháp phân tích AVO và ví dụ về kết quả sử dụng AVO trong tìm kiếm thăm dò gas hydrate trên thế giới và khả năng áp dụng tại khu vực nước sâu thềm lục địa Việt Nam.

Từ khóa: Gas hydrate, AVO, khu vực nước sâu.

1. Mở đầu

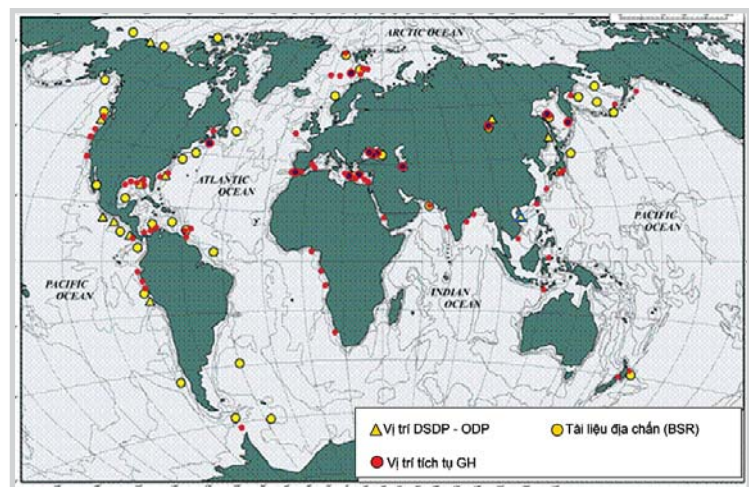
Các công tác nghiên cứu, điều tra cơ bản về tiềm năng khí hydrate cũng như nghiên cứu phát triển các công nghệ thăm dò, khai thác, thu hồi tài nguyên này đang được một số nước tích cực triển khai, đặc biệt là Canada, Mexico, Nhật Bản, Mỹ, Liên bang Nga, Hàn Quốc, Trung Quốc.

Khí hydrate được hình thành và tồn tại ở các khu vực có độ sâu nước biển lớn (Hình 1), nơi có ít giếng khoan tìm kiếm thăm dò mà hầu như chỉ có các lưới tuyến địa chấn. Do vậy, để điều tra, tìm kiếm, thăm dò khí hydrate, phân tích tài liệu địa chấn sẽ cho phép dự báo sự tồn tại các đới chứa khí hydrate.

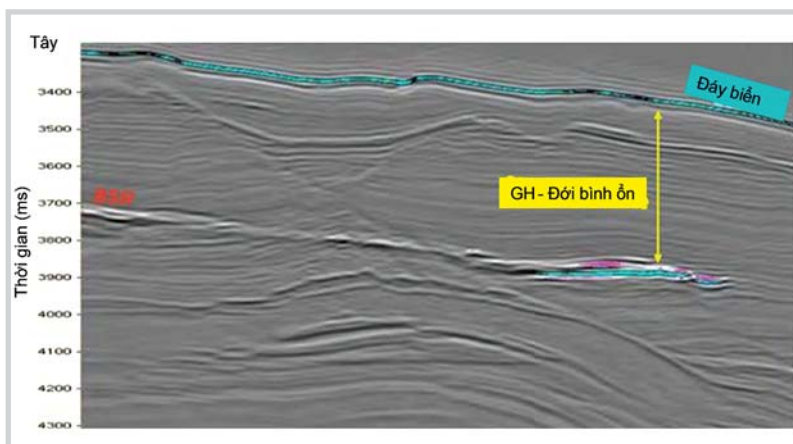
Phương pháp dự báo các đới chứa khí hydrate sử dụng dị thường biên độ địa chấn dựa trên cơ sở xác định đáy mặt phản xạ song song với đáy biển (Bottom simulating reflector - BSR). Trên lát cắt địa chấn, BSR quan sát rất rõ bằng đặc trưng mặt phản xạ chạy song song với bề mặt đáy biển (Hình 2 và 3) với hiện tượng đảo cực so với mặt phản xạ đáy biển. BSR với pha sóng zero được phân biệt cùng những phản xạ yếu nằm trên mặt BSR và có thể quan sát được trên mặt cắt pha tức thời. Phân tích AVO sẽ chỉ ra giá trị tuyệt đối của biên độ BSR âm tăng theo

khoảng cách và nhận biết các nguyên nhân gây ra dị thường biên độ này cũng như phân biệt các dị thường biên độ bởi vì dị thường biên độ không gây ra bởi khí hydrate sẽ thể hiện trên cả 2 mặt cắt sóng dọc và sóng ngang. Tuy nhiên, việc thu nổ sóng ngang phức tạp hơn rất nhiều so với sóng dọc. Do đó, phương pháp phân tích AVO là một giải pháp có thể cung cấp mặt cắt sóng ngang từ số liệu sóng dọc (Hình 4).

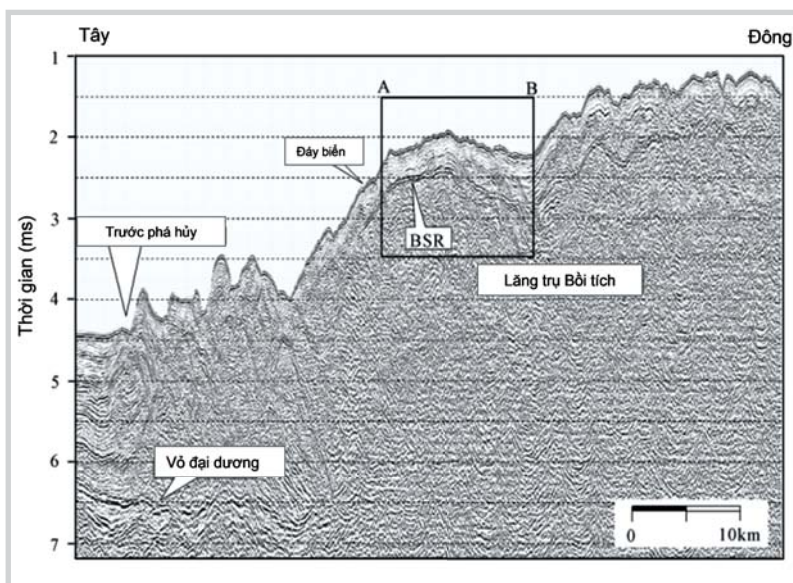
Phương pháp phân tích AVO ra đời năm 1984 [1]. Nghiên cứu của Ostrander [1] chỉ ra sự tồn tại của khí trong tầng cát kết được phủ bởi tầng sét sẽ gây ra hiện tượng thay đổi biên độ địa chấn theo khoảng cách thu nổ (AVO); phát hiện sự thay đổi biên độ này liên quan đến sự suy giảm của tỷ số Poisson gây ra bởi vỉa cát kết chứa



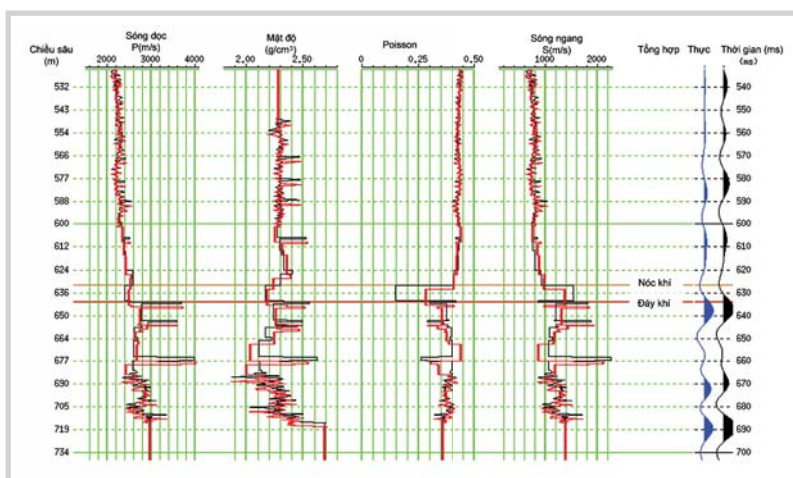
Hình 1. Sơ đồ vị trí các khu vực tồn tại gas hydrate trên toàn thế giới [9]



Hình 2. Trích đoạn mặt cắt địa chấn thuộc khu vực nước sâu vịnh Mexico BSR - mặt phản xạ mạnh chạy song song với bề mặt đáy biển [13]



Hình 3. Trích đoạn mặt cắt địa chấn thuộc khu vực nước sâu Đài Loan BSR - mặt phản xạ mạnh chạy song song với bề mặt đáy biển [14]



Hình 4. Sử dụng phân tích AVO định lượng để tính toán vận tốc sóng dọc, sóng ngang và mật độ. Các đường cong màu đen là mô hình trước khi phân tích AVO ngược. Màu đỏ là mô hình sau khi đã cập nhật sử dụng phân tích AVO ngược. Mạch địa chấn mô phỏng (màu xanh) sau khi phân tích AVO ngược phù hợp khá tốt với mạch địa chấn thực địa

khí. Shuey [2] đã chứng minh bằng toán học thông qua việc sử dụng các phương trình gần đúng của hệ phương trình Zoeppritz rằng tỷ số Poisson là hằng số gần như trực tiếp nhất liên quan đến sự phụ thuộc của hệ số phản xạ địa chấn (có góc tới lên đến 30°) vào khoảng cách thu nổ.

Phương pháp phân tích AVO được tiến hành sau khi tài liệu địa chấn đã được xử lý theo một chu trình bảo toàn biên độ. Trong bài báo này, nhóm tác giả sẽ trình bày cơ sở lý thuyết của 2 phương pháp phân tích AVO và ví dụ áp dụng trong nghiên cứu khí hydrate tại khu vực nước sâu vịnh Mexico và Đài Loan [13, 14] cũng như khả năng áp dụng phân tích AVO trong tìm kiếm thăm dò khí hydrate tại Việt Nam.

2. Phân tích AVO sử dụng hệ số chặn (intercept) và gradient (gradient) của hàm số tuyến tính

Kỹ thuật phân tích AVO cho phép xác định được các thông số của đá chứa thông qua việc phân tích sự thay đổi biên độ địa chấn theo khoảng cách thu nổ. Hệ số phản xạ của sóng đàn hồi được mô tả bằng hệ phương trình phức tạp Zoeppritz [3]. Sử dụng phương pháp biến đổi tuyến tính gần đúng và chỉ giữ lại thành phần bậc 2, Shuey [2] đưa ra phương trình sau:

$$R(\theta) = R_p + G \sin^2 \theta \quad (1)$$

Trong đó: $R(\theta)$ là hệ số phản xạ của sóng dọc có góc tới θ

$$R_p = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right]$$

$$G = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 2 \frac{V_s^2}{V_p^2} \left[\frac{\Delta \rho}{\rho} + 2 \frac{\Delta V_s}{V_s} \right]$$

Phương trình (1) là tuyến tính khi biểu diễn $R(\theta)$ dưới dạng hàm số của biến $\sin^2 \theta$. Khi đó, có thể tiến hành phân tích biên độ địa chấn dưới dạng hồi quy tuyến tính để xác định hệ số chặn R_p và gradient G của hàm tuyến tính (thể hiện sự thay đổi tại các khoảng cách thu nổ trung gian). Thực hiện phân tích này cho các mạch địa chấn sẽ cho kết quả là 2 mặt cắt thuộc tính AVO: thuộc

tính hệ số chặn R_p chính là mặt cắt cộng của sóng phản xạ dọc V_p với góc tới 90° , thuộc tính gradient G chứa đựng thông tin về sóng phản xạ dọc V_p và ngang V_s .

Giả thiết rằng tỷ số $V_p/V_s = 2$ thì công thức tính gradient G sẽ trở thành:

$$G = R_p - 2R_s \quad (2)$$

Trong đó, $R_s = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right]$ là hệ số phản xạ của sóng ngang có góc tới 90° .

Phương trình (2) có thể viết dưới dạng $R_s = (R_p - G)/2$. Rõ ràng, hiệu số của thuộc tính hệ số chặn và gradient sau khi hiệu chỉnh biên độ sẽ là thuộc tính thể hiện gần đúng mặt cắt sóng phản xạ ngang. Điều này cho phép sử dụng phân tích AVO để đánh giá dị thường biên độ: nếu 1 dị thường biên độ xuất hiện trên thuộc tính hệ số chặn V_p (mặt cắt sóng phản xạ dọc) mà không xuất hiện trên mặt cắt giả sóng ngang V_s (lấy thuộc tính hệ số chặn trừ đi gradient) thì dị thường biên độ này có thể liên quan tới BSR.

Phương trình (1) được Verm và Hiltermann [4] chuyển thành:

$$R(\theta) = R_p \cos^2 \theta + RS \sin^2 \theta \quad (3)$$

$$\text{Trong đó: } PR = \left[\frac{\Delta \sigma}{(1 - \sigma_{avg})^2} \right] : \text{Hệ số phản xạ Poisson;}$$

$\Delta \sigma$: Sự thay đổi của tỷ số Poisson;

σ_{avg} : Tỷ số Poisson trung bình.

Giả thiết $\sigma_{avg} = 1/3$, ta có $PR = \frac{9}{4} \Delta \sigma$ và phương trình (3) trở thành:

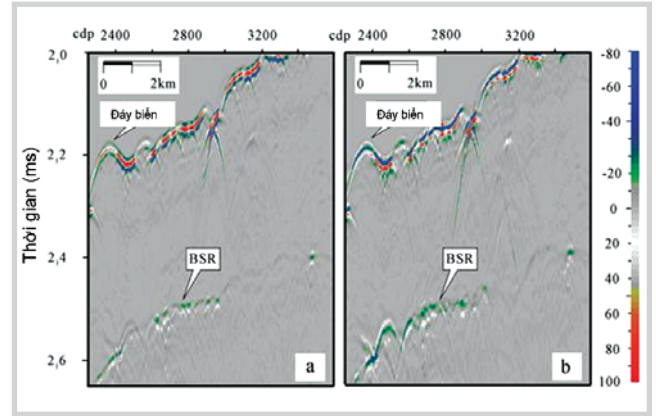
$$R(\theta) = R_p + \left(\frac{9}{4} \Delta \sigma - R_p \right) \sin^2 \theta \quad (4)$$

So sánh phương trình (1) và (4) ta có $G = \frac{9}{4} \Delta \sigma - R_p$ hay:

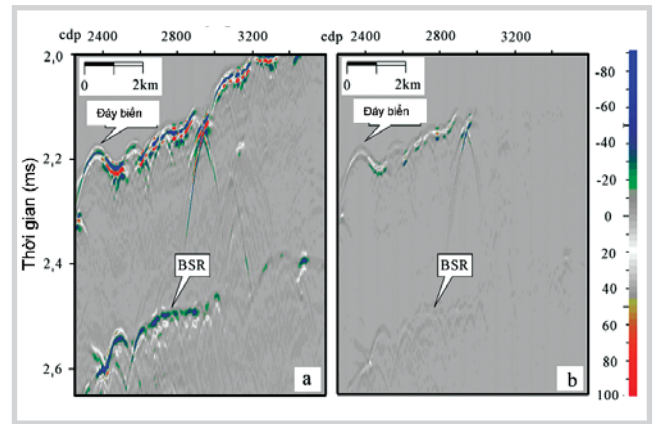
$$\Delta \sigma = (R_p + G) \times \frac{4}{9} \quad (5)$$

Phương trình (5) cho thấy nếu lấy thuộc tính hệ số chặn cộng với gradient sẽ cho kết quả là sự thay đổi tỷ số Poisson $\Delta \sigma$. Tỷ số Poisson σ liên quan đến $\left(\frac{V_p}{V_s} \right)^2$, do đó 1 sự thay đổi tỷ số Poisson có giá trị âm sẽ liên quan đến nóc của vỉa cát kết chứa khí trong khi sự thay đổi tỷ số Poisson có giá trị dương sẽ liên quan đến đáy của BSR.

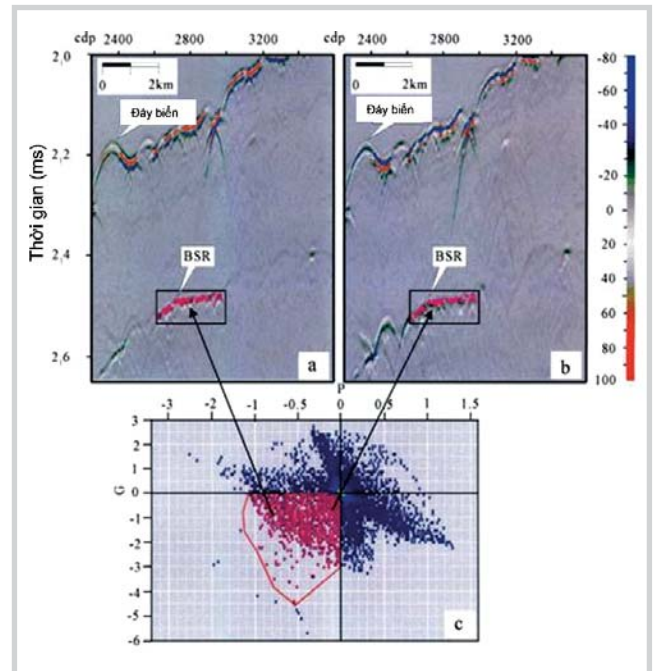
Ngoài ra, nếu lấy tích số của 2 thuộc tính hệ số chặn và gradient ($R_p \times G$) sẽ được 1 thuộc tính mới rất hữu hiệu



Hình 5. Mặt cắt R (a) và G (b) [14]



Hình 6. Mặt cắt $R + G$ (a) và $R - G$ (b) [14]



Hình 7. Mặt cắt R (a); G (b); biểu đồ quan hệ R và G (c) [14]

trong việc phát hiện các vỉa cát kết chứa khí có độ rỗng cao (gây ra dị thường AVO loại III). Các vỉa cát kết dạng này có cả 2 thuộc tính hệ số chặn và gradient với giá trị âm lớn do đó tích số của chúng sẽ có giá trị dương rất lớn

trong khi các vỉa cát không chứa khí sẽ có biên độ yếu và tích số ($R_p \times G$) có giá trị âm. Thuộc tính này cũng cho phép phân biệt các dị thường biên độ liên quan đến BSR chứa khí hydrate với các dị thường biên độ khác.

Trên biểu đồ R và G thiết lập từ tài liệu địa chấn cho đoạn tuyến địa chấn AB ở Hình 5 (khu vực nước sâu Đài Loan) [14], đối với mặt BSR, cả hai thuộc tính R và G đều có giá trị âm cao. Giá trị R + G cũng âm (Hình 6) và nằm trên góc phần tư thứ 3 của biểu đồ (Hình 7). Kết quả này cho phép kết luận có thể tồn tại tầng chứa khí hydrate dọc theo mặt BSR trên khu vực tuyến ở Hình 4.

3. Phân tích AVO sử dụng biên độ địa chấn

Cơ sở toán học của phương pháp phân tích AVO trên thực tế được xây dựng sử dụng biên độ tương đối dưới dạng hệ số phản xạ hoặc biên độ phản xạ đã được hiệu chỉnh theo biên độ của sóng tới. Tuy nhiên, việc áp dụng phân tích AVO được tiến hành trên tài liệu địa chấn thu nổ sử dụng biên độ của mạch địa chấn (biên độ tuyệt đối). Điều này dẫn đến một câu hỏi khá quan trọng: làm sao chúng ta có thể nhận được biên độ tương đối trong phân tích AVO khi chỉ có tài liệu địa chấn với biên độ tuyệt đối?

Theo Smith & Gidlow [8]:

$$R_{pp}(\theta_i) = A_i \frac{\Delta\alpha}{\alpha} + B_i \frac{\Delta\beta}{\beta} \quad (6)$$

Trong đó:

$$\alpha = V_p \text{ và } \beta = V_s$$

$$A_i = \frac{5}{8} - \frac{1}{2} \frac{\beta^2}{\alpha^2} \sin^2 \theta_i + \frac{1}{2} \tan^2 \theta_i \text{ và } B_i = -4 \frac{\beta^2}{\alpha^2} \sin^2 \theta_i \quad (7)$$

Hai phương trình (6) và (7) đều không có thứ nguyên, chỉ bao gồm biên độ tương đối. Tuy nhiên, Smith & Gidlow cho rằng nếu biên độ thật của từng mạch địa chấn là a_i , thì sai số bình phương trung bình [8] sẽ là:

$$\varepsilon = \sum_{i=1}^n \left(A_i \frac{\Delta\alpha}{\alpha} + B_i \frac{\Delta\beta}{\beta} - a_i \right)^2 \quad (8)$$

Kết quả phân tích hồi quy bình phương nhỏ nhất cho α và β [8]:

$$\frac{\Delta V}{V} = \sum_{i=1}^n a_i C_i \quad (9)$$

Trong đó:

V: Đại diện cho α và β .

C_i : Các trọng số không có thứ nguyên do chỉ bao gồm tổng và tích số của các biến không thứ nguyên A_i và B_i . Do đó, các giá trị a_i cũng không có thứ nguyên, hoặc đã được hiệu chỉnh theo biên độ sóng tới.

Các giá trị biên độ tuyệt đối của mạch địa chấn có thể được viết dưới dạng Ka_i , trong đó K là hằng số hiệu chỉnh được giả thiết là không biết. Do đó, phương trình (9) sẽ trở thành:

$$K \frac{\Delta V}{V} = \sum_{i=1}^n (Ka_i) C_i \quad (10)$$

Trong đó Ka_i là các giá trị biên độ của mạch địa chấn. Phương trình (6) trở thành:

$$KR_{pp}(\theta_i) = A_i \left[K \frac{\Delta\alpha}{\alpha} \right] + B_i \left[K \frac{\Delta\beta}{\beta} \right] \quad (11)$$

Với các đại lượng trong ngoặc được tính toán sử dụng phân tích hồi quy.

Phương trình (11) cho thấy, để tính toán được biên độ tương đối từ biên độ địa chấn, cần xác định được giá trị của K . Nếu không xác định được K thì chỉ có thể phân tích AVO định tính, không thể phân tích AVO định lượng. Phân tích AVO ngược sử dụng biên độ địa chấn không được hiệu chỉnh theo các hệ số phản xạ sẽ cho kết quả không chính xác về các tham số vận tốc sóng dọc, sóng ngang và mật độ.

Việc xác định giá trị của K cần phải tiến hành mô phỏng tài liệu địa chấn với nhiều khoảng cách thu nổ khác nhau sử dụng tài liệu sonic lưỡng cực. Tiếp theo, biên độ bình phương trung bình RMS (root mean square) được tính toán cho mỗi mạch địa chấn mô phỏng và hiệu chỉnh với mạch địa chấn thực địa tương ứng.

Để phân tích AVO định lượng nhằm nghiên cứu khí hydrate tại khu vực nước sâu vịnh Mexico, từ tài liệu địa chấn (Hình 2), biên độ tương đối được xác định (Hình 9) dựa trên các tham số vận tốc sóng dọc, sóng ngang và mật độ (Hình 8). Dựa trên kết quả phân tích AVO ngược (Hình 10), BSR được xác định là đáy của đới khí hydrate ổn định (BGHS) ngăn cách giữa trầm tích chứa khí hydrate ở bên trên và trầm tích chứa khí tự do ở dưới.

4. Khả năng áp dụng AVO trong tìm kiếm thăm dò khí hydrate tại khu vực nước sâu thềm lục địa Việt Nam

Ngoài tài nguyên dầu khí truyền thống đóng vai trò hết sức quan trọng trong công cuộc công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước, ở Biển Đông có thể còn tồn tại khí hydrate, nguồn tài nguyên có thể bổ sung cho nhiên liệu hóa thạch trong tương lai.

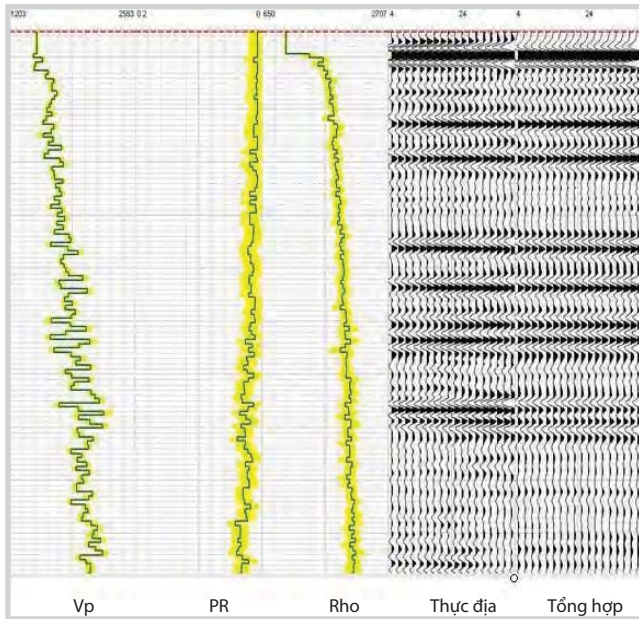
Công tác điều tra, tìm kiếm, thăm dò dầu khí truyền thống của Việt Nam bắt đầu từ những năm 60 của thế kỷ trước, nhưng việc nghiên cứu và điều tra về tiềm năng khí hydrate cho đến nay mới được đặt thành "vấn đề thời sự".

Từ năm 2006, Bộ Tài nguyên và Môi trường, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã tổ chức hội nghị, hội thảo về vấn đề khí hydrate và đã đề xuất với Chính phủ “Chương trình điều tra, nghiên cứu tổng hợp tiềm năng khí hydrate trên các vùng biển và thềm lục địa Việt Nam”. Ngày 24/9/2007,

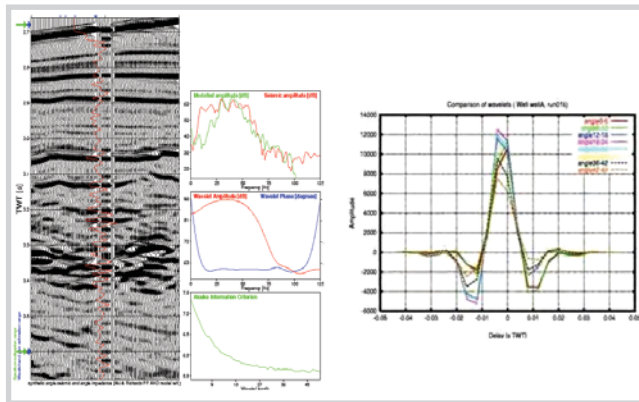
Thủ tướng Chính phủ đã quyết định bổ sung “Chương trình nghiên cứu, điều tra cơ bản về tiềm năng khí hydrate ở các vùng biển và thềm lục địa Việt Nam” vào nhiệm vụ của “Đề án tổng thể về điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên - môi trường biển đến năm 2010, tầm nhìn đến năm 2020” [17].

Một số công ty dầu khí tại Việt Nam đã xúc tiến nghiên cứu, điều tra, đánh giá về tiềm năng khí hydrate và bước đầu đã đưa ra những nhận định về sự có mặt của khí hydrate tại khu vực nước sâu thềm lục địa Việt Nam (từ 500m nước) [15, 16].

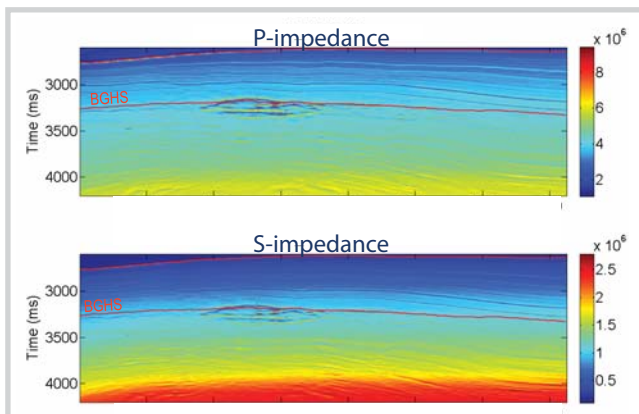
Hiện tại, trên cơ sở mạng lưới tuyến địa chấn đã phủ khắp diện tích khu vực nước sâu thềm lục địa Việt Nam và vùng lân cận (Hình 10), Viện Dầu khí Việt Nam dưới sự chỉ đạo của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang triển khai đề án khoa học cấp Nhà nước “Thu thập, phân tích, tổng hợp các tài liệu để xác định các dấu hiệu, tiền đề về tiềm năng khí hydrate ở các vùng biển và thềm lục địa Việt Nam”.



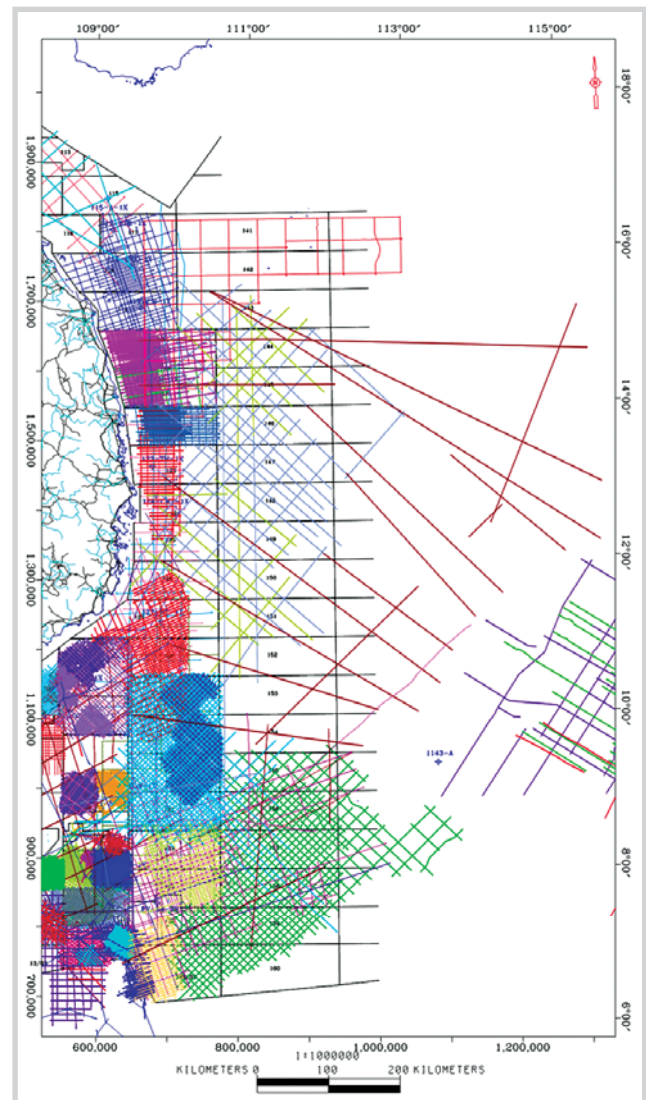
Hình 8. Bảng địa chấn tổng hợp xây dựng từ tài liệu khu vực nước sâu vịnh Mexico [13]



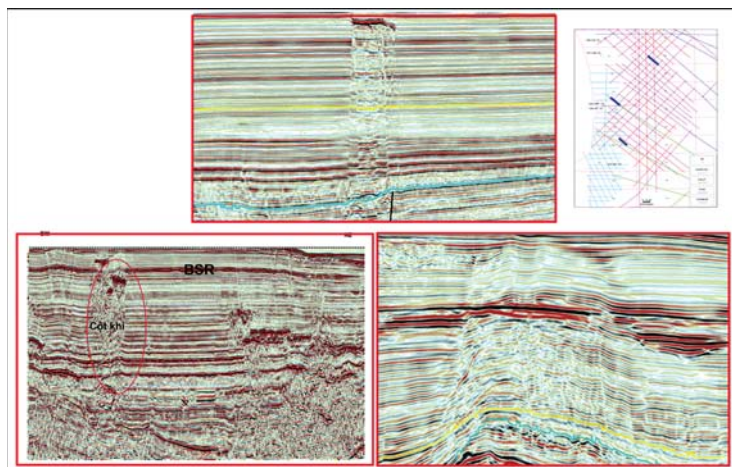
Hình 9. Xác định biên độ địa chấn từ phân tích sóng địa chấn [13]



Hình 10. Mặt cắt phân tích AVO ngược từ tài liệu địa chấn khu vực nước sâu vịnh Mexico [13]



Hình 11. Sơ đồ mạng lưới tuyến địa chấn sử dụng trong nghiên cứu gas hydrate



Hình 12. Trích đoạn mặt cắt địa chấn thuộc khu vực nước sâu thềm lục địa Việt Nam, các dấu hiệu dự báo có khả năng tồn tại gas hydrate

Dựa trên kết quả phân tích tài liệu địa chấn cũng như phân tích mẫu do Viện Dầu khí Việt Nam thực hiện đã cho phép dự đoán có khả năng tồn tại khí hydrate trên khu vực nước sâu thềm lục địa Việt Nam. Trên một số lát cắt địa chấn qua khu vực nghiên cứu (Hình 11), sự xuất hiện bề mặt phản xạ mạnh, liên tục chạy song song với mặt đáy biển cùng các đới phản xạ trắng, các đới khí tự do, các dị thường biên độ có thể liên quan tới khí hydrate.

Từ nguồn tài liệu địa chấn với các dấu hiệu tồn tại khí hydrate, kết hợp với các tài liệu địa chất liên quan khác, có thể tiến hành phân tích đặc biệt các thuộc tính địa chấn, đặc biệt là phân tích AVO nhằm nghiên cứu dự báo sự phân bố của BSR nhằm tìm kiếm khí hydrate tại khu vực nước sâu thềm lục địa Việt Nam.

5. Kết luận

Từ kết quả áp dụng phân tích AVO trong nghiên cứu khí hydrate, nhóm tác giả rút ra một số kết luận sau:

Kết quả phân tích AVO chỉ ra rằng giá trị tuyệt đối của biên độ BSR âm tăng theo khoảng cách và BSR được xác định là đáy của đới khí hydrate ổn định (BGHS) ngăn cách giữa trầm tích chứa khí hydrate ở bên trên và trầm tích chứa khí tự do ở dưới.

Dựa trên các kết quả nghiên cứu của đề tài khoa học cấp Nhà nước “Thu thập, phân tích, tổng hợp các tài liệu để xác định các dấu hiệu tiền đề về tiềm năng khí hydrate ở các vùng biển và thềm lục địa Việt Nam”, trên khu vực nước sâu thềm lục địa Việt Nam, từ nguồn cơ sở dữ liệu hiện có, có thể tiến hành phân tích AVO để nghiên cứu dự báo sự phân bố của BSR nhằm tìm kiếm khí hydrate.

Tài liệu tham khảo

1. W.J.Ostrander. *Plane-wave reflection coefficients for gas sands at non-normal angles of incidence*. Geophysics. 1984; 49(10): p. 1637 - 1648.

2. R.T.Shuey. *A simplification of the Zoeppritz equations*. Geophysics. 1985; 50(4): p. 609 - 614.

3. K.Aki, P.G.Richards. *Quantitative Seismology: Theory and methods*. Freeman. 1980.

4. Richard Verm, Fred Hilterman. *Lithology color-coded seismic sections: The calibration of AVO crossplotting to rock properties*. The Leading Edge. 1995; 14(8): p. 847 - 853.

5. Steven R.Rutherford, Robert H.Williams. *Amplitude-versus-offset variations in gas sands*. Geophysics. 1989; 54(6): p. 680 - 688.

6. John P.Castagna, Steven W.Smith. *Comparison of AVO indicators: A modeling study*. Geophysics. 1994; 59(12): p. 1849 - 1855.

7. John P.Castagna, Herbert W.Swan. *Principles of AVO crossplotting*. The Leading Edge. 1997; 16: p. 337 - 342.

8. G.C.Smith, P.M.Gidlow. *Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas*. Geophysical Prospecting. 1987; 35: p. 993 - 1014.

9. Michael D. Max. *Natural gas hydrate in oceanic and permafrost environments*. Kluwer Academic Publisher. 2003.

10. Takashi Uchida. *Methane hydrate: A future energy resource?*. Technology Research Center. Japan Oil, Gas and Metals National Corporation. 2004.

11. Michael D.Max, Arthur H.Johnson, William P.Dillon. *Economic geology of natural gas hydrate*. Published by Springer. 2006.

12. P.Wang et al. Initial Reports. Proceedings of the Ocean Drilling Program. 2000.

13. Dianna Shelander, Jianchun Dai, George Bunge, Dan McConnel, Niranjana Banik. *Predicting gas hydrates using prestack seismic data in deepwater Gulf of Mexico*. AAPG Geoscience Technology Workshop, Houston, Texas. 16 March, 2010.

14. Hui Deng, Pin Yan, Hailing Liu, Wenzao Luo. *Seismic data processing and the characterization of gas hydrate bearing zone offshore of Southwestern Taiwan*. Terrestrial Atmospheric and Oceanic Sciences. 2006; 17(4): p. 781 - 797.

15. VGP. *Seismic data processing and interpretation of Block 129-132 offshore Vietnam*. 2010.

16. VGP. *Complex marine geology-geophysical exploration of gas hydrate accumulations offshore Vietnam*. 2011.

17. Thủ tướng Chính phủ. Quyết định v/v bổ sung Chương trình nghiên cứu, điều tra cơ bản về tiềm năng khí hydrate ở các vùng biển và thềm lục địa Việt Nam vào nhiệm vụ của “Đề án tổng thể điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên - môi trường biển đến năm 2010, tầm nhìn đến năm 2020”. Quyết định số 1270/QĐ-TTg. 24/9/2007.

AVO analysis in gas hydrate exploration and the possibility of its application in deep water continental shelf of Vietnam

Nguyen Thu Huyen, Nguyen Trung Hieu, Tong Duy Cuong
 Nguyen Manh Hung, Nguyen Danh Lam, Trinh Xuan Cuong
 Vietnam Petroleum Institute

Summary

AVO, which stands for Amplitude Variation with Offset - or more simply, Amplitude Versus Offset, is a seismic technique that looks for direct hydrocarbon indicators using amplitudes of prestack seismic data. The AVO technique became very popular in the petroleum industry, as one could physically explain the seismic amplitudes in terms of rock properties. For example, bright-spot anomalies (i.e. the high amplitude reflections seen on the P-wave stacked section) could be investigated before stack to see if they also had AVO anomalies. It can help us distinguish the geological objects that created bright-spot anomalies, such as gas-bearing sandstones, coal seams or volcanoes.

AVO analysis proved successful in certain areas of the world for gas hydrate exploration but has not been applied in Vietnam. In this paper, the authors describe AVO analysis methods and some examples of using AVO in gas hydrate exploration in the world as well as the possibility to apply it in deep water areas on the continental shelf of Vietnam.

Key words: Gas hydrate, AVO, deep water area.

MỘT SỐ GIẢI PHÁP NÂNG CAO HIỆU QUẢ TRONG CÔNG TÁC QUẢN LÝ VÀ GIÁM SÁT PHÁT TRIỂN MỎ DẦU KHÍ TẠI VIỆT NAM

**ThS. Vũ Mạnh Hào, KS. Lê Vũ Quân, ThS. Lê Quốc Trung
ThS. Lê Thu Hường, KS. Nguyễn Văn Đô**

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: haovm@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Theo quy trình phát triển mỏ của Việt Nam hiện nay, nhà điều hành phải thực hiện các công việc: lập và thực hiện chương trình thẩm lượng, lập báo cáo trữ lượng (RAR), lập báo cáo phát triển mỏ đại cương (ODP), lập báo cáo kế hoạch phát triển mỏ (FDP) hoặc kế hoạch khai thác sớm (EDP), thực hiện dự án khoan và khai thác... Tuy nhiên, các công ty dầu khí đều có các quy định riêng trong hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí nói chung và công tác phát triển mỏ dầu khí nói riêng; hệ thống văn bản pháp luật của Việt Nam còn thiếu các quy định chi tiết, hướng dẫn cụ thể... gây khó khăn cho công tác quản lý và giám sát các nhà điều hành dầu khí thực hiện các hoạt động phát triển mỏ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Bài viết phân tích và so sánh công tác quản lý phát triển mỏ ở Việt Nam với một số nước trên thế giới, từ đó đề xuất các giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả trong công tác quản lý phát triển mỏ.

Từ khóa: Phát triển mỏ, quản lý phát triển mỏ.

1. Giới thiệu

Hiện nay, công tác quản lý các hoạt động phát triển mỏ dầu khí được thực hiện thông qua hệ thống văn bản pháp quy như Luật, Quy chế, Nghị định... (Bảng 1).

Sự ra đời của các văn bản pháp luật trên đã đáp ứng yêu cầu quản lý phát triển mỏ trong giai đoạn hiện nay.

Trước năm 1998, khi chưa có Quy chế khai thác dầu khí, việc phát triển mỏ chủ yếu dựa vào kinh nghiệm của các nhà điều hành như: Vietsovpetro (mỏ Bạch Hổ, Rồng), Petronas (mỏ Đại Hùng), JVPC (mỏ Rạng Đông). Các báo cáo phát triển mỏ dầu khí của các nhà điều hành không

thống nhất, gây không ít khó khăn trong quá trình thẩm định và phê duyệt.

Năm 1998, Quy chế khai thác tài nguyên dầu khí được ban hành, quy định rõ quy trình phát triển mỏ và quản lý mỏ dầu khí [3]. Theo yêu cầu thay đổi cấp bách và phù hợp với thực tế tình hình phát triển mỏ, Luật Dầu khí và Quy chế khai thác tài nguyên dầu khí đã được sửa đổi, bổ sung vào năm 2000 và 2010. Tuy nhiên, các nội dung quy định về công tác phát triển mỏ dầu khí trong Quy chế khai thác dầu khí [4] chưa chi tiết và cần thiết phải có hướng dẫn cụ thể để nhà điều hành dễ thực hiện.

Bảng 1. Các văn bản pháp luật liên quan tới quản lý phát triển mỏ dầu khí

TT	Tên văn bản pháp luật	Cơ quan ban hành	Năm ban hành	Năm sửa đổi, bổ sung
1	Luật Dầu khí	Quốc hội	1993	2000, 2008
2	Luật Bảo vệ Môi trường	Quốc hội	2005	
3	Quy chế khai thác dầu khí	Chính phủ	1998	2010
4	Quyết định số 395/1998/QĐ-BKHCNMT v/v ban hành quy chế bảo vệ môi trường trong việc tìm kiếm, thăm dò, phát triển mỏ, khai thác, tàng trữ, vận chuyển, chế biến dầu khí và các dịch vụ liên quan	Bộ Khoa học, Công nghệ và Môi trường (nay là Bộ Khoa học và Công nghệ)	1998	
5	Quyết định số 41/1999/QĐ-TTg ban hành Quy chế về quản lý an toàn trong các hoạt động dầu khí	Chính phủ	1999	2015
6	Nghị định 48/2000/NĐ-CP Quy định chi tiết thi hành Luật Dầu khí	Chính phủ	2000	
7	Hướng dẫn thực hiện “Quy chế quản lý an toàn trong các hoạt động dầu khí”	Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (nay là Tập đoàn Dầu khí Việt Nam)	2002	
8	Nghị định số 03/2002/NĐ-CP về bảo vệ an ninh, an toàn dầu khí	Chính phủ	2002	
9	Nghị định 115/2009/NĐ-CP về sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định 48/2000/NĐ-CP quy định chi tiết thi hành Luật Dầu khí và Quy chế đấu thầu dự án tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí ban hành kèm theo Nghị định số 34/2011/NĐ-CP	Chính phủ	2009	

Trong bài viết này, nhóm tác giả đánh giá thực trạng công tác quản lý phát triển mỏ dầu khí tại Việt Nam; phân tích, so sánh với quy trình quản lý phát triển mỏ của một số quốc gia trên thế giới và đề xuất một số giải pháp nâng cao hiệu quả công tác quản lý, giám sát phát triển mỏ.

2. Công tác quản lý, giám sát phát triển mỏ dầu khí tại Việt Nam

2.1. Hiện trạng công tác phát triển mỏ dầu khí tại Việt Nam

Hiện nay, sau khi có phát hiện dầu khí, nhà điều hành phải tiến hành các công việc như thẩm lượng, lập báo cáo trữ lượng (RAR), lập báo cáo phát triển mỏ đại cương (ODP), lập báo cáo kế hoạch phát triển mỏ (FDP), sau đó tiến hành thực hiện dự án, khoan và khai thác. Tuy nhiên, trong một số trường hợp cụ thể của từng mỏ, với sự chấp thuận của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Bộ Công Thương, nhà điều hành có thể lập báo cáo và thực hiện kế hoạch khai thác sớm (EDP) nhằm sớm có dòng dầu đầu tiên (Hình 1).

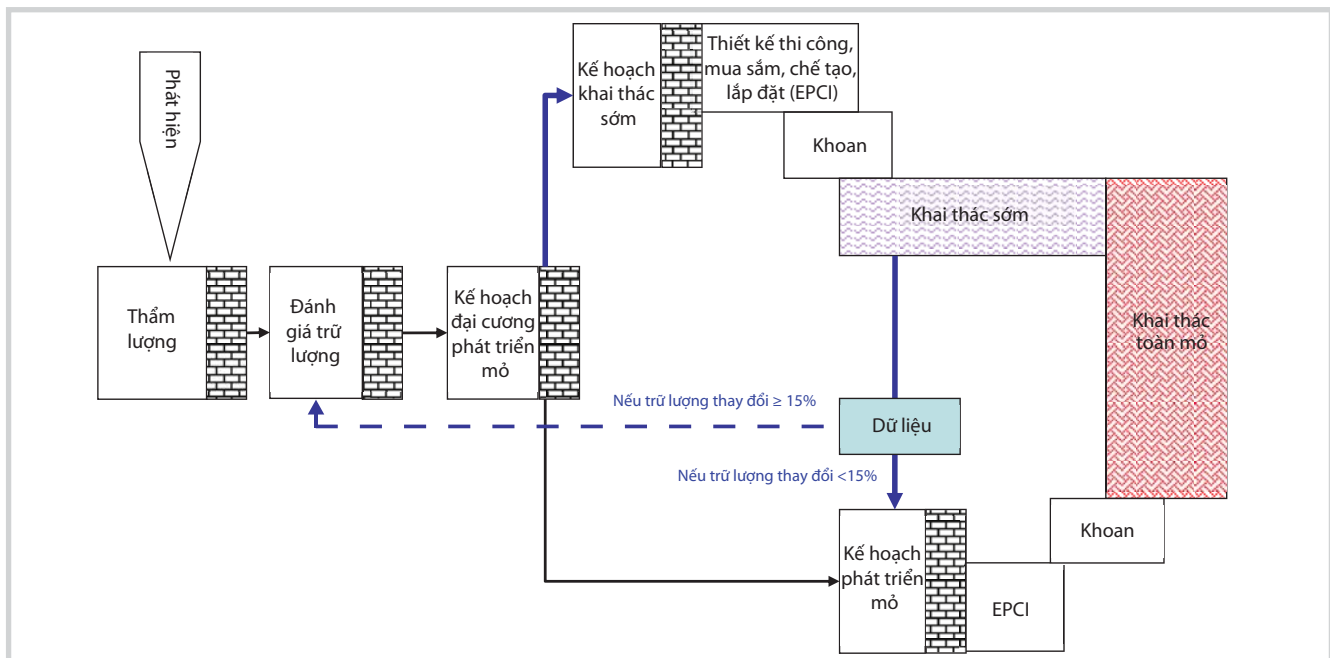
FDP là tiến trình thông dụng cho các hoạt động phát triển mỏ từ trước đến nay. Sau khi đã có phát hiện, nhà điều hành trình chương trình thẩm lượng cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phê duyệt. Qua đó, chương trình khoan thẩm lượng được tiến hành để đánh giá trữ lượng cho toàn mỏ. Sau khi Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Báo cáo đánh giá trữ lượng (RAR), nhà điều hành lập Báo cáo kế hoạch đại cương phát triển mỏ (ODP) và báo cáo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thông qua, để lựa chọn phương án phát triển thích hợp (phát triển sớm hoặc toàn mỏ).

Trên cơ sở đó, nhà điều hành lập FDP, báo cáo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thông qua và trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Sau khi được phê duyệt FDP, nhà điều hành sẽ tiến hành các hoạt động thiết kế chi tiết, mua sắm, chế tạo, lắp đặt thiết bị, khoan phát triển và khai thác. Một số mỏ có thể thực hiện ngay báo cáo FDP mà không qua giai đoạn ODP khi đã chọn được phương án phát triển mỏ tối ưu.

Kế hoạch phát triển khai thác sớm đã được áp dụng tại nhiều mỏ như: Sư Tử Đen, Cá Ngừ Vàng, Nam Rồng - Đồi Mồi, Ruby, Hải Sư Đen, Rạng Đông... (Bảng 2). Ý tưởng phát triển mỏ sớm xuất phát từ nhu cầu tìm hiểu thêm về đối tượng khai thác trước khi quyết định phát triển toàn mỏ và với mục đích tăng hiệu quả kinh tế dự án. Việc sớm có dòng dầu đầu tiên cải thiện rất nhiều bức tranh kinh tế của các dự án. Tuy nhiên, việc phát triển sớm một mỏ chứa nhiều yếu tố rủi ro hơn so với phát triển mỏ thông dụng do tiến hành phát triển mỏ trong lúc chưa đánh giá hết được trữ lượng mỏ. Tại Điều 6, Khoản 1 trong “Quy chế khai thác dầu khí” quy định rõ về các trường hợp được áp dụng kế hoạch khai thác sớm [3]:

- Các thông tin hiện có không cho phép xác định phương án khai thác hợp lý theo thông lệ mà cần phải thu thập bổ sung số liệu trên cơ sở theo dõi động thái khai thác thực tế của mỏ, tăng sản phẩm và vỉa;
- Tỷ lệ cấp trữ lượng P1/2P không thấp hơn 40% trừ trường hợp đặc biệt do Thủ tướng Chính phủ quyết định.

Kế hoạch khai thác sớm (EDP) do nhà điều hành lập,



Hình 1. Sơ đồ tổng thể quy trình phát triển mỏ ở Việt Nam

Bảng 2. Thời gian từ khi phát hiện đến khi khai thác của một số mỏ dầu khí tại Việt Nam

TT	Tên mỏ		Năm phát hiện	Phương án phát triển		Thời gian từ khi phát hiện đến khi khai thác (năm)
				EDP	FDP	
1	Sư Tử Đen Tây Nam	Mỏ dầu	2000	x(**)	x	3
2	Chim Sáo	Mỏ dầu	2006		x	5
3	Topaz	Mỏ dầu	1995		x	15
4	Pearl	Mỏ dầu	1996		x	13
5	Ruby	Mỏ dầu	1991	x(**)	x	7
6	Hàm Rồng	Mỏ dầu	2008	x(**)	x	6(*)
7	Tê Giác Trắng	Mỏ dầu	2005		x	6
8	Cá Ngừ Vàng	Mỏ dầu	2002	x(**)	x	6
9	Nam Rồng - Đôi Mối	Mỏ dầu	2004	x(**)	x	4
10	Hải Sư Đen	Mỏ dầu	2007	x		6
11	Hải Sư Trắng	Mỏ dầu	2006	x		7
12	Đồng Đô	Mỏ dầu	2007		x	7(*)
13	Thăng Long	Mỏ dầu	2004		x	10
14	Sư Tử Vàng	Mỏ dầu	2001		x	7
15	Sư Tử Đen Đông Bắc	Mỏ dầu	2001		x	9
16	Rạng Đông	Mỏ dầu	1994	x		4
17	Phượng Đông	Mỏ dầu	1995		x	13
18	Đại Hùng	Mỏ dầu	1988	x		6
19	Sư Tử Trắng	Mỏ khí	2003	x		9
20	Lan Tây	Mỏ khí	1993		x	9
21	Lan Đỏ	Mỏ khí	1992		x	20
22	Thiên Ưng - Măng Cầu	Mỏ khí	2004	x		12(*)
23	Rồng Đôi - Rồng Đôi Tây	Mỏ khí	1994		x	12
24	Hải Thạch - Mộc Tinh	Mỏ khí	1993		x	19(***)
25	Thái Bình	Mỏ khí	2006		x	9(*)

(*): Thời gian dự kiến; (**): Đã kết thúc giai đoạn phát triển sớm và chuyển sang giai đoạn phát triển toàn mỏ; (***): Tính cả thời gian dừng dự án do nhà thầu BP chuyển giao cho Biển Đông POC

được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thông qua và trình Bộ Công Thương phê duyệt nhằm áp dụng công nghệ phù hợp để thu thập thông tin về vỉa hay mỏ hoặc thu thập thông tin về động thái khai thác nhằm tối ưu hóa việc phát triển mỏ [4]. EDP chỉ được đưa ra sau khi ODP đã được phê duyệt. Theo quy trình này, ODP được trình phê duyệt trong lúc công tác thẩm lượng trữ lượng chưa tiến hành xong. Tiếp theo, ODP sẽ có kế hoạch phát triển khai thác sớm một vùng mỏ, đối tượng nào đó mà trữ lượng đã được chứng minh (còn gọi là pha I). Sau khi EDP được phê duyệt, nhà điều hành sẽ triển khai thiết kế chi tiết, mua sắm, chế tạo, lắp đặt, khoan phát triển và tiến hành khai thác vùng phát triển sớm. Song song với quá trình khai thác sớm, các số liệu thu thập thêm sẽ là cơ sở để tiếp tục thẩm lượng đánh giá trữ lượng của toàn mỏ. Kế hoạch phát triển toàn mỏ (hay là các pha II, III ...) sẽ được triển khai sau khi Chính phủ Việt Nam phê duyệt Báo cáo đánh giá trữ lượng và Kế hoạch phát triển tổng thể.

Thời gian trung bình từ khi phát hiện đến khi đưa vào phát triển của mỏ dầu từ 3 - 9 năm, ngoại trừ mỏ Topaz - Pearl là hơn 13 năm (Hình 2). Đối với mỏ khí, thời gian

từ khi phát hiện đến khi bắt đầu khai thác thay đổi trong khoảng từ 5 - 20 năm (Hình 3). Thời gian đưa vào phát triển của các mỏ dầu thường ngắn do việc phát triển các mỏ dầu linh động, kinh tế hơn mỏ khí và ít phụ thuộc vào thị trường tiêu thụ. Trong khi đó, các mỏ khí được phát hiện sớm nhưng thời gian đưa vào phát triển kéo dài do phải có hộ tiêu thụ, đường ống kết nối vào bờ và thời gian đàm phán giá khí dài [6].

2.2. Quy trình quản lý phát triển mỏ tại Việt Nam

Theo Điều 4, Khoản 6 Nghị định 48/2000/NĐ-CP của Chính phủ, phát triển mỏ là quá trình chuẩn bị và đầu tư xây dựng công trình, khoan khai thác, lắp đặt thiết bị để đưa mỏ vào khai thác dầu khí kể từ khi mỏ được tuyên bố phát hiện có giá trị thương mại [2].

2.2.1. Nhà nước

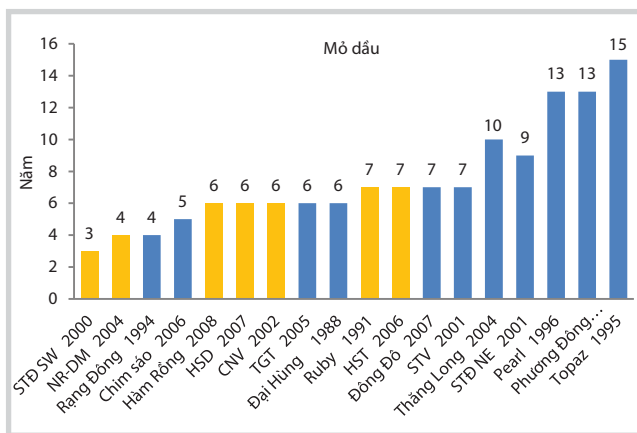
Nội dung quản lý của Nhà nước về phát triển mỏ dầu khí gồm:

- Quyết định chiến lược quy hoạch, kế hoạch và chính sách phát triển ngành công nghiệp dầu khí;

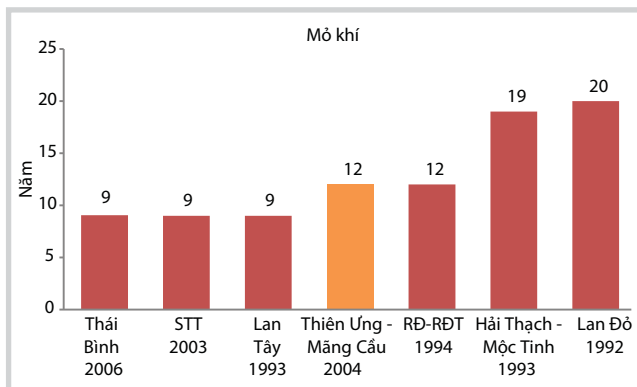
- Ban hành các văn bản pháp quy về quản lý các hoạt động dầu khí;
- Kiểm tra thanh tra giám sát các hoạt động dầu khí;
- Quyết định việc phân định và điều chỉnh các lô hoặc diện tích tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí;
- Quyết định chủ trương và hình thức hợp tác với nước ngoài;
- Chuẩn y các hợp đồng dầu khí;
- Quyết định chính sách khuyến khích hoặc hạn chế xuất khẩu dầu khí nhằm đảm bảo lợi ích của Nhà nước, có tính đến lợi ích nhà thầu;
- Chỉ đạo hướng dẫn, kiểm tra các ngành và địa phương trong việc thực hiện các hoạt động liên quan đến hoạt động dầu khí;
- Giải quyết các vấn đề liên quan đến quyền tiến hành hoạt động dầu khí, xử lý các vi phạm pháp luật.

2.2.2. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam do Nhà nước làm chủ sở hữu, có chức năng, nhiệm vụ cơ bản là tiến hành các hoạt động dầu khí và ký kết các hợp đồng dầu khí với tổ chức,



Hình 2. Thời gian từ khi phát hiện tới khi khai thác của mỏ dầu



Hình 3. Thời gian từ khi phát hiện tới khi khai thác của mỏ khí

cá nhân; tiến hành các hoạt động dầu khí theo quy định của Luật Dầu khí; tổ chức quản lý, giám sát công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác, chế biến dầu khí trên cơ sở hợp đồng với các nhà thầu dầu khí, với công ty con và với các tổ chức, cá nhân khác... [4]. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam được Nhà nước giao quyền thăm dò, khai thác tài nguyên dầu khí trên toàn bộ lãnh thổ, vùng biển, vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam và ký kết hợp đồng dầu khí với các tổ chức, cá nhân tiến hành các hoạt động dầu khí ở Việt Nam theo quy định của Luật Dầu khí và các quy định khác của pháp luật [5].

- Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có chức năng thực hiện quản lý và khai thác nguồn tài nguyên dầu khí của quốc gia. Mọi hoạt động dầu khí từ thăm dò, phát triển mỏ và khai thác đều thuộc sự quản lý của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

- Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đại diện Nhà nước tham gia góp vốn vào các hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác trên toàn lãnh thổ Việt Nam và trực tiếp giám sát nhà thầu trong các hoạt động dầu khí.

- Vào mọi thời điểm, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có quyền sở hữu đối với tất cả các tài liệu và mẫu vật gốc, bao gồm nhưng không giới hạn ở mọi tài liệu và mẫu vật về địa chất, địa vật lý, địa hóa, khoan, khai thác, công nghệ và các tài liệu, mẫu vật khác có được từ diện tích hợp đồng hoặc do nhà thầu thu thập được từ hoạt động dầu khí cũng như các dữ liệu minh giải và các tài liệu phát sinh khác.

- Tùy thuộc vào các thỏa thuận thích hợp với nhà thầu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có quyền sử dụng các tài sản do nhà thầu mua để phục vụ hoạt động dầu khí với điều kiện việc sử dụng các tài sản đó không ảnh hưởng đến hoạt động dầu khí.

Trong thời hạn hợp đồng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có quyền sở hữu, quyền lấy, bán hoặc quyết định sử dụng phần dầu lãi và khí lãi được chia vào mục đích khác. Ngoài ra, do được Chính phủ ủy quyền, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cũng có quyền lấy, bán hoặc quyết định sử dụng phần dầu thuế tài nguyên và khí thuế tài nguyên vào mục đích khác. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có trách nhiệm trợ giúp nhà thầu trong việc liên hệ với các cơ quan có thẩm quyền của Việt Nam liên quan đến hoạt động dầu khí [7].

2.3. Quy trình thẩm định, phê duyệt kế hoạch phát triển mỏ

Hình 4 là quy trình thẩm định và phê duyệt báo cáo phát triển mỏ tại Việt Nam.

Theo đó, phân cấp trong phê duyệt các báo cáo phát triển mỏ được quy định như sau:

- ODP được thẩm định và phê duyệt bởi Tập đoàn Dầu khí Việt Nam;
- EDP được thẩm định và phê duyệt bởi Bộ Công Thương;
- FDP được thẩm định bởi Hội đồng thẩm định Nhà nước và được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

ODP/EDP/FDP sẽ được xem xét bởi tổ chuyên viên giúp việc Hội đồng thẩm định và các chuyên gia từ các Bộ/Ngành liên quan. Khi nhóm chuyên gia đã chấp thuận, sẽ báo cáo lên Hội đồng đánh giá. Khi Hội đồng đánh giá đồng ý thì báo cáo được gửi cho cơ quan thích hợp (Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/Bộ Công Thương/Thủ tướng Chính phủ) để phê duyệt.

2.4. Những tồn tại trong công tác quản lý, thẩm định, phê duyệt và giám sát phát triển mỏ

Trong “Quy chế khai thác dầu khí”, các nội dung quy định về công tác phát triển mỏ dầu khí còn thiếu những quy định về yêu cầu công việc tối thiểu, mức độ tham gia của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong từng hạng mục công việc... Điều này, dẫn đến công tác quản lý và giám sát của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam gặp nhiều khó khăn.

Quy chế khai thác dầu khí đang áp dụng hiện nay chưa quy định yêu cầu tỷ lệ trữ lượng P1/2P không thấp hơn 40% khi lập FDP nên cần xem xét bổ sung.

Công tác thẩm định, đánh giá báo cáo phát triển mỏ mất nhiều thời gian để xử lý công việc.

Thời gian đàm phán về chi phí, lợi ích giữa các bên thường kéo dài ảnh hưởng đến tiến trình thực hiện phát triển mỏ.

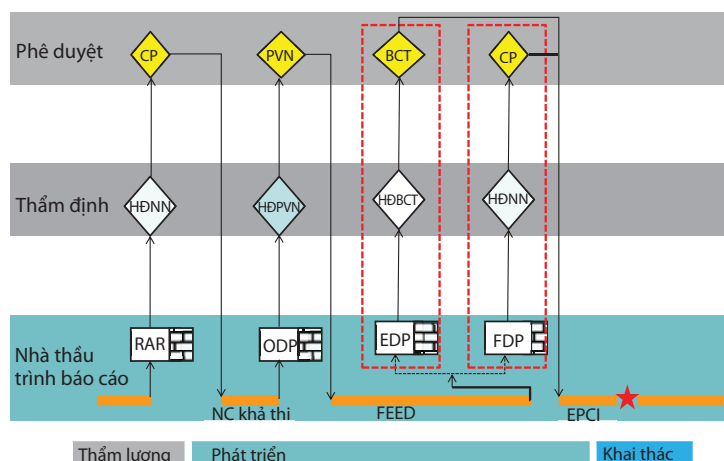
Việc giám sát các nhà điều hành lập và giao nộp báo cáo kết thúc mỏ chưa được chú trọng, dẫn đến cơ sở dữ liệu về công tác phát triển mỏ không đầy đủ.

3. Các hướng dẫn và quy định về phát triển mỏ dầu khí tại nước ngoài

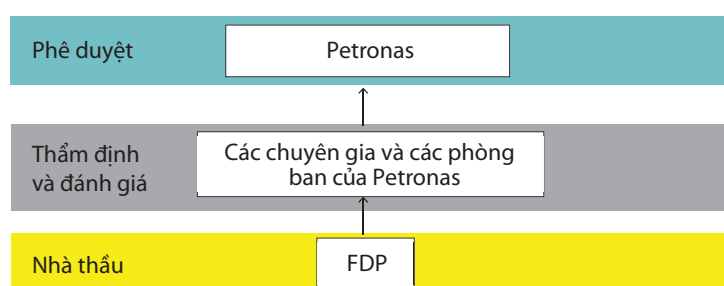
Tại Malaysia

Quy trình phát triển mỏ của Petronas (Malaysia) được trình bày tại Hình 5.

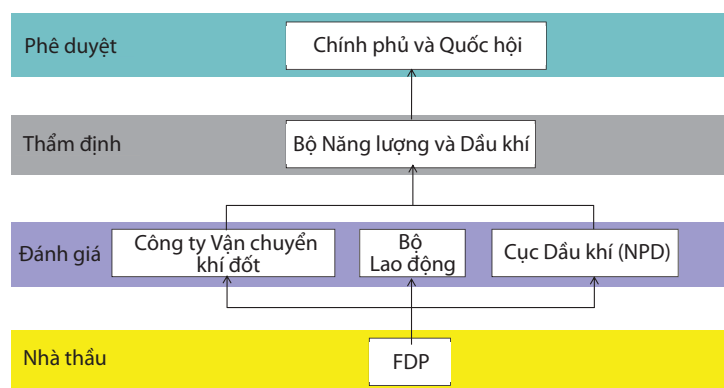
Quy trình phát triển mỏ của Petronas được thực hiện theo các giai đoạn: thực hiện nghiên cứu



Hình 4. Sơ đồ quy trình thẩm định và phê duyệt báo cáo phát triển mỏ tại Việt Nam



Hình 5. Quy trình phát triển mỏ của Petronas

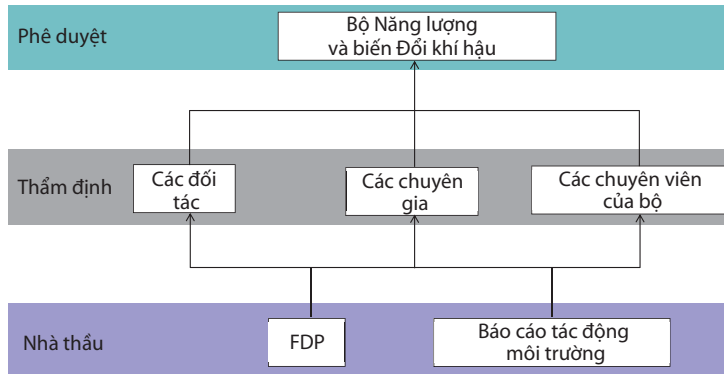


Hình 6. Quy trình thẩm định, phê duyệt báo cáo phát triển mỏ tại Na Uy

khả thi, nghiên cứu về địa chất - địa vật lý, xây dựng mô hình mô phỏng khai thác, lựa chọn hệ thống thiết bị khai thác/phân tích kinh tế, thực hiện hợp đồng EPCI, vận hành thử, khoan phát triển và đưa vào khai thác. Khi kết thúc mỗi giai đoạn: nghiên cứu khả thi, xây dựng mô hình địa chất, xây dựng mô hình mô phỏng khai thác và lựa chọn hệ thống thiết bị/đánh giá kinh tế, nhà điều hành báo cáo các phòng/ban chuyên môn của Petronas để tiếp tục triển khai các công việc tiếp theo. Sau khi hoàn thành báo cáo FDP, nhà điều hành trình báo cáo lên Petronas thẩm định và phê duyệt. Sau đó, nhà điều hành sẽ tiến hành thực hiện FDP và đưa mỏ vào khai thác [8].

Tại Na Uy

Quy trình thẩm định báo cáo phát triển mỏ được trình bày như Hình 6.



Hình 7. Quy trình thẩm định, phê duyệt báo cáo phát triển mỏ tại Anh

Tại Na Uy, FDP được nhà điều hành trình lên Công ty Vận chuyển Khí đốt, Bộ Lao động, Cục Dầu khí để đánh giá; Bộ Năng lượng và Dầu khí thẩm định, sau đó trình Chính phủ và Quốc hội phê duyệt [9].

Tại Vương quốc Anh

Tại Vương quốc Anh, FDP và báo cáo đánh giá tác động môi trường được nhà điều hành trình lên Bộ Năng lượng và Biến đổi khí hậu, các đối tác và các chuyên gia thẩm định báo cáo. Sau đó, trình Bộ Năng lượng và Biến đổi khí hậu phê duyệt báo cáo. Sơ đồ quy trình thẩm định và phê duyệt báo cáo FDP được thể hiện trong Hình 7 [10].

So sánh quy trình phát triển mỏ của Việt Nam hiện nay với một số nước trên thế giới

Theo quy trình phát triển mỏ hiện nay, nhà điều hành phải thực hiện các công việc: nghiên cứu khả thi, đánh giá trữ lượng, lập kế hoạch phát triển mỏ, thực hiện dự án, đánh giá tác động môi trường. Công tác quản lý giám sát kế hoạch phát triển được tổ chức khoa học và có sự phối hợp chặt chẽ giữa nhà điều hành và các cấp có thẩm quyền (Bộ, Tập đoàn trực thuộc Nhà nước).

Tuy nhiên, ở Việt Nam các báo cáo RAR, ODP, EDP, FDP được xem xét, đánh giá và phê duyệt bởi các hội đồng với cấp thẩm quyền khác nhau. Nhà điều hành phải lập báo cáo RAR rồi trình Chính phủ phê duyệt.

Tại các nước khác (như Vương quốc Anh, Na Uy, Malaysia...), nhà điều hành không phải lập riêng báo cáo đánh giá trữ lượng và FDP thường được phê duyệt chung.

4. Một số giải pháp nâng cao hiệu quả công tác quản lý, giám sát phát triển mỏ

4.1. Lập báo cáo

- Xem xét gộp hai báo cáo RAR và ODP thành một báo cáo và chỉ cần thẩm định, phê duyệt cùng lúc. Điều này giúp rút ngắn thời gian trình, thẩm định và phê duyệt báo cáo; tránh hiện tượng nội dung báo cáo bị trùng lặp. Tương tự như Petronas, sau khi tính

toán trữ lượng cần tiến hành kiểm tra chất lượng (milestone review) trước khi tiến hành các công việc tiếp theo.

- Bổ sung quy định yêu cầu tỷ lệ cấp trữ lượng P1/2P không thấp hơn 40% khi lập báo cáo FDP. Ngoài ra, đối với quy định về điều kiện lập EDP, cần xem xét lại tỷ lệ P1/2P phù hợp với điều kiện phát triển mỏ hiện nay (nâng tỷ lệ P1/2P từ 40% lên 50%) để giảm thiểu rủi ro trong quá trình phát triển mỏ.

- Thời gian hoàn thành báo cáo ODP, FDP quy định trong hợp đồng dầu khí là 90 ngày sau khi tuyên bố thương mại đối với ODP và 180 ngày đối với FDP cần được điều chỉnh tăng thời gian để đảm bảo chất lượng của báo cáo và phù hợp với điều kiện hiện nay. Nhóm tác giả đề xuất thời gian hoàn thành báo cáo là 180 ngày đối với ODP, 270 ngày đối với FDP.

- Nhà điều hành cần cập nhật lại báo cáo phát triển mỏ định kỳ 3 - 5 năm.

4.2. Phê duyệt báo cáo

- Cho phép Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ trì thẩm định và phê duyệt báo cáo RAR, FDP các mỏ nhỏ (ví dụ: trữ lượng tại chỗ dầu < 30 triệu m³, khí < 30 tỷ m³).

- Cho phép Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ trì thẩm định và phê duyệt các báo cáo cập nhật, sửa đổi FDP (hiện tại do Hội đồng thẩm định Nhà nước thẩm định và Chính phủ phê duyệt).

4.3. Kiểm soát quá trình thực hiện

- Bổ sung quy định bắt buộc nhà điều hành giao nộp báo cáo kết thúc phát triển mỏ trong thời hạn quy định kể từ thời điểm first oil/gas.

- Trước thời điểm first oil/gas (dự kiến) 1 tháng, nhà điều hành phải gửi báo cáo hàng ngày cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam theo hình thức "email".

5. Kết luận

Quy trình phát triển mỏ của một số nước trên thế giới cho thấy những lợi ích trong việc phê duyệt và thẩm định khi chỉ giao cho một cấp. Do đó, thời gian đưa mỏ vào khai thác sớm hơn, nâng cao hiệu quả kinh tế của dự án. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đề xuất trong quy trình phát triển

mỏ của Việt Nam, cần xem xét gộp nội dung báo cáo RAR và ODP thành một báo cáo duy nhất và giao cho một cấp thẩm quyền phê duyệt (giao Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thẩm định và phê duyệt báo cáo FDP sửa đổi và FDP của các mỏ nhỏ, cận biên).

Để tăng cường công tác quản lý các hoạt động dầu khí ở Việt Nam nói chung và công tác phát triển mỏ dầu khí nói riêng, cần soạn thảo và ban hành bộ hướng dẫn thực hiện công tác phát triển mỏ dầu khí. Điều này giúp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiểm soát chặt chẽ chất lượng và hiệu quả các hoạt động phát triển mỏ dầu khí, đảm bảo an toàn cho con người, thiết bị, môi trường, tài nguyên và lòng đất.

Tài liệu tham khảo

1. Quốc hội nước CHXHCN Việt Nam. *Luật Dầu khí*. 1993 (sửa đổi, bổ sung năm 2000 và 2008).
2. Thủ tướng Chính phủ. *Quy định chi tiết thi hành Luật Dầu khí*. Nghị định số 48/2000/NĐ-CP. 12/9/2000.
3. Thủ tướng Chính phủ. *Quy chế khai thác tài nguyên dầu khí*. Quyết định số 163/1998/QĐ-TTg. 7/9/1998.
4. Thủ tướng Chính phủ. *Quy chế khai thác dầu khí*. Quyết định số 84/2010/QĐ-TTg. 15/12/2010.
5. Thủ tướng Chính phủ. *Điều lệ tổ chức và hoạt động của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*. Nghị định số 149/2013/NĐ-CP. 31/10/2013.
6. Lê Quốc Trung và nnk. *Đánh giá thực trạng công tác phát triển mỏ ở Việt Nam và đề xuất giải pháp nâng cao hiệu quả công tác quản lý, giám sát phát triển mỏ*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2012.
7. Chính phủ. *Hợp đồng mẫu của Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí*. Nghị định số 33/2013/NĐ-CP. 22/4/2013.
8. Petronas. *Field development plan guidelines*. 2010.
9. Norway. *Guidelines for plan for development and operation of a petroleum deposit (PDO) and plan for installation and operation of facilities for transport and utilization of petroleum (PIO)*. 2010.
10. United Kingdom. *Guidance on the content of offshore oil and gas field development plans*.

Some measures to improve the efficiency of oil and gas field development management in Vietnam

Vu Manh Hao, Le Vu Quan, Le Quoc Trung
Le Thu Huong, Nguyen Van Do
Vietnam Petroleum Institute

Summary

According to Vietnam's field development procedure, field operators must undertake the following steps: development and implementation of reserve assessment programme, development of reserve assessment report (RAR), overall development plan (ODP), field development plan (FDP) or early development plan (EDP), and implementation of drilling and production project. However, each oil and gas company has their own regulation on the activities during exploration and production as well as the field development phases. Whereas, the legal framework of Vietnam still lacks detailed provisions and guidelines, resulting in difficulties for Petrovietnam's management and monitoring of contractors' implementation of these activities. This paper analyses and compares field development management in Vietnam and that in other countries and proposes some measures to improve the efficiency of oil and gas field development management.

Key words: Field development, field development management.

CÁC ĐỚI KHÂU KIẾN TẠO RÌA TÂY KHỐI LỤC ĐỊA ĐÔNG DƯƠNG

ThS. Đào Viết Cảnh

Tổng công ty Thẩm dò Khai thác Dầu khí

Email: canhdv@pvep.com.vn

Tóm tắt

Đới khâu kiến tạo (suture) có cấu trúc địa chất rất phức tạp với sự tham gia của nhiều thành tạo địa chất có tuổi khác nhau, được hình thành trong các môi trường cổ địa lý và bối cảnh kiến tạo khác nhau. Trong bài báo, tác giả đề cập tới các đới khâu kiến tạo Changning - Menglian, Chiangmai - Inthanon, Chanthaburi và Bentong-Raub (giữa khối lục địa Sibumasu và cung núi lửa Lincang, Sukhothai, Chanthaburi, Đông Malay); Jinghong, Nan - Uttradit, Sa Kaeo - Hòn Chuối (giữa cung núi lửa Lincang, Sukhothai, Chanthaburi - Thổ Chu với rìa Tây khối lục địa Đông Dương). Kết quả nghiên cứu làm sáng tỏ vị trí, bối cảnh và tiến hóa kiến tạo, góp phần quan trọng trong công tác minh giải địa chất các tài liệu địa vật lý, phục vụ công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong các đới tương trước Cenozoic tại khu vực Tây Nam Việt Nam.

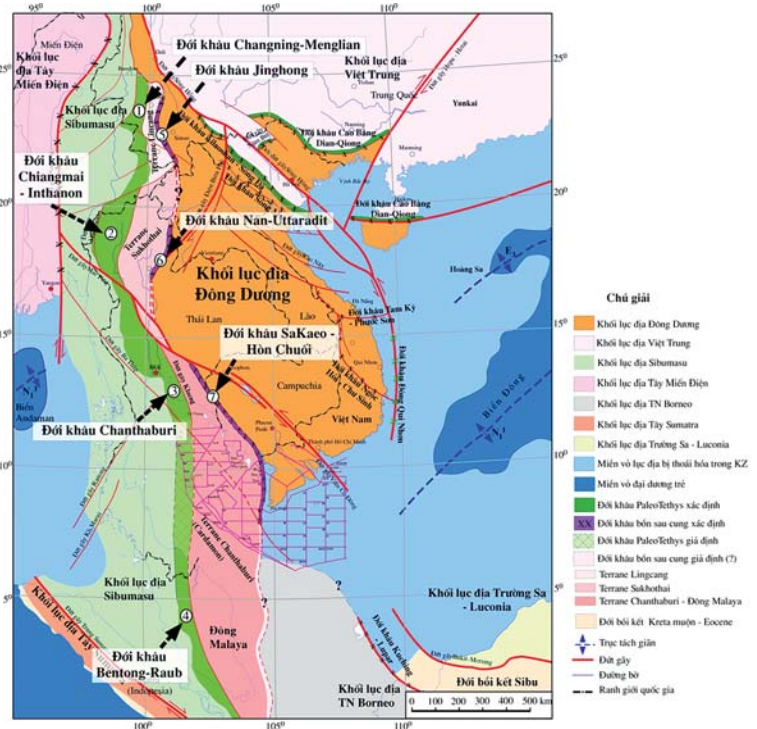
Từ khóa: Đới khâu kiến tạo, Sa Kaeo, Hòn Chuối, khối lục địa Đông Dương.

1. Mở đầu

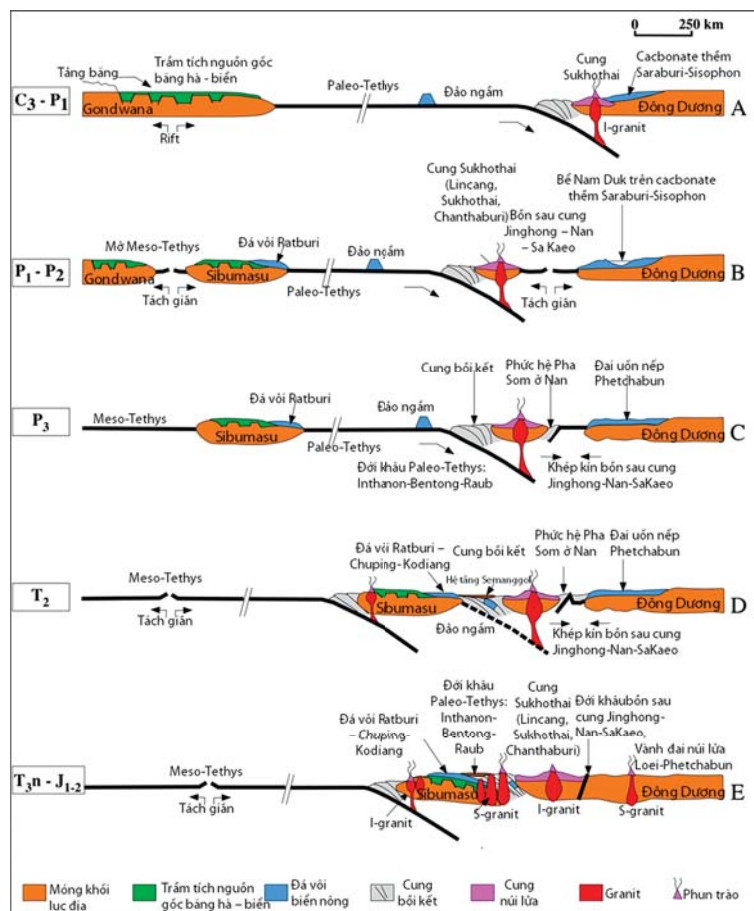
Đới khâu kiến tạo (đới khâu) là ranh giới giữa các khối vỏ thuộc 2 mảng kiến tạo cách xa nhau, sau đó nằm cạnh nhau do sự dịch chuyển của mảng [16]. Các khối vỏ có thể là khối lục địa, cung đảo hay vỏ đại dương. Như vậy, đới khâu kiến tạo là đới ghép nối 2 khối lục địa hoặc 2 cung đảo hoặc cung đảo với khối lục địa. Đới khâu kiến tạo có cấu trúc địa chất rất phức tạp với sự tham gia của nhiều thành tạo địa chất có tuổi khác nhau, được hình thành trong những môi trường cổ địa lý và bối cảnh kiến tạo khác nhau. Công tác nghiên cứu các đới khâu kiến tạo có vai trò chính trong việc làm sáng tỏ vị trí, bối cảnh và tiến hóa kiến tạo, góp phần quan trọng trong công tác minh giải địa chất các tài liệu địa vật lý, đặc biệt là đối tượng móng các bể trầm tích sau va mảng và tạo núi. Đến nay, nhiều di chỉ của các đới khâu rìa Tây khối lục địa Đông Dương (Indochina) đã được nghiên cứu. Các đới khâu kiến tạo Changning - Menglian, Chiangmai - Inthanon, Chanthaburi và Bentong-Raub là ranh giới giữa khối lục địa Sibumasu và cung núi lửa pluton Lincang, Sukhothai, Chanthaburi, Đông Malaysia (Hình 1) do khép kín Paleo-Tethys. Các đới khâu kiến tạo Jinghong, Nan - Uttradit, Sa Kaeo - Hòn Chuối là ranh giới giữa cung núi lửa pluton Lincang, Sukhothai, Chanthaburi - Thổ Chu với rìa Tây khối lục địa Đông Dương (Hình 1) do khép kín bồn sau cung.

Paleo-Tethys được hình thành do tách giãn và phiêu di khối lục địa Đông Dương khỏi siêu

lục địa Gondwana vào Devonian - Carboniferous giữa (Hình 2a). Từ Carboniferous muộn - đầu Permian, vỏ đại dương Paleo-Tethys bị hút chìm dưới khối lục địa Đông Dương và tạo cung núi lửa Sukhothai (Hình 2b). Quá trình này xảy ra mạnh nhất vào Permian sớm - giữa, kèm theo là sự tách cung núi lửa Sukhothai (Lincang - Sukhothai - Chanthaburi) khỏi khối lục địa Đông Dương và mở bồn sau cung; đồng thời, khối Sibumasu bắt đầu tách khỏi siêu lục địa Gondwana và tạo Meso-Tethys (Hình 2c). Từ Permian muộn đến Triassic giữa, vỏ đại dương Paleo-Tethys và bồn sau cung bị hút chìm và tiêu biến (Hình 2d-e). Vào cuối Triassic, Paleo-Tethys và bồn sau cung bị đóng kín hoàn toàn (Hình 2g), tạo nên các đới khâu ở rìa Tây khối lục địa Đông Dương.



Hình 1. Vị trí các đới khâu rìa Tây khối lục địa Đông Dương [15]



Hình 2. Sơ đồ mặt cắt tóm tắt lịch sử hình thành các đới khâu kiến tạo Inthanon - Chanthaburi - Bentong-Raub và Jinghong - Nan - Uttaradit - Sa Kao [15]

2. Đới khâu kiến tạo rìa Tây khối lục địa Đông Dương

2.1. Đới khâu kiến tạo Changning - Menglian

Đới khâu kiến tạo Changning - Menglian là ranh giới giữa khối Sibumasu ở phía Tây và cung Lincang ở phía Đông [22] (Hình 1), có sự hiện diện của các thành tạo đại dương Paleo-Tethys ở nhánh chính [15], gồm các đới xáo trộn ophiolite, phun trào basalt, carbonate biển nông và các đá trầm tích biển sâu mà chủ yếu là silic biển khơi [22].

Theo kết quả nghiên cứu [5, 7], các đới ophiolite này có tuổi 386 triệu năm và 270 - 264 triệu năm, tương ứng với giai đoạn bắt đầu tách mở đáy đại dương Paleo-Tethys vào Devonian sớm - giữa và quá trình hút chìm nhánh chính đại dương Paleo-Tethys vào Permian. Các phun trào basalt siêu mafic ở đây có cấu trúc dạng cầu gối, rất giàu magie [4], hình thành trong điều kiện dưới biển. Tuổi của các thành tạo basalt này được xác định trong khoảng từ Devonian đến Carboniferous sớm (Visean) [28]. Các thành tạo carbonate sạch hình thành trong điều kiện nước nông, được cho là phủ trên các núi ngầm phun trào dưới biển, với hóa thạch fusulin, theo kết quả nghiên cứu [27] xác định tuổi từ Carboniferous sớm đến Permian muộn. Trong khi đó, các đá silic biển khơi trong đới khâu kiến tạo này chứa trùng

tia radiolaria có tuổi từ Devonian giữa đến Triassic giữa [9, 15]. Như vậy, tuổi hình thành của đới khâu Changning - Menglian không sớm hơn Triassic giữa.

2.2. Đới khâu kiến tạo Chiangmai - Inthanon

Đới khâu kiến tạo Chiangmai - Inthanon nằm ở phía Bắc Thái Lan (Hình 1), có sự hiện diện của các thành tạo đại dương Paleo-Tethys ở nhánh chính [15]. Đây là ranh giới giữa khối Sibumasu ở phía Tây và cung Sukhothai ở phía Đông. Đới khâu này được tạo nên bởi các thành tạo basalt cầu gối, đá vôi và silic biển khơi có trùng tia radiolaria và các trầm tích turbidite.

Các thành tạo carbonate sạch hình thành trong điều kiện nước nông, được cho là hình thành trên các núi ngầm phun trào dưới biển, với hóa thạch fusulin được xác định tuổi từ Carboniferous sớm đến Permian muộn (cuối Mississippian đến Lopingian) [25], tương tự như các thành tạo carbonate trong đới khâu Changning - Menglian ở phía Bắc.

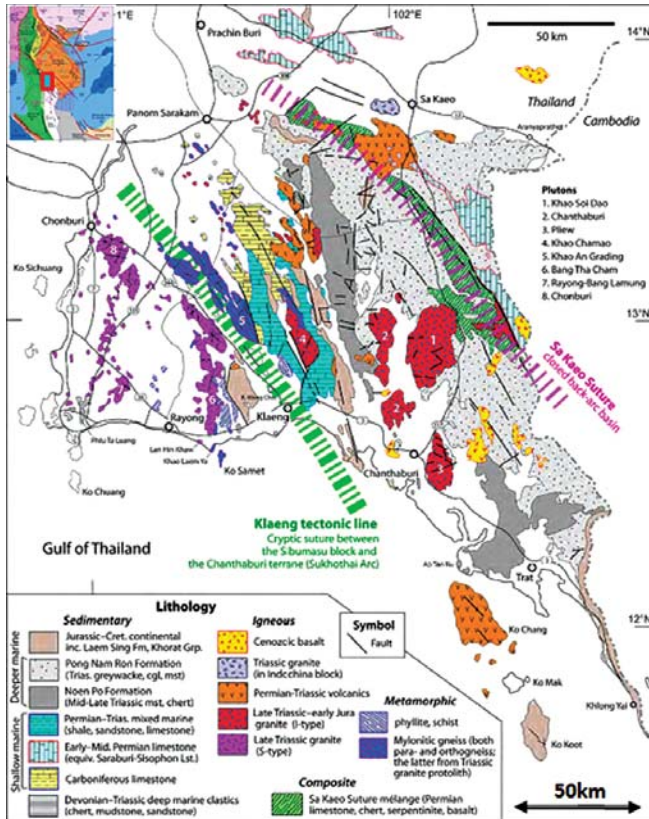
2.3. Đới khâu kiến tạo Chanthaburi

Đới khâu kiến tạo Chanthaburi [15] là ranh giới giữa khối lục địa Sibumasu và cung Chanthaburi, trước đây được gọi là tuyến kiến tạo Klaeng (Klaeng tectonic line) [23] (Hình 1 và 3).

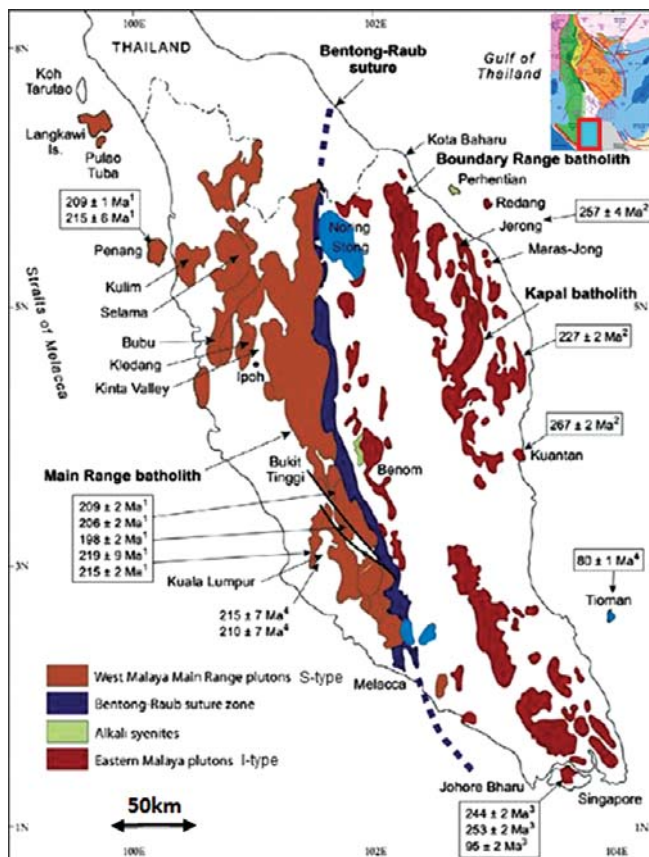
Đới khâu kiến tạo Chanthaburi là ranh giới giữa 2 vùng granite có nguồn gốc khác nhau: I-granite (có tuổi Triassic muộn - đầu Jurassic) là di chỉ của quá trình hút chìm, phân bố ở cung Chanthaburi; và S-granite (có tuổi Triassic muộn) là di chỉ của quá trình va mảng, phân bố ở khối lục địa Sibumasu. Dọc theo đới này phân bố rộng rãi các đá biến chất thấp đến trung bình (phyllite, schist), biến chất động lực (mylonitic gneiss), biến chất tái kết tinh (migmatite); rất ít sét silic biển khơi. Trầm tích sét silic phân lớp chứa trùng tia radiolaria được xác định tuổi Devonian sớm - giữa (Givetian - Famennian) [8].

2.4. Đới khâu kiến tạo Bentong-Raub

Đới khâu kiến tạo Bentong-Raub ở bán đảo Malay (Hình 1 và 4) có sự hiện diện của các thành tạo đại dương Paleo-Tethys ở nhánh chính, được



Hình 3. Bản đồ địa chất khu vực Đông Nam Thái Lan với các thành tạo địa chất chính và vị trí đới khâu Sa Kaeo và Tuyến kiến tạo Klong (đới khâu Chanthaburi) [23]



Hình 4. Sự phân bố các kiểu đá xâm nhập ở bán đảo Malay và vị trí đới khâu kiến tạo Bentong-Raub [15]

hình thành trong thời kỳ Devonian đến Triassic giữa và là ranh giới giữa khối lục địa Sibumasu ở phía Tây và khối Đông Malay ở phía Đông [11, 15]. Tham gia vào đới khâu kiến tạo này gồm các thành tạo silic biến khời, các đới xáo trộn với các mảnh đá vôi, silic phân lớp dạng dải, cát kết, cuội tầng, các khối cát - sét turbidite phân nhíp tốt, các đá biến chất yếu đến trung bình (phyllite và schist), các đá phun trào, trầm tích phun trào có kích thước từ vài milimet tới vài mét, có khi hàng trăm mét. Thậm chí, có các thể serpentinite, là các đá magma mafic - siêu mafic và peridot của vỏ đại dương, dài tới 20km [11, 14].

Tham gia vào đới khâu kiến tạo Bentong-Raub gồm các thành tạo silic biến khời chứa radiolaria có tuổi từ Devonian, Carboniferous, Permian tới Triassic giữa. Các đá silic và đá vôi trong đới xáo trộn được xác định tuổi Carboniferous - Permian với các hóa thạch radiolaria, conodonts và foram [11, 15]. Các đá biến chất yếu đến trung bình (phyllite và schist) giàu vật chất hữu cơ chứa graptolites và tentaculites được xác định tuổi từ Ordovician đến Devonian; được cho là đã thành tạo ở rìa và sườn lục địa Sibumasu, sau đó tham gia vào cung bồi kết trong quá trình hút chìm [14].

Hai trường granitoid phân bố 2 phía của đới khâu kiến tạo (Hình 4) gồm: I-granite ở phía Đông có tuổi đầu Permian giữa tới đầu Triassic muộn [3, 14]; S-granite ở phía Tây có tuổi cuối Triassic tới đầu Jurassic sớm. Các khối I-granite chính là di chỉ của quá trình hút chìm Paleo-Tethys xuống dưới khối Đông Malay và có mối liên hệ tới cung Sukhothai [22]. Di chỉ của quá trình hút chìm và tiêu biến Paleo-Tethys ở khu vực đới khâu kiến tạo Bentong-Raub còn có cung núi lửa trung tính Permian sớm - giữa Peusangan - Palepat dọc theo đới khâu kiến tạo ở phía Đông [11, 14]. Quá trình hút chìm của Paleo-Tethys được cho là đã kết thúc vào Triassic giữa [15] (Hình 2 a - e).

2.5. Đới khâu kiến tạo Jinghong

Đới khâu kiến tạo Jinghong là ranh giới giữa cung Lincang với khu vực Tây Bắc khối Đông Dương (Hình 1), trong một số nghiên cứu [2, 9] còn được gọi là “đai Lancangjiang” hay “đới xáo trộn Jinghong” (“Jinghong melange”). Tham gia vào đới khâu kiến tạo Jinghong gồm: đới xáo trộn serpentinite, basalt và silic biến sâu [22]. Các đá núi lửa và trầm tích núi lửa phân bố rộng rãi trong khu vực đới khâu với tuổi có khả năng trong khoảng Permian - Triassic [28]. Các đá trầm tích silic biến sâu có chứa trùng tia radiolaria có tuổi cuối Permian sớm, Permian giữa đến Permian [6]. Theo nghiên cứu [22], giữa cung Lincang và khối Đông Dương có một nhánh đại

dương khác, hẹp hơn và tồn tại trong khoảng thời gian ngắn hơn (trong Permian) so với Paleo-Tethys (Hình 2 a - e).

2.6. Đới khâu kiến tạo Nan - Uttaradit

Đới khâu kiến tạo Nan - Uttaradit là ranh giới giữa cung Sukhothai và khối lục địa Đông Dương ở phía Đông Thái Lan (Hình 1). Đây là đới khâu kiến tạo hẹp, gồm tổ hợp ophiolite tuổi Permian và đới xáo trộn [15, 22] gồm các magma bazơ, siêu bazơ và các đá biến chất phiến lục (greenschist, blueschist) chứa actinolite có tuổi 269 ± 12 triệu năm trước xác định bằng phương pháp K-Ar cho tuổi của biến chất ít nhất vào đầu Permian giữa [1], và các đá silic phân lớp chứa trùng tia radiolaria có tuổi Triassic giữa [20], bị phủ lên bởi các trầm tích lục địa Jura - Creta. Nhiều nghiên cứu [12, 22, 26] cho rằng đới khâu Nan - Uttaradit là kết quả khép kín và tiêu biến của bồn sau cung Sukhothai vào cuối Triassic. Bồn này phát triển trên vỏ đại dương được tạo ra do cung Sukhothai tách ra khỏi khối lục địa Đông Dương vào Permian (Hình 2 c - g).

2.7. Đới khâu kiến tạo Sa Kao - Hòn Chuối

Đới khâu kiến tạo Sa Kao - Hòn Chuối là ranh giới giữa cung Chanthaburi - Thổ Chu ở phía Tây và khối lục địa Đông Dương ở phía Đông.

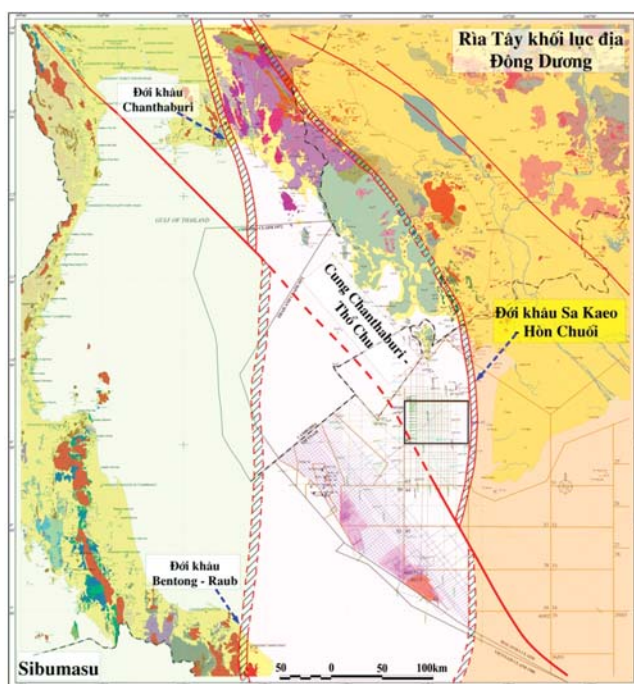
Trong phạm vi lãnh thổ Thái Lan, đới khâu Sa Kao (Hình 1 và 3) được cho là phần kéo dài của đới khâu kiến tạo Nan - Uttaradit về phía Nam [15], bị chia cắt bởi hoạt động của các hệ đứt gãy trong Cenozoic (Mae Ping). Di chỉ của đới khâu kiến tạo này gồm tổ hợp ophiolite và đới xáo trộn gồm các đá silic phân lớp, đá vôi, serpentinite, gabbro và basalt cấu gổ. Trầm tích silic chứa các hóa thạch trùng tia radiolaria và conodonts, xáo trộn với basalt cấu gổ, đã được xác định tuổi Permian sớm và cuối Permian giữa đến đầu Permian muộn [20]. Ngoài ra, các đá silic trong tập Chanthaburi silic-clastic được định tuổi Triassic giữa [21].

Biểu hiện kéo dài của đới khâu Sa Kao từ Đông Nam Thái Lan sang Tây Bắc Campuchia là các khối siêu mafic ở Tây Pousat [19]. Đới khâu này tiếp tục kéo dài trong phạm vi địa hải phận Tây Nam Việt Nam tới đảo Hòn Chuối, tạo thành đới khâu Sa Kao - Hòn Chuối (Hình 1 và 6) với các biểu hiện của đới xáo trộn ở các đảo Hòn Đốc và Hòn Đước thuộc quần đảo Hải Tặc, Hòn Mấu thuộc quần đảo Nam Du, và các đảo Hòn Buông, Hòn Chuối, cũng như moong Karata, bãi Chà Và (Kiên Giang).

Tại đảo Hòn Đốc lộ ra các đá andesiteo-dacit, tuf andesite-dacite, tuf rhyolite, cùng các tầng đá vôi chứa fusulin có tuổi Permian được gấn bởi các đá á xâm nhập



Hình 5. Đới xáo trộn ở moong Karata, bãi Chà Và (Kiên Giang) với sự tham gia của phun trào rhyolite, đá vôi và sét vôi bị siết ép với nhiều mặt trượt có góc dốc lớn. Ảnh: Đào Viết Cảnh



Hình 6. Vị trí đới khâu Sa Kao - Hòn Chuối trong địa hải phận Tây Nam Việt Nam

bên cạnh các đá á xâm nhập acid. Trên diện tích nhỏ (chỉ khoảng $0,3\text{km}^2$) của đảo Hòn Đước lộ ra nhiều loại đá được hình thành từ Permian đến Triassic giữa trong các bối cảnh kiến tạo khác nhau: từ phun trào andesite-dacite đến rhyolite, các đá xâm nhập diorite cùng với các đá phiến silic phân lớp mỏng dạng dải [24]. Tại đảo Hòn Mấu (phía Nam quần đảo Nam Du), ở rìa Đông Bắc lộ ra các đá phun trào andesite, đá silic; qua đới dầm kết với nhiều cuội tảng lẫn đa thành phần sang rìa Tây Bắc là các đá phun trào rhyolite của hệ tầng Hòn Ngang (T_2). Tại các đảo Hòn Buông, Hòn Chuối, các đá lộ ra gồm các đá phun trào felsic và trầm tích silic biển sâu. Có nghiên cứu nhấn mạnh sự có mặt của đá phun trào acid [17], hoặc nhấn mạnh sự tồn tại của các đá silic biển sâu phân lớp mỏng dạng dải có chứa trùng tia radiolaria và các cấu trúc uốn

nếp đảo và các đứt gãy chồm nghịch [18]. Bên cạnh đó, tại Thạch Động tồn tại đứt gãy nghịch phương Tây Bắc - Đông Nam giữa đá vôi Permian Hà Tiên chồm phủ trên trầm tích phun trào Triassic. Tại moong Karata, bãi Chà Và (Kiên Giang), đới xáo trộn thể hiện rõ với sự tham gia của phun trào rhyolite, đá vôi và sét vôi bị siết ép với nhiều mặt trượt có góc dốc lớn (Hình 5).

Việc xác định vị trí của đới khâu Sa Kaeo - Hòn Chuối ở địa hải phận Việt Nam (Hình 6) không chỉ giúp xác định vị trí kiến tạo của các lô hợp đồng dầu khí mà còn đóng vai trò rất quan trọng trong công tác minh giải địa chất các tài liệu địa vật lý, định hướng cho công tác đối sánh địa tầng cũng như khôi phục quá trình tiến hóa kiến tạo, phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí trong các đối tượng trước Cenozoic khu vực Tây Nam Việt Nam.

3. Kết luận

- Đới khâu kiến tạo có cấu trúc địa chất rất phức tạp với sự tham gia nhiều thành tạo địa chất có tuổi khác nhau, được hình thành trong những môi trường cổ địa lý và bối cảnh kiến tạo khác nhau.

- Các đới khâu Changning - Menglian, Chiangmai - Inthanon, Chanthaburi và Bentong-Raub là ranh giới giữa khối lục địa Sibumasu (được tách ra khỏi siêu lục địa Gondwana vào Permian sớm - giữa, phiêu di cùng với quá trình hút chìm và tiêu biến vỏ đại dương Paleo-Tethys) và cung núi lửa (được bắt đầu hình thành từ khoảng giữa Carboniferous - Permian do quá trình hút chìm vỏ đại dương Paleo-Tethys) Lincang, Sukhothai, Chanthaburi và Đông Malay.

- Các đới khâu Jinghong, Nan - Uttradit, Sa Kaeo - Hòn Chuối là ranh giới giữa cung núi lửa Lincang, Sukhothai, Chanthaburi - Thổ Chu (tách ra khỏi khối lục địa Đông Dương và tạo bồn sau cung vào Permian), đóng kín bồn sau cung và ghép nối với khối lục địa Đông Dương. Các đới khâu này có tuổi không sớm hơn Triassic giữa.

- Trong phạm vi địa hải phận Tây Nam Việt Nam, đới khâu Sa Kaeo - Hòn Chuối để lại các di chỉ ở các đảo Hòn Đốc và Hòn Đước (thuộc quần đảo Hải Tặc), Hòn Mấu (thuộc quần đảo Nam Du), các đảo Hòn Buông, Hòn Chuối và moong Karata, bãi Chà Và (Kiên Giang).

- Tham gia vào móng bề trầm tích Mesozoic muộn Phú Quốc có thể có các thành tạo trầm tích thềm rìa lục địa thụ động (trước Carboniferous muộn); các thành tạo cung đảo (Carboniferous muộn - Triassic giữa); các thành tạo do tách giãn cung núi lửa; các thành tạo thềm rìa lục địa, sườn, biển khơi và vỏ đại dương của bồn sau

cung (Permian - Triassic); và có thể gồm các khối granite do va mảng.

Tài liệu tham khảo

1. Sandra M.Barr, Alan S.Macdonald. *Nan river suture zone, northern Thailand*. Geology. 1987; 15(10): p. 907 - 910.
2. Chen Haihong, Jon Dobson, Friedrich Heller, Hao Jie. *Paleomagnetic evidence for clockwise rotation of the Simao region since the Cretaceous: A consequence of India - Asia collision*. Earth Planetary. Science Letters. 1995; 134(1-2): p. 203 - 217.
3. E.J.Cobbing, D.I.J.Mallick, P.E.J.Pitfield, L.H.Teoh. *The granites of the Southeast Asian Tin Belt*. Journal of the Geological Society. 1996; 143(3): p. 537 - 550.
4. Nianqiao Fang, Yaoling Niu. *Late Palaeozoic ultramafic lavas in Yunnan, SW China, and their geodynamic significance*. Journal of Petrology. 2003; 44(1): p. 141 - 157.
5. Fang Nianqiao, Liu Benpei, Jia Jinhua. *Late Palaeozoic and Triassic deep-water deposits and tectonic evolution of Palaeotethys in the Changning-Menglian and Lancangjiang belts, southwestern Yunnan*. Journal of Southeast Asian Earth Sciences. 1994; 9(4): p. 363 - 374.
6. Qinglai Feng, Shen Shangyue, Benpei Liu, Dietrich Helmcke, Xianggui Qian, Weiming Zhang. *Permian radiolarians, chert and basalt from the Daxinshan Formation in Lancangjiang belt of southwestern Yunnan, China*. Science in China Series D: Earth Sciences. 2002; 45(1): p. 63 - 71.
7. Ping Jian, Dunyi Liu, Alfred Kroner, Qi Zhang, Yizhao Wang, Xiaomeng Sun, Wei Zhang. *Devonian to Permian plate tectonic cycle of the Paleo-Tethys Orogen in southwest China (I): Geochemistry of ophiolites, arc/back-arc assemblages and within-plate igneous rocks*. Lithos. 2009; 113(3 - 4): p. 748 - 766.
8. Yoshihito Kamata, Miyako Kato, Katsumi Ueno, Akira Miyahigashi, Thasinee Charoentitrat, Apsorn Sardud. *Middle to Late Devonian radiolarians from Klaeng of Rayong Province, Southeast Thailand*. Acta Geoscientica Sinica. 2012; 33(1): p. 33 - 35.
9. B.Liu, Q.Feng, N.Fang. *Tectonic evolution of the Palaeo-Tethys in Changning-Menglian Belt and adjacent regions, western Yunnan*. Journal of China University of Geosciences. 1991; 2: p. 2 - 18.
10. I.Metcalf. *Gondwana dispersion and Asian accretion*. Gondwana Dispersion and Asian Accretion, IGCP 321 Final Results Volume. 1999: p. 9 - 28.

11. I.Metcalf. *The Bentong-Raub Suture Zone*. Journal of Asian Earth Sciences. 2000; 18(6): p. 691 - 712.
12. I.Metcalf. *Permian tectonic framework and palaeogeography of SE Asia*. Journal of Asian Earth Sciences. 2002; 20(6): p. 551 - 566.
13. I.Metcalf. *Asia: South-east*. Encyclopedia of Geology. 2005; 1: p. 169 - 198.
14. I.Metcalf. *Tectonic evolution of the Malay Peninsula*. Journal of Asian Earth Sciences. 2013; 76: p. 195 - 213.
15. I.Metcalf. *Gondwana dispersion and Asian accretion: Tectonic and palaeogeographic evolution of eastern Tethys*. Journal of Asian Earth Sciences. 2013; 66: p. 1 - 33.
16. E.M.Moore, R.J.Twiss. *Tectonics*. W.H. Freeman & Company. 1995.
17. Nguyễn Ngọc Hoa (chủ biên). *Bản đồ Địa chất và Khoáng sản Việt Nam, tỷ lệ 1:200.000, tờ Cà Mau - Bạc Liêu*. 1995.
18. Nguyễn Xuân Bao, Vũ Như Hùng. *Địa tầng trước Kainozoi ở Tây Nam Bộ*. 2000.
19. Phan Cu Tien. *Geological map of Cambodia, Laos and Vietnam at 1:1.500.000 scale*. 2009.
20. Doungrutai Saesaengseerung, Katsuo Sashida, Apsorn Sardud. *Discovery of Middle Triassic radiolarian fauna from the Nan area along the Nan-Uttaradit suture zone, northern Thailand*. Paleontological Research. 2008; 12(4): p. 397 - 409.
21. K.Sashida, S.Adachi, H.Igo, N.Nakornsri, A.Ampornmaha. *Middle to Upper Permian and Middle Triassic radiolarians from eastern Thailand*. Science Reports of the Institute of Geoscience, University of Tsukuba, Section B, Geological Sciences. 1997; 18: p. 1 - 17.
22. Masatoshi Sone, Ian Metcalfe. *Parallel Tethyan sutures in mainland Southeast Asia. New insights for Palaeo-Tethys closure and implications for the Indosinian orogeny*. Competes Rendus Geoscience. 2008; 340(2 - 3): p. 166 - 179.
23. Masatoshi Sone, Ian Metcalfe, Pol Chaodumrong. *The Chanthaburi terrane of southeastern Thailand: Stratigraphic confirmation as a disrupted segment of Sukhothai Arc*. Journal of Asian Earth Sciences. 2012; 61: p. 16 - 32.
24. Trịnh Dánh (chủ biên). *Địa tầng Phanerozoi Tây Nam Bộ*. 1998.
25. Katsumi Ueno, Akira Miyahigashi, Thasinee Charoentitirat. *The Lopingian (Late Permian) of mid-oceanic carbonates in the eastern Palaeotethys: stratigraphical outline and foraminiferal faunal succession*. Geological Journal. 2010; 45(2 - 3): p. 285 - 307.
26. Xiaofeng Wang, I.Metcalf, Ping Jian, Longqing He, Chuanshan Wang. *The Jinshajiang-Ailaoshan suture zone, tectonostratigraphy, age and evolution*. Journal of Asian Earth Sciences. 2000; 18(6): p. 675 - 690.
27. Haoruo Wu, C.A.Boulter, Baojia Ke, D.A.V.Stow, Zhongcheng Wang. *The Changning-Menglian suture zone; a segment of the major Cathaysian - Gondwana divide in Southeast Asia*. Tectonophysics. 1995; 242(3 - 4): p. 267 - 280.
28. Ruyuan Zhang, Bolin Cong, Shige Maruyama, J.G.Liou. *Metamorphism and tectonic evolution of the Lancang paired metamorphic belts, southwestern China*. Journal of Metamorphic Geology. 1993; 11(4): p. 605 - 619.

Suture zones in western Indochina continent

Dao Viet Canh

Petrovietnam Exploration Production Corporation

Summary

Suture is a collage of two continental blocks or two volcanic arcs or a volcanic arc and a continental block. The geological characteristics of suture zone are very complicated with many geological formations which were formed in different tectonic settings, environmental depositions and geological ages. In the paper, the author gave a brief introduction of the Changning-Menglian, Chiang Mai-Inthanon, Chanthaburi and Bentong-Raub sutures (the boundaries between the Sibumasu continent and the volcanic arcs of Lincang, Sukhothai, Chanthaburi and East Malay); and the Jinghong, Nan-Uttaradit, Sa Kao-Hon Chuoi sutures (the boundaries between the volcanic arcs of Lincang, Sukhothai, Chanthaburi-Tho Chu and the western margin of the Indochina continent). The study results play an important role in geological interpretation of geophysical data for hydrocarbon exploration within pre-Cenozoic geological formations in the Southwest of Vietnam.

Key words: Suture, Sa Kao, Hon Chuoi, Indochina continent.

PHƯƠNG PHÁP TỔNG HỢP LIÊN TỤC BIODIESEL BẰNG HỆ THỐNG STATIC MIXER

TS. Nguyễn Văn Phúc, TS. Nguyễn Đình Việt
TS. Nguyễn Hữu Lương, TS. Nguyễn Anh Đức
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: phucnv@pvpro.com.vn

Tóm tắt

Nhiên liệu sinh học trong những năm gần đây được chú ý như một loại nhiên liệu dùng để thay thế một phần nhiên liệu truyền thống. Tuy nhiên, một số hạn chế về nguyên liệu và công nghệ sản xuất đã làm tăng giá thành sản phẩm cũng như chưa đạt được chất lượng yêu cầu. Biodiesel tạo thành từ dầu thực vật (dầu thực phẩm, dầu phi thực phẩm, dầu ăn thải), mỡ động vật (mỡ cá tra, ba sa...) là hướng phát triển tiềm năng ở Việt Nam. Bài báo giới thiệu phương pháp tổng hợp liên tục biodiesel bằng thiết bị phản ứng static mixer. Công nghệ static mixer cho phép sản xuất biodiesel ở quy mô lớn với cách vận hành đơn giản, nhanh chóng so với phương pháp dạng mẻ truyền thống. Nhóm tác giả cũng phân tích đặc điểm kỹ thuật, sơ đồ thiết kế và các yếu tố ảnh hưởng (nhiệt độ, hàm lượng xúc tác, thời gian lưu, tỷ lệ phối trộn methanol/dầu) đến tính chất biodiesel tổng hợp (độ nhớt, hiệu suất thu hồi, hàm lượng methyl esters) qua hệ thống static mixer.

Từ khóa: Sản xuất biodiesel, dầu thực vật, phương pháp static mixer, yếu tố ảnh hưởng, hiệu suất thu hồi biodiesel, hàm lượng methyl ester.

1. Giới thiệu

Biodiesel là hỗn hợp các ester của acid béo (fatty acids methyl esters - FAME), thu được qua phản ứng transester hóa của dầu thực vật hoặc mỡ động vật và methanol với sự có mặt của xúc tác (NaOH, KOH, alkoxides hoặc enzyme) (Hình 1) [1 - 9].

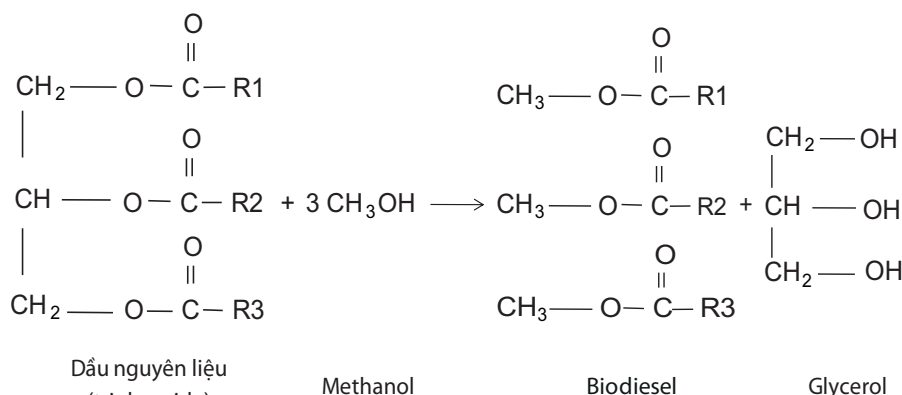
Biodiesel được dùng làm nhiên liệu cho động cơ diesel bằng cách trộn lẫn với nhiên liệu diesel truyền thống [1]. Năm 2013, sản lượng nhiên liệu sinh học trên thế giới tăng 6,1% đạt 65,3 triệu tấn dầu quy đổi, trong đó sản xuất biodiesel đạt 6,2% [10]. Tại Việt Nam, lượng diesel có nguồn gốc khoáng sử dụng luôn đạt mức cao: chiếm 40% trong tổng số nhiên liệu (6,51 nghìn tấn diesel/16,48 nghìn tấn nhiên liệu) trong năm 2013; đạt khoảng 44% trong năm 2014 và dự báo đạt trên 42% trong những năm

tiếp theo [11]. Năm 2009, Việt Nam đã có các tiêu chuẩn kỹ thuật và chất lượng (TCVN 7717-2009) về B5 và B100 nhưng việc sử dụng biodiesel làm nhiên liệu hoặc pha trộn với biodiesel khoáng chỉ tồn tại dưới dạng khuyến khích, chưa bắt buộc (theo Quyết định 177/2012/QĐ-TTg và 53/2012/QĐ-TTg) và sản xuất biodiesel mới ở quy mô phòng thí nghiệm [12 - 18].

Biodiesel đang trở thành dạng năng lượng thu hút sự quan tâm trong quá trình đa dạng hóa nguồn nhiên liệu hoặc thay thế một phần việc sử dụng nguồn hóa thạch, đồng thời giảm lượng khí thải độc hại như CO, hydrocarbon... [19, 20]. Nguồn nguyên liệu đóng vai trò quan trọng trong giá thành sản xuất biodiesel (chiếm đến 75% chi phí) [21 - 25], do đó việc tìm và áp dụng công nghệ sản xuất thích hợp với nguồn nguyên liệu là yêu cầu hàng đầu. Tại Việt Nam, nguồn dầu ăn thải và mỡ động vật

(mỡ cá tra, cá ba sa) có tiềm năng rất lớn về số lượng [13, 15], nếu quản lý và thu gom tốt các nguồn này, quá trình sản xuất biodiesel sẽ thực hiện được ở quy mô công nghiệp.

Ngoài ra, giá sản xuất biodiesel vẫn cao hơn diesel từ dầu mỏ, do đó việc tìm kiếm, cải thiện công nghệ để nâng cao hiệu quả phản ứng và giảm giá thành sản phẩm vẫn đang là nhu cầu cấp thiết.



Hình 1. Phản ứng transester hóa tổng hợp biodiesel

Trên thế giới, các thiết bị phản ứng sản xuất biodiesel có thể thuộc các dạng sau: thiết bị thùng khuấy trộn, thiết bị phản ứng static mixer (static mixer reactor), thiết bị phản ứng vi sóng (microwave reactor), thiết bị vi phản ứng (micro reactor), thiết bị phản ứng thùng quay (rotational packed-bed reactor), thiết bị phản ứng dòng xung (oscillatory flow reactor)...

Bài báo giới thiệu công nghệ tổng hợp biodiesel liên tục, hệ thống thiết bị phản ứng static mixer với nguyên liệu dầu thực vật hiện có tại Việt Nam và methanol dưới tác dụng của xúc tác NaOH. Công nghệ static mixer có ưu điểm về chi phí sản xuất như chế độ hoạt động liên tục, thiết bị đơn giản, dễ lắp đặt và bảo trì. Bên cạnh đó, nhóm tác giả cũng đề cập, phân tích các yếu tố ảnh hưởng đến hiệu suất thu hồi và chất lượng biodiesel như nhiệt độ, xúc tác, tỷ lệ phối trộn và chiều dài của mixer.

2. Công nghệ sản xuất biodiesel bằng thiết bị static mixer

2.1. Giới thiệu về thiết bị static mixer

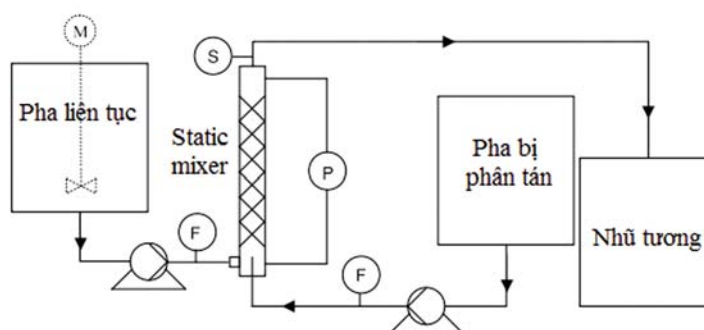
Một số nghiên cứu về phương hướng sản xuất và ứng dụng biodiesel đã được tiến hành ở Việt Nam [12 - 18]. Hiện nay, công nghệ sản xuất biodiesel tại Việt Nam vẫn đang sử dụng phổ biến thiết bị phản ứng dạng thùng khuấy trộn, với ưu điểm là cấu tạo đơn giản, dễ kiểm soát trong quá trình vận hành. Tuy nhiên, thiết bị này có một số hạn chế như: thời gian phản ứng kéo dài, công suất thấp và chất lượng sản phẩm không đồng nhất...

Trong khi đó, thiết bị static mixer hay còn được gọi là thiết bị khuấy trộn tĩnh đã được nghiên cứu và phát triển trong các ngành công nghiệp trên thế giới trong hơn 40 năm qua. Đây là một thiết kế có hiệu quả cao với hiệu suất trộn trung bình, rất thích hợp để sử dụng trong các thiết bị có kích thước nhỏ, lưu chất chảy thành dòng và cách phối trộn đơn giản [26].

Static mixer có nhiều hình dạng (trụ, cầu, ống...) được ứng dụng trong nhiều lĩnh vực khác nhau như thực phẩm, dược phẩm, hóa chất, nhựa, lọc hóa dầu và sản xuất giấy... [27, 28]. Tuy nhiên, static mixer dạng ống được ứng dụng phổ biến trong công nghiệp phối trộn nhiên liệu và có thể đi kèm đồng thời với các phản ứng hóa học [28, 29].

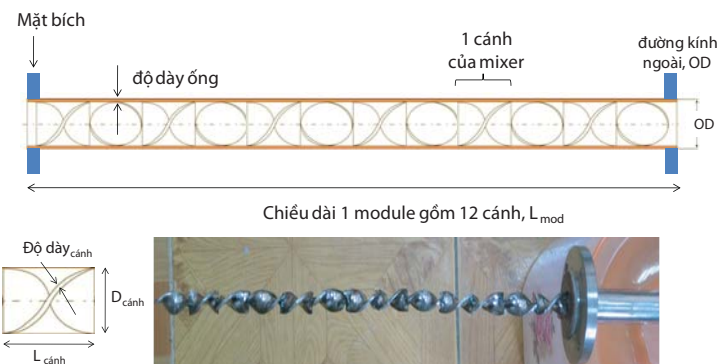


Hình 2. Chuyển hướng của dòng chảy khí qua thiết bị static mixer với vật chêm dạng cánh xoắn



F: Đồng hồ đo lưu lượng, P: Đầu dò đo áp suất chênh lệch, S: Van lấy mẫu

Hình 3. Hệ thống cơ bản của máy khuấy trộn tĩnh (static mixer)



Hình 4. Cấu tạo của 1 module trong thiết bị static mixer với các cánh chêm

Bảng 1. Đặc điểm kỹ thuật của thiết bị static mixer tổng hợp biodiesel

Thông số kỹ thuật	Đơn vị	Giá trị
Kích thước chuẩn hóa	inch	3/8
Đường kính ngoài ống	mm	17,3
Độ dày ống	mm	2,3
Đường kính trong ống	mm	12,7
Đường kính cánh ($D_{cánh}$)	mm	12
Chiều dài 1 cánh ($L_{cánh}$)	mm	19,05
Độ dày cánh	mm	1,5
Số cánh trong 1 module	cánh	12
Chiều dài phần cánh trong 1 module	mm	228,6
Chiều dài module (tính cả mặt bích)	mm	240



Hình 5. Thiết bị static mixer gồm các module nối tiếp nhau

Thiết bị phản ứng kiểu static mixer thường được sử dụng để trộn lẫn các chất lỏng không hòa tan và công nghệ này đã được sử dụng trong sản xuất biodiesel tại một số quốc gia [30 - 40]. Về cấu tạo, thiết bị phản ứng static mixer có dạng ống, bên trong có các tấm chặn hoặc vật chêm với các kiểu thiết kế khác nhau nhằm gia tăng tối đa đặc tính chảy rối của các dòng lưu chất nguyên liệu (dòng dầu thực vật và dòng methanol đã được hòa tan với xúc tác) đi qua thiết bị với tốc độ cao (Hình 2) [29, 41].

Khác với các thiết bị khuấy trộn thông thường, thiết bị khuấy trộn tĩnh static mixer được lắp đặt cố định và không di chuyển trong suốt quá trình phối trộn. Dòng lưu chất sẽ được bơm và chảy xuyên qua ống (Hình 3). Khi đó, hiệu quả phối trộn của thiết bị sẽ phụ thuộc vào loại vật chêm được sử dụng, cách bố trí, sắp xếp các tấm chặn và số lượng tấm chặn được sử dụng.

2.2. Thiết kế và chế tạo static mixer

Trong phần nghiên cứu này, thiết bị static mixer được sử dụng để tổng hợp biodiesel có dạng ống, cấu tạo bộ phận chêm có dạng hình cánh xoắn. Cấu hình mixer trên được chọn do có thiết kế đơn giản, thông dụng, được thương mại hóa rộng rãi trên thị trường. Đặc điểm kỹ thuật của thiết bị static mixer được thể hiện trong Hình 4 và Bảng 1.

Thiết bị static mixer được đặt trên một giá đỡ và mắc nối tiếp nhau qua các module nhỏ. Tại đầu vào thiết bị có các dòng nguyên liệu, hỗn hợp methanol - xúc tác và dầu, đầu ra có bộ phận van để thu hồi sản phẩm. Ở đây, với thiết kế dạng module, hệ thống mixer này cho phép có thể lắp nối dài hoặc tháo ra dễ dàng, do đó thuận lợi cho việc nghiên cứu ảnh hưởng của chiều dài mixer lên hiệu suất chuyển hóa thành biodiesel, đồng thời với việc bảo dưỡng định kỳ cho mixer (Hình 5).

2.3. Mô phỏng quá trình phối trộn trong static mixer

Nhằm hiểu rõ hơn về quá trình trộn lẫn giữa các dòng vật chất, một mô hình 3 chiều của static mixer được vẽ bằng phần mềm Solid Works [42] với kích thước như Bảng 1.

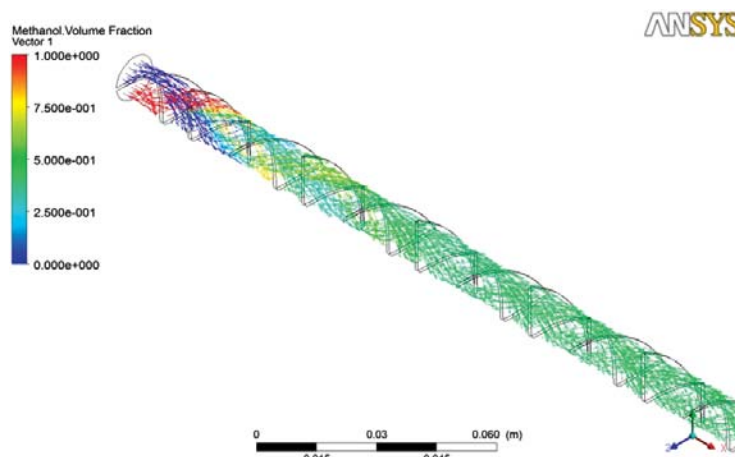
Bằng việc sử dụng chương trình mô phỏng ANSYS [43], khả năng trộn lẫn của hai dung dịch,

dầu và methanol, với giả thiết không có phản ứng hóa học nào xảy ra trong quá trình trộn lẫn, được thể hiện qua sự phân bố bằng thang bậc màu như sau:

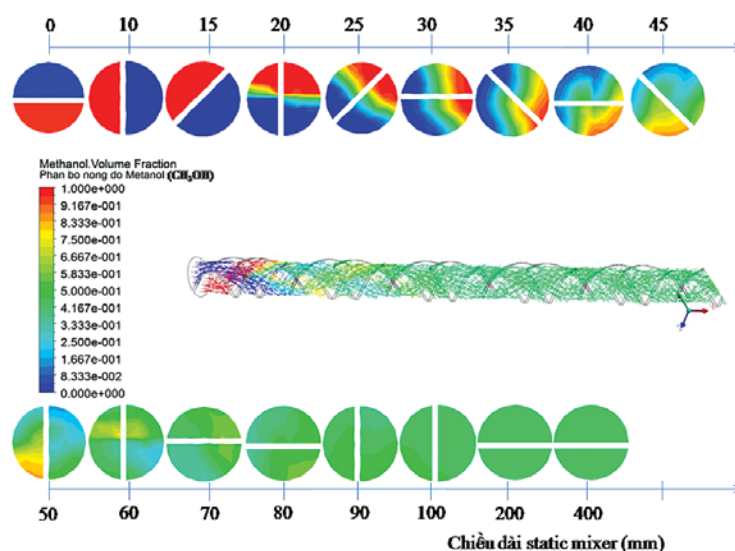
- Màu đỏ là dung dịch methanol - có tỷ lệ thể tích methanol bằng 1;
- Màu xanh tương ứng với dung dịch dầu - có tỷ lệ thể tích methanol bằng 0;
- Sự thay đổi màu từ đỏ nhạt đến màu xanh nhạt là quá trình trộn lẫn của 2 dung dịch.

Theo kết quả trong Hình 6, hai dòng chất ban đầu (methanol và dầu) ở đầu vào được tách thành 2 phần riêng biệt, sẽ dần dần được trộn lẫn vào nhau sau khi đi qua các cánh xoắn. Tại đầu ra của mixer, tỷ lệ methanol thu được dao động từ 0,4 - 0,45 theo thể tích.

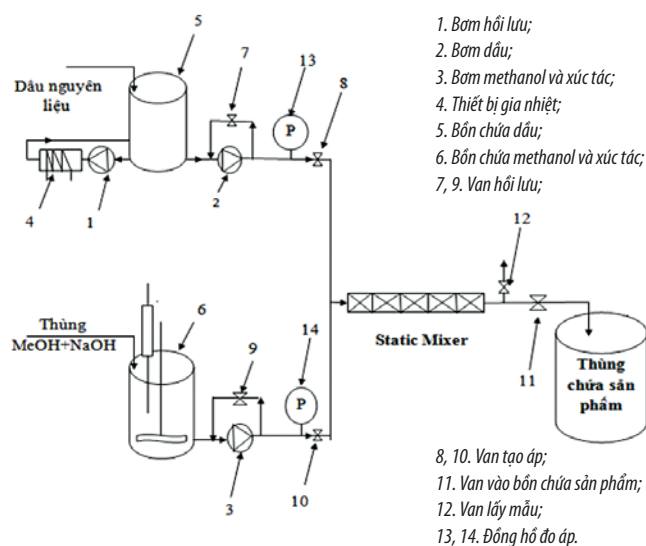
Sự phân bố các phân tử vật chất được thể hiện chi tiết hơn qua mặt cắt phẳng dọc theo chiều dài của mixer (Hình 7). Các mặt cắt



Hình 6. Sự phân bố các phân tử methanol theo tỷ lệ thể tích trong static mixer dạng cánh xoắn thu được qua mô phỏng ANSYS



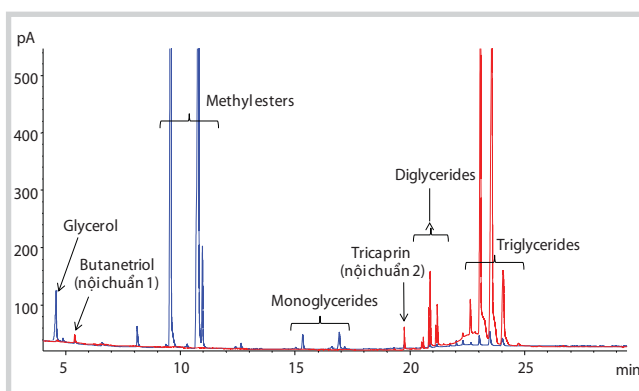
Hình 7. Sự phân bố của methanol ở các mặt cắt theo chiều dài tăng dần của static mixer (vạch trắng trong các mặt cắt là cánh xoắn)



Hình 8. Hệ thống thiết bị static mixer được thiết kế tại PVPro



Hình 9. Sản phẩm thu được sau phản ứng transester hóa có sự phân tách pha: pha ester ở trên và pha glycerol ở dưới



Hình 10. So sánh các chất thu được trong một mẫu biodiesel thu được qua hệ thống static mixer (màu xanh) và mẫu dầu nguyên liệu (màu đỏ)(GC-FID, EN14105)

được đặt tại vị trí từ 0mm, 10mm, 15mm, 200mm, 400mm của mixer và được trình bày theo các màu phân bố tương ứng. Kết quả mô phỏng thu được chỉ ra hiệu quả phối trộn đạt giá trị tối đa từ vị trí 400mm của mixer đối với hỗn hợp methanol - dầu.

2.4. Sơ đồ hệ thống thiết bị tổng hợp biodiesel bằng static mixer

Từ kết quả khảo sát thực tế tại Nhật Bản về quá trình sản xuất biodiesel bằng thiết bị phản ứng static mixer [44], Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (PVPro) đã xây dựng sơ đồ hệ thống tổng hợp biodiesel liên tục công suất 700kg/giờ, gồm các bộ phận chính sau (Hình 8):

- 2 bể chứa nguyên liệu: dầu và hỗn hợp methanol/xúc tác NaOH, trong đó, bể dầu được trang bị hệ thống gia nhiệt phụ trợ;
- Hệ thống bơm cao áp;
- Thiết bị phản ứng static mixer;
- Thùng chứa sản phẩm và các thiết bị van, đo nhiệt độ, áp suất và điều chỉnh lưu lượng dòng nguyên liệu.

Về nguyên liệu sử dụng, dầu ăn thực vật tinh chế (hỗn hợp dầu cọ và dầu đậu nành) thu mua từ Công ty TNHH Dầu thực vật Cái Lân (Tp. Hồ Chí Minh) có trị số acid 0,62 mgKOH/g dầu (0,31% độ acid) và độ nhớt 39,47cSt; methanol công nghiệp (nguồn gốc từ Malaysia, độ tinh khiết 99%); xúc tác NaOH công nghiệp (nguồn gốc từ Trung Quốc, độ tinh khiết 99%). Điều kiện vận hành: nhiệt độ phản ứng 40 - 60°C, chiều dài static mixer 2 - 3m, hàm lượng xúc tác NaOH 0,5 - 1,0% khối lượng dầu, tỷ lệ mol phối trộn methanol/dầu = 6/1.

Nguyên lý vận hành của hệ thống được thực hiện theo các bước sau: i) xúc tác NaOH được pha với methanol theo hàm lượng định sẵn; ii) 2 dòng nguyên liệu methanol và dầu được điều khiển ở tỷ lệ mol xác định; iii) dầu được gia nhiệt qua hệ thống bơm tuần hoàn trong bể; iv) 2 dòng nguyên liệu cùng đưa vào hệ thống static mixer nơi xảy ra phản ứng transester hóa nhờ 2 bơm cao áp (áp suất 2 bơm duy trì ở 25 bar); v) thu hồi hỗn hợp sản phẩm tại đầu ra của static mixer.

Sản phẩm sau phản ứng là một hỗn hợp với các chất chính là methyl esters, glycerol và một phần nhỏ gồm dầu, methanol chưa phản ứng, nước, NaOH và xà phòng. Khi đó sẽ có hiện tượng tách thành 2 pha: ester và glycerol. Ở đây, lượng methanol chưa phản ứng và xúc tác NaOH phân tán ở trong cả 2 pha (Hình 9):

- Glycerol có tỷ trọng nặng hơn ($d = 1,261$) nên lắng xuống dưới và tách ra ở đáy bình chiết;

- Pha ester chứa đa phần là methyl esters (biodiesel), sau khi tách glycerol sẽ được rửa qua acid yếu H_3PO_4 để trung hòa phần NaOH dư, sau đó rửa bằng nước cất đến pH = 7 để loại bỏ các tạp chất, sấy ở nhiệt độ $105^\circ C$ để loại nước và thu được sản phẩm cuối cùng, biodiesel.

Kết quả phân tích mẫu dầu nguyên liệu và mẫu biodiesel tổng hợp qua hệ thống static mixer bằng phương pháp EN 14105 (Hình 10) cho thấy: dầu nguyên liệu chiếm đa phần là các di- và tri-glycerides, trong khi đó, methyl esters là thành phần chính tạo thành trong biodiesel (butanetriol và tricaprin là 2 chất nội chuẩn trong EN 14105).

2.5. Yếu tố ảnh hưởng đến hiệu suất tạo thành biodiesel qua hệ thống thiết bị phản ứng static mixer

Các đặc điểm về tính chất của biodiesel thu được qua hệ thống như hiệu suất tạo thành methyl esters, hàm lượng methyl esters, độ nhớt... phụ thuộc vào nhiều yếu tố chính: Tỷ lệ phối trộn methanol/dầu, nhiệt độ của phản ứng, hàm lượng xúc tác cho phản ứng, thời gian lưu.

Trong giới hạn của bài báo, nhóm tác giả phân tích 4 yếu tố ảnh hưởng đến hiệu suất tạo thành methyl esters gồm: nhiệt độ của phản ứng, hàm lượng xúc tác, thời gian

lưu và tỷ lệ phối trộn alcol/dầu. Ba yếu tố đầu tiên sẽ được nghiên cứu trong phần quy hoạch thực nghiệm, yếu tố tỷ lệ phối trộn alcol/dầu được xem xét riêng. Phần thực nghiệm, loại alcol được dùng là methanol và dầu nguyên liệu là dầu thực vật đã tinh chế, chưa qua sử dụng.

Dựa vào các nghiên cứu trên lý thuyết về tổng hợp biodiesel từ dầu thực vật [9, 45], một số vận hành thử nghiệm ban đầu trên hệ thống static mixer đã được thực hiện để khảo sát vùng điều kiện tạo thành sản phẩm biodiesel. Vùng khảo sát các yếu tố ảnh hưởng được thể hiện trong Bảng 2.

Bảng 3 tóm tắt điều kiện thực nghiệm được tiến hành trên hệ thống static mixer. Trong đó, 12 thí nghiệm đầu tiên được thực hiện tại tỷ lệ phối trộn methanol/dầu = 6/1 với 4 thí nghiệm tại tâm (thí nghiệm 9, 10, 11 và 12), các thí nghiệm còn lại, từ 13 - 16, nhằm nghiên cứu ảnh hưởng của tỷ lệ phối trộn khác, 8/1 và 10/1.

Sản phẩm biodiesel thu được trong các thí nghiệm trên sẽ được so sánh về giá trị độ nhớt, trong đó, những mẫu sản phẩm có độ nhớt thấp sẽ được chọn lọc để phân tích hàm lượng methyl esters do hàm lượng methyl esters cao sẽ làm giảm độ nhớt của biodiesel. Kết quả phân tích độ nhớt giúp đánh giá ảnh hưởng của các yếu tố ảnh hưởng lên tính chất biodiesel.

Bảng 2. Giá trị của các yếu tố ảnh hưởng tại các giới hạn thực nghiệm

Mức giới hạn	Thời gian lưu, X_1	Nhiệt độ phản ứng ($^\circ C$), X_2	Hàm lượng NaOH (%khối lượng dầu), X_3	Tỷ lệ phối trộn methanol/dầu, X_4
Mức trên (+1)	Tương ứng với 3m static mixer	60	1,0	6/1
Mức cơ sở (0)	Tương ứng với 2,5m static mixer	50	0,75	8/1
Mức dưới (-1)	Tương ứng với 2m static mixer	40	0,5	10/1

Bảng 3. Bảng mã hóa các điều kiện thực nghiệm tổng hợp biodiesel bằng hệ thống static mixer

TT	Nhiệt độ phản ứng ($^\circ C$)	Hàm lượng xúc tác (%khối lượng)	Chiều dài static mixer (m)	Tỷ lệ phối trộn methanol/dầu
1	+1	+1	+1	+1
2	-1	+1	+1	+1
3	+1	+1	-1	+1
4	-1	+1	-1	+1
5	+1	-1	+1	+1
6	-1	-1	+1	+1
7	+1	-1	-1	+1
8	-1	-1	-1	+1
9	0	0	0	+1
10	0	0	0	+1
11	0	0	0	+1
12	0	0	0	+1
13	-1	-1	+1	0
14	+1	-1	+1	0
15	-1	-1	+1	-1
16	+1	-1	+1	-1

3. Kết quả và thảo luận

Sản phẩm chính, biodiesel, được đánh giá qua hiệu suất thu hồi R(%) và tính theo công thức sau:

$$R(\%) = \frac{m(\text{biodiesel})}{m(\text{oil})} \times 100$$

Trong đó:

- m (biodiesel): Khối lượng biodiesel thu được sau khi xử lý sản phẩm (g);
- m (oil): Khối lượng dầu nguyên liệu tham gia phản ứng (g);
- R (%): Hiệu suất thu hồi biodiesel.

Các tính chất của biodiesel như độ nhớt động học ở 40°C (ASTM D445) và hàm lượng methyl esters (EN 14103) được thực hiện tại PVPro và tại Trung tâm Kỹ thuật Tiêu chuẩn Đo lường Chất lượng 3 (QUATEST 3). Bảng 4 tập hợp các kết quả đo của các mẫu sản phẩm thu được.

Kết quả từ thực nghiệm trong Bảng 4 cho phép xây dựng phương trình hồi quy chứa các yếu tố ảnh hưởng đến độ nhớt. Phương trình hồi quy bậc nhất được viết dưới dạng sau:

$$\text{Độ nhớt} = b_0 + b_1X_1 + b_2X_2 + b_3X_3 + b_{12}X_1X_2 + b_{13}X_1X_3 + b_{23}X_2X_3 + b_{123}X_1X_2X_3$$

Trong đó:

- $b_0, b_1, b_2, b_3, b_{12}, b_{13}, b_{23}$ và b_{123} : Các hệ số của phương trình;

- X_1, X_2 và X_3 : Ký hiệu tương ứng với nhiệt độ, chiều dài mixer, hàm lượng xúc tác.

Bảng 5 trình bày các giá trị cận dưới, tâm và cận trên của các yếu tố ảnh hưởng sẽ được xét đến trong phần quy hoạch thực nghiệm.

Qua việc xây dựng ma trận và bằng phương pháp quy hoạch trực giao cấp 1 đối với 12 thí nghiệm đầu của Bảng 4 [46], phương trình hồi quy của độ nhớt biodiesel được viết dưới dạng sau:

$$\text{Độ nhớt} = 4,7704 - 0,1529.X_2 - 0,2476.X_3 + 0,1584.X_2X_3$$

Trong đó:

X_2 và X_3 : Mã hóa của các yếu tố chiều dài mixer và hàm lượng xúc tác NaOH, $(-1 \leq X_2, X_3 \leq 1)$.

$X_2 = (L_{\text{mixer}} - 2,5)/0,5$ (L_{mixer} : Chiều dài của mixer trong thí nghiệm, $2m \leq L_{\text{mixer}} \leq 3m$)

$$X_3 = (\%NaOH - 0,75)/0,25$$

(%NaOH: Hàm lượng xúc tác NaOH sử dụng, $0,5\% \leq \%NaOH \leq 1\%$).

Bảng 4. Đặc điểm tính chất của sản phẩm biodiesel thu được qua hệ thống static mixer

TT	Nhiệt độ phản ứng (°C)	Hàm lượng xúc tác (% khối lượng)	Chiều dài static mixer (m)	Tỷ lệ mol phối trộn methanol/dầu	Hiệu suất thu hồi biodiesel (%)	Độ nhớt ở 40°C (cSt) (ASTM D 445)	Hàm lượng ester (% khối lượng)
1	60	1	3	6/1	93,72	4,471	95,4
2	40	1	3	6/1	90,50	4,612	-
3	60	1	2	6/1	89,61	4,492	97,1
4	40	1	2	6/1	88,51	4,569	-
5	60	0,5	3	6/1	91,61	4,730	-
6	40	0,5	3	6/1	91,63	4,710	90,9
7	60	0,5	2	6/1	94,35	5,395	-
8	40	0,5	2	6/1	91,61	5,290	-
9	50	0,75	2,5	6/1	92,70	4,665	-
10	50	0,75	2,5	6/1	92,51	4,668	-
11	50	0,75	2,5	6/1	92,03	4,771	-
12	50	0,75	2,5	6/1	93,07	4,773	-
13	40	0,5	3	8/1	92,10	4,790	-
14	60	0,5	3	8/1	91,80	4,840	-
15	40	0,5	3	10/1	94,90	4,860	91,9
16	60	0,5	3	10/1	94,83	4,960	-

Bảng 5. Giá trị của các yếu tố ảnh hưởng tại các giới hạn thực nghiệm

Mức giới hạn	Nhiệt độ phản ứng (°C), X_1	Thời gian lưu, X_2	Hàm lượng NaOH (% khối lượng dầu), X_3
Mức trên (+1)	60	Tương ứng với 3m static mixer	1,0
Mức cơ sở (0)	50	Tương ứng với 2,5m static mixer	0,75
Mức dưới (-1)	40	Tương ứng với 2m static mixer	0,5

3.1. Ảnh hưởng của nhiệt độ

Các kết quả thực nghiệm trong cùng điều kiện chỉ thay đổi về nhiệt độ cho thấy ảnh hưởng của nhiệt độ trong khoảng 40 - 60°C qua hệ thống static mixer đến tính chất của biodiesel không lớn. Điều này cũng được thấy rõ khi phương trình hồi quy về độ nhớt không chứa biến số của nhiệt độ.

3.2. Ảnh hưởng của chiều dài mixer (thời gian lưu)

Mối liên hệ giữa chiều dài mixer và thời gian lưu được đánh giá qua biểu thức sau:

$$\tau = \frac{L}{v}$$

Trong đó:

L: Chiều dài mixer (m);

v: Vận tốc dòng trong mixer (m.s⁻¹).

Vận tốc dòng trong thiết bị được tính bởi:

$$v = \frac{4.Q}{\rho .\pi .D^2}$$

Trong đó:

Q: Lưu lượng dòng của hệ thống thiết bị, Q = 0,194 kg.s⁻¹ (tương đương 700kg.giờ⁻¹);

ρ : Khối lượng riêng của dầu, $\rho = 892\text{kg.m}^{-3}$;

D: Đường kính trong của static mixer, D = 12,7 x 10⁻³m.

Thiết bị phản ứng static mixer được nghiên cứu ở các độ dài 2; 2,5 và 3m, tương ứng với thời gian lưu lần lượt bằng 1,2; 1,5 và 1,8 giây. Các phản ứng tổng hợp biodiesel có thời gian dưới 2 giây và hiệu suất của sản phẩm tạo thành tăng khi thời gian lưu tăng (trong phương trình hồi quy, biến số X₂ tăng thì độ nhớt giảm).

3.3. Ảnh hưởng của xúc tác

Xúc tác NaOH dạng đồng nhất (hòa tan hoàn toàn trong methanol) trong nghiên cứu này cho phép đạt hiệu suất tạo thành biodiesel cao (đạt trên 88%), thời gian phản ứng nhanh, hiệu quả kinh tế về chi phí do giá thành NaOH thấp.

Qua phương trình hồi quy của độ nhớt, việc tăng hàm lượng xúc tác (biến số X₃) sẽ giúp độ nhớt giảm, do đó chất lượng biodiesel cải thiện. Hiện tượng này lý giải bởi tăng lượng xúc tác sẽ giúp phản ứng transester hóa xảy ra tốt hơn. Tuy nhiên, sử dụng xúc tác dạng kiềm có hạn chế sau: quá trình phân tách hỗn hợp sản phẩm đòi hỏi nhiều giai đoạn, sử dụng nhiều nước rửa; khi lượng xúc tác quá cao tạo thành sản phẩm phụ như xà phòng và

nước do phản ứng giữa xúc tác và acid béo tự do có trong dầu nguyên liệu, gây khó khăn khi tách biodiesel [47, 48].

Mặt khác, sự tương tác giữa hai yếu tố - xúc tác và chiều dài mixer (X₂X₃) - cũng gây ảnh hưởng nhất định đến độ nhớt khi đồng thời tăng hoặc giảm giá trị của chúng. Trong trường hợp đó, với độ nhớt biodiesel tăng, hiện tượng này được giải thích như sau:

- Khi 2 yếu tố cùng giảm, phản ứng transester hóa xảy ra chưa hoàn toàn, lượng dầu chưa phản ứng sẽ hòa lẫn cùng với biodiesel và độ nhớt hỗn hợp này tăng do độ nhớt của dầu cao (độ nhớt dầu nguyên liệu bằng 39,75cSt);

- Khi 2 yếu tố đều tăng, phản ứng transesters hóa xảy ra hoàn toàn, tuy nhiên cũng sẽ xảy ra các phản ứng phụ khác như phản ứng xà phòng hóa, phản ứng thủy phân... Sự xuất hiện của xà phòng qua các phản ứng phụ tạo ra hiện tượng đông đặc sản phẩm thu được và làm tăng độ nhớt.

3.4. Ảnh hưởng của tỷ lệ phối trộn methanol/dầu

Phản ứng transester hóa là phản ứng thuận nghịch, sử dụng lượng methanol ở nồng độ cao sẽ thúc đẩy phản ứng tạo thành nhiều biodiesel hơn. Tuy nhiên, nếu lượng methanol quá cao có thể gây ra các hiện tượng khác như phản ứng trùng ngưng, kết quả sẽ làm giảm hiệu quả của methanol và gây khó khăn cho việc tách biodiesel. Hơn nữa, nhiều methanol hơn sẽ làm chi phí sản xuất cao hơn. Trong quá trình tổng hợp biodiesel, tỷ lệ phối trộn mol methanol/dầu = 6/1 được sử dụng rộng rãi [49, 50].

Kết quả thực nghiệm cho thấy với tỷ lệ methanol/dầu tăng từ 6/1 đến 10/1 với cùng điều kiện vận hành (hàm lượng xúc tác 0,5% khối lượng, chiều dài mixer 3m, nhiệt độ 40°C và 60°C), hiệu suất tạo thành biodiesel đều đạt mức cao, trên 91%, và tăng dần theo tỷ lệ phối trộn. Tuy nhiên, độ nhớt của biodiesel cũng tăng nhẹ theo tỷ lệ trộn

Kết quả thu được từ thực nghiệm cho phép rút ra các kết luận sau:

- Tỷ lệ phối trộn methanol/dầu tăng từ 6/1 đến 10/1, chất lượng biodiesel giảm do độ nhớt tăng từ 4,71 lên 4,86cSt ở 40°C và từ 4,73 lên 4,96cSt ở nhiệt độ 60°C;

- Tuy nhiên, hiệu suất thu hồi biodiesel tăng khi tỷ lệ phối trộn methanol/dầu tăng, đạt đến gần 95% về hiệu suất khi hệ thống vận hành tại tỷ lệ phối trộn 10/1.

Đối với các kết quả trên có thể giải thích như sau:

- Khi tỷ lệ phối trộn methanol/dầu tăng, lượng methanol cần cho phản ứng transester hóa để tổng hợp

biodiesel ở trạng thái dư, phản ứng sẽ thuận lợi theo chiều tạo ra sản phẩm biodiesel. Tuy nhiên, ở cùng điều kiện hàm lượng xúc tác tại 0,5% khối lượng dầu, do lưu lượng dầu giữ nguyên trong các thí nghiệm thì lượng xúc tác là không đổi và nồng độ thể tích của xúc tác sẽ giảm khi lượng methanol tăng. Điều này làm cho độ hoạt tính

của xúc tác lên phản ứng transester hóa giảm khi tỷ lệ phối trộn tăng, dẫn đến phản ứng xảy ra không hoàn toàn và độ nhớt tăng;

- Hiện tượng trên cũng làm giảm tốc độ các phản ứng phụ có sự tham gia của xúc tác như phản ứng xà phòng hóa giữa xúc tác và dầu nguyên liệu... Khi xà phòng ít được tạo thành thì khả năng thu hồi sản phẩm biodiesel sẽ được cải thiện và hiệu suất tăng lên.

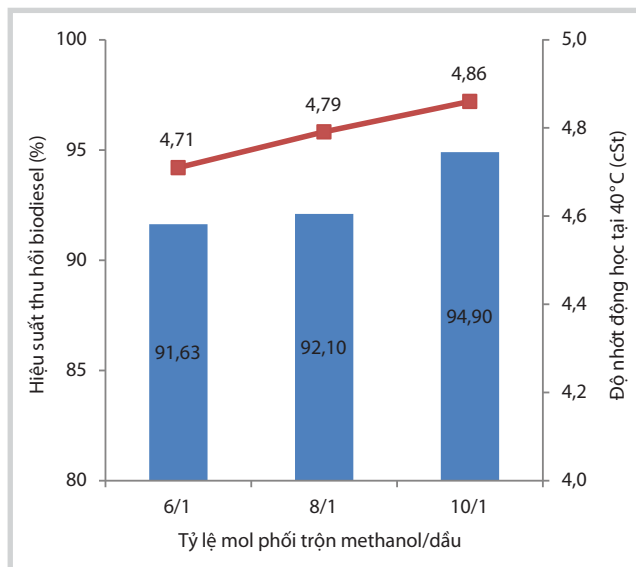
Kết quả thu được từ quy hoạch thực nghiệm cho thấy đối với hàm mục tiêu là độ nhớt biodiesel, điều kiện vận hành tối ưu để đạt độ nhớt thấp nhất gồm: chiều dài mixer 3m, hàm lượng xúc tác 1% khối lượng, tỷ lệ phối trộn methanol/dầu = 6/1 và nhiệt độ 60°C. Ngoài ra, việc chọn hàm mục tiêu là giá trị của độ nhớt thay vì hiệu suất thu hồi sản phẩm, vì đối với biodiesel, tiêu chí về chất lượng (độ nhớt, hàm lượng methyl ester...) có vai trò quyết định trong việc được sử dụng loại sản phẩm này pha trộn với diesel khoáng.

3.5. Một số tính chất hóa lý của mẫu biodiesel - So sánh với tiêu chuẩn Việt Nam TCVN 7717:2009 về B100

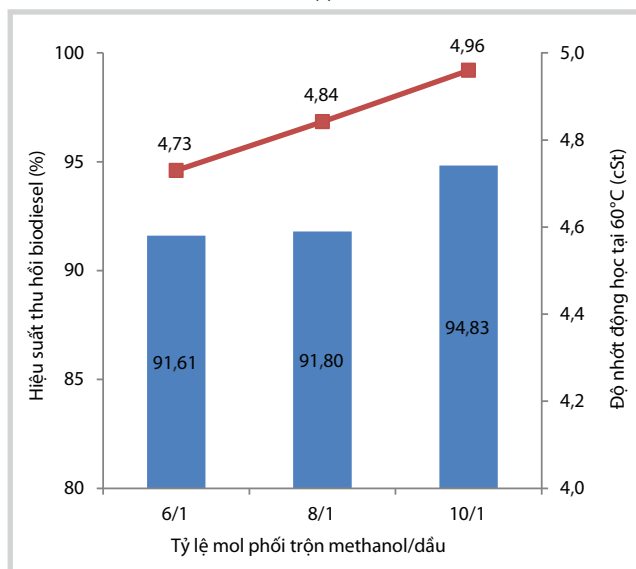
Bảng 6 trình bày một số tính chất của mẫu biodiesel có hàm lượng methyl esters đạt giá trị cao nhất tổng hợp được qua hệ thống. Tại điều kiện chiều dài mixer 2m, hàm lượng xúc tác 1% khối lượng, tỷ lệ phối trộn methanol/dầu = 6/1 và nhiệt độ 60°C, sản phẩm biodiesel tổng hợp đáp ứng được các chỉ tiêu quan trọng trong TCVN 7717:2009 về B100 như hàm lượng ester, độ nhớt động học, trị số acid, hàm lượng lưu huỳnh và độ bền oxy hóa.

Từ phương trình hồi quy về độ nhớt kết hợp với tiêu chuẩn đặt ra về hàm lượng ester, điều kiện vận hành tối ưu cho hệ thống static mixer được xác định như sau: chiều dài mixer 2m, hàm lượng xúc tác 1% khối lượng, tỷ lệ phối trộn methanol/dầu = 6/1, nhiệt độ 60°C.

Do đó, qua quá trình xác định được điều kiện vận hành đối với loại dầu nguyên liệu sử dụng, việc nâng cấp hệ thống static mixer về công suất và các thiết bị phụ trợ như phân tách glycerol, biodiesel mở ra khả năng sản xuất biodiesel ở quy mô lớn.



(a)



(b)

Hình 11. Ảnh hưởng của tỷ lệ phối trộn methanol/dầu lên hiệu suất thu hồi và độ nhớt của sản phẩm biodiesel tổng hợp qua hệ thống static mixer tại hàm lượng xúc tác 0,5%kl, chiều dài mixer 3m, ở 40°C (a) và 60°C (b)

Bảng 6. Một số tính chất hóa lý của mẫu biodiesel so sánh với tiêu chuẩn Việt Nam TCVN 7717:2009 về B100

Tính chất	Phương pháp xác định	TCVN 7717:2009	Biodiesel tổng hợp
Hàm lượng ester (% khối lượng)	EN 14103	≥ 96,5	97,1
Độ nhớt động học tại 40°C (cSt)	ASTM D445	1,9 - 6,0	4,492
Điểm sương (°C)	ASTM D2500	-	13
Trị số acid (mg KOH/g)	ASTM D664	≤ 0,50	0,422
Hàm lượng lưu huỳnh (% khối lượng)	ASTM D4294	≤ 0,05	0,0267
Độ bền oxy hóa ở 110°C (giờ)	EN 14112	≥ 6	15

4. Kết luận

Hệ thống phản ứng static mixer cho phép tổng hợp biodiesel ở chế độ liên tục, thời gian phản ứng nhanh (dưới 2 giây) tại khoảng nhiệt độ thấp 40 - 60°C. Hiệu suất tạo thành sản phẩm biodiesel đạt mức cao, dao động từ 88 - 94% trong các điều kiện nghiên cứu. Tại điều kiện tối ưu của hệ thống với chiều dài mixer 2m, hàm lượng xúc tác NaOH 1% khối lượng, tỷ lệ phối trộn methanol/dầu = 6/1 và nhiệt độ 60°C, hiệu suất thu hồi biodiesel đạt 89,6% và hàm lượng methyl esters trong biodiesel đạt 97,1% khối lượng, đáp ứng tiêu chuẩn sử dụng để pha trộn với diesel khoáng. Một số hướng nghiên cứu có thể mở rộng trong tương lai như thử nghiệm các loại dầu nguyên liệu có độ acid tự do khác nhau (dầu ăn qua sử dụng, mỡ cá...), thay thế xúc tác NaOH bằng xúc tác khác như KOH, kéo dài thời gian phản ứng bằng cách tăng chiều dài của static mixer...

Qua nghiên cứu trên, phương pháp static mixer đã chứng tỏ là một bước đi mới và tiềm năng về công nghệ trong việc tổng hợp biodiesel ở quy mô lớn, chi phí thấp, tạo tiền đề cho việc sản xuất biodiesel làm nhiên liệu thay thế trong thời gian tới.

Tài liệu tham khảo

- Hideki Fukuda, Akihiko Kondo, Hideo Noda. *Biodiesel fuel production by transesterification of oils*. Journal of Bioscience and Bioengineering. 2001; 92(5): p. 405 - 416.
- E.F.Aransiola, T.V.Ojumu, O.O.Oyekola, T.F.Madzimbamuto, D.I.O.Ikhu-Omoregbe. *A review of current technology for biodiesel production: State of the art*. Biomass and Bioenergy. 2014; 61: p. 276 - 297.
- Jinjin Huang, Ji Xia, Wei Jiang, Ying Li, Jilun Li. *Biodiesel production from microalgae oil catalyzed by a recombinant lipase*. Bioresource Technology. 2015; 180: p. 47 - 53.
- Seik Lih Lee, Yong Chen Wong, Yen Ping Tan, Sook Yan Yew. *Transesterification of palm oil to biodiesel by using waste obtuse horn shell-derived CaO catalyst*. Energy Conversion and Management. 2015; 93: p. 282 - 288.
- Abhishek Guldhe, Bhaskar Singh, Isamail Rawat, Kugen Permaul, Faizal Bux. *Biocatalytic conversion of lipids from microalgae Scenedesmus obliquus to biodiesel using Pseudomonas fluorescens lipase*. Fuel. 2015; 147: p. 117 - 124.
- Nawshad Muhammad, Yasir A. Elsheikh, Muhammad Ibrahim Abdul Mutalib, Aqeel Ahmed Bazmi, Rahmat Ali Khan, Hidayatullah Khan, Sikander Rafiq, Zakaria Man, Ihsnullah khan. *An overview of the role of ionic liquids in biodiesel reactions*. Journal of Industrial and Engineering Chemistry. 2015. 21: p. 1 - 10.
- Abhishek Guldhe, Bhaskar Singh, Taurai Mutanda, Kugen Permaul, Faizal Bux. *Advances in synthesis of biodiesel via enzyme catalysis: Novel and sustainable approaches*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2015; 41: p. 1447 - 1464.
- Xuebing Zhao, Feng Qi, Chongli Yuan, Wei Du, Dehua Liu. *Lipase-catalyzed process for biodiesel production: Enzyme immobilization, process simulation and optimization*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2015. 44: p. 182 - 197.
- E.Santacesaria, G.Martinez Vicent, M.Di Serio, R.Tesser. *Main technologies in biodiesel production: State of the art and future challenges*. Catalysis Today. 2012; 195(1): p. 2 - 13.
- BP. *BP statistical review of world energy*. 2014.
- Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (PVPro). *Cơ sở dữ liệu thị trường Việt Nam - Lọc dầu*. 9/2014.
- Nguyễn Hữu Lương, Triệu Quang Tiến. *Sản xuất biodiesel trên cơ sở phản ứng HDO*. Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh. 2011.
- Đặng Ngọc Lương. *Nghiên cứu khả năng sử dụng dầu thực vật làm nhiên liệu biodiesel*. Luận văn tốt nghiệp, Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh. 2006.
- Nguyễn Thị Hồng Nơ. *Nghiên cứu tổng hợp biodiesel từ dầu thực vật với xúc tác rắn*. Luận văn tốt nghiệp, Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh. 2005.
- Nguyễn Hữu Lương. *Tổng quan tài liệu về các nghiên cứu sản xuất biodiesel*. Đại học Bách Khoa Tp. Hồ Chí Minh. 2010.
- Phan Ngọc Anh. *Nghiên cứu công nghệ sản xuất biodiesel từ dầu ăn phế thải*. Luận văn thạc sĩ, Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh. 2002.
- Nguyễn Thị Phương Thoa. *Điều chế nhiên liệu diesel sinh học (biodiesel) từ dầu thực vật phế thải theo công nghệ hóa siêu âm*. Trường Đại học Khoa học Tự nhiên - Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2005.
- Đào Đức Phú. *Nghiên cứu tổng hợp biodiesel từ dầu thực vật với xúc tác rắn*. Luận văn tốt nghiệp, Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh. 2006.

19. James P.Szybist, Juhun Song, Mahabubul Alam, Andre L.Boehman. *Biodiesel combustion, emissions and emission control: review*. Fuel Processing Technology. 2007; 88(7): p. 679 - 691.
20. Fernando A.P.Voll, Camila da Silva, Carla C.R.S.Rossi, Reginaldo Guirardello, Fernanda de Castilhos, J.Vladimir Oliveira, Lúcio Cardozo-Filho. *Thermodynamic analysis of fatty acid esterification for fatty acid alkyl esters production*. Biomass and Bioenergy. 2011; 35(2): p. 781 - 788.
21. A.L.Ahmad, N.H.Mat Yasin, C.J.C.Derek, J.K.Lim. *Microalgae as a sustainable energy source for biodiesel production: a review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2011; 15(1): p. 584 - 593.
22. Steven Lim, Lee Keat Teong. *Recent trends, opportunities and challenges of biodiesel in Malaysia: An overview*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2010; 14(3): p. 938 - 954.
23. Lin Lin, Zhou Cunshan, Saritporn Vittayapadung, Shen Xiangqian, Dong Mingdong. *Opportunities and challenges for biodiesel fuel*. Applied Energy. 2011. 88(4): p. 1020 - 1031.
24. S.S.Ragit, S.K.Mohapatra, K.Kundu, P.Gill. *Optimization of neem methyl ester from transesterification process and fuel characterization as a diesel substitute*. Biomass and Bioenergy. 2011; 35(3): p. 1138 - 1144.
25. Dennis Y.C Leung, Xuan Wu, M.K.H.Leung. *A review on biodiesel production using catalyzed transesterification*. Applied Energy. 2010; 87(4): p. 1083 - 1095.
26. F.Theron, N.Le Sauze. *Comparison between three static mixers for emulsification in turbulent flow*. International Journal of Multiphase Flow. 2011; 37(5): p. 488 - 500.
27. J.P.Gingras, L.Fradette, P.Tanguy, J.Bousquet. *Inline bitumen emulsification using static mixers*. Industrial & Engineering Chemistry Research 2007; 46(8): p. 2618 - 2627.
28. R.K.Thakur, K.D.P.Nigam, E.B.Nauman, G.Djelveh. *Static mixer in the process industries - A review*. Chemical Engineering Research and Design. 2003; 81(7): p. 787 - 826.
29. Akram Ghanem, Thierry Lemenand, Dominique Della Valle, Hassan Peerhossaini. *Static mixers: Mechanisms, applications, and characterization methods - A review*. Chemical Engineering Research and Design. 2014; 92(2): p. 205 - 228.
30. Buddy Rahmat, Imas Siti Setiasih, Roni Kastaman. *Biodiesel reactor design with glycerol separation to increase biodiesel production yield*. Makara Seri Teknologi. 2013; 17(1): p. 11 - 16.
31. E.Santacesaria, M.Di Serio, R.Tesser, M.Tortorelli, R.Turco, V.Russo. *A simple device to test biodiesel process intensification*. Chemical Engineering and Processing: Process Intensification. 2011; 50(10): p. 1085 - 1094.
32. E.Santacesaria, M.Di Serio, R.Tesser, M.Tortorelli, R.Turco, V.Russo. *Biodiesel process intensification in a very simple microchannel device*. Chemical Engineering and Processing: Process Intensification. 2012; 52: p. 47 - 54.
33. Krit Somnuk, Pruittikorn Smithmaitrie, Gumpon Prateepchaikul. *Optimization of continuous acid-catalyzed esterification for free fatty acids reduction in mixed crude palm oil using static mixer coupled with high-intensity ultrasonic irradiation*. Energy Conversion and Management. 2013; 68: p. 193 - 199.
34. Krit Somnuk, Suhdee Niseng, Gumpon Prateepchaikul. *Optimization of high free fatty acid reduction in mixed crude palm oils using circulation process through static mixer reactor and pilot-scale of two-step process*. Energy Conversion and Management. 2014; 80: p. 374 - 381.
35. Kuo-Tung Chang, Jer-Huan Jang, Teng-Chuang Lai, Jun-Nan Chen. *Experimental and numerical study on the flow visualization in a tri-helical static mixer*. Journal of Marine Science and Technology. 2011; 19(4): p. 392 - 397.
36. Rizal Alamsyah, Armansyah H.Tambunan, Y.Aris Purwanto, Dadan Kusdiana. *Comparison of static-mixer and blade agitator reactor in biodiesel production*. Agricultural Engineering International: CIGR Journal. 2010; 12(1): p. 99 - 106.
37. J.C.Thompson, B.B.He. *Biodiesel production using static mixers*. American Society of Agricultural and Biological Engineers. 2007; 50(1): p. 161 - 165.
38. Xinhai Yu, Zhenzhong Yu, Ying Lin, Shan-Tung Tu, Zhengdong Wang, Jinyue Yan. *Intensification of biodiesel synthesis using metal foam reactors*. Fuel. 2010; 89(11): p. 3450 - 3456.
39. Jian Yang, Qiuwang Wang, Min Zeng, Akira Nakayama. *Computational study of forced convective heat transfer in structured packed beds with spherical or ellipsoidal particles*. Chemical Engineering Science. 2010; 65(2): p. 726 - 738.

40. Jian Yang, Jing Wang, Shanshan Bu, Min Zeng, Qiuwang Wang, Arika Nakayama. *Experimental analysis of forced convective heat transfer in novel structured packed beds of particles*. Chemical Engineering Science. 2012; 71: p. 126 - 137.
41. Noritake. *Noritake static mixer*. www.noritake.co.jp.
42. SolidWorks Corp. www.solidworks.com.
43. Ansys. www.ansys.com.
44. Toyota-Tsusho Corporation. *Specification of BDF test plant*.
45. Venu Babu Borugadda, Vaibhav V.Goud. *Biodiesel production from renewable feedstocks: Status and opportunities*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2012; 16(7): p. 4763 - 4784.
46. Trung tâm Đào tạo và Thông tin Dầu khí (CPTI). *Khóa học Quy hoạch thực nghiệm*. 2014.
47. Y.C.Sharma, B.Singh. *Development of biodiesel: Current scenario*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2009; 13 (6-7): p. 1646 - 1651.
48. Ejaz M.Shahid, Younis Jamal. *A review of biodiesel as vehicular fuel*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2008. 12(9): p. 2484 - 2494.
49. Vlada B.Veljkovic, Olivera S.Stamenkovic, Zoran B.Todorovic, Miodrag L.Lazic, Dejan U.Skala. *Kinetics of sunflower oil methanolysis catalyzed by calcium oxide*. Fuel. 2009; 88(9): p. 1554 - 1562.
50. Y.Zhang, M.A.Dube, D.D.McLean, M.Kates. *Biodiesel production from waste cooking oil: 1. Process design and technological assessment*. Bioresource Technology. 2003; 89(1): p. 1 - 16.

Continuous production of biodiesel by static mixer system

Nguyen Van Phuc, Nguyen Dinh Viet
 Nguyen Huu Luong, Nguyen Anh Duc
 Vietnam Petroleum Institute

Summary

Biofuels have drawn attention in recent years as an alternative to traditional fuels. However, a number of limitations in raw materials and production technologies have led to high product cost and unsatisfactory product quality. Biodiesel made from vegetable oil (edible and non-edible oil) and animal fats (fat of basa catfish) can be a potential development in Vietnam. The paper presents a method of synthesising biodiesel by a continuous static mixer reactor. Static mixer technology allows biodiesel production on a large scale with a simple and fast operation compared to batch reactor. The specifications, design diagrams and the factors (temperature, catalyst concentration, residence time, mixing ratio of oil / methanol) influencing synthesised biodiesel properties (viscosity, recovery efficiency and content of methyl esters) via the static mixer are surveyed and analysed in detail.

Key words: Biodiesel, vegetable oil, static mixer method, influencing factors, biodiesel production efficiency, methyl ester content.

ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ CỦA HỆ THỐNG BẢO VỆ CATHODE CHO CÁC CÔNG TRÌNH ĐƯỜNG ỐNG NGẦM BẰNG KỸ THUẬT ĐO PHÂN BỐ ĐIỆN THẾ (CIPS) VÀ ĐO CHÊNH LỆCH ĐIỆN THẾ (DCVG)

ThS. Phan Công Thành, KS. Phạm Ngọc Hiệu

ThS. Trương Quang Trường, PGS.TS. Nguyễn Thị Lê Hiền

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: thanhpc@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Kỹ thuật đo phân bố điện thế (Close interval potential survey - CIPS) được sử dụng để đánh giá hiệu quả của hệ thống bảo vệ cathode trên toàn bộ chiều dài của đường ống ngầm. Theo dõi sự chênh lệch điện thế (Direct current voltage gradient - DCVG) bằng cách đo sự chênh lệch điện áp tại mặt đất phía trên đường ống được bảo vệ cathode, là phương pháp chính xác nhất để xác định vị trí kích thước và khuyết tật lớp phủ trên đường ống ngầm mà không cần tiếp cận trực tiếp. Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu nguyên tắc kết hợp kỹ thuật đo phân bố điện thế với đo chênh lệch điện thế và kết quả ứng dụng kỹ thuật này để đánh giá hiệu quả của hệ thống bảo vệ cathode cho các đường ống ngầm.

Từ khóa: Bảo vệ cathode, đo phân bố điện thế, đo chênh lệch điện thế.

1. Mở đầu

Phương pháp chống ăn mòn kim loại bằng sơn phủ kết hợp với bảo vệ cathode là một trong những biện pháp hữu hiệu nhất nhằm bảo vệ các công trình đường ống ngầm, đáy bồn bể chứa và các công trình biển... Trên lý thuyết khi hệ thống bảo vệ cathode được thiết kế hợp lý và hoạt động tốt, công trình đường ống ngầm sẽ được bảo vệ chống ăn mòn trong một thời gian dài. Tuy nhiên, dưới tác động của môi trường và điều kiện vận hành thực tế, hệ thống bảo vệ cathode có thể bị xuống cấp và xảy ra các sự cố không mong muốn như: bong tróc lớp sơn phủ, các đầu nối tiếp xúc điện kém, cáp điện đứt, anode hoặc chỉnh lưu có sự cố... Đây là nguyên nhân dẫn đến điện thế bảo vệ không đảm bảo, sự phân bố điện thế không đều, gây ra hiện tượng giải phóng hydro làm giòn kim loại và bong tróc lớp sơn phủ... Hậu quả là công trình không được bảo vệ như thiết kế, thậm chí xảy ra trường hợp điện thế tăng bất thường dẫn đến tốc độ ăn mòn kim loại có thể lớn hơn nhiều lần so với công trình không được bảo vệ cathode, có nguy cơ gây thủng đường ống, bể chứa....

Kỹ thuật đo phân bố điện thế và đo chênh lệch điện thế dọc theo chiều dài đường ống ngầm cho phép đánh giá khả năng bảo vệ của hệ thống bảo vệ cathode cũng như mức độ bong tróc lớp phủ của các công trình ngầm mà không cần tiếp cận trực tiếp. Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu nguyên tắc hoạt động của kỹ thuật đo phân bố điện thế, đo chênh lệch điện thế; kết quả ứng dụng kỹ thuật này để đánh giá hiện trạng thực tế của

tuyến ống ngầm đang được bảo vệ chống ăn mòn bằng hệ thống cathode sử dụng dòng điện cưỡng bức.

2. Nguyên tắc bảo vệ chống ăn mòn cho các công trình đường ống ngầm sử dụng hệ thống bảo vệ cathode dùng dòng điện ngoài

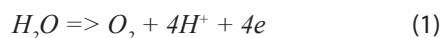
Quá trình ăn mòn các công trình đường ống ngầm thường xảy ra theo cơ chế ăn mòn điện hóa. Do sự không đồng nhất của kim loại, lớp sơn phủ trên đường ống xuất hiện khuyết tật bong tróc, sự không đồng nhất của môi trường đất... dẫn đến sự chênh lệch điện thế trên bề mặt của đường ống ngầm, gây ra quá trình ăn mòn cục bộ. Phần có điện thế âm hơn, đóng vai trò anode, bị ăn mòn và hòa tan. Phần có điện thế dương hơn, đóng vai trò cathode, không bị ăn mòn. Do đó, tạo thành các vùng ăn mòn cục bộ trên bề mặt đường ống, theo thời gian có thể làm thủng đường ống và gây ra các hậu quả khó lường.

Phương pháp chống ăn mòn kim loại sử dụng hệ thống bảo vệ cathode dùng dòng điện cưỡng bức hoạt động dựa trên nguyên tắc nối đường ống ngầm với cực âm của nguồn điện một chiều (chỉnh lưu/biến áp) và nối cực dương của nguồn điện với điện cực anode trợ (Hình 1).

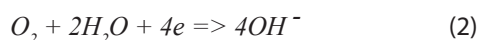
Thông thường, điện cực anode trợ được chế tạo từ thép không gỉ phủ màng hỗn hợp oxide titan (Mix metal oxide - MMO) hoặc gang đúc (high silicon cast iron) bền ăn mòn trong môi trường khảo sát cho phép phát dòng hiệu quả. Với thiết kế hợp lý, điện thế/dòng điện cung cấp bởi chỉnh lưu thích hợp, đường ống ngầm đóng vai trò

làm cathode, được bảo vệ và không bị ăn mòn. Các phản ứng có xảy ra trên điện cực anode và cathode như sau:

Tại anode trơ, phản ứng oxy hóa nước hoặc các tác nhân oxy hóa trong môi trường theo phương trình:



Tại cathode (đường ống ngầm), thường xảy ra phản ứng khử oxy hòa tan theo phương trình:



Tuy nhiên, khi điện thế cathode quá âm, có khả năng xảy ra phản ứng khử nước tạo các bọt khí H_2 trên bề mặt kim loại dưới lớp sơn phủ (phương trình 3), có thể gây nguy cơ bong tróc lớp sơn phủ.



Theo tiêu chuẩn NACE 0176 để đảm bảo chống ăn mòn cho các công trình ngầm bằng thép, điện thế bảo vệ công trình phải âm hơn -850mV/ECS [1]. Tuy nhiên, để tránh hiện tượng bong tróc lớp sơn phủ, tiêu chuẩn ISO15589 quy định điện thế bảo vệ không được âm quá -1.200 mV/ECS [2].

Trong quá trình hoạt động, nhiều yếu tố thay đổi theo thời gian như độ dẫn điện của môi trường, sự xuống cấp

của hệ thống bảo vệ cathode, ảnh hưởng do dòng điện rò giữa công trình được bảo vệ và các công trình phụ cận... dẫn đến điện thế bảo vệ không đảm bảo như thiết kế ban đầu. Do đó, cần thiết phải theo dõi điện thế bảo vệ công trình ngầm theo thời gian, nhằm kiểm tra hiệu quả hoạt động của hệ thống bảo vệ cathode, đảm bảo công trình ngầm được bảo vệ an toàn.

3. Kỹ thuật đo phân bố điện thế và đo chênh lệch điện thế dọc theo hệ thống đường ống ngầm

Phương pháp kết hợp đo phân bố điện thế và đo chênh lệch điện thế cho phép theo dõi điện thế bảo vệ và chênh lệch điện thế dọc theo hệ thống đường ống ngầm mà không cần tiếp cận trực tiếp. Về nguyên tắc, kỹ thuật đo phân bố điện thế và đo chênh lệch điện thế dựa trên nguyên tắc đo điện thế công trình ngầm.

3.1. Kỹ thuật đo điện thế bảo vệ [3]

Sử dụng đồng hồ vạn năng hoặc vôn-kế kiểm tra điện thế bảo vệ đường ống ngầm theo nguyên tắc đo hiệu điện thế giữa đường ống ngầm và điện cực so sánh sulfate đồng trong môi trường đất như sơ đồ mạch điện Hình 2.

Khi hệ thống bảo vệ cathode đang cấp dòng bảo vệ, giá trị điện thế đo được hiển thị trên vôn-kế (V_m) chính là giá trị hiệu điện thế V_{ON} :

$$V_m = V_{ON} = V_p + IR \quad (4)$$

Trong đó:

V_p : Điện thế phân cực của công trình ngầm (điện thế bảo vệ);

IR : Điện thế rơi.

Với:

I : Cường độ dòng điện trong hệ thống;

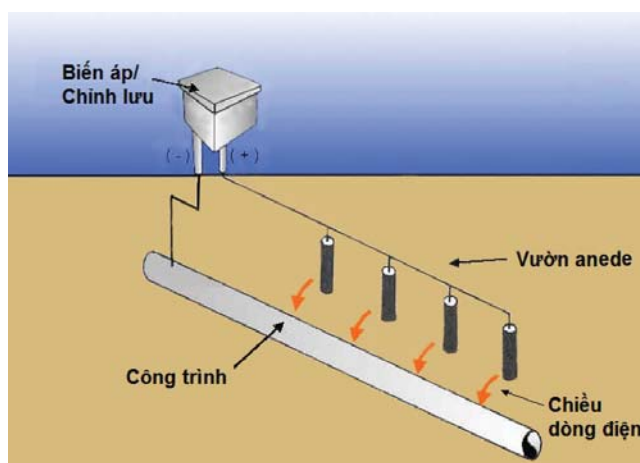
R : Tổng điện trở tiếp xúc và điện trở đất... của hệ thống.

Để xác định điện thế bảo vệ đường ống cần phải giảm điện thế rơi $IR \rightarrow 0$, khi đó giá trị điện thế đo $V_m \rightarrow V_p$.

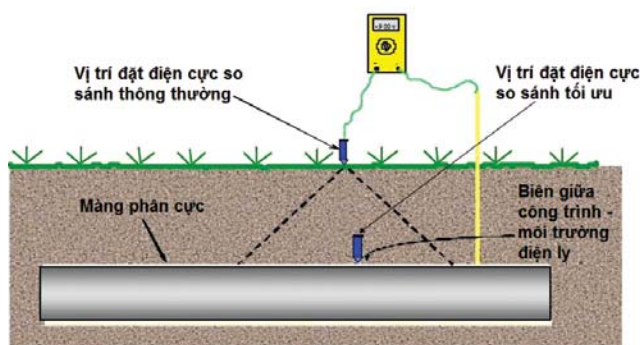
Trong thực tế, tại các trạm kiểm tra điện thế (Test post/Test station), có thể sử dụng 2 cách để giảm thiểu điện thế rơi IR :

- Điện cực so sánh được đặt ngay sát đường ống nhằm giảm thiểu tối đa điện trở đất ($R \rightarrow 0$)

- Hoặc/và sử dụng mẫu thử (coupon) để có thể ngắt dòng điện tạm thời ($I \rightarrow 0$), điện thế đo được ngay tại thời điểm ngắt dòng (Instant off potential) tương ứng với điện thế bảo vệ công trình ngầm.



Hình 1. Sơ đồ nguyên tắc hệ thống bảo vệ cathode sử dụng dòng điện ngoài



Hình 2. Sơ đồ đo điện thế bảo vệ trên đường ống

3.2. Đo sự phân bố điện thế dọc theo hệ thống đường ống ngầm

Trên nguyên tắc đo điện thế bảo vệ, di chuyển điện cực so sánh trên mặt đất dọc theo hệ thống đường ống ngầm đã được xác định, lặp lại phép đo điện thế với khoảng cách định trước (Hình 3). Tập hợp các giá trị điện thế cho phép xác định được sự phân bố điện thế dọc theo hệ thống đường ống ngầm.

Đo phân bố điện thế được thực hiện trên thiết bị đo điện thế được kết nối đồng bộ với thiết bị ngắt dòng (interrupter) điều khiển qua hệ thống GPS toàn cầu cho phép đo điện thế E_{ON} và E_{OFF} dọc theo đường ống ngầm. Các kết quả đo điện thế cho phép xác định điện thế và hiệu quả của hệ thống bảo vệ cathode đối với hệ thống đường ống ngầm.

3.3. Phương pháp khảo sát sự chênh lệch điện thế bề mặt dọc theo đường ống

Xung quanh các vị trí màng sơn bị bong tróc, khuyết tật xuất hiện trường điện tích (Hình 5), đo sự chênh lệch điện thế giữa hai điện cực so sánh đặt vuông góc hoặc song song trên bề mặt đường ống cho phép xác định vị trí và diện tích lớp sơn bị bong tróc hoặc phá hủy.

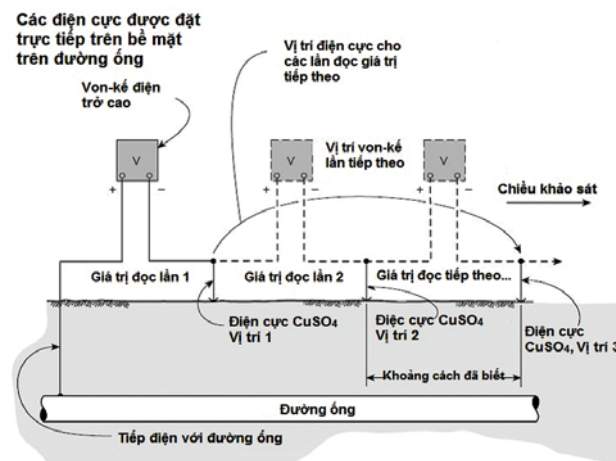
- Trường hợp 1 (DCVG song song): Đo sự chênh lệch điện thế giữa hai điện cực so sánh được đặt trên mặt đất dọc theo chiều dài tuyến đường ống ngầm. Khi có hiện tượng bong tróc lớp phủ, sự chênh lệch điện thế có dạng như Hình 6.

- Trường hợp 2 (DCVG vuông góc): Đo sự chênh lệch điện thế giữa điện cực so sánh bên trái được đặt trên mặt đất phía trên đường ống ngầm và điện cực so sánh bên phải được đặt cách điện cực thứ nhất khoảng 1m, trên đường thẳng vuông góc với đường ống ngầm (Hình 7). Khi có hiện tượng bong tróc lớp phủ, sự chênh lệch điện thế có dạng như Hình 8.

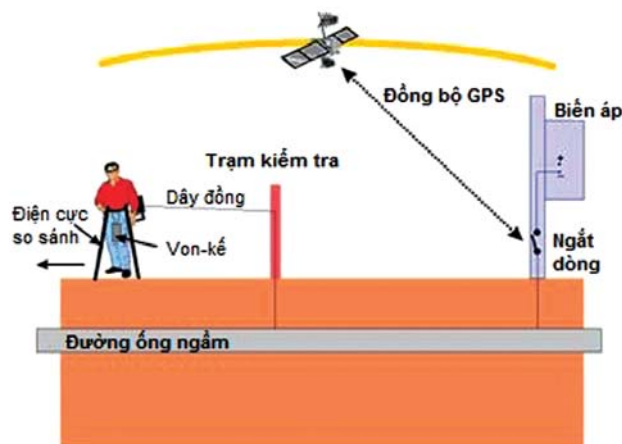
4. Khảo sát thực tế tuyến ống ngầm được bảo vệ cathode bằng phương pháp CIPS và DCVG

4.1. Điều kiện thực nghiệm

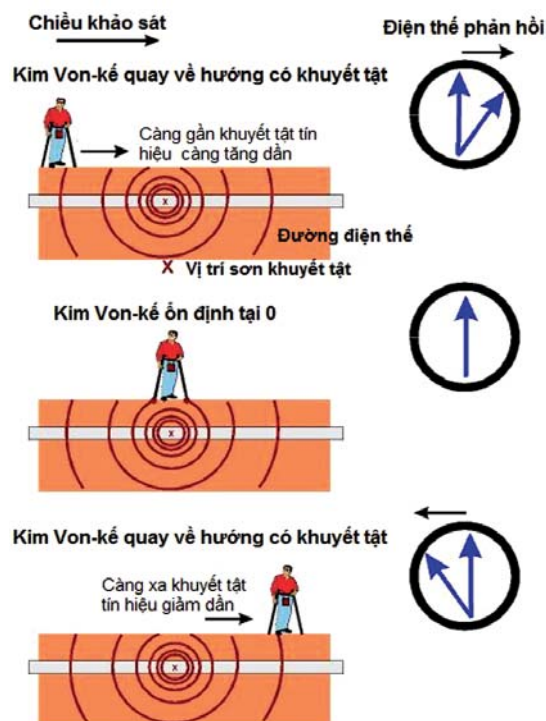
Tuyến ống khảo sát gồm 3 đoạn đường ống dẫn nước Pipe 01-SA, Pipe 02-SA và Pipe 03-SA được chôn sâu khoảng 3m, bên ngoài được bảo vệ bằng lớp phủ chống ăn mòn kết hợp với hệ thống bảo vệ cathode sử dụng dòng ngoài. Anode trơ được sử dụng là anode phủ oxide hỗn hợp kim loại titan (MMO), được mắc nối tiếp với nhau và phân bố dọc theo đường ống cho phép cung cấp dòng bảo vệ cho đường ống ngầm.



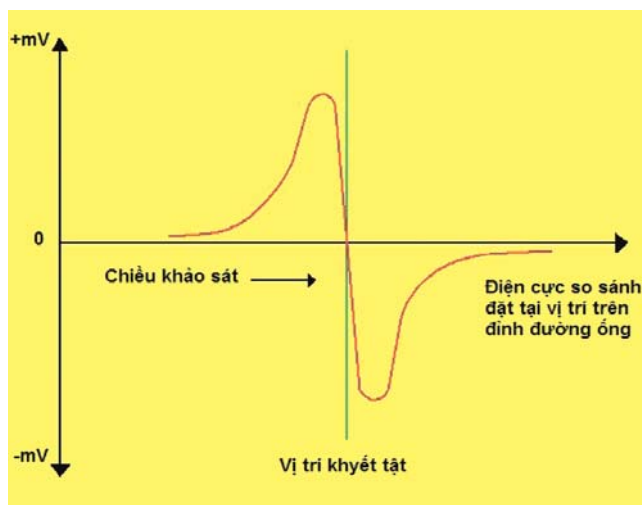
Hình 3. Kỹ thuật khảo sát phân bố điện thế bằng hai điện cực CuSO_4



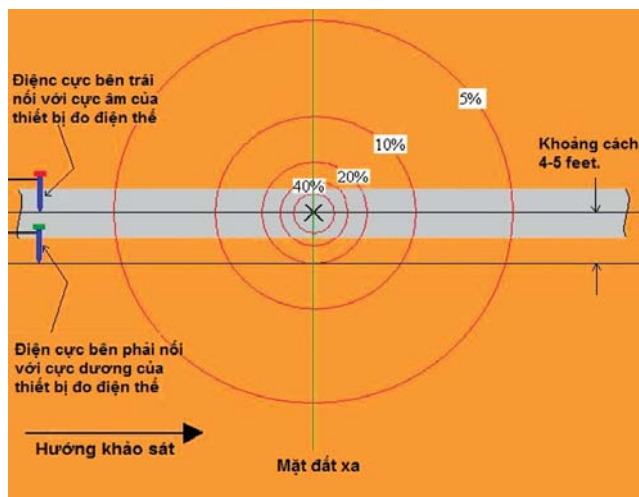
Hình 4. Nguyên tắc đo sự phân bố điện thế dọc theo đường ống ngầm



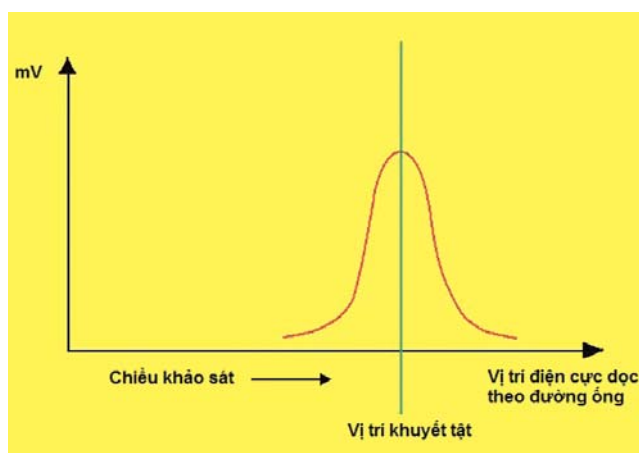
Hình 5. Kỹ thuật khảo sát sự chênh lệch điện thế bề mặt DCVG



Hình 6. Phân bố DCVG song song tại vị trí lớp sơn phủ khuyết tật



Hình 7. Kỹ thuật DCVG vuông góc



Hình 8. Phân bố DCVG vuông góc tại vị trí lớp sơn phủ khuyết tật

Sử dụng thiết bị xác định đường ống ngầm (RD8000 Radiodetection's universal precision locator) tìm và đánh dấu vị trí của tuyến ống dưới mặt đất. Thiết bị ngắt dòng tự động (GPS - Synchronized Current Interrupters - M.C.Miller); thiết bị đo điện thế và lưu dữ liệu tự động (Gx Data-Logger - M.C.Miller) kết nối với các điện cực so sánh sulfate đồng cho phép đo phân bố điện thế bảo vệ và đo chênh lệch điện thế dọc theo đường ống.

4.2. Kết quả đo phân bố điện thế và đo chênh lệch điện thế

Đo điện thế bảo vệ đường ống Pipe 01-SA, Pipe 02-SA, Pipe 03-SA tại các trạm kiểm tra tương ứng TP1-SA, TP2-SA, TP3-SA cho các kết quả điện thế E_{ON} , E_{OFF} và điện thế tự nhiên (điện thế ăn mòn) E_{corr} của mẫu thép (Bảng 1).

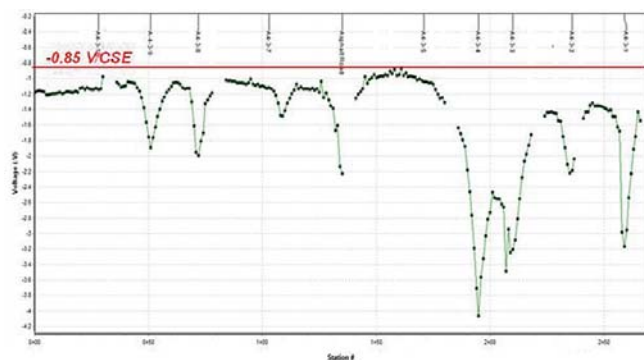
Kết quả đo điện thế cho thấy 3 đường ống khảo sát đều có giá trị điện thế bảo vệ âm hơn -850 mV/CSE, đáp ứng yêu cầu về điện thế bảo vệ. Tuy nhiên, giá trị đo điện thế thu được chỉ phản ánh hiệu quả bảo vệ chống ăn mòn của hệ thống bảo vệ cathode cho các vị trí đường ống gần trạm kiểm tra. Để khảo sát điện thế của toàn bộ tuyến ống phải đo phân bố điện thế và đo chênh lệch điện thế của 3 đường ống trên (Hình 9 - 11).

Kết quả khảo sát cho thấy dọc theo 3 đường ống khảo sát, điện thế phân bố không đồng nhất. Các vị trí gần anode có điện thế rất âm còn các vị trí ở xa anode có nhiều vị trí điện thế dương hơn -850mV, chưa đáp ứng được yêu cầu về điện thế bảo vệ. Đường ống Pipe 01-SA điện thế phân bố dọc theo đường ống đều âm hơn -850mV, trong khi đó các đường ống Pipe 02-SA và Pipe 03-SA vẫn có các vị trí điện thế dương hơn -850mV.

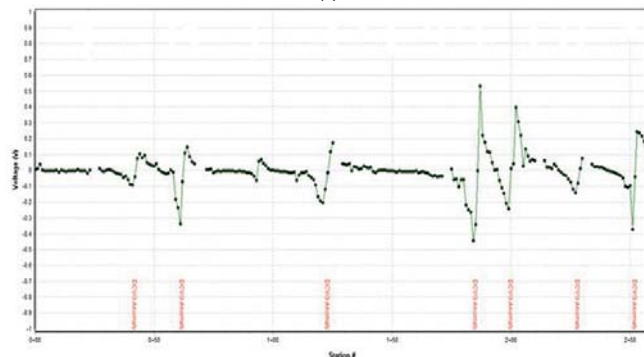
Các kết quả đo chênh lệch điện thế tương thích tốt với các kết quả đo phân bố điện thế. Dọc theo đường ống ngầm, các vị trí đường ống có điện thế quá âm thường xuất hiện gần anode, nơi tập trung dòng điện lớn. Khi điện thế quá âm, quá trình khử nước trong đất có thể xảy ra trên bề mặt đường ống, gây ra hiện tượng giải phóng hydro kéo theo hiện tượng bong tróc lớp phủ, tương ứng với gradient điện thế lớn. Mặt khác, nguyên tử hydro tạo ra có kích thước nhỏ, có khả năng đi vào mạng lưới tinh thể làm giòn kim loại và tạo ra các vết nứt ứng lực đối với các công trình ngầm. Khi lớp phủ bị bong tróc, diện tích

Bảng 1. Kết quả đo điện thế bảo vệ tại các trạm kiểm tra

TT	Trạm kiểm tra	Điện thế (V/CSE)			Nhận xét
		E_{ON}	E_{OFF}	E_{CORR}	
1	TP1-SA	-1,051	-0,867	-0,145	Đạt điện thế bảo vệ
2	TP2-SA	-1,926	-1,035	-0,318	Đạt điện thế bảo vệ
3	TP3-SA	-2,389	-1,205	-0,059	Đạt điện thế bảo vệ

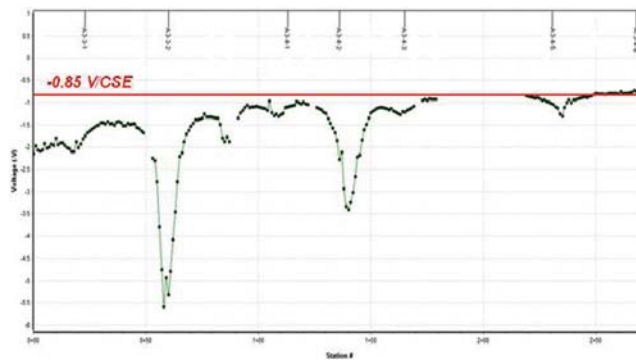


(a)

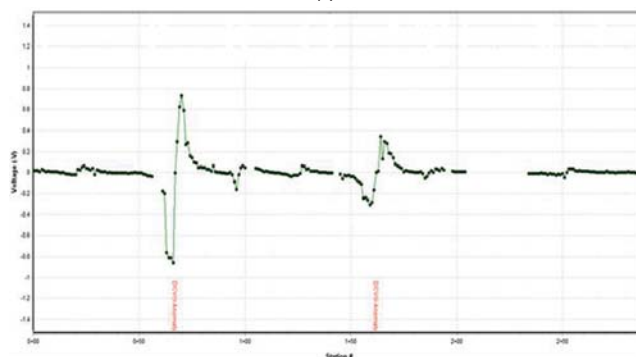


(b)

Hình 9. Kết quả đo phân bố điện thế (a) và chênh lệch điện thế (b) của đường ống Pipe 01-SA

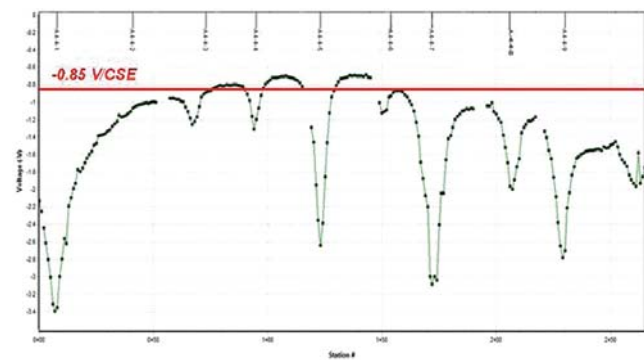


(a)

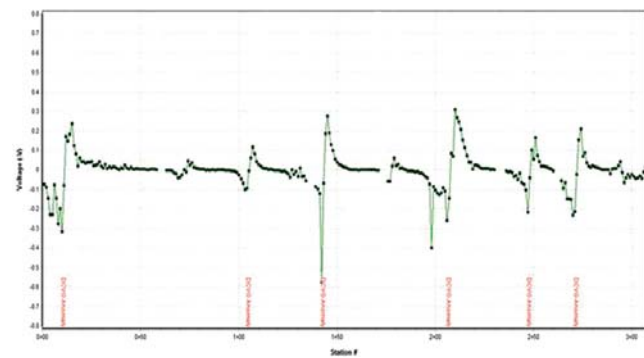


(b)

Hình 11. Kết quả đo phân bố điện thế (a) và chênh lệch điện thế (b) của đường ống Pipe 03-SA



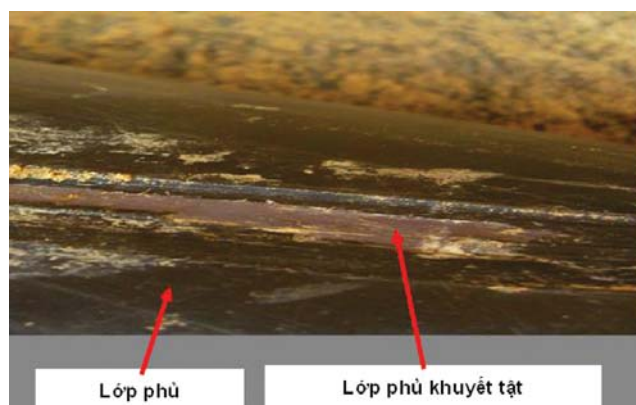
(a)



(b)

Hình 10. Kết quả đo phân bố điện thế (a) và chênh lệch điện thế (b) của đường ống Pipe 02-SA

hoạt hóa của đường ống ngầm tăng lên, do đó phải cung cấp dòng điện cao hơn để có thể đáp ứng yêu cầu của hệ thống bảo vệ cathode.



Hình 12. Kết quả kiểm chứng thực tế bong tróc lớp phủ

Trên cơ sở các kết quả đo chênh lệch điện thế có thể lựa chọn được vị trí lớp phủ có khả năng khuyết tật, bong tróc cao nhất để kiểm chứng thực tế. Hình 12 cho thấy lớp phủ có khuyết tật, bị bong tróc và hở kim loại nền. Kết quả thu được khẳng định độ chính xác của kỹ thuật đo phân bố điện thế và chênh lệch điện thế.

5. Kết luận

Sử dụng kết hợp phương pháp đo phân bố điện thế và chênh lệch điện thế giúp khảo sát và đánh giá nhanh, chính xác, hiệu quả tình trạng bảo vệ chống ăn mòn của hệ thống bảo vệ cathode đối với đường ống ngầm.

Kết quả khảo sát thực tế tại hiện trường cho thấy bên

cạnh việc kiểm tra thường xuyên điện thế tại các trạm kiểm tra, cần kiểm tra định kỳ tổng thể điện thế dọc theo hệ thống đường ống ngầm để kịp thời phát hiện sự cố (nếu có), đảm bảo hệ thống bảo vệ cathode hoạt động hiệu quả, hệ thống đường ống ngầm vận hành an toàn.

Kỹ thuật đo phân bố điện thế và chênh lệch điện thế có khả năng áp dụng rộng rãi nhằm khảo sát và đánh giá hiệu quả hệ thống bảo vệ cathode chống ăn mòn cho các công trình dầu khí, đặc biệt đối với các công trình ngầm.

Tài liệu tham khảo

1. NACE RP0169-2002. *Control of external corrosion on underground or submerged metallic piping systems*.
2. ISO 15589-1-2003. *Petroleum and natural gas industries - Cathodic protection of pipeline transportation systems - Part 1: On land pipelines*. www.iso.org.
3. Ronald L. Bianchetti. *Survey methods and evaluation techniques*. Peabody's Control of Pipeline Corrosion (2nd edition). National Association of Corrosion Engineers. 2001; p. 65 - 100.

Effectiveness assessment of buried pipeline's cathodic protection system by CIPS and DCVG techniques

Phan Cong Thanh, Pham Ngoc Hieu
Truong Quang Truong, Nguyen Thi Le Hien
Vietnam Petroleum Institute

Summary

The Close Interval Potential Survey (CIPS) technique is targeted at assessing the cathodic protection effectiveness over the entire length of the pipeline. Direct Current Voltage Gradient (DCVG) survey, based on measuring the voltage gradients in the soil above a cathodically protected pipeline, is the most accurate method available to size and locate pipe coating defects without direct access. In this paper, the authors present the principles of combining DCVG and CIPS techniques for actual assessment of buried pipeline's cathodic protection effectiveness and the results obtained by using this technique.

Key words: Cathodic protection, close interval potential survey, direct current voltage gradient.

MÔ PHỎNG MỘT SỐ QUÁ TRÌNH PHONG HÓA DẦU TRONG MÔI TRƯỜNG BIỂN

ThS. Nguyễn Quốc Trinh¹, TS. Nguyễn Minh Huấn²

TS. Phùng Đăng Hiếu³, ThS. Nguyễn Quang Vinh⁴

¹Trung tâm Dự báo Khí tượng Thủy văn Trung ương, Bộ Tài nguyên và Môi trường

²Trường Đại học Khoa học Tự nhiên, Đại học Quốc gia Hà Nội

³Viện Nghiên cứu Quản lý Biển và Hải đảo, Bộ Tài nguyên và Môi trường

⁴Đài Khí tượng Cao không, Bộ Tài nguyên và Môi trường

Email: maitrinhvinh@gmail.com

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu về mô phỏng một số quá trình phong hóa dầu theo phương pháp thể tích hữu hạn và mô hình phong hóa dầu để xem xét các quá trình phong hóa thay đổi lượng dầu (như bốc hơi, phân tán, nhũ tương hóa và hòa tan). Dựa trên công trình nghiên cứu thông qua các công thức được áp dụng phổ biến nhiều nhất trên thế giới, so sánh kết quả và số liệu phân tích, nhóm tác giả đã xây dựng các phương trình thích hợp, sử dụng thiếu hụt dầu như phân tán lắng đọng dầu trong nước, để mô phỏng các quá trình phong hóa dầu, tính toán quá trình lan truyền cơ học, quá trình bay hơi, xác định tỷ lệ nhũ tương hóa của dầu tràn... phụ thuộc vào tính chất dầu và tác động của môi trường.

Từ khóa: Tràn dầu, các quá trình phong hóa, mô hình toán học.

1. Giới thiệu

Sự cố tràn dầu gây tác động nghiêm trọng đến môi trường, các hệ sinh thái và kinh tế - xã hội khu vực ven biển. Khi dầu thô hoặc sản phẩm tinh chế từ dầu mỏ tràn trên biển sẽ bắt đầu diễn ra một loạt các quá trình chuyển đổi phức tạp có thay đổi theo thời gian và không gian. Các kết quả hoạt động của các quá trình phụ thuộc vào các tính chất, thành phần của dầu, các thông số tràn ra và điều kiện môi trường tự nhiên (không khí và nước) xung quanh.

Các quá trình tự nhiên gồm vật lý, hóa học, sinh học và môi trường biển (Hình 1). Các quá trình phong hóa dầu là một tập hợp của các quá trình vật lý và hóa học thay đổi các thuộc tính của dầu tràn gây ô nhiễm.

Hiện nay có rất nhiều loại mô hình được xây dựng để mô phỏng từ các mô hình quỹ đạo đơn giản tới các mô

hình ba chiều tính toán chi tiết quá trình lan truyền và biến đổi của dầu sau khi xảy ra sự cố. Các kết quả nghiên cứu thường phụ thuộc vào một hay nhiều yếu tố của các quá trình vật lý, hóa học, sinh học và phụ thuộc vào các điều kiện môi trường, khí tượng và hải văn. Các quá trình này có thể gồm: quá trình loang dầu cơ học ngay sau khi dầu thoát ra khỏi nguồn; quá trình phân tán tự nhiên; quá trình nhũ tương hóa, bốc hơi hòa tan, oxy hóa, phân hủy sinh học, phân hủy do ánh sáng mặt trời...

Trên cơ sở kết quả nghiên cứu trên thế giới, nhóm tác giả đã xây dựng các công thức tính toán quá trình lan truyền cơ học, quá trình bay hơi, xác định tỷ lệ nhũ tương hóa của dầu tràn... phụ thuộc vào tính chất dầu và tác động của môi trường.

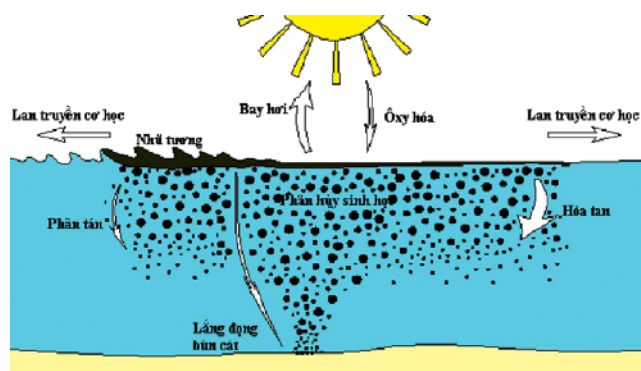
2. Một số quá trình phong hóa dầu

2.1. Quá trình lan truyền dầu cơ học

Quá trình lan truyền dầu cơ học là một trong các quá trình quan trọng trong di chuyển ban đầu của dầu loang. Các lực tác động trong quá trình lan truyền dầu cơ học như dòng chảy bề mặt, gió và chuyển động rối do sóng vỡ [1, 2, 3].

Công thức của Blokker [4]: Xác định bán kính và độ dày dầu loang phụ thuộc vào trạng thái môi trường và đặc điểm tính chất dầu với tham số Blokker bán thực nghiệm và tiến triển theo thời gian.

$$\frac{dR_{min}}{dt} = k_b (\rho_w - \rho) (\rho / \rho_w) h$$



Hình 1. Các quá trình phân hủy dầu tự nhiên trên biển

$$\text{hoặc } R_{\min} = \left[(3/\pi) k_b (\rho_w - \rho) (\rho/\rho_w) V t \right]^{1/3} \quad (1a)$$

$$h = \left[(V/\pi)^{1/3} \left(\rho_w / (3\rho(\rho_w - \rho) k_b) \right)^{2/3} t \right]^{-2/3} \quad (1b)$$

Công thức của Fay [5] xác định bán kính và diện tích dầu loang phụ thuộc vào trạng thái môi trường và đặc điểm tính chất dầu. Giả thuyết quá trình hoạt động phân thành 3 pha, bao gồm quán tính - trọng lực (Pha I), trọng lực - nhớt (Pha II) và nhớt - ứng suất bề mặt (Pha III) tiến triển theo thời gian.

$$\begin{aligned} \text{Pha I: } R_{\min 1} &= 1,14 \left[\Delta \rho g V t^2 \right]^{1/4}; A = 0,57 \pi \sqrt{\Delta \rho g V t}; \\ t &= 2,63 \sqrt{\frac{V}{\Delta \rho g \rho_w}} \text{ với } t < 12 \text{ giờ} \end{aligned} \quad (2a)$$

$$\begin{aligned} \text{Pha II: } R_{\min 2} &= 1,45 \left[\Delta \rho g \frac{V^2 t^{3/2}}{\sqrt{V}} \right]^{1/6}; \\ A &= 2,1 \pi^3 \sqrt{\Delta \rho \frac{g V^2}{\sqrt{V}}} t^{3/2} \text{ với } 12 \text{ giờ} < t < 1 \text{ tuần} \end{aligned} \quad (2b)$$

$$\begin{aligned} \text{Pha III: } R_{\min 3} &= 2,30 \left(\frac{\sigma^2}{\rho_w^2} t \right)^{1/4}; A = 2,6 \pi \sqrt{\frac{\sigma^2}{\rho_w^2 V_w} t^2}; \\ \Delta \rho &= 1 - \frac{\rho}{\rho_w} \text{ với } 1 \text{ tuần} < t \end{aligned} \quad (2c)$$

Công thức của Mackay [6] xác định diện tích loang dầu phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu theo thời gian.

$$\frac{dA}{dt} = C_1 A^{1/3} \left(\frac{-C_2}{h + 10^{-5}} \right) = C_3 A^{1/3} h^{4/3} \quad (3)$$

Công thức của Lehr [7] xác định bán kính và diện tích lan truyền dầu phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu và trạng thái môi trường và tác động cơ học.

$$\begin{aligned} R_{\min} &= 1,7 \left((\rho_w / \rho - 1) V \right)^{1/3} (t/60)^{1/4}; \\ R_{\max} &= R_{\min} + 0,03 U_w^{4/3} V^{2/3} (t/60)^{3/4}; A = (\pi/4) R_{\min} R_{\max} \end{aligned} \quad (4)$$

Công thức của Yapa [8] xác định bán kính và diện tích loang dầu phụ thuộc vào trạng thái môi trường và đặc điểm tính chất dầu. Giả thuyết quá trình hoạt động phân thành 4 pha, bao gồm quán tính - trọng lực (Pha I), trọng lực - nhớt (Pha II), nhớt - ứng suất bề mặt (Pha III) và cân bằng (Pha IV) tiến triển theo thời gian.

$$\text{Pha I: } R_{\min 1} = 1,14 \left[\left(1 - \frac{\rho}{\rho_w} \right) g V t^2 \right]^{1/4} \text{ với } t < 12 \text{ giờ} \quad (5a)$$

$$\begin{aligned} \text{Pha II: } R_{\min 2} &= 0,98 \left[\left(1 - \frac{\rho}{\rho_w} \right) g \frac{V^2 t^{3/2}}{\sqrt{V}} \right]^{1/6} \\ \text{với } 12 \text{ giờ} < t < 1 \text{ tuần} & \quad (5b) \end{aligned}$$

$$\text{Pha III: } R_{\min 3} = 1,60 \left(\frac{\sigma^2}{\rho_w^2} t \right)^{1/4} \text{ với } 1 \text{ tuần} < t < 1 \text{ tháng} \quad (5c)$$

$$\text{Pha IV: } R_{\min 4} = 10^5 \left(V^{3/4} / \pi \right)^{1/2} \text{ với } 1 \text{ tuần} < t < 1 \text{ tháng} \quad (5d)$$

Công thức của Mackay [6] và Reed [9] xác định diện tích loang dầu phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu theo thời gian

$$\frac{dA}{dt} = K_1 V^{4/3}; A = \pi R_{\min}^2; V = \pi h R_{\min}^2; h = V/A \quad (6)$$

Công thức của Al-Rabeh [10]: Vệt dầu có thể được xác định là một hình ellipse trong một hệ quy chiếu Descartes với hệ trục tọa độ là X1 và Y1 mà tọa độ tâm là (x1, y1) = (0,0) và trục X1 là trùng hướng gió. Hình ellipse vệt dầu theo thời gian giả định là đồng tâm

$$\frac{r_{\min}}{R_{\min}} = \frac{r_{\min} + \Delta r_{\min}}{R_{\min} + \Delta R_{\min}}; \frac{r_{\max}}{R_{\max}} = \frac{r_{\max} + \Delta r_{\max}}{R_{\max} + \Delta R_{\max}}; \frac{r_{\min}}{R_{\min}} = \frac{r_{\max}}{R_{\max}} \quad (7a)$$

$$\Delta R_{\min} = 1,7 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_w} \right)^{1/3} V^{1/3} \left(\frac{t}{60} \right)^{-3/4} \frac{\Delta t}{4 \times 60}; \quad (7b)$$

$$\Delta R_{\max} = \Delta R_{\min} + 0,03 U_w^{4/3} V^{2/3} \left(\frac{t}{60} \right)^{-1/4} \frac{3 \Delta t}{4 \times 60}$$

Đưa hệ tọa độ Descartes quy ước theo hướng gió về hệ quy chiếu thực Descartes hệ thống toàn cầu được biến đổi như sau:

$$x = x1 \times \cos \varphi - y1 \times \sin \varphi; y = x1 \times \sin \varphi + y1 \times \cos \varphi \quad (8)$$

Công thức của Warluzel và Benque [11], Tkalich [12]: Mô hình động lực dầu tràn có thể đủ khả năng để chính xác theo các phương trình Navier - Stokes

$$\frac{\partial h}{\partial t} + \frac{\partial u h}{\partial x} + \frac{\partial v h}{\partial y} - \frac{\partial}{\partial x} \left(D_x \frac{\partial h}{\partial x} \right) - \frac{\partial}{\partial y} \left(D_y \frac{\partial h}{\partial y} \right) = \pm Q \quad (9)$$

Công thức của Nihoul [13] và Arkhipov [14] xác định độ dày và bán kính loang dầu phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu và trạng thái môi trường.

$$h = \frac{3V}{2\pi R_{\min}^2} \left(1 - \frac{r^2}{R_{\min}^2} \right)^{1/2}; R_{\min} = \left(\frac{3,6^{1/2}}{2\pi} \right)^{1/3} (a V t^2)^{1/6}; \quad (10)$$

$$r^2 = x^2 + y^2; a = \left(1 - \frac{\rho}{\rho_w} \right) g / f; f = 0,95 - 1,15$$

Công thức của Johansen [15] và Tomassini [16] xác định bán kính và diện tích loang dầu phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu và trạng thái môi trường

$$R_{\min} = A t^{7/12}; A = 0,754 \frac{[g^2 g (\rho_w - \rho)]^{1/6}}{\rho_w \sqrt{V_w}} \quad (11)$$

Công thức của Fay [5] và Fengqi You [18] xác định diện tích loang dầu ban đầu và diện tích lan truyền dầu phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu và trạng thái môi trường và tác động cơ học

$$A_0 = \pi \frac{C_1^4}{C_2^2} \left(\left(1 - \frac{\rho}{\rho_w} \right) \frac{g V_0^5}{v_w^2} \right)^{1/6} ; t_0 = 60 \frac{C_1^4}{C_2^2} \left(\frac{\rho_w V}{(\rho_w - \rho) g v_w} \right)^{1/3} ;$$

$$A = 2270 \left(\frac{\rho_w}{\rho} - 1 \right) V^{1/3} (t/60)^{1/2} + 40 \left(\frac{\rho_w}{\rho} - 1 \right)^{1/3} V^{2/3} U_w^{4/3} (t/60) \quad (12)$$

Công thức của Al-Rabeh [10] và Chao [19], Berry [20]: Xác định bán kính và diện tích lan truyền dầu phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu và trạng thái môi trường và tác động cơ học

$$R_{min} = 1,7 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_w} \right)^{1/3} V^{1/3} \left(\frac{t}{60} \right)^{1/4} ;$$

$$R_{max} = R_{min} + 0,03 U_w^{4/3} V^{2/3} \left(\frac{t}{60} \right)^{3/4} ; A = (\pi / 4) R_{min} R_{max} \quad (13)$$

Công thức của Chao [19] và Ehsan Sarhadi Zadeh [21] xác định bán kính và diện tích lan truyền dầu phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu và trạng thái môi trường và tác động cơ học.

$$R_{min} = 53,76 \left(\left(1 - \frac{\rho}{\rho_w} \right) V \right)^{1/3} \left(\frac{t}{60} \right)^{1/4} ; \quad (14a)$$

$$R_{max} = R_{min} + 0,95 V^{2/3} U_w^{4/3} \left(\frac{t}{60} \right)^{3/4}$$

$$A = 2270 \left(\frac{\rho_w}{\rho} - 1 \right) V^{1/3} (t/60)^{1/2} + 40 \left(\frac{\rho_w}{\rho} - 1 \right)^{1/3} V^{2/3} U_w^{4/3} (t/60) \quad (14b)$$

Từ các công trình nghiên cứu trên, nhóm tác giả đưa ra hệ thống công thức liên quan đến quá trình lan truyền cơ học của dầu tràn phụ thuộc vào tính chất dầu và tác động của môi trường [22].

$$A_0 = \pi \frac{C_1^4}{C_2^2} \left(\left(1 - \frac{\rho}{\rho_w} \right) \frac{g V_0^5}{v_w^2} \right)^{1/6} ; R = \sqrt{\frac{A_0}{\pi}} ; h = \frac{V}{A_0} ; \quad (15a)$$

$$t_{max} = 60 \frac{C_1^4}{C_2^2} \left(\frac{\rho_w V}{(\rho_w - \rho) g v_w} \right)^{1/3}$$

$$A = 227,5 \rho V^{2/3} (t/60)^{1/2} + 21,75 \pi \frac{V^{1/3}}{v} U_w^{4/3} (t/60) \quad (15b)$$

$$R_{(t+\Delta t)} = R_{(t)} + \Delta R_{(\Delta t)}$$

$$\Delta R_{min} = 1,45 \rho \left(1 - \frac{\rho}{\rho_w} \right)^{1/3} V^{1/3} \left(\frac{t}{60} \right)^{-3/4} \frac{\Delta t}{4 \times 60} ; \quad (15c)$$

$$\Delta R_{max} = \Delta R_{min} + 0,95 \pi U_w^{4/3} V^{2/3} \left(\frac{t}{60} \right)^{-1/4} \frac{3 \Delta t}{4 \times 60}$$

Đưa hệ tọa độ Descartes quy ước theo hướng gió về hệ quy chiếu thực Descartes hệ thống toàn cầu được biến đổi như sau:

$$x = x1 \times \cos \varphi - y1 \times \sin \varphi ; y = x1 \times \sin \varphi + y1 \times \cos \varphi \quad (15d)$$

$$h = \frac{3V}{2\pi R^2} \left(1 - \frac{r^2}{R^2} \right)^{1/2} ; r^2 = x^2 + y^2 \quad (15e)$$

Trong đó:

R_{min} và R_{max} : Bán kính dầu loang theo hình ellipse nhỏ và lớn (m);

R_{mini} : Bán kính dầu loang trong các pha i (m);

A_0 : Diện tích dầu loang ban đầu (m²);

A : Diện tích dầu loang (m²);

h : Độ dày lớp dầu (m);

ρ và ρ_w : Mật độ của dầu và nước (kg/m³);

v và v_w : Hệ số nhớt động học của dầu và nước ($\approx 7,6 \times 10^{-3} \text{ m}^2\text{s}^{-1}$ dưới 30°C); (m²/s hoặc cSt); k_b : Số Blokker (4,5);

K_1 : Hệ số thực nghiệm ($\sim 17,5/\text{s}$) (s^{-1});

C_1 và C_2 : Hệ số tương ứng 1,14 và 1,45;

V : Thể tích dầu tràn (barrels) (1barrels = 0,1589m³);

t : Thời gian (s);

σ : Sức căng mặt ngoài (N/m);

g : Gia tốc trọng trường (m/s²);

U_w : Vận tốc gió ở độ cao 10m (knots, 1knots = 1852/3600m/s);

u và v : Vận tốc loang dầu (m/s);

D_{xy} : Hệ số khuếch tán dầu (m/s);

Q : Dầu phân tán do quá trình phong hóa;

q : Lưu lượng dầu (m³/s);

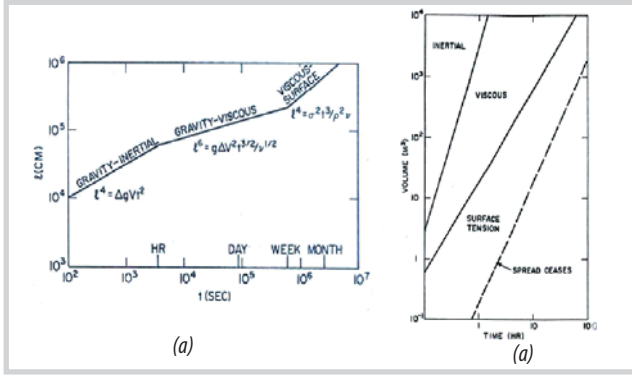
μ và μ_w : Độ nhớt động lực dầu và nước (Ns/m² hoặc cP);

r : Khoảng cách từ tâm đến vị trí x và y (m);

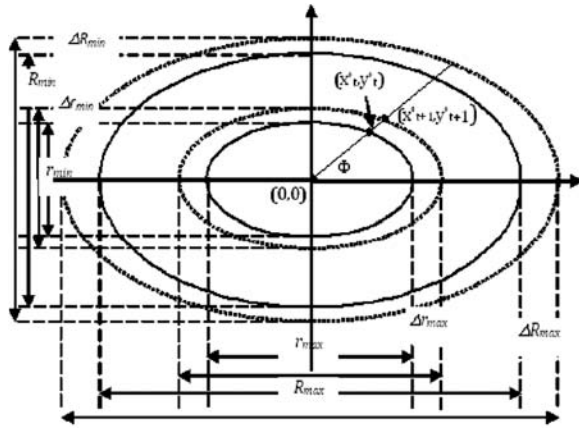
t : Thời gian (s).

2.2. Quá trình bay hơi

Quá trình bay hơi có ảnh hưởng lớn nhất đến lượng dầu còn lại trên mặt nước hoặc đất sau khi sự cố tràn dầu xảy ra. Trong vài ngày, loại nhiên liệu nhẹ như xăng bay hơi hoàn toàn ở nhiệt độ môi trường xung quanh, trong khi chỉ có một tỷ lệ nhỏ của dầu nặng hơn (Bunker C) bay hơi. Tốc độ bay hơi của dầu phụ thuộc chủ yếu vào thành phần của dầu. Sự bay hơi của một số loại dầu điển hình dao động từ 20 - 50% và thậm chí trên 90%



Hình 2. Bán kính loang dầu theo thời gian (a); Chu kỳ loang dầu phụ thuộc vào thể tích dầu tràn (b) [23]



Hình 3. Bán kính loang dầu dưới tác động của động lực [10]

với xăng hay dầu nhẹ [9, 24, 25]. Các thành phần dầu nhẹ trong hỗn hợp dầu là thành phần dễ bay hơi nhất, có thể bay hơi đến 75% thể tích trong vòng vài ngày, đối với dầu trung bình có thể bay hơi đến 40% thể tích. Với dầu nặng thì bay hơi chỉ khoảng 10% trong vòng vài ngày đầu. Với các loại dầu thành phẩm nhẹ như xăng, dầu hỏa thì dầu có thể bay hơi hoàn toàn.

Công thức của Mackay [26] và Stiver [27] phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu và trạng thái môi trường và tác động cơ học sử dụng hàm của độ API của dầu [2].

$$F_e = 10,3 \frac{T_g}{T} \ln \left[1 + \left[10,3 \frac{T_g}{T} \frac{K_w U_w^{7/9} A}{V} \right] \right] \exp \left(6,3 - 10,3 \frac{T_g}{T} \right) t; \quad (16)$$

$$T = 457,16 - 3,13447 API; \quad T_g = 1356,7 - 247,36 \ln(API)$$

Công thức của Mackay [6] và Yapa [8] phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu và trạng thái môi trường và tác động cơ học.

$$F_e = \frac{1}{C} \left[\ln P + \ln \left(CK_w U_w^{7/9} \frac{AM_m}{RT_e V \rho \times 10^6} t + \frac{1}{P} \right) \right]$$

$$\ln P = 10,6(1 - T/T_e); \quad C = 1158,9 API^{-1,1435}; \quad V_m = \frac{M_m}{10^6 \rho} \quad (17)$$

$$T = 542,6 - 30,275 API + 1,565 API^2 - 0,03439 API^3 + 0,0002604 API^4$$

Công thức của Reed [9] phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu, khối lượng phân tử và trạng thái môi trường và tác động cơ học.

$$F_e = K_w U_w^{7/9} \frac{PAM_m}{RT_e} t; \ln P - 10,6(1 - T/T_e); \quad (18)$$

$$M_m = 10^6 V_m \rho$$

Công thức Riazi [28] phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu và tác động cơ học.

$$F_e = 1 - \exp \left(- \frac{K_e V_o}{h} t \right) \quad (19)$$

Công thức của ASCE [19] phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu và tác động cơ học, trong khoảng thời gian.

$$F_e = \frac{K_w U_w^{7/9}}{h^{0,11} Sc^{2/3}} A \frac{Z_i P_i M_i}{RT_e V_i \rho_i} t \quad (20)$$

Công thức của Marquardt [29] và Bergueiro [30] phụ thuộc thời gian được đánh giá qua tốc độ gió và bức xạ (trực tiếp và gián tiếp).

$$F_e = a \ln(1 + bt/60) \quad (21)$$

Công thức của Mackay [26] và Lehr [7], Berry [20] phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu và tác động cơ học, trong khoảng thời gian.

$$F_e = 0,656 \frac{U_w^{7/9} (0,018/M)^{1/3}}{R_{max}^{1/9}} A \frac{PX}{RT} t \quad (22)$$

$$\ln \left(\frac{P}{P_a} \right) = \Delta S \frac{(T - C_2)^2}{RT} \left(\frac{1}{T - C_2} - \frac{1}{T_e - C_2} \right)$$

$$C = 1158,9 API^{-1,1435}; \quad C_2 = 0,19(T - 18,0); \quad \Delta S = 8,75 + 1,987 \log(T) \quad (22a)$$

$$T = 542,6 - 30,275 API + 1,565 API^2 - 0,03439 API^3 + 0,0002604 API^4$$

Công thức của Stiver [27], Ehsan Sarhadi Zadeh [21] và Aghajanloo [31] phụ thuộc vào đặc điểm tính chất dầu, phân loại dầu và trạng thái môi trường và tác động cơ học sử dụng dữ liệu thí nghiệm để xác định các thông số cần thiết như ở mô hình OILMAP, nhưng mô hình ADIOS bằng hàm của độ API của dầu [1, 2].

$$F_e = \ln \left[1 + B_e \frac{T_g}{T_e} \frac{K_w U_w^{7/9} A t}{V} \exp \left(A_e - B_e \frac{T}{T_e} \right) \right] \frac{T_e}{B_e T_g} \quad (23)$$

$$\text{Dầu thô: } T = 532,98 - 3,1295 API$$

$$T_g = 985,62 - 13,597 API$$

$$\text{và dầu tinh chế: } T = 645,45 - 4,6588 API$$

$$T_g = 388,19 - 3,8725 API \quad (23a)$$

$$A_e = -0,572 - (0,016 T_g) + (0,045 T); \quad (23b)$$

$$B_e = 7,288 - (0,008 T_g) + (0,024 T)$$

Công thức của Fingas [32]: Từ số liệu đo đạc từ thực tế, thí nghiệm đã đưa ra công thức xác định lượng dầu bay hơi chỉ phụ thuộc nhiệt độ theo thời gian.

$$F_e = [0,0165(\%D) + 0,0045(T_e - 288)] \ln(t/60) \quad (24)$$

$$\text{hoặc } F_e = [0,0254(\%D) + 0,0010(T_e - 288)] \sqrt{t/60}$$

Từ kết quả các công trình nghiên cứu trên, nhóm tác giả đã đưa ra hệ thống công thức liên quan đến quá trình bay hơi của dầu tràn phụ thuộc vào tính chất dầu và tác động của môi trường [22].

$$F_e = \ln \left[1 + B_e \frac{T_g}{T_e} \frac{K_w U_w^{7/9} A t}{V} \exp \left(A_e - B_e \frac{T}{T_e} \right) \right] \frac{T_e}{B_e T_g} \quad (25)$$

$$T = 542,6 - 30,275 API + 1,565 API^2 - 0,03439 API^3 + 0,0002604 API^4 \quad (25a)$$

$$T_g = 1356,7 - 247,36 \ln(API)$$

Dầu thô: $T_g = 985,62 - 13,597 API$ và dầu tinh chế:

$$T_g = 388,19 - 3,8725 API \quad (25b)$$

$$A_e = -0,572 - (0,016 T_g) + (0,045 T); \quad (25c)$$

$$B_e = 7,288 - (0,008 T_g) + (0,024 T)$$

$$SG = \frac{141,5}{API + 131,5}; API = \frac{141,5}{SG} - 131,5; V = \frac{M}{10^6 \rho} \quad (25d)$$

Trong đó:

F_e : Tỷ lệ dầu bay hơi (%);

a và b: Tham số phụ thuộc (Bảng 1);

C: Tham số phụ thuộc chỉ số API;

%D: Tỷ lệ (%) trọng lượng bay hơi ở 180°C;

Sc: Số Schmidt (Sc = 2,7);

P_a : Áp suất khí quyển (Pa);

P: Áp suất hơi dầu (atm hoặc Pa);

T và T_g : Nhiệt độ dầu và môi trường (K);

T_g : Gradient nhiệt độ của dầu và tốc độ bốc hơi;

ρ : Mật độ dầu (kg/m³);

API: Số dầu phụ thuộc mật độ (m³/kg);

K_w : Hệ số ảnh hưởng của gió (0,00252);

U_w : Tốc độ gió (knots, 1knots = 1.852/3.600m/s);

A: Diện tích vết dầu (m²);

V_m : Thể tích phân tử (1,5 x 10⁻⁴ - 6,0 x 10⁻⁴ m³/mol);

Mm: Khối lượng phân tử (kg/mol);

M: Trọng lượng dầu trung bình (2,52 x 10⁵ kg/mol);

R: Hằng số khí (8,206 x 10⁻⁵ atm m³/(mol K));

V_o : Thể tích dầu tràn ban đầu (m³);

V: Thể tích dầu tràn (m³);

h: Độ dày lớp dầu (m);

R_{max} : Chiều dài vết dầu theo gió (m);

A_e và B_e : Tham số phụ thuộc nhiệt độ dầu và gradient nhiệt độ dầu;

V_{ei} : Thể tích dầu mất đi của thành phần i do bay hơi (m³);

Zi: Tỷ lệ dầu thành phần trên tổng dầu Zi = Ei / ΣEi (%);

P_i : Áp suất hơi của thành phần i (Pa);

Mi: Trọng lượng thành phần i ((0,1 , 10,0) x 10⁵kg/mol),

ρ_i : Mật độ dầu thành phần i (kg/m³);

Δt : Bước thời gian (s);

t: Thời gian (s).

2.3. Quá trình nhũ tương hóa

Nhũ tương hóa là quá trình phân tán nước vào dầu tràn dưới dạng các hạt nước nhỏ xen kẽ. Cơ chế hình thành nhũ tương có thể bắt đầu quá trình các hạt nước xâm nhập xen kẽ vào dầu với kích thước khoảng 10 - 25μm (hoặc 0,010 - 0,025mm). Nếu dầu có độ nhớt nhỏ thì, những hạt nước sẽ xâm nhập nhanh và nhiều. Mặt khác nếu dầu có độ nhớt lớn thì hạt nước sẽ khó xâm nhập vào dầu.

Công thức của Rasmussen [33] tỷ lệ nhũ tương dầu tương quan gió theo thời gian.

$$F_w = \frac{1 - \exp[-K_A K_B (1 + U_w)^2 t]}{K_B} \quad (26)$$

Công thức của Shen và Yapa (1988) [34], Chao [19], Ehsan Sarhadi Zadeh [21]: Tỷ lệ lượng nước trong dầu tương quan gió và loại dầu theo thời gian.

Bảng 1. Tham số a và b phụ thuộc theo Marquardt [29]

TT	Khoảng nhiệt độ (°C)	Vận tốc gió (m/s)	Bức xạ trực tiếp		Bức xạ gián tiếp	
			a	b	a	b
1	16,8 - 25,8	1	5,564	0,176	4,156	0,177
2	16,8 - 25,8	5,7	6,282	0,155	4,686	0,160
3	16,8 - 25,8	6,8	5,896	0,288	4,402	0,229

$$F_w = C_2 \left[1 - \exp \left(- \frac{C_3 (1 + U_w)^2 t}{C_2} \right) \right] \quad (27)$$

Công thức của Mackay [6], Reed [9] và Aghajanloo [31] xem xét quan hệ giữa tốc độ gió và lượng nước chứa trong dầu.

$$\frac{dF_w}{dt} = K_{em} (1 + U_w)^2 \left(1 - \frac{F_w}{C_1} \right) \quad (28)$$

Từ các công trình nghiên cứu trên, nhóm tác giả đưa ra công thức xác định tỷ lệ nhũ tương hóa của dầu tràn mà phụ thuộc vào tính chất dầu và tác động của môi trường [22].

$$F_w = K_{em} \times (1 + U_w)^2 \times \left(1 - \frac{F_{w0}}{C_1} \right) \times t \quad (29)$$

Trong đó:

F_{w0} và F_w : Phần dầu nhũ tương trong nước ban đầu và hiện tại (%);

K_{em} : Hệ số khớp đường cong thực nghiệm ($1 \times 10^{-6} \div 2 \times 10^{-6}$ đối với dầu nhẹ và $4,5 \times 10^{-6}$ đối với dầu nặng);

U_w : Tốc độ gió (m/s);

C_1 : Phần nước chứa cực đại trong nhũ tương (0,7 với dầu nhẹ và 1,15 với dầu nặng);

$K_A = 4,5 \times 10^{-6}$ và $K_B = 1,25$ là các hằng số;

C_2 : Tham số phụ thuộc loại dầu (0,7 với dầu nặng và 0,25 với dầu nhẹ);

C_3 : Hệ số ($-2,0 \times 10^{-6}$);

t : Thời gian (s).

3. Mô phỏng và đánh giá kết quả

Để mô phỏng các quá trình, nhóm tác giả giả định các thông tin cơ bản về dầu và môi trường xung quanh là cơ sở cho việc mô phỏng các quá trình phong hoá dầu (Bảng 2).

Từ Hình 4 đến Hình 8 là kết quả tính toán dựa trên công thức của nhóm tác giả, có so sánh với các công thức đã được công bố trong các công trình nghiên cứu khác.

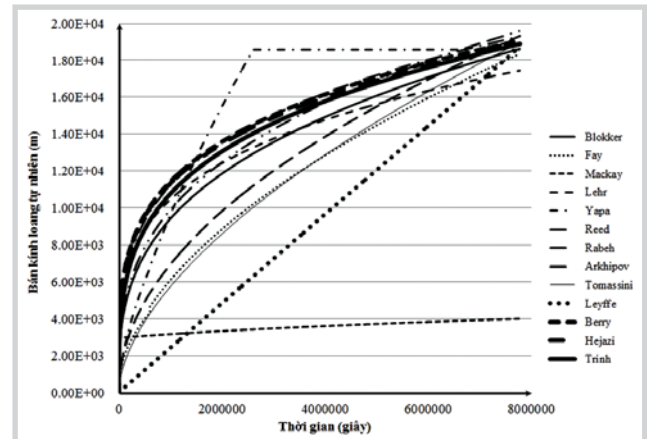
3.1. Quá trình lan truyền cơ học

Hình 4, 5 và 6 là kết quả tính toán bán kính loang dầu dựa trên công thức của nhóm tác giả, có so sánh với các công thức đã được công bố trong các công trình nghiên cứu khác.

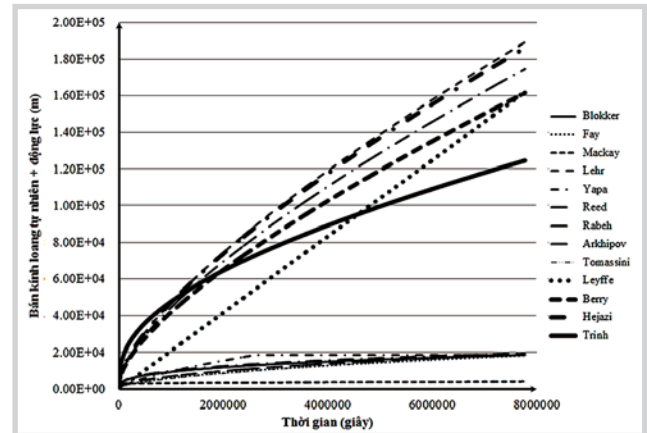
Kết quả tính toán của nhóm tác giả đã thỏa mãn và phù hợp với xu thế biến đổi của các công thức khác. Ngoài

Bảng 2. Đặc điểm dầu thô được sử dụng trong mô phỏng các quá trình phong hóa

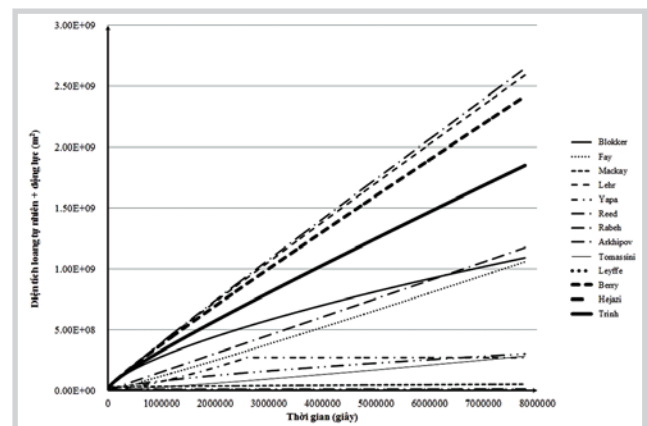
TT	Yếu tố	Giá trị
1	Mật độ (kg/m ³)	980
2	Độ nhớt dầu ở 40°C(cP)	8,75
3	Nhiệt độ điểm sôi (°K)	301
4	Nhiệt độ không khí (°K)	300
5	Nhiệt độ nước (°K)	298
6	Mật độ nước (kg/m ³)	1022,5
7	Độ nhớt nước ở 20°C(cP)	0,0091
8	Sức căng bề mặt dầu (N/m ²)	24
9	Tốc độ di chuyển (m/s)	0,75
10	Tốc độ gió (m/s)	5,0



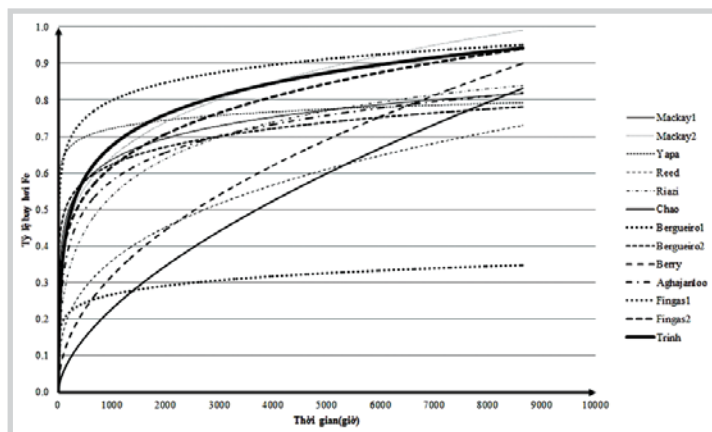
Hình 4. Bán kính loang dầu tự nhiên biến đổi theo thời gian



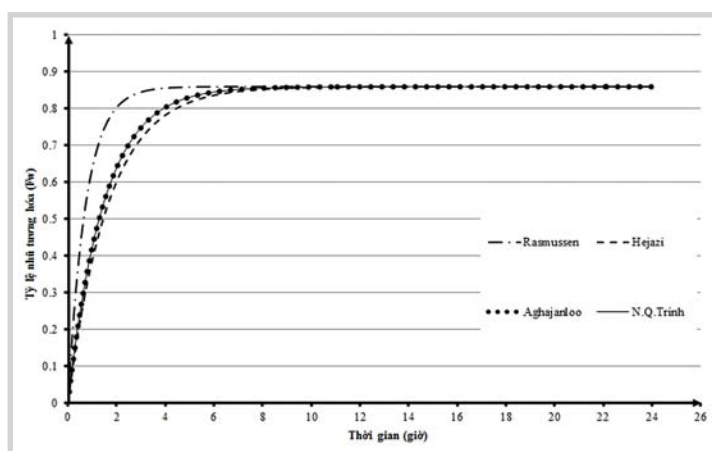
Hình 5. Bán kính loang dầu dưới tác động của động lực biến đổi theo thời gian



Hình 6. Diện tích loang dầu (m2) dưới tác động của động lực biến đổi theo thời gian



Hình 7. Biến đổi tỷ lệ bay hơi (F_e) theo thời gian



Hình 8. Biến đổi tỷ lệ nhũ tương hóa (F_w) theo thời gian

ra, kết quả của phương trình tính toán bao gồm cả quá trình biến đổi tự nhiên và quá trình biến đổi dưới tác động của động lực biến đổi theo thời gian. Dưới tác động của động lực thì quá trình này biến đổi rất nhanh và khả năng lan truyền phụ thuộc nhiều vào các yếu tố môi trường như: gió, dòng chảy bề mặt.

3.2. Quá trình bay hơi

Ở giai đoạn này, dầu thô có đặc điểm như trong Bảng 2, tốc độ gió là 5m/s, nhiệt độ nước 25°C và nhiệt độ không khí 27°C. Hình 7 trình bày tỷ lệ bốc hơi theo tính toán của các công thức mà nhóm tác giả đã giới thiệu ở phần trên. Kết quả mô phỏng theo các phương trình tương đối phù hợp. Nếu có dữ liệu chi tiết về các thành phần chưng cất dầu có sẵn, có thể bổ sung thêm số liệu đầu vào khi mô phỏng.

3.3. Quá trình nhũ tương hóa

Hình 8 trình bày tỷ lệ nhũ tương biến đổi theo thời gian tính toán của các công thức mà nhóm tác giả dựa trên các phương trình giới thiệu ở phần trên. Kết quả mô phỏng các phương trình đạt được tương đối phù hợp. Nếu dữ liệu đầu vào đầy đủ chi tiết về các thành phần dầu chưng cất, mô phỏng có thể được áp dụng nhiều thành phần làm đầu vào hơn nữa.

4. Kết luận

Mô hình phong hóa dự đoán hoạt động của vết dầu loang trên biển, là cơ sở để tính toán tốc độ truyền tải khối lượng do quá trình phong hóa quan trọng nhất: bốc hơi và nhũ tương hóa. Ngoài ra, có thể sử dụng mô hình phong hóa để tính toán sự thay đổi của tính chất dầu trong các quá trình này. Do thiếu dữ liệu đầu vào, nên nhóm tác giả thực hiện phép so sánh kỹ thuật giữa kết quả tính toán theo các phương trình của các nhà khoa học đã công bố trước đó và phương trình bán thực nghiệm của nhóm tác giả để đánh giá xác nhận mô hình toán học.

Tỷ lệ thất thoát khối lượng dầu phụ thuộc rất nhiều vào loại dầu (tính chất hóa học và tính chất vật lý), điều kiện thời tiết (tốc độ và hướng gió, sóng, nhiệt độ) và các thuộc tính của nước biển (độ muối, nhiệt độ). Trên thực tế, mô hình phong hóa sẽ được áp dụng để tính tỷ lệ dầu thất thoát đồng bộ, phát triển sự ổn định của vết dầu loang trên mặt nước. Vậy, mô hình mô phỏng do nhóm tác giả đề xuất trong bài báo này là một phần của nghiên cứu thực hiện trong lĩnh vực mô phỏng số của dầu loang trong môi trường biển.

Tài liệu tham khảo

1. National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). *ADIOS 2 technical details (draft, unpublished)*. 1999.
2. NOAA. *Automated data inquiry for oil spills (ADIOS) version 2.0*. www.response.restoration.noaa.gov. 2000.
3. NOAA. OR & R. www.response.restoration.noaa.gov. 2013.
4. P.C.Blokke. *Spreading and evaporation of petroleum products on water*. 1964.
5. James A.Fay. *Physical processes in the spread of oil on a water surface*. Proceedings of the International Oil Spill Conference. 1971; 1: p. 463 - 467.
6. Donald Mackay, Ian A.Bruist, R. Mascarenhas, S.Paterson. *Oil spill processes and models - Volume 8: Environmental emergency branch, environmental impact control directorate, environmental protection service, environment Canada*. Environment Canada. 1980.

7. W. J.Lehr, H.M.Cekirge, R.J.Fraga, M.S.Belen. *Empirical studies of the spreading of oil spills*. Oil and Petrochemical Pollution. 1984; 2(1): p. 7 - 11.
8. Poojitha D.Yapa. *Oil spill processes and model development*. Journal of Advanced Marine Technology. 1994; 11: p. 1 - 22.
9. Mark Reed, Øistein Johansen, Per Johan Brandvik, Per Daling, Alun Lewis, Robert Fiocco, Don Mackay, Richard Prentki. *Oil spill modeling towards the close of the 20th century: Overview of the state of the art*. Spill Science & Technology Bulletin. 1999; 5(1): p. 3 - 16.
10. A.H.Al-Rabeh, R.W.Lardner, N.Gunay. *Gulfspill Version 2.0: A software package for oil spills in the Arabian Gulf*. Environmental Modelling and Software. 2000; 15(4): p.425 - 442.
11. A.Warluzel, J. Benque. *Un modèle mathématique de transport et d'étalement d'une nappe d'hydrocarbures*. Proceedings of the Mechanics of Oil Slicks Conference, Paris. 1981: p. 199 - 211.
12. Pavel Tkalic. *A CFD solution of oil spill problems*. Environmental Modelling and Software. 2006; 21(2): p. 271 - 282.
13. Jacques C.J.Nihoul. *A non-linear mathematical model for the transport and spreading of oil slicks*. Ecological Modelling: Modelling the Rate and Effect of Toxic Substances in the Environment. 1984; 22(1-4): p. 325 - 339.
14. Boris Arkhipov, Vladimir Koterov, Viacheslav Solbakov, Dmitry Shapochkin, Yulia Yurezanskaya. *Numerical modeling of pollutant dispersion and oil spreading by the stochastic discrete particles method*. Studies in Applied Mathematics. 2008; 120(1): p. 87 - 104.
15. O.Johansen. *Particle in fluid model for simulation of oil drift and spread - Part I: Basic concepts*. Oceanographic Center, Sintef Group, Norway. 1985.
16. Lorenzo Tomassini, Peter Reichert, Reto Knutti, Thomas F.Stocker, Mark E.Borsuk. *Robust Bayesian uncertainty analysis of climate system properties using Markov Chain Monte Carlo methods*. Journal of Climate. 2007; 20(7): p. 1239 - 1254.
17. James C.Huang. *A review of the state-of-the art of oil spill fate/behavior models*. Proceedings of the International Oil Spill Conference. 1983: p. 313 - 322.
18. Fengqi You, Sven Leyffer. *Mixed-integer dynamic optimization for oil-spill response planning with integration of a dynamic oil weathering model*. AIChE Journal. 2011; 57(12): p. 3555 - 3564.
19. Xiaobo Chao, N.Jothi Shankar, Sam S.Y.Wang. *Development and application of oil spill model for Singapore coastal waters*. Journal of Hydraulic Engineering. 2003; 129(7): p. 495 - 503.
20. Alan Berry, Tomasz Dabrowski, Kieran Lyons. *The oil spill model OILTRANS and its application to the Celtic Sea. Manuscript for OILTRANS model*. Marine Pollution Bulletin. 2012; 64(11).
21. Ehsan Sarhadi Zadeh, Kourosh Hejazi. *Eulerian oil spills model using finite-volume method with moving boundary and wet-dry fronts*. Modelling and Simulation in Engineering. 2012.
22. Nguyễn Quốc Trinh, Nguyễn Minh Huấn, Phùng Đăng Hiếu. *Nghiên cứu lan truyền dầu ở Biển Đông phục vụ cảnh báo và tìm kiếm nguồn thải*. Báo cáo tiến độ nghiên cứu sinh, Trường Đại học Khoa học Tự nhiên - Đại học Quốc gia Hà Nội. 6/2014.
23. M.Popescu Delia, E.Nistoran-Gogoase Daniela. *Oil spill modeling on rivers - an efficient forecast tool. Part 1: Physico-chemical processes*. 2003.
24. C.A.Brebbia. *Oil spill modeling and processes*. WIT Press. 2001.
25. Mervin Fingas. *Oil spill science and technology*. Gulf Professional Publishing. 2010.
26. Donald Mackay, Ronald S.Matsugu. *Evaporation rates of liquid hydrocarbon spills on land and water*. The Canadian Journal of Chemical Engineering. 1973; 51(4): p. 434 - 439.
27. Warren Stiver, Donald Mackay. *Evaporation rate of spills of hydrocarbons and petroleum mixtures*. Environmental Science and Technology. 1984; 18(11): p. 834 - 840.
28. Mohammad R.Riazi, Mohsen Edalat. *Prediction of the rate of oil removal from seawater by evaporation and dissolution*. Journal of Petroleum Science and Engineering. 1996, 16(4): p. 291 - 300.
29. Donald W.Marquardt. *An algorithm for least squares estimation of non-linear parameters*. Journal of the Society for Industrial and Applied Mathematics. 1963; 11(2): p. 431 - 441.
30. J.R.Bergueiro Lopez, R.Romero March, S.Guijarro Gonzales, F.Serra Socias. *Simulation of oil spill at the*

Casablanca platform (Tarragona, Spain) under different environmental conditions. Journal of Maritime Research. 2006; 3(1): p. 55 - 72.

31. K.Aghajanloo, M.D.Pirooz, M.M.Namin. *Numerical simulation of oil spill behavior in the Persian Gulf.* International Journal of Environmental Research. 2013; 7(1): p. 81 - 96.

32. Merv F.Fingas. *Modeling oil and petroleum*

evaporation. Journal of Petroleum Science Research (JPSR). 2013; 2(3): p. 104 - 115.

33. Drote Rasmussen. *Oil spill modeling-a tool for cleanup operations.* Proceedings of the Oil Spill Conference, California. 1985: p. 243 - 249.

34. H.T.Shen, P.D.Yapa. *Oil slick transport in rivers.* ASCE. Journal of Hydraulic Engineering. 1988; 114(5): p. 529 - 543.

Simulation of oil weathering processes in marine environment

Nguyen Quoc Trinh¹, Nguyen Minh Huan²

Phung Dang Hieu³, Nguyen Quang Vinh⁴

¹National Centre for Hydro-Meteorological Forecasting, MONRE

²University of Science, VNU

³Institute for Marine and Island Research and Management, MONRE

⁴Aero-Meteorological Observatory, MONRE

Summary

The paper presents the application of two dimensional numerical model to simulate the oil slick spreading using finite volume approach and an oil weathering model (OWM) to consider the mass transfer processes (such as evaporation, vertical dispersion, emulsification and dissolution). Based on the most applicable expressions in the world and comparing their results and available experimental data or analytical solutions, the authors have developed the suitable equations, using the oil depreciations as sink term in oil dynamic equation to simulate the oil weathering processes, calculate the spreading and evaporation processes, and estimate the emulsification rate of the oil spill.

Key words: Oil spill, oil weathering processes, mathematical modelling.

QUẢN LÝ NGƯỜI ĐẠI DIỆN: NHỮNG VẤN ĐỀ LÝ LUẬN VÀ THỰC TIỄN TẠI CÁC TẬP ĐOÀN/TỔNG CÔNG TY NHÀ NƯỚC Ở VIỆT NAM

TS. Phạm Thị Thanh Tuyền, ThS. Hoàng Thị Đào

ThS. Hoàng Trường Giang

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: tuyenpt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Người đại diện là những người thay mặt chủ sở hữu hoặc được chủ sở hữu cử để hiện thực hóa mục tiêu chiến lược của mình tại các doanh nghiệp có vốn đầu tư. Vì vậy, Người đại diện có vai trò rất quan trọng trong sự phát triển, quyết định sự thành công hay thất bại trong việc thực hiện mục tiêu của chủ sở hữu tại các doanh nghiệp có vốn góp. Tuy nhiên, việc quản lý Người đại diện được quy định trong các văn bản pháp luật cũng như các quy định nội bộ của các Tập đoàn/Tổng công ty còn chưa đầy đủ, các đối tượng Người đại diện ở từng vị trí, chức trách khác nhau trong doanh nghiệp, chưa gắn yêu cầu, trách nhiệm của Người đại diện với các chế độ đãi ngộ. Những bất cập còn tồn tại là do có sự hiểu khác nhau về người đại diện của chủ sở hữu tại các doanh nghiệp có vốn đầu tư. Bài viết làm rõ khái niệm về người đại diện, tham khảo kinh nghiệm thế giới về mối quan hệ giữa chủ sở hữu - Người đại diện - doanh nghiệp, từ đó, đề xuất vận dụng cho công tác quản lý người đại diện của Tập đoàn/Tổng công ty tại các doanh nghiệp mà Tập đoàn/Tổng công ty có vốn đầu tư tại Việt Nam.

Từ khóa: Người đại diện.

1. Khái niệm Người đại diện

Tổ chức hoạt động theo mô hình Công ty mẹ - Công ty con là hình thức tổ chức điển hình đối với các Tập đoàn kinh tế/Tổng công ty giai đoạn hiện nay ở Việt Nam. Trong đó, Công ty mẹ là nơi hoạch định chiến lược phát triển, đầu tư vốn vào công ty con/công ty thành viên/công ty liên kết để hiện thực hóa mục tiêu chiến lược của Tập đoàn/Tổng công ty. Theo Luật Doanh nghiệp [1], một công ty được coi là công ty mẹ nếu sở hữu trên 50% vốn điều lệ/tổng số cổ phần phổ thông đã phát hành; hoặc có quyền trực tiếp/gián tiếp bổ nhiệm đa số hoặc tất cả các thành viên Hội đồng quản trị, Giám đốc/Tổng giám đốc; hoặc có quyền quyết định sửa đổi, bổ sung Điều lệ của công ty đó. Công ty mẹ chi phối hoạt động của các công ty con nhằm định hướng hoạt động theo chiến lược do Công ty mẹ đặt ra và đem lại lợi ích tối đa cho Công ty mẹ.

Công ty mẹ (chủ sở hữu) thông qua người đại diện của mình tại các doanh nghiệp đó để hiện thực hóa mục tiêu, chiến lược. Người đại diện chính là cánh tay kéo dài của chủ sở hữu đến từng doanh nghiệp thực hiện mục tiêu chiến lược của chủ sở hữu. Nói cách khác, Người đại diện là những người được chủ sở hữu cử đến để thay mặt chủ sở hữu thực hiện quyền và nghĩa vụ tại các doanh nghiệp đầu tư vốn, hoặc trực tiếp điều hành doanh nghiệp nhằm hiện thực hóa các mục tiêu chiến lược của mình.

Theo thông lệ quốc tế [5], có thể chia Người đại diện thành 2 nhóm dựa trên vai trò và quyền hạn của Người

đại diện tại công ty con/công ty thành viên/công ty liên kết được cử đến:

- Nhóm 1: Những người không có quyền biểu quyết. Đây là những người được chủ sở hữu cử đến tham gia trực tiếp vào công tác điều hành hoặc làm việc tại đơn vị. Các vị trí này có thể là các chức danh kỹ thuật hoặc quản lý (Giám đốc/Phó giám đốc, Kế toán trưởng...). Những người này không có quyền thay mặt chủ sở hữu biểu quyết trong các quyết định của Hội đồng quản trị. Những người này có thể coi là các chuyên gia/nhà quản lý được cử đến làm việc trực tiếp tại doanh nghiệp.

- Nhóm 2: Những người được thay mặt chủ sở hữu để biểu quyết với tư cách là đại diện phần vốn chủ sở hữu. Đây là các cá nhân được chủ sở hữu ủy quyền đại diện cho phần vốn của chủ sở hữu tại các doanh nghiệp và có thể thay mặt chủ sở hữu biểu quyết tại Đại hội đồng cổ đông/Hội đồng quản trị về các vấn đề được quy định trong Điều lệ và theo pháp luật. Những người này là thành viên trong Hội đồng quản trị (đối với công ty cổ phần), Hội đồng thành viên (đối với công ty trách nhiệm hữu hạn) và đại diện cho Công ty mẹ với tư cách là chủ sở hữu. Người đại diện nhóm này được chia làm 2 loại:

- + Các thành viên không tham gia điều hành (non-executive director) do chủ sở hữu cử làm đại diện phần vốn trong Hội đồng quản trị/Hội đồng thành viên, được tham gia biểu quyết các quyết định quan trọng nhưng không tham gia điều hành tại các công ty. Theo kinh

nghiệm của các tập đoàn kinh tế trên thế giới, phần lớn những người này không phải là thành viên chuyên trách tại doanh nghiệp, thông thường họ được biên chế trong Ban điều hành tại Công ty mẹ hoặc các đơn vị khác trong Tập đoàn. Các thành viên Hội đồng quản trị/Hội đồng thành viên không điều hành tại các công ty con đều là kiêm nhiệm, vì vậy không nhận lương cho vai trò thành viên Hội đồng quản trị/Hội đồng thành viên mà chỉ được nhận thù lao cho các chức danh đó.

+ Người đại diện tham gia điều hành (executive director) là những người vừa tham gia vào Hội đồng quản trị/Hội đồng thành viên vừa tham gia điều hành doanh nghiệp (Tổng giám đốc/Phó Tổng giám đốc). Những người đại diện này được doanh nghiệp trả lương cho chức danh điều hành và thù lao cho chức danh thành viên Hội đồng quản trị/Hội đồng thành viên.

Tại Việt Nam, khái niệm Người đại diện lần đầu tiên xuất hiện dưới thuật ngữ “người trực tiếp quản lý” trong Nghị định 73/2000/NĐ-CP [2], chỉ định ngữ những người có trách nhiệm quản lý phần vốn của Nhà nước tại các doanh nghiệp khác và điều hành các doanh nghiệp này đi đúng với định hướng, chỉ đạo của Nhà nước.

Luật Doanh nghiệp năm 2005 là khung pháp lý áp dụng cho tất cả các loại hình doanh nghiệp, thể hiện sự bình đẳng trước pháp luật của các thành phần kinh tế, đã đưa ra định nghĩa và các quy định cụ thể hơn về “Người đại diện theo ủy quyền” và dần thay thế thuật ngữ “người quản lý trực tiếp” đã được sử dụng từ năm 2000. Người đại diện vừa là người giám sát, vừa trực tiếp chỉ đạo điều hành hoạt động của doanh nghiệp để đảm bảo hiệu quả hoạt động đầu tư của chủ sở hữu.

Người đại diện theo ủy quyền là “cá nhân được thành viên, cổ đông là tổ chức của công ty trách nhiệm hữu hạn, công ty cổ phần ủy quyền bằng văn bản thực hiện các quyền của mình tại công ty”. Để phù hợp với tình hình thực tế của nền kinh tế đa thành phần với nhiều chủ sở hữu, khái niệm người đại diện được quy định trong Nghị định 71/2013/NĐ-CP [3] được đề cập với 2 loại Người đại diện: “Người đại diện theo ủy quyền phần vốn Nhà nước đầu tư tại doanh nghiệp khác” và “Người đại diện theo ủy quyền phần vốn của doanh nghiệp đầu tư tại doanh nghiệp khác”. Cả hai khái niệm trên đều được gọi chung là người đại diện, chỉ có sự khác biệt là đối với khái niệm Người đại diện theo ủy quyền phần vốn của Nhà nước đầu tư tại doanh nghiệp khác thì chủ sở hữu là Nhà nước, còn trong khái niệm người đại diện theo ủy quyền phần vốn của doanh nghiệp đầu tư tại doanh nghiệp khác thì chủ

sở hữu là doanh nghiệp bất kỳ. Khái niệm Người đại diện tại các văn bản pháp luật chỉ mới dừng ở Người đại diện ủy quyền phần vốn tại doanh nghiệp.

Trong thực tế, do ảnh hưởng sâu sắc của nền kinh tế tập trung, bao cấp, kế hoạch hóa nên tại các Tập đoàn/Công ty mẹ, đối tượng Người đại diện được hiểu rộng hơn, gồm người đại diện ủy quyền phần vốn của doanh nghiệp đầu tư tại doanh nghiệp khác và những người được Tập đoàn/Tổng công ty cử hoặc giới thiệu đến doanh nghiệp để trực tiếp quản lý/điều hành doanh nghiệp theo quy định của pháp luật, Điều lệ tổ chức và hoạt động của doanh nghiệp hoặc những thỏa thuận khác của các bên tham gia sau đây cùng gọi là người đại diện. Theo đó, người đại diện bao gồm:

- Người đại diện theo ủy quyền phần vốn góp của chủ sở hữu tại doanh nghiệp khác (gọi tắt là Người đại diện theo ủy quyền), là nhân sự do chủ sở hữu quản lý, được cử đến doanh nghiệp tham gia biểu quyết, quyết định những nội dung thuộc quyền của chủ sở hữu. Ngoài ra, tùy theo mức độ chi phối của chủ sở hữu tại doanh nghiệp, người đại diện còn tham gia vào các cơ quan quản lý cao nhất của doanh nghiệp theo quy định tại Điều lệ tổ chức và hoạt động của doanh nghiệp như: Hội đồng thành viên (đối với các công ty trách nhiệm hữu hạn), Hội đồng quản trị (đối với các công ty cổ phần)... để chỉ đạo quá trình sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp đảm bảo theo đúng mục tiêu chiến lược của chủ sở hữu.

- Để đảm bảo chắc chắn hoạt động sản xuất kinh doanh tại doanh nghiệp thực hiện đúng chiến lược của chủ sở hữu cũng như quy định hiện hành, chủ sở hữu cũng cử Người đại diện đến doanh nghiệp để trực tiếp giám sát, kiểm soát quá trình thực hiện tại doanh nghiệp. Hoạt động kiểm soát này được thực hiện theo quy định của pháp luật và Điều lệ tổ chức và hoạt động của doanh nghiệp. Những người này được chủ sở hữu cử làm Kiểm soát viên (đối với công ty trách nhiệm hữu hạn) hoặc giới thiệu để đại hội đồng cổ đông bầu vào Ban kiểm soát (đối với công ty cổ phần) theo quy định của pháp luật.

- Để hiện thực hóa mục tiêu chiến lược của chủ sở hữu tại doanh nghiệp, chủ sở hữu cử những người có năng lực quản lý, điều hành, nắm được ý đồ của chủ sở hữu đến doanh nghiệp để bổ nhiệm/ứng cử vào những vị trí lãnh đạo chủ chốt trực tiếp điều hành doanh nghiệp (như Tổng giám đốc/Giám đốc, Phó Tổng giám đốc/Phó Giám đốc, Kế toán trưởng...) theo quy định của pháp luật và Điều lệ tổ chức và hoạt động của doanh nghiệp hoặc theo các thỏa thuận giữa các bên tham gia doanh nghiệp.

2. Vai trò của Người đại diện trong mô hình hoạt động Công ty mẹ - Công ty con

Người đại diện tại các doanh nghiệp khác phải thực hiện các nhiệm vụ chính sau:

- Hiện thực hóa ý chí, mục tiêu chiến lược của chủ sở hữu vào hoạt động cụ thể của doanh nghiệp trong quá trình quản lý, điều hành.
- Phản ánh kịp thời, trung thực cho chủ sở hữu về tình trạng, kết quả hoạt động sản xuất kinh doanh và các thông tin liên quan của doanh nghiệp để chủ sở hữu có quyết sách kịp thời.
- Thay mặt chủ sở hữu thực hiện quản lý bảo toàn và phát triển vốn của chủ sở hữu theo quy định của pháp luật.

Như vậy, vai trò của Người đại diện rất quan trọng trong sự phát triển của Tập đoàn/Tổng công ty. Sự thành công hay thất bại trong việc hiện thực hóa mục tiêu chiến lược của chủ sở hữu tại các doanh nghiệp nói riêng cũng như toàn Tập đoàn/Tổng công ty nói chung phụ thuộc phần lớn năng lực cũng như kết quả hoạt động của đội ngũ Người đại diện của Tập đoàn/Tổng công ty.

3. Mối quan hệ giữa chủ sở hữu - doanh nghiệp - Người đại diện

3.1. Mối quan hệ giữa chủ sở hữu với Người đại diện

Chức trách, nhiệm vụ khác nhau của Người đại diện dẫn đến những mối quan hệ khác nhau giữa những Người đại diện và chủ sở hữu, cốt lõi của các mối quan hệ đó là hệ thống giao nhiệm vụ, thực hiện và báo cáo.

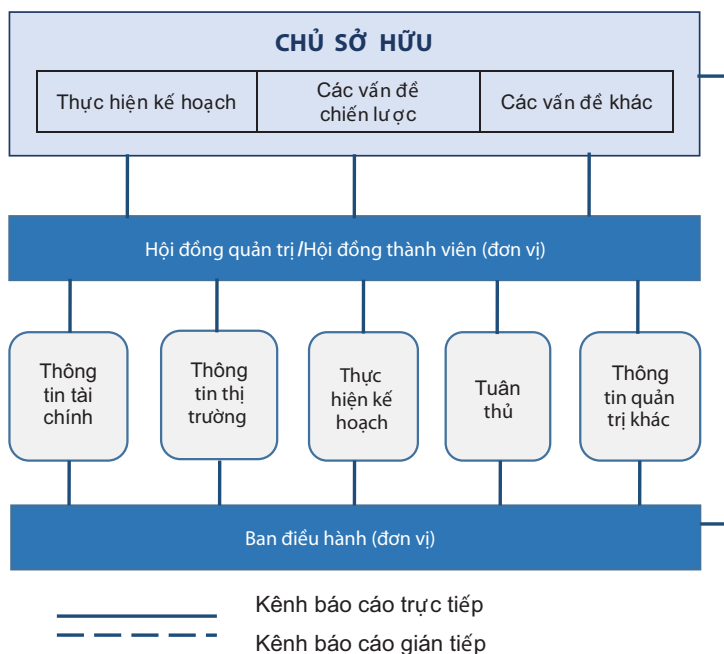
Theo thông lệ tốt [5], Tập đoàn/Công ty mẹ khi góp vốn đầu tư, với tư cách là cổ đông, sẽ thực hiện các quyền của mình thông qua đại diện tại Đại hội đồng cổ đông và/hoặc Hội đồng quản trị/Hội đồng thành viên. Các quyền này có thể bao gồm nhưng không giới hạn ở việc đưa ra hay phê chuẩn các quyết định/định hướng về chiến lược kinh doanh, yêu cầu ban điều hành của công ty có vốn đầu tư phải thực hiện chế độ báo cáo đối với chủ sở hữu/cổ đông...theo quy định của pháp luật. Người đại diện của Tập đoàn/Công ty mẹ tham gia với vai trò là thành viên tại Hội đồng quản trị/Hội đồng thành viên sẽ thực hiện các quyền của cổ đông theo quy định tại Điều lệ tổ

chức và hoạt động công ty và/hoặc các thỏa thuận khác dưới sự chỉ đạo trực tiếp của chủ sở hữu.

Đối với các thành viên là Người đại diện nhưng không có quyền biểu quyết tham gia vào điều hành - là những người không đại diện phần vốn của chủ sở hữu, sẽ chỉ báo cáo trực tiếp lên cho người quản lý trực tiếp của mình tại công ty con/công ty thành viên/công ty liên kết. Ví dụ: Kế toán trưởng hoặc Phó giám đốc sẽ báo cáo Tổng giám đốc, Tổng giám đốc báo cáo trực tiếp Hội đồng quản trị/Hội đồng thành viên, Đại hội đồng cổ đông... Trên thực tế, các thành viên là người đại diện nhưng không có quyền biểu quyết tham gia vào điều hành vẫn thực hiện báo cáo theo yêu cầu của các cổ đông, tuy nhiên không phải dưới vai trò là Người đại diện mà là người quản lý trong công ty được đầu tư - báo cáo gián tiếp.

Tùy theo quy định cụ thể của từng Tập đoàn, Ban giám đốc/Ban điều hành các công ty được đầu tư thường phải gửi một số loại báo cáo chính lên Hội đồng quản trị/Hội đồng thành viên theo định kỳ và phù hợp với quy định liên quan của Nhà nước và yêu cầu của Tập đoàn/Công ty mẹ. Ban điều hành thông thường phải nộp một số loại báo cáo lên Hội đồng quản trị và/hoặc các cổ đông lớn (Ví dụ: Báo cáo tài chính; báo cáo tình hình sản xuất kinh doanh, tình hình thực hiện đầu tư (nếu có); kế hoạch và kết quả sản xuất kinh doanh/kế hoạch đầu tư/kế hoạch vốn cho kỳ sau và định hướng phát triển của công ty; báo cáo về tổ chức lao động và tiền lương...). Quy định hiện hành của Việt Nam, quy trình báo cáo của Người đại diện và phản hồi của chủ sở hữu thực hiện theo quy định tại Thông tư 21/2014/TT-BTC [4].

Như vậy, hệ thống giao nhiệm vụ, thực hiện và báo cáo đối với từng chức trách Người đại diện như sau:



Hình 1. Ví dụ minh họa cơ chế đưa ra quyết định của Người đại diện

- *Người đại diện theo ủy quyền:* Có mối quan hệ trực tiếp và bắt buộc trong hệ thống giao nhiệm vụ - thực hiện và báo cáo.

- *Người đại diện thực hiện nhiệm vụ kiểm soát doanh nghiệp:* Có mối quan hệ không chỉ trực tiếp giữa chủ sở hữu và người thực hiện mà còn có các mối quan hệ với các bên tham gia/cổ đông khác thông qua Hội đồng thành viên/Đại hội đồng cổ đông.

+ Đối với kiểm soát viên tại công ty trách nhiệm hữu hạn: Thực hiện nhiệm vụ theo chỉ đạo trực tiếp của chủ sở hữu theo chương trình công tác được chủ sở hữu phê duyệt trên cơ sở thống nhất với doanh nghiệp.

+ Đối với thành viên Ban kiểm soát của công ty cổ phần: Các thành viên phải thực hiện theo chương trình do Đại hội đồng cổ đông thông qua và phải báo cáo kết quả thực hiện cho Đại hội đồng cổ đông. Nếu thành viên Ban kiểm soát là người đại diện của chủ sở hữu thì phải báo cáo chủ sở hữu nếu được yêu cầu.

- *Người đại diện trong Ban điều hành tại doanh nghiệp:* Không trực tiếp với chủ sở hữu mà chỉ đến Hội đồng thành viên/Hội đồng quản trị/Đại hội đồng cổ đông hoặc Tổng giám đốc/Giám đốc (đối với Phó Tổng giám đốc/Phó giám đốc, Kế toán trưởng).

3.2. Mối quan hệ giữa chủ sở hữu với doanh nghiệp

Trước hết, chủ sở hữu là chủ thể trực tiếp đầu tư vốn vào doanh nghiệp nên có đủ các quyền và nghĩa vụ đối với doanh nghiệp theo pháp luật quy định. Tuy nhiên, chủ sở hữu chỉ là một pháp nhân (hoặc thể nhân) độc lập về pháp lý đối với doanh nghiệp mà mình góp vốn, không có quyền can thiệp trực tiếp vào hoạt động thường xuyên của doanh nghiệp. Mọi sự tham gia của chủ sở hữu đến hoạt động của doanh nghiệp, kể cả những vấn đề liên quan đến Người đại diện, đều phải được sự thống nhất thông qua thỏa thuận phối hợp hoạt động giữa chủ sở hữu và doanh nghiệp. Thỏa thuận này phải là văn bản mang tính pháp lý làm cơ sở cho hoạt động của các bên liên quan đến doanh nghiệp, nên phải được chủ sở hữu và các bên tham gia đầu tư vào doanh nghiệp thống nhất đưa vào nội dung Điều lệ doanh nghiệp hoặc thông qua cơ quan quản lý cao nhất của doanh nghiệp là Đại hội đồng cổ đông (đối với công ty cổ phần) và Hội đồng thành viên (đối với công ty trách nhiệm hữu hạn). Riêng đối với công ty trách nhiệm hữu hạn một thành viên, quyền của chủ sở hữu do chủ sở hữu quy định.

Nhằm phục vụ công tác quản lý của chủ sở hữu đối với Người đại diện tại các đơn vị khác nhau về quy mô, độ

phức tạp trong quản lý doanh nghiệp và tầm quan trọng của hoạt động doanh nghiệp đối với mục tiêu chiến lược, ngắn hạn của chủ sở hữu (mức độ ảnh hưởng của chủ sở hữu), Tập đoàn/Tổng công ty có thể chia thành các nhóm đơn vị dựa trên nguyên tắc sau:

- Mức độ ảnh hưởng của chủ sở hữu đối với doanh nghiệp phụ thuộc vào số vốn góp của chủ sở hữu đối với doanh nghiệp đó hoặc các chi phối khác (thương hiệu, quyền bổ nhiệm các vị trí quan trọng điều hành doanh nghiệp...) được ghi nhận trong Điều lệ doanh nghiệp hoặc các thỏa thuận có tính pháp lý khác. Căn cứ vào Luật Doanh nghiệp 2005, có thể chia ra các mức độ ảnh hưởng của chủ sở hữu như sau:

+ *Chủ sở hữu chi phối hoạt động của doanh nghiệp* khi nắm giữ từ 50% vốn điều lệ hoặc chi phối theo các thỏa thuận pháp lý khác.

+ *Chủ sở hữu kiểm soát* phần lớn các quyết định của doanh nghiệp khi nắm giữ trên 35% đến dưới 50% vốn điều lệ.

+ *Chủ sở hữu đầu tư tài chính đơn thuần* để hưởng lợi tức, không chi phối hoặc kiểm soát các quyết định của doanh nghiệp khi nắm giữ từ 35% vốn điều lệ trở xuống.

- Mức độ phức tạp trong quản lý thể hiện qua quy mô và phạm vi hoạt động của doanh nghiệp thông qua các tiêu chí về vốn chủ sở hữu/tổng tài sản; giá trị sản lượng (doanh thu) mà doanh nghiệp đem lại hoặc dự kiến đem lại (theo dự án được duyệt); đầu mỗi quản lý (số đơn vị của doanh nghiệp được phân cấp quản lý, số lao động trong toàn doanh nghiệp... hoặc các tiêu chí khác phù hợp với đặc tính kinh tế kỹ thuật của doanh nghiệp.

4. Căn cứ để xuất chính sách đối với Người đại diện

Để hiện thực hóa mục tiêu chiến lược của mình tại các doanh nghiệp đầu tư vốn, chủ sở hữu thực hiện quyền quản lý và điều hành thông qua Người đại diện tại doanh nghiệp. Người đại diện có thể giữ chức trách, vai trò khác nhau trong doanh nghiệp gồm: Người đại diện thực hiện quyền chủ sở hữu, Người đại diện thực hiện chức năng kiểm soát doanh nghiệp và Người đại diện tham gia điều hành trực tiếp doanh nghiệp.

Quan hệ giữa chủ sở hữu và Người đại diện phụ thuộc vào mức độ quản lý trực tiếp của chủ sở hữu đối với Người đại diện. Mối quan hệ của chủ sở hữu đối với từng đối tượng Người đại diện thực hiện các vai trò (chức trách) khác nhau là không giống nhau, có xu thế “nới lỏng” dần từ vai trò thực hiện quyền chủ sở hữu đến vai trò điều hành

doanh nghiệp (giảm dần từ Hội đồng thành viên/Hội đồng quản trị, Ban kiểm soát/Kiểm soát viên, Tổng giám đốc/Phó Tổng giám đốc/Kế toán trưởng). Mối quan hệ giữa chủ sở hữu và Người đại diện phải có tính pháp lý và được thể hiện bằng hợp đồng với nội dung khác nhau tương ứng với các vị trí khác nhau mà Người đại diện đảm nhiệm.

Bên cạnh đó, quan hệ giữa chủ sở hữu với Người đại diện còn phụ thuộc vào mức độ quan trọng của doanh nghiệp đối với chiến lược phát triển của chủ sở hữu (thể hiện thông qua mức độ chi phối của chủ sở hữu đối với doanh nghiệp). Mức độ quan trọng cao thì yêu cầu tiêu chuẩn Người đại diện càng cao và tương ứng là các tiêu chí đánh giá và chế độ (lương, thưởng) sẽ cao hơn và ngược lại. Để thực hiện được điều này, cần thiết phải phân nhóm đơn vị theo vị trí và tầm quan trọng trong chiến lược phát triển của chủ sở hữu. Căn cứ xây phân nhóm nên dựa vào mức độ ảnh hưởng của chủ sở hữu đối với doanh nghiệp, mức độ phức tạp quản lý của doanh nghiệp...

Do mối quan hệ của chủ sở hữu đối với từng vị trí của Người đại diện tại doanh nghiệp khác nhau, mức độ quan tâm của chủ sở hữu đối với từng nhóm đơn vị cũng khác nhau, vì vậy việc đánh giá và chế độ đãi ngộ của chủ sở hữu đối với từng đối tượng Người đại diện cũng sẽ khác nhau tùy theo các nhóm đơn vị. Căn cứ vào mức độ mật thiết của mối quan hệ giữa chủ sở hữu và từng đối tượng Người đại diện, chủ sở hữu có chính sách nhân sự khác nhau, cụ thể:

- *Đối với Người đại diện theo ủy quyền:* Chủ sở hữu trực tiếp bổ nhiệm, đánh giá và quyết định mức tiền lương, thưởng và các chính sách đãi ngộ khác đối với Người đại diện; toàn quyền điều động Người đại diện thực hiện các nhiệm vụ theo yêu cầu của chủ sở hữu. Tiền lương và các chế độ đãi ngộ của Người đại diện do chủ sở hữu chi trả từ chi phí hoặc từ lợi nhuận được chia theo kết quả hoạt động của doanh nghiệp; hoặc do doanh nghiệp trả theo các thỏa thuận với chủ sở hữu.

- *Đối với Người đại diện thực hiện kiểm soát doanh nghiệp:* Tương tự như đối với Người đại diện theo ủy quyền, nhưng để đảm bảo tính khách quan trong hoạt động của kiểm soát viên/thành viên Ban kiểm soát, tiền lương và các chế độ đãi ngộ của Người đại diện do chủ sở hữu chi trả. Thù lao cho thành viên Ban kiểm soát do doanh nghiệp quy định sẽ được doanh nghiệp chuyển về chủ sở hữu để chi trả cho Người đại diện theo kết quả thực hiện nhiệm vụ.

- *Đối với Người đại diện trong ban điều hành doanh nghiệp:* Căn cứ vào Điều lệ doanh nghiệp hoặc các thỏa thuận hợp tác giữa các bên tham gia doanh nghiệp, chủ

sở hữu lựa chọn người đáp ứng yêu cầu đến doanh nghiệp để bổ nhiệm vào các vị trí quản lý. Những người này thuộc quyền quản lý và điều động của chủ sở hữu với điều kiện quyền này được nêu rõ trong Điều lệ doanh nghiệp hoặc các Thỏa thuận pháp lý tương đương khác. Trong quá trình điều hành, quyền hạn và trách nhiệm của những người này được quy định trong Điều lệ và các quy định nội bộ khác của doanh nghiệp, vì vậy việc đánh giá, chính sách đãi ngộ đối với những người này đều do doanh nghiệp quy định. Lương và các chế độ đãi ngộ đối với những chức danh này do doanh nghiệp quyết định và chi trả phù hợp với đặc thù và tình hình thực tế của doanh nghiệp.

Quan hệ giữa chủ sở hữu với doanh nghiệp, ngoài những quyền và nghĩa vụ của chủ sở hữu đối với doanh nghiệp đã được pháp luật quy định, để đảm bảo thực hiện tốt các công tác quản lý Người đại diện của chủ sở hữu, đồng thời giám sát các mục tiêu chiến lược của chủ sở hữu thực hiện tại doanh nghiệp, những vấn đề cần thống nhất giữa chủ sở hữu và doanh nghiệp cần được thống nhất trong thỏa thuận phối hợp hoạt động giữa chủ sở hữu và doanh nghiệp, các nội dung cơ bản gồm:

- Quyền yêu cầu doanh nghiệp thực hiện các quy định của chủ sở hữu về công tác quản lý Người đại diện nhằm đảm bảo tính thống nhất trong toàn Tập đoàn/Tổng công ty, phù hợp với quy định của pháp luật, các nội dung cần thống nhất về quyền hạn của chủ sở hữu là:

- + Giới thiệu hoặc bổ nhiệm các chức danh chủ chốt quản lý và điều hành doanh nghiệp, điều động và miễn nhiệm Người đại diện thời giữ các chức danh được bổ nhiệm theo yêu cầu của chủ sở hữu;

- + Quyết định mức lương, thưởng và cơ chế trả lương thưởng đối với Người đại diện của chủ sở hữu;

- + Yêu cầu doanh nghiệp phối hợp tổ chức công tác đánh giá Người đại diện theo quy định của chủ sở hữu.

- Quyền kiểm tra hoạt động sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp trên cơ sở các mục tiêu doanh nghiệp đã đề ra.

- Quyền thực hiện kiểm toán tài chính doanh nghiệp.

- Các quyền khác theo Thỏa thuận giữa chủ sở hữu và doanh nghiệp.

5. Kết luận

Căn cứ vào những cơ sở lý luận trình bày ở trên, để hoàn thiện hệ thống quản lý Người đại diện tại các doanh nghiệp khác, chủ sở hữu cần thiết phải:

- Xây dựng tiêu chuẩn chức danh cho từng vị trí chức trách Người đại diện phù hợp với đặc thù kinh tế kỹ thuật của doanh nghiệp nhằm đảm bảo người được cử đến doanh nghiệp sẽ hoàn thành tốt nhiệm vụ chủ sở hữu giao.

- Xây dựng bộ tiêu chí đánh giá cụ thể cho từng vị trí chức trách Người đại diện (sử dụng bộ tiêu chí đánh giá khác nhau đối với mỗi vị trí chức trách Người đại diện).

- Chế độ đãi ngộ đối với Người đại diện cần gắn với trách nhiệm và kết quả thực hiện công việc của Người đại diện. Cần thiết lập một mặt bằng lương, thưởng chung thống nhất nhưng không cào bằng đối với đội ngũ Người đại diện của Tập đoàn/Tổng công ty.

Tài liệu tham khảo

1. Quốc hội nước Cộng hòa XHCN Việt Nam (Khóa XI). *Luật Doanh nghiệp*. Số 60/2005/QH11. 29/11/2005.

2. Thủ tướng Chính phủ. *Quy chế quản lý phần vốn nhà nước ở doanh nghiệp khác*. Nghị định số 73/2000/NĐ-CP. 6/12/2000.

3. Thủ tướng Chính phủ. *Đầu tư vốn Nhà nước vào doanh nghiệp và quản lý tài chính đối với doanh nghiệp do Nhà nước nắm giữ 100% vốn điều lệ*. Nghị định số 71/2013/NĐ-CP. 11/7/2013.

4. Bộ Tài chính. *Quy chế hoạt động của Người đại diện theo ủy quyền đối với phần vốn nhà nước đầu tư vào doanh nghiệp*. Số 21/2014/TT-BTC. 14/2/2014.

5. Công ty TNHH Pricewaterhouse Coopers Việt Nam (PwC). *Tổng hợp nghiên cứu kinh nghiệm quốc tế về quản lý Người đại diện tại các doanh nghiệp khác*. 8/2014.

Secundee management: Theoretical issues and current practice in Vietnam

Pham Thi Thanh Tuyen, Hoang Thi Dao
Hoang Trung Giang
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Secundee is often defined as a member of staff of a corporation who is transferred to a subsidiary to act on behalf of the owners for a fixed period of time. During the secondment process, the secundee plays an important role in realising the owner's strategic objectives. In Vietnam, the concept of secundee is still inconsistent and the provisions on secundee management are not fully detailed in laws or in organisations' internal regulations. Furthermore, the remuneration of secondees is not yet based on responsibility and performance; therefore, many problems exist in secundee management. The aim of this paper is to clarify the concept of secundee and to specify the relationship of three parties: the secundee, the secundee's organisation, and the host organisation. By analysing current practices on secundee management in the world, the authors suggest some lessons for secundee management in Vietnam.

Key words: Secundee.

ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ NANO TRONG NGÀNH CÔNG NGHIỆP DẦU KHÍ VÀ HƯỚNG NGHIÊN CỨU TIỀM NĂNG Ở VIỆT NAM

TS. Võ Nguyễn Xuân Phương, TS. Lê Phúc Nguyên

Viện Dầu Khí Việt Nam

Email: phuongvnx@pvpro.com.vn

Tóm tắt

Công nghệ và vật liệu nano được ứng dụng hiệu quả trong nhiều lĩnh vực, trong đó có ngành công nghiệp dầu khí nhờ sự phát triển của các kỹ thuật monitoring sáng tạo và phát triển bộ cảm biến (sensor) nano thông minh. Công nghệ nano có thể được sử dụng để cải thiện quá trình khoan và khai thác dầu khí bằng cách cung cấp vật liệu khoan nhẹ, chống mài mòn và bền cơ học hơn; phát triển các loại chất lỏng thông minh mới để tăng hiệu suất thu hồi dầu (EOR) nhất là ở điều kiện nhiệt độ và áp suất cao; phân tách các tạp chất kim loại trong dầu hay khí dễ dàng hơn... Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu các ứng dụng của công nghệ và vật liệu nano trong lĩnh vực thăm dò, khai thác và chế biến dầu khí trên thế giới, đánh giá khả năng nghiên cứu, ứng dụng ngắn hạn và dài hạn của Việt Nam để khai thác hiệu quả tiềm năng công nghệ và vật liệu nano trong ngành công nghiệp dầu khí.

Từ khóa: Công nghệ nano, ngành Dầu khí Việt Nam, ứng dụng và lợi ích của công nghệ nano, hướng triển khai, tiềm năng công nghệ nano.

1. Mở đầu

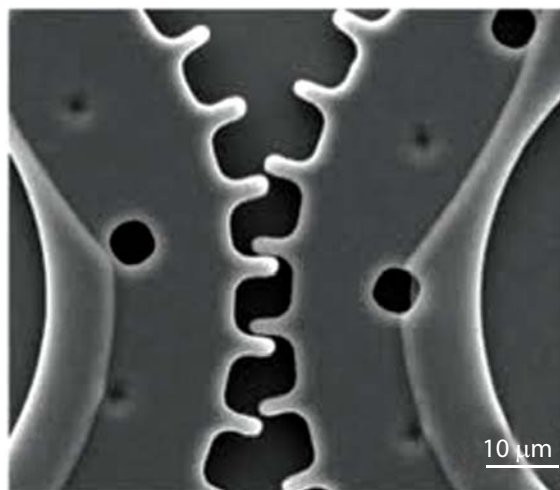
Từ điển Nano do Viện Nghiên cứu Tiên tiến Collegium Basilea (Thụy Sĩ) định nghĩa công nghệ nano là “sự sáng tạo, miêu tả đặc trưng, sản xuất và ứng dụng các vật liệu, thiết bị và hệ thống bằng cách kiểm soát hình dạng và kích thước ở cấp độ nano” [1]. Tổ chức Tiêu chuẩn Quốc tế (ISO) làm rõ hơn khái niệm công nghệ nano, đó là: (i) am hiểu, kiểm soát các vấn đề và quá trình ở cấp độ nano và (ii) sử dụng các tính chất của vật liệu kích thước nano hoàn toàn khác với tính chất của vật liệu với kích thước lớn hơn, để tạo ra những vật liệu, thiết bị và hệ thống được cải tiến sở hữu đặc tính mới. Công nghệ nano nhìn chung liên quan đến bất cứ việc gì được thực hiện hoặc được xây dựng trên quy mô kích thước từ 0,1 - 100nm.

Việc có thể thao tác trên vật chất ở quy mô kích thước nano không chỉ giúp tạo ra và thao tác trên những vật liệu kích thước siêu nhỏ mà còn làm thay đổi bản chất chính vật liệu đó trên quy mô nguyên tử và phân tử. Kích thước các hạt ở cấp độ nano làm tăng tỷ lệ diện tích bề mặt trên một đơn vị thể tích vật liệu, do đó xuất hiện miễn có hiệu ứng lượng tử chiếm ưu thế, đồng thời làm tăng số lượng các nguyên tử hạt nano trên bề mặt. Nhờ đó, vật liệu có thể được chế tạo cứng hơn, nhẹ hơn, bền hơn, hoạt hóa hơn, có độ dẫn điện và/hoặc dẫn nhiệt cao hơn, thân thiện với môi trường hơn và có nhiều đặc tính mong đợi khác như quang, điện và từ tính. Nếu làm chủ công nghệ nano, có thể tạo ra hoặc thao tác các vật liệu phù hợp với từng yêu cầu thay vì sử dụng vật liệu có đặc tính có sẵn nhất định.

Vật liệu nano còn có tính chất mới khác biệt, như có trọng lực và lực ma sát hoàn toàn khác so với cùng loại vật liệu có kích thước lớn, do đó có thể tạo ra tác động rất khác biệt. Các yếu tố

quan trọng ảnh hưởng đến các vật liệu nano gồm: lực nguyên tử, liên kết hóa học và cơ học lượng tử. Có thể có khả năng chế tạo một thiết bị chạy bằng động cơ với các chức năng hoàn chỉnh chỉ dài vài mm, nhưng không thể tạo ra thiết bị như vậy với kích thước vài nm (Hình 1), vì cần phải chế tạo các bộ phận thiết bị từ các nguyên tử riêng rẽ. Các chi tiết quan trọng như bộ phận đốt trong hay bánh răng truyền động sẽ không thể làm được bằng công nghệ hiện tại và ngay trong tương lai gần.

Công nghệ nano được dự đoán sẽ trưởng thành nhanh chóng với nền móng đầu tiên là các kính hiển vi điện tử để có thể quan sát vật chất ở kích cỡ

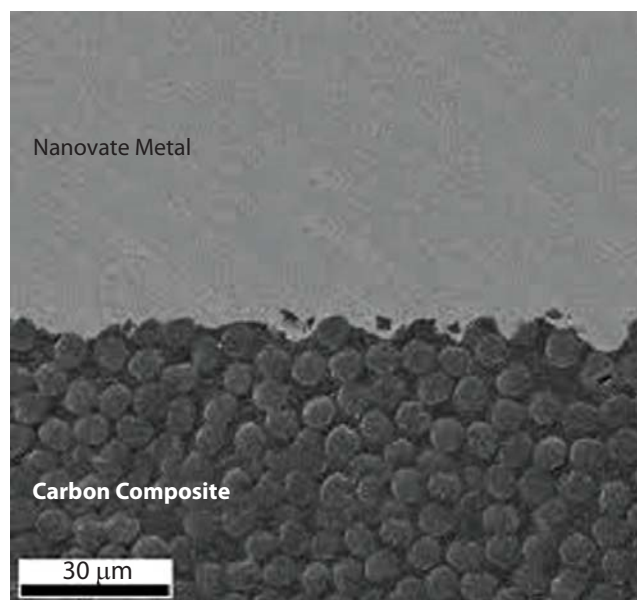


Hình 1. Để án nghiên cứu giảm trở lực ma sát ở quy mô hệ thống cơ điện tử micro/nano (MEMS/NEMS) của TS. Merlijn van Spengen, Khoa Kỹ thuật Vật liệu, Hàng hải và Cơ khí, Đại học Công nghệ Delft, Hà Lan [2]

nm cùng với các thiết bị có thể điều khiển thao tác trên phân tử cơ bản. Chúng ta đang ở trong thời kỳ nghiên cứu cơ bản tạo ra các vật liệu có cấu trúc và tính chất đặc biệt, như ống nano (nanotube) và sợi nano (nanowire). Lớp phủ nano tiên tiến chống ăn mòn (Hình 2), chống mài mòn cho các bộ phận thiết bị khoan với mục đích tăng độ cứng, thời gian làm việc, chi phí vận hành thấp hơn cho các bộ phận hoạt động của thiết bị [3, 4]. Ngoài ra, lớp phủ nano còn được dùng để bảo vệ các thiết bị và giàn khoan ngoài khơi để tránh rỉ sét và ăn mòn có khả năng gây ra các vấn đề về an toàn. Lớp phủ nano bền, chi phí thấp và thân thiện với môi trường được sử dụng cho các đường ống ngầm dưới biển để chống hà, tránh hiện tượng ăn mòn do môi trường nước biển. Mặt khác, công nghệ nano còn được dùng để cải thiện đặc tính các sản phẩm ngành công nghiệp dầu khí như các hệ phân tán hạt nano trong dầu hay nước làm tăng cường tính chất nhiệt (truyền nhiệt hoặc cách nhiệt tốt hơn, làm việc tốt hơn ở điều kiện nhiệt độ/áp suất cao) và đặc tính chống mài mòn tốt hơn, là giải pháp lý tưởng cho các loại dầu bôi trơn và thành phần dung dịch khoan.

Trong thời gian tới, các nghiên cứu tập trung nghiên cứu ứng dụng, sản xuất và thương mại hóa ở quy mô công nghiệp. Những ứng dụng tiên tiến có tiềm năng tiếp theo rất có thể là trang thiết bị thông minh ở kích cỡ nano như nanorobot trong khai thác dầu khí và rất nhiều ứng dụng độc đáo khác.

Theo Bộ Năng lượng Mỹ (DOE), có khoảng hơn 60% lượng dầu của thế giới vẫn đang nằm tại các mỏ dầu.



Hình 2. Lớp phủ Nanovate™ (2012) tinh thể nano kim loại (nhỏ hơn 20nm) của Công ty Công nghệ Integrant (Mỹ) [4] cung cấp lớp phủ đặc siêu cứng, bền và chịu nhiệt thích hợp cho ngành khoan dầu trong tương lai

Quá trình thu hồi dầu khí ngày càng khó khăn và kém hiệu quả hơn do phải vận hành trong điều kiện khắc nghiệt, tại vùng cận đáy giếng sâu và siêu sâu. Việc mở rộng tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí phi truyền thống (dầu nặng, dầu và khí trong đá chặt sít, cát hắc ín...) hoặc khu vực nước sâu gặp nhiều khó khăn do thiếu thông tin và chi phí đầu tư cao. Cùng với các quy định về môi trường ngày càng nghiêm ngặt, ngành công nghiệp dầu khí trên thế giới nói chung và tại Việt Nam nói riêng đang phải đối mặt với các thách thức kỹ thuật quan trọng, chỉ có thể đáp ứng được bằng việc ứng dụng hoặc nghiên cứu mang tính đột phá để có thể thăm dò, khai thác và chế biến dầu khí hiệu quả và thân thiện môi trường.

Trên cơ sở phân tích các đặc điểm và tính chất ưu việt của vật liệu nano, các trang thiết bị và hệ thống nano, nhóm tác giả giới thiệu giải pháp công nghệ và vật liệu nano tiên tiến trong ngành công nghiệp dầu khí thế giới. Từ đó, nhóm tác giả đề xuất hướng nghiên cứu, ứng dụng công nghiệp nano trong ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam trên cơ sở phân tích hướng đi tiềm năng để giải quyết các thách thức kỹ thuật và công nghệ.

2. Ứng dụng công nghệ nano trong ngành dầu khí

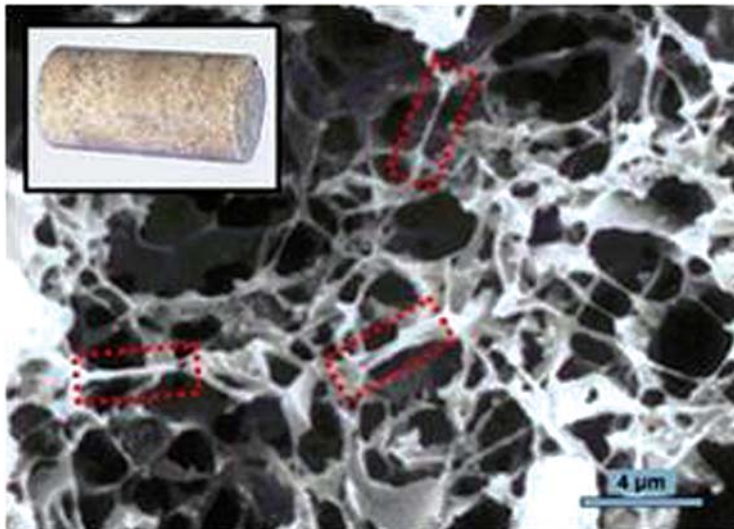
2.1. Thăm dò và khai thác dầu khí

Ngành công nghiệp thăm dò và khai thác dầu khí dựa vào phương pháp hiển thị hình ảnh điện tử và điện tử của các thiết bị đặt bên trong lỗ khoan để thu thập các thông tin của một mỏ chứa [5]. Tuy nhiên, các cảm biến điện thông thường và công cụ đo lường khác chưa cho hình ảnh có độ phân giải như mong muốn, và phạm vi hoạt động hạn chế, nhất là ở điều kiện nhiệt độ cao và áp suất cao. Hiện nay, các nhà nghiên cứu đang phát triển một bộ cảm biến từ sợi quang học để đo nhiệt độ và áp suất, tốc độ dòng chảy dầu và sóng âm trong các giếng dầu. Các cảm biến mới có kích thước nhỏ, làm việc an toàn với sự hiện diện của trường điện từ, có thể làm việc ở nhiệt độ và áp lực cao và có thể thay thế được với chi phí hợp lý mà không cần can thiệp vào quy trình thăm dò [6].

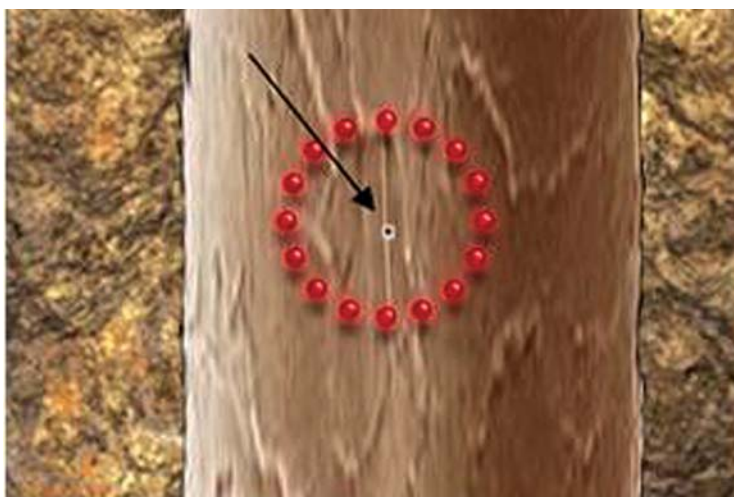
Hiện nay thuật ngữ “phóng viên nano” (nanoreporter, do nhóm nghiên cứu Đại học Rice, Mỹ) và “robot nano” (nanorobot, do Expec Advanced Research Center, Saudi Arabia) đã không còn lạ đối với giới chuyên môn. Mỗi phóng viên nano có kích cỡ nhỏ hơn một sợi tóc khoảng 30.000 lần chứa hàng trăm triệu bó carbon, được thiết kế để có thể thay đổi thành phần tùy vào vật chất chúng gặp phải: nước, dầu hay H_2S ... Những phóng viên nano

này được gắn mã vạch để có thể cho biết thời gian ở trong lòng đất, thậm chí phân biệt được dầu chua hay ngọt [7]. Robot nano (hay còn gọi là resbot) là công nghệ nano mới khác đang trong quá trình nghiên cứu và thử nghiệm tại Expec Advanced Research Center (Saudi Arabia), giúp ích cho ngành thăm dò và khai thác dầu khí [10]. Về kích thước của robot nano, chuyên gia Mazen Kanj cho biết mỗi một giọt dung dịch chứa 600 tỷ robot, trong khi một mg chất khô chứa 6 nghìn tỷ robot. Robot nano được thiết kế với mục đích tương tự phóng viên nano.

Trong tương lai, việc sử dụng các cảm biến nano cho công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí hoàn toàn có thể trở thành hiện thực. Dầu và khí thường nằm trong các lớp đá ở sâu hàng nghìn mét dưới lòng đất. Lớp đá này có cấu trúc sa thạch như miếng bọt biển, có rất nhiều khe hở dao động từ 100 - 10.000nm cho lưu chất chảy qua. Các cảm biến nano với kích thước siêu nhỏ có thể bơm vào giếng khoan cùng lưu chất, sẽ thâm nhập sâu vào trong các khe hở đá



(a)



(b)

Hình 3. Nghiên cứu robot nano quặng mỏ của Expec Advanced Research Center, Saudi Arabia [8] (a) và phóng viên nano của Đại học Rice, Mỹ [7] (b)

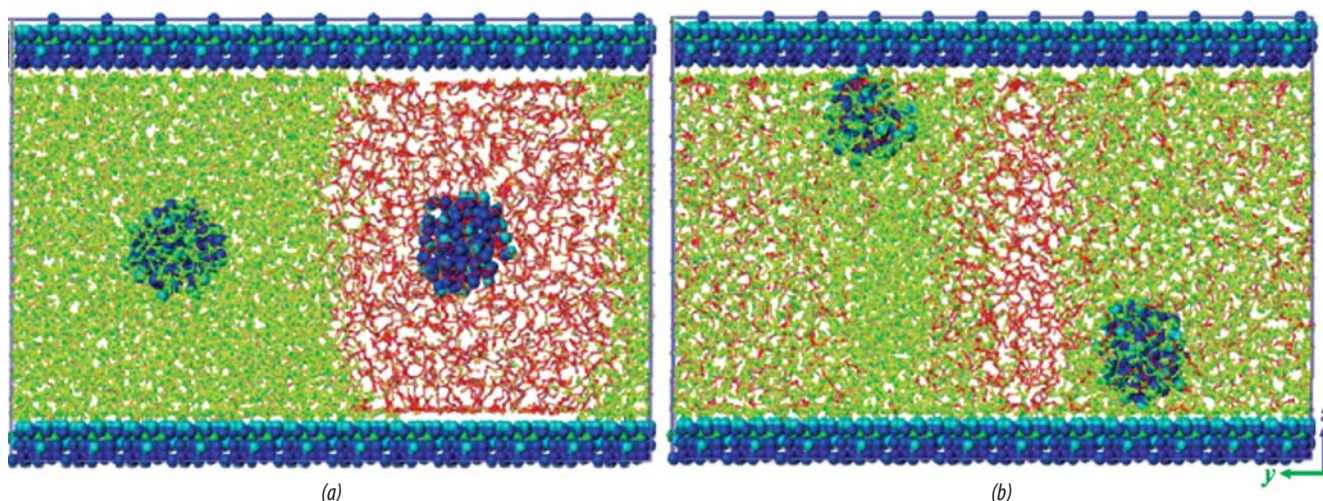
chứa dầu và khí, thu nhận, lưu trữ và truyền tải các thông tin giá trị về môi trường lớp đá, dầu và khí bên trong. Từ đó, cung cấp thông tin về đặc điểm, địa hình và tính chất phức tạp của môi trường bên trong mỏ và tác động của nó đến dòng chảy nhiều pha, giúp lập kế hoạch khai thác phù hợp.

2.2. Tăng cường thu hồi dầu

Trong những năm đầu khai thác mỏ dầu mới, dầu tự động chảy lên từ giếng khoan do áp suất cao sẵn có trong mỏ. Khi áp suất này bị giảm sẽ ảnh hưởng tốc độ và sản lượng khai thác dầu, cần cung cấp năng lượng từ bên ngoài để tăng áp suất trong mỏ, cụ thể là bơm nước vào giếng bơm ép để quét đẩy dầu đến giếng khai thác.

Ngoài ra, các phương pháp tăng cường thu hồi dầu khác như phương pháp hóa học và bơm ép khí cũng được cân nhắc sử dụng, song đang bị hạn chế do chi phí cao hoặc do lượng dầu thu hồi chưa hiệu quả. Trong phương pháp làm lụt bằng nước hay khí, lưu chất làm lụt thường nhanh chóng chảy xói qua các khối đá xốp/gãy nứt bên trong mỏ và bỏ qua hầu hết các lượng dầu có tại đó do tỷ lệ lưu động (quyết định bởi độ thấm thấu và độ nhớt của lưu chất nước/khí so với của dầu) không phù hợp. Quá trình thu hồi dầu hóa học, như phương pháp làm lụt bằng polymer hay chất hoạt động bề mặt và phun chất kiềm hay acid cũng bị hạn chế bởi chi phí cao, khả năng ăn mòn của khối đá ngăn các túi dầu khí và thất thoát lưu chất bơm khi chảy qua các mỏ chứa [5].

Sau khi đã thực hiện các giải pháp tăng cường thu hồi dầu như trên, vẫn còn từ 60 - 70% dầu còn lại trong mỏ không thể thu hồi tiếp do lực mao quản làm dính chặt các phân tử dầu vào khe đá. Các vật liệu nano (sợi nano, ống nano, dây nano, giọt nano) với kích thước nhỏ và hoạt tính hóa học cao được phân bố trong lưu chất hệ nước hoặc hệ dầu sẽ dễ dàng đi qua kẽ đá và giảm lực liên kết gắn chặt các phân tử hydrocarbon trong dầu. Kết quả nghiên cứu của Wasan và Nikolov [9] đã phát hiện các hạt polystyrene với kích thước nano khi được phân bố đều trong lưu chất hệ dầu hoặc hệ nước sẽ làm tăng hệ số thu hồi dầu. Khi các hạt



Hình 4. Hình chiếu cạnh tương trưng của mô hình hệ thống đa pha sét (clay)-dầu-nước-hạt nano: (a) cấu hình ban đầu, một hạt nano trong dầu (màu đỏ) và một hạt nano trong nước (màu xanh) và (b) cấu hình cân bằng, hai hạt nano di chuyển và dính chặt vào thành dầu nằm trong môi trường nước xung quanh [10]

polystyrene gặp dầu sẽ tập trung quanh giọt dầu này và tạo thành một lớp màng đệm mỏng giữa bề mặt đá và giọt dầu. Hạt nano polystyrene sẽ khuếch tán vào trong lớp màng đệm, làm tăng nồng độ cục bộ dẫn đến làm giảm sức căng mặt phân giới, tăng áp suất tách rời trong vùng lớp màng rồi tách rời giọt dầu khỏi bề mặt hoàn toàn.

Hình 4 trình bày kết quả nghiên cứu của Jianyang Wu [10] mô phỏng cân bằng hệ đa pha sét (clay)-dầu-nước-hạt nano. Hình 4a thể hiện cấu hình ban đầu của hệ có một hạt nano trong dầu và một hạt nano trong nước. Hình 4b thể hiện cấu hình cân bằng của hệ sau 4 giờ có hai hạt nano di chuyển đến và dính chặt vào dầu trong môi trường xung quanh là nước. Kết quả này cho thấy sự hiện diện của các hạt nano làm thay đổi tính chất bề mặt giữa môi trường lỏng và sét (clay) nhờ sự tạo thành bề mặt mới giữa hạt nano và sét. Kết quả nghiên cứu này không chỉ giới hạn với hạt nano polystyrene mà còn làm cơ sở cho những nghiên cứu thay đổi cấu trúc hạt nano polystyrene [11] hay nhiều nghiên cứu tìm kiếm những hạt nano khác [12, 13]. Ví dụ như hạt nano silica hình cầu với đường kính từ vài nm đến vài chục nm trong thời gian gần đây đang là đối tượng nghiên cứu thường gặp nhất trong nghiên cứu tăng cường thu hồi dầu [14]. Mặc dù cơ chế xảy ra trên bề mặt ranh giới chính xác vẫn chưa rõ ràng, giới chuyên môn đánh giá các hạt nano silica cũng sẽ làm giảm sức căng bề mặt giữa dầu và đá và làm tăng lượng dầu thu hồi từ môi trường xốp của vỉa dầu. Hiện vẫn còn rất nhiều vấn đề cần được giải quyết trước khi đưa các hạt nano silica vào sử dụng rộng rãi, bao gồm phương thức thể hiện đặc tính của hạt nano silica bên trong mỏ và để xuất những hạt nano silica phù hợp.

2.3. Màng nano trong lọc tách tạp chất

Sự phát triển thành công và mạnh mẽ của vật liệu zeolite có khả năng tách riêng khí có phân tử lượng nhỏ như oxy và nitơ đã đặt ra nền móng cho sự phát triển và triển khai một thể hệ vật liệu màng tách nano mới. Các loại màng này được định hướng sử dụng trong việc loại khí tạp trong khí đá phiến, tách kim loại nặng, nước hay các chất xâm lấn khác có trong dầu để có được dầu tinh khiết một cách hiệu quả hơn. Công nghệ nano đã được dùng để tách hoàn toàn các kim loại nặng ở thể lỏng trộn lẫn với dầu vì chất nhiễm này (nếu có lẫn trong dầu) ở lượng rất nhỏ cũng có thể làm hỏng toàn bộ hoặc làm giảm chất lượng dầu. Dầu khai thác bằng công nghệ bơm ép nước thường chứa nước. Công nghệ nano có thể tách nước và giảm lượng nước cần xử lý, góp phần giảm chi phí sản xuất dầu. Ngoài ra, công nghệ màng nano tiên tiến sẽ giúp cho quá trình khai thác khí trong đá chặt sét hiệu quả hơn bằng cách loại bỏ các khí tạp, tách các dòng khí để tạo ra nguồn khí tinh khiết cao cung cấp cho quá trình hóa lỏng khí (gas to liquid - GTL).

Nhờ sự phát triển các phương pháp tổng hợp nano trên xuống (top-down) và dưới lên (bottom-up) cùng với việc khai thác các phương pháp in mạch phổ biến trong ngành công nghiệp vi điện tử, khả năng sản xuất và tái sản xuất màng nano nhẹ, bền có cấu trúc đồng đều trên quy mô lớn với chi phí cạnh tranh là hoàn toàn khả thi.

2.4. Xúc tác dị thể nano trong công nghiệp lọc - hóa dầu

Xúc tác nano đáp ứng được yêu cầu về công nghệ các quá trình lọc dầu, hóa dầu và sản xuất nhiên liệu tổng hợp trong tương lai, do có hoạt tính cao hơn, độ chọn lọc

tốt hơn so với xúc tác truyền thống. Mặc dù vậy, do lượng thể tích nguyên liệu sử dụng rất lớn, việc tách riêng sản phẩm và xúc tác dạng nano vẫn là mối quan tâm chính. Hiện nay, riêng ngành công nghệ lọc dầu đã có 3 quá trình quan trọng có sử dụng xúc tác nano: reforming naphtha, cracking và xử lý hydro. Xúc tác nano cũng khẳng định vị thế trong ngành hóa dầu, đặc biệt trong 2 quá trình chủ chốt chuyển hóa khí tổng hợp: chuyển dịch khí - nước (WGS) và tổng hợp Fisher-Tropsch.

2.4.1. Reforming naphtha

Ứng dụng đầu tiên của xúc tác nano trong lĩnh vực sản xuất năng lượng đó là xúc tác reforming naphtha để tạo ra xăng có chỉ số octane cao. Thành công xúc tác Pt/ Al_2O_3 trong quá trình reforming naphtha là điểm xuất phát mang tính cách mạng, đưa xúc tác nano vào quy mô thương mại hóa rộng rãi.

Năm 1950, Vladimir Haensel và cộng sự ở UOP đã phát triển xúc tác Pt khoảng vài nm phân bố trên chất mang alumina có tính acid [15]. Sau hơn 5 năm, xúc tác này đã được sử dụng trong tất cả các nhà máy lọc dầu trên toàn thế giới. Xúc tác reforming naphtha Pt/ Al_2O_3 đã tạo ra tiến bộ đáng kể trong việc tìm hiểu sâu cơ chế xúc tác, làm tiền đề cho Mills đưa ra khái niệm xúc tác lưỡng chức và giải thích cơ chế xúc tác [16]. Chevron giới thiệu xúc tác reforming naphtha cải tiến vào cuối thập niên 60 của thế kỷ XX, bổ sung rhenium (Re) vào xúc tác Pt/ Al_2O_3 [17]. Xúc tác Pt-Re/ Al_2O_3 có thời gian hoạt động cao gấp 2 lần xúc tác Pt/ Al_2O_3 . Đặc biệt là hợp chất chứa lưu huỳnh là chất gây đầu độc xúc tác Pt/ Al_2O_3 trong khi lại là chất tăng cường xúc tác Pt-Re/ Al_2O_3 . Xúc tác Pt-Sn/ Al_2O_3 được đề xuất trong cùng thời gian này [18] nhưng chỉ dùng trong quá trình reforming áp suất thấp tái sinh liên tục. Từ thập niên 80, do quy chế môi trường hạn chế lượng chất thơm (aromatics) trong xăng, các nghiên cứu tập trung vào sản phẩm isomer hóa vừa có chỉ số octane cao vừa thân thiện môi trường. Hướng nghiên cứu gần đây trong cải tiến hệ lưỡng kim loại Pt, như PtRe, PtSn hay PtIr [19, 20] là bổ sung thành phần thứ 3, thường là Ge [21, 22], Sn [22, 23], Ga [24], hay In [25, 26] để kiểm soát chức kim loại và chức acid theo hiệu ứng hình học và hiệu ứng điện tử [27] nhằm vào mục tiêu cuối cùng là tăng cường hoạt tính và độ chọn lọc của xúc tác.

2.4.2. Cracking

Xúc tác cracking kích thước nano được sử dụng rộng rãi là các tinh thể nano của zeolite phân bố trong mạng lưới silica-alumina vô định hình từ năm 1983.

Những tinh thể nano-zeolite có thể được tổng hợp với đặc trưng rất đa dạng (thay đổi độ mở các kênh mạng và cách phân bố lỗ mao quản dọc theo kênh) chẳng hạn như VPI-5 [28] và MCM-41 [29]. Vai trò của xúc tác cracking nano-zeolite này theo nghiên cứu của Charlie Plank [30] là làm tăng độ bền và độ chọn lọc xúc tác do ít bị cốc hóa. Năm 1981, Charlie Plank đã ước tính mỗi năm sẽ tiết kiệm được 180 triệu thùng dầu thô nhờ vào quá trình cracking xúc tác nano-zeolite làm tăng sản lượng xăng. Trên thực tế, các nhà máy lọc dầu của Mỹ đã tiết kiệm được 3 lần số thùng dầu thô dự đoán, cho thấy hiệu quả kinh tế khi sử dụng xúc tác cracking nano trong quá trình cracking xúc tác.

2.4.3. Xử lý hydro

Xúc tác xử lý hydro từ lâu đã được sử dụng trong quá trình xử lý lưu huỳnh (S) để cung cấp nguyên liệu naphtha gần như không còn S cho quá trình reforming. Tuy nhiên, khi có kỹ thuật xác định đặc trưng xúc tác tinh vi thì giới chuyên môn mới tiếp cận đặc tính nano của những xúc tác này. Có 4 kim loại được dùng kết hợp ở dạng oxide trong gần như tất cả xúc tác xử lý hydro: Co với Mo hoặc W và Ni với Mo hoặc W. Đặc tính nano của xúc tác Co-Mo rất được quan tâm trong thời gian gần đây. Haldor-Topsoe đã đi đầu trong việc mở rộng kiến thức về tiềm năng của công nghệ nano trong việc tổng hợp và sử dụng các xúc tác này. Haldor-Topsoe đã giới thiệu hơn 100 hệ phản ứng thương mại gồm TK-558 BRIM (CoMo) và TK-559 BRIM (NiMo) dùng để tiền xử lý dịch vụ FCC trong năm 2004, và sau đó là TK-576 BRIM (CoMo) mới được dùng trong sản xuất diesel không lưu huỳnh [31].

2.4.4. Phản ứng chuyển dịch khí - nước (WGS)

Quá trình chuyển dịch khí - nước thường gồm 2 giai đoạn, nhiệt độ cao và nhiệt độ thấp, để tăng độ chuyển hóa CO và sản lượng hydro tạo thành. Xúc tác nano ảnh hưởng đến giai đoạn WGS nhiệt độ thấp. Hiện nay, xu hướng nghiên cứu tập trung tìm kiếm hệ xúc tác có thể hạ nhiệt độ xuống thấp hơn nữa so với yêu cầu của xúc tác Cu-ZnO truyền thống. Chất xúc tác nano gần đây nhất thu hút sự quan tâm đáng kể được phát triển trên cơ sở vàng (Au). Quan điểm xem vàng là một chất trơ xúc tác bị đảo ngược hoàn toàn khi Haruta [32] khám phá hoạt tính xúc tác cao không ngờ của Au trong phản ứng oxy hóa CO ở nhiệt độ thấp. Giới chuyên môn xác định được các hạt xúc tác Au chỉ ở khoảng nhỏ hơn 5nm và ưu tiên phân bố trên chất mang oxide kim loại chuyển tiếp (chẳng hạn như TiO_2 , $\alpha\text{-Al}_2\text{O}_3$) để có hoạt tính cao nhất.

2.4.5. Tổng hợp Fisher-Tropsch

Nghiên cứu đầu tiên trong lĩnh vực này là các xúc tác diện tích bề mặt thấp trong lò phản ứng tầng cố định. Kích thước hạt của xúc tác nhỏ hơn được dùng cho tổng hợp Fisher-Tropsch nhiệt độ cao tiến hành trong lò phản ứng tầng sôi cố định ở Brownsville, Texas và lò phản ứng tầng sôi tuần hoàn ở Sasolburg, Nam Mỹ nhưng vẫn là xúc tác diện tích bề mặt thấp. Chỉ đến khi giới thiệu quá trình tổng hợp Fisher-Tropsch nhiệt độ thấp dạng cột 3 pha (dung dịch huyền phù, khí sulfide, xúc tác), xúc tác nano mới được dùng trong tổng hợp Fisher-Tropsch và đem lại hiệu quả vượt trội. Sasol giới thiệu lò phản ứng dạng cột 3 pha để tổng hợp Fisher-Tropsch vào năm 1991, dùng xúc tác sắt (Fe). Hiện nay, Sasol đang vận hành một nhà máy công suất 35.000 thùng/ngày ở Qatar, dùng xúc tác nano cobalt (Co). Xúc tác Fe hoặc Co tầng cố định và huyền phù nhiệt độ thấp có những bước tổng hợp đến kích cỡ nano và được tạo hình ở dạng viên đủ lớn để đảm bảo độ giảm áp ngang qua tầng xúc tác hợp lý và xúc tác huyền phù được xử lý để tạo hình cầu mini trong khoảng 30 - 70 micromet.

2.4.6. Tổng hợp methanol từ CO₂

Hướng nghiên cứu trong những năm gần đây tập trung sử dụng và chuyển hóa khí nhà kính CO₂ chuyển hóa thành nhiên liệu lỏng, chẳng hạn như methanol, bằng phương pháp an toàn, đơn giản và kinh tế. Nghiên cứu gần đây của nhóm tác giả Ghazaleh Ghadimkhani Đại học Texas [33] dùng dây nano oxide đồng và ánh sáng mặt trời để chuyển hóa CO₂ thành methanol rất hiệu quả [33]. Oxide đồng tồn tại ở dạng Cu₂O và CuO có tính bán dẫn, có hệ số hấp thụ cao trên một dải rộng quang phổ mặt trời, ít độc tính. Vị trí biên vùng dẫn nằm ở điện thế rất âm (so với oxide titan và oxide tungsten), thể hiện đặc tính khử cao để tạo ra các điện tử quang hóa, đồng thời Cu và những oxide của nó đã thể hiện hoạt tính xúc tác điện cao trong phản ứng khử CO₂ [34]. Các ưu điểm này đã giúp các nhà nghiên cứu xác định đối tượng xúc tác là bó sợi nano oxide đồng và tổng hợp bằng cách phủ các tinh thể Cu₂O (vỏ - shell) lên các thanh nano CuO (nhân - core) và phân tán đều trong dung dịch nước giàu CO₂. Phản ứng khử quang điện hóa CO₂ thành methanol xảy ra khi tiến hành chiếu xạ dung dịch này bằng ánh sáng mặt trời. Công nghệ nano sử dụng nano oxide đồng và ánh sáng mặt trời đã chứng tỏ là cách thức tiên tiến chuyển hóa CO₂ thành methanol với hiệu suất điện hóa hơn 95% nhờ quá trình ở dạng năng lượng dư giảm được đáng kể so với các phương pháp chuyển hóa quang điện khác [33].

3. Hướng nghiên cứu, ứng dụng công nghệ nano trong ngành Dầu khí Việt Nam

Một số hướng nghiên cứu và ứng dụng công nghệ nano có tính khả thi, mang lại hiệu quả cao, sẽ góp phần giải quyết các thách thức của ngành Dầu khí Việt Nam.

3.1. Chíp cảm biến cấu trúc nano

Nguyên lý hoạt động của chíp cảm biến cấu trúc nano giống như nguyên lý phương pháp cộng hưởng từ hạt nhân trong y học. Điểm khác biệt chỉ là sự cần thiết phải phóng đại công nghệ đến kích thước một mô dầu khi sử dụng các hạt nano có từ tính cùng với một nguồn phát và nhận từ lớn hơn. Trong thu hồi thứ cấp, nước được bơm ép vào mỏ để tăng áp suất bên trong mỏ và cải thiện thu hồi dầu. Nếu bơm ép nước cùng các hạt nano có từ tính vào mỏ dầu có thể quan sát được quá trình di chuyển của nước bên trong mỏ, từ đó điều chỉnh áp suất bơm hoặc có thể khoan sâu thêm.

Ứng dụng nguyên lý tiêu diệt tế bào ung thư tại chỗ mà không gây hại đến tế bào hoặc mô bình thường xung quanh trong y học, có thể đưa hóa chất trực tiếp vào mô dầu để giảm lực căng bề mặt giữ các phân tử dầu vào bề mặt đá sau khi đã xác định được cấu trúc của mỏ. Đây có thể là cách thu hồi dầu hiệu quả và có thể làm giảm đáng kể lượng hóa chất trong giai đoạn thu hồi dầu tam cấp.

3.2. Vật liệu nano và màng nano

Hướng nghiên cứu vật liệu nano thiên về tính ứng dụng rộng rãi, chiếm đa số là vật liệu oxide kim loại, được dùng để: chế tạo chíp cảm biến, lớp phủ chống ăn mòn, chất lỏng thông minh (thành phần chất bôi trơn, bùn khoan), phụ gia xăng dầu và xúc tác. Một số công nghệ phủ nano có tiềm năng thực hiện tại Việt Nam như phủ lớp sơn chống hà và giảm trở lực tàu dựa trên vật liệu composite silicon và ống nano carbon (CNTs) hoặc phủ lớp chống ăn mòn dựa trên vật liệu tấm graphene (graphene sheet). Việt Nam đã có một số đơn vị nghiên cứu thành công vật liệu CNTs, đang xúc tiến nghiên cứu sản xuất CNTs giá rẻ, đồng bộ với số lượng lớn và tiến tới thương mại hóa sản phẩm.

Riêng hướng nghiên cứu vật liệu nano cho thành phần phụ gia xăng dầu, nhóm tác giả đề xuất pha thêm (doping) chất dẫn (như đồng), để đốt cháy nhiên liệu tốt hơn, hoặc nghiên cứu bao bọc nhân hạt nano bằng một lớp vỏ là môi chất ưa dầu (core-shell) để giúp phân tán tốt các hạt nano phụ gia trong môi trường xăng dầu tốt hơn.

3.3. Xúc tác lọc, hóa dầu

Sự ra đời của công nghệ nano đã làm thay đổi hoàn toàn diện mạo của ngành công nghiệp lọc - hóa dầu cả về mặt kinh tế lẫn môi trường. Trong lĩnh vực hydrotreating, chuyển hóa hydro nặng (Heavy residue hydroconversion - HRH) được phát triển và thiết kế để chuyển hóa bất kỳ loại dầu/dầu thô nặng. Công nghệ này dựa trên chất xúc tác nano và đã giải quyết được các vấn đề liên quan đến tắc nghẽn đường ống gia nhiệt do asphaltene và nghẽn lỗ rỗng của chất xúc tác. Cấu trúc hóa học của chất xúc tác nano cho phép HRH tiêu thụ bất cứ lượng S nào, giảm S ít nhất là 60% và cũng chuyển tất cả các kim loại nặng thành sản phẩm phụ oxide kim loại. Độ chuyển hóa của quá trình HRH cao đến 95% và có thể nâng cấp nguyên liệu từ thấp hơn 5 API đến hơn 34 API với sản lượng thể tích hơn 100%.

Mặc dù các nghiên cứu khoa học bề mặt đã đóng góp đáng kể cho kiến thức nền tảng về xúc tác, song đa số xúc tác thương mại vẫn còn được sản xuất bằng cách “trộn, lắng và nung” hỗn hợp đa cấu tử. Các cấu trúc quy mô nano không được kiểm soát tốt và kiến thức hiểu biết về các mối tương quan giữa tổng hợp - cấu trúc - hoạt tính vẫn còn nghèo nàn. Do tính chất hóa - lý phức tạp ở cấp độ nano, ngay cả đánh giá đặc trưng của rất nhiều vị trí hoạt hóa của nhiều loại xúc tác thương mại vẫn chứng tỏ còn điểm chưa rõ ràng. Giới nghiên cứu khoa học Việt Nam nên xây dựng phương pháp tiếp cận logic, phát triển phương pháp tổng hợp có khả năng kiểm soát cấp độ nano (chẳng hạn như hỗ trợ dendrimer hoặc micelle thuận) nhằm hiểu rõ đặc tính xúc tác nano, thay vì chỉ dựa trên các giả thuyết có sẵn. Có như vậy, Việt Nam mới có thể tiến sâu, rộng và xa hơn trong việc phát triển công nghệ nano và ứng dụng hiệu quả trong lĩnh vực dầu khí và các ngành mũi nhọn khác.

4. Kết luận

Không ai có thể phủ nhận những lợi ích tiềm năng có được từ công nghệ nano trong ngành dầu khí là rất to lớn. Như đã phân tích trong bài, một số ứng dụng công nghệ nano đã có mặt trên thị trường trong khi số còn lại có thể đến từ việc chuyển vị các giải pháp nano đã phát triển cho những lĩnh vực y dược, hóa học... Việt Nam hiện có một số kết quả nghiên cứu hứa hẹn thu được từ phòng thí nghiệm nhưng mang tính cá nhân, các thử nghiệm hiện trường vẫn còn rất hạn chế.

Tiềm năng phát triển công nghệ nano ở Việt Nam

nói chung và trong ngành Dầu khí Việt Nam nói riêng đang là mảnh đất màu mỡ cần nghiên cứu, khai thác. Chúng ta cần tiếp cận theo cách thức thu nhỏ kích thước và tạo ra các vật thể thông minh bằng cách khai thác năng lực tự tổ chức của chúng. Tuy nhiên, nếu muốn chuyển cơ hội lớn này thành hiện thực, cần cân nhắc một số vấn đề như sự ủng hộ đa ngành, tránh hiện tượng thổi phồng, cường điệu hóa nano và phải xem xét khung thời gian đầu tư và nghiên cứu dài hạn cho mục tiêu nano đúng đắn.

Tài liệu tham khảo

1. Collegium Basilea (Institute of Advanced Study). *NanoDictionary*. Nanotechnology Perceptions 1. 2005: p. 147 - 160.
2. W.Merlijn van Spengen. *MEMS on-chip tribometers and the relevance of N-UNCD*. APS/CNM/EMC Users Meeting 2013, CNM Workshop 8 - Nanostructured Carbon Materials for MEMS/NEMS and Nanoelectronics. 6 - 9 May, 2013.
3. E.Noveiri, S.Torfi. *Nano coating application for corrosion reduction in oil and gas transmission pipe: A case study in South of Iran*. International Conference on Advanced Materials Engineering (ICAME). 2011; 5: p. 56 - 63.
4. Integran Technology Inc. *New metal coating to optimize composite tooling*. High Performance Composites. www.compositesworld.com.
5. Xiangling Kong, Michael Ohadi. *Applications of micro and nano technologies in the oil and gas industry - overview of the recent progress*. Proceedings of the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE. 1 - 4 November, 2010.
6. Mohammed N.Alaskar, Morgan F.Ames, Steve T.Connor, Chong Liu, Yi Cui, Kewen Li, Roland N.Horne. *Nanoparticle and microparticle flow in porous and fractured media: an experimental study*. SPE Journal. 2012; 17(4): p. 1160 - 1171.
7. Chin-Chau Hwang, Gedeng Ruan, Lu Wang, Haiyan Zheng, Errol L.G.Samuel, Changsheng Xiang, Wei Lu, William Kasper, Kewei Huang, Zhiwei Peng, Zachary Schaefer, Amy T.Kan, Angel A.Marti, Michael S.Wong, Mason B.Tomson, James M.Tour. *Carbon-based nanoreporters designed for subsurface hydrogen sulfide detection*. ACS Applied Materials and Interfaces. 2014; 6(10): p. 7652 - 7658.

8. Stephen Rassenfoss. Saudi Aramco seeking groundbreaking tools. *Journal of Petroleum Technology*. 2012; p. 48 - 49.
9. Darsh T.Wasan, Alex D.Nikolov. *Spreading of nanofluids on solids*. *Nature*. 2003; 423: p. 156 - 159.
10. Jianyang Wu, Jianying He, Ole Torsæter, Zhiliang Zhang. *Effect of nanoparticles on oil-water flow in a confined nanochannel: A molecular dynamics study*. SPE 156995, Society of Petroleum Engineers. 2012.
11. Ayman M.Atta, Magda Akel, R.A.Elghazawy, Mohamed Alaa. *Characterization of modified styrene-co-2-acrylamido-2-methylpropane sulfonic acid magnetic nanoparticles*. *Polymer Science Series A*. 2013; 55(5): p. 327 - 335.
12. Tormod Skauge, Kristine Spildo, Arne Skauge. *Nano-sized particles for EOR*. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA. 24 - 28 April, 2010.
13. Tiantian Zhang, Drew Davidson, Steven Lawrence Bryant, Chun Huh. *Nanoparticle-stabilized emulsions for applications in enhanced oil recovery*. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA. 24 - 28 April, 2010.
14. Dingwei Zhu, Limin Wei, Biqing Wang, Yujun Feng. *Aqueous hybrids of silica nanoparticles and hydrophobically associating hydrolyzed polyacrylamide used for EOR in high temperature and high salinity reservoirs*. *Energies*. 2014; 7: p. 3858 - 3871.
15. Haensel Vladimir. *Preparation of alumina-platinum-halogen catalyst*. US.Patent 2623861 A. 1952.
16. G.A.Mills, H.Heinemann, T.H.Milliken, A.G.Oblad. *Naphtha reforming involves dual functional catalysts mechanism for reforming with these catalysts*. *Industrial & Engineering Chemistry*. 1953; 45: p. 134 - 137.
17. Harris E.Kluksdahl. *Reforming a sulfur-free naphtha with a platinum-rhenium catalyst*. U.S.Patent 3415737. 1968.
18. B.H.Davis. *Bimetallic catalyst preparation*. U.S.Patent 3840475. 1974.
19. Viviana Benitez, Marieme Boutzeloit, Vanina A.Mazzieri, Catherine Especel, Florence Epron, Carlos R.Vera, Patrice Marecot, Carlos L.Pieck. *Preparation of trimetallic Pt-Re-Ge/Al₂O₃ and Pt-Ir-Ge/Al₂O₃ naphtha reforming catalysts by surface redox reaction*. *Applied Catalysis A: General*. 2007; 319: p. 210 - 217.
20. Petrisor Samoila, Marieme Boutzeloit, Viviana Benitez, Silvana A.D'Ippolito, Catherine Especel, Florence Epron, Carlos R.Vera, Patrice Marecot, Carlos L.Pieck. *Influence of the pretreatment method on the properties of trimetallic Pt-Ir-Ge/Al₂O₃ prepared by catalytic reduction*. *Applied Catalysis A: General*. 2007; 332(1): p. 37 - 45.
21. Viviana Benitez, Carlos R.Vera, Maria C.Rangel, Juan C.Yori, Javier M.Grau, Carlos L.Pieck. *Modification of multimetallic naphtha-reforming catalysts by indium addition*. *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2009; 48(2): p. 671 - 676.
22. Silvana A.D'Ippolito, Catherine Especel, Florence Epron, Patrice Marecot, Carlos L.Pieck. *O₂ and O₃ regeneration of PtReSn/Al₂O₃ and PtReGe/Al₂O₃ naphtha reforming catalysts prepared by catalytic reduction*. *Applied Catalysis A: General*. 2010; 388(1-2): p. 272 - 277.
23. Silvana A.D'Ippolito, Carlos R.Vera, Florence Epron, Petrisor Samoila, Catherine Especel, Patrice Marecot, Laura B.Gutierrez, Carlos L.Pieck. *Influence of tin addition by redox reaction in different media on the catalytic properties of Pt-Re/Al₂O₃ naphtha reforming catalysts*. *Applied Catalysis A: General*. 2009; 370(1-2): p. 34 - 41.
24. Maria A.Vicerich, Catherine Especel, Viviana M.Benitez, Florence Epron, Carlos L.Pieck. *Influence of gallium on the properties of Pt-Re/Al₂O₃ naphtha reforming catalysts*. *Applied Catalysis A: General*. 2011; 407(1-2): p. 49 - 55.
25. Viviana Benitez, Carlos L.Pieck. *Influence of indium content on the properties of Pt-Re/Al₂O₃ naphtha reforming catalysts*. *Catalysis Letters*. 2010; 136: p. 45 - 51.
26. Ali Jahel, Priscilla Avenier, Sylvie Lacombe, Josette Olivier-Fourcade, Jean-Claude Jumas. *Effects of Indium in trimetallic Pt/Al₂O₃SnIn-Cl naphtha reforming catalysts*. *Journal of Catalysis*. 2010; 272(2): p. 275 - 286.
27. L.S.Carvalho, C.L.Pieck, M.C.Rangel, N.S.Fígoli, C.R.Vera, J.M.Parera. *Trimetallic naphtha reforming catalysts - II. Properties of the acid function and influence of the order of addition of the metallic precursors on Pt-Re-Sn/gamma-Al₂O₃-Cl*. *Applied Catalysis A: General*. 2004; 269(1-2): p. 105 - 116.
28. Mark E.Davis, Carlos Saldarriaga, Consuelo Montes, Juan Garces, Cyrus Crowder. *A molecular sieve with eighteen-membered rings*. *Nature*. 1988; 331: p. 698 - 699.
29. C.T.Kresge, M.E.Leonowicz, W.J.Roth, J.C.Vartuli,

J.S.Beck. *Ordered mesoporous molecular sieves synthesized by a liquid-crystal template mechanism*. Nature. 1992; 359: p. 710 - 712.

30. Charles J.Plank. *The invention of zeolite cracking catalysts - A personal viewpoint*. In "Heterogeneous catalysis: selected American histories".. 1983; 222: p. 253 - 271.

31. Henrik Topsoe, Berit Hinnemann, Jens K.Norskov, Jeppe V.Lauritsen, Flemming Besenbacher, Poul L.Hansen, Glen Hytoft, Rasmus G.Egeberg, Kim G.Knudsen. *The role of reaction pathways and support interactions in the development of high activity hydrotreating catalysts*. Catalysis Today. 2005; 107 - 108, p. 12 - 22.

32. M.Haruta, S.Tsubota, T.Kobayashi, H.Kageyama, M.J.Genet, B.Delmon. *Low temperature oxidation of CO over gold supported on TiO_2 , $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$ and Co_3O_4* . Journal of Catalysis. 1993; 144(1): p. 175 - 192.

33. Ghazaleh .Ghadimkhani, Norma R.de.Tacconi, Wilaiwan Chanmanee, Csaba Janaky, Krishnan.Rajeshwar. *Efficient solar photoelectrosynthesis of methanol from carbon dioxide using hybrid $\text{CuO-Cu}_2\text{O}$ semiconductor nanorod arrays*. Electronic Supplementary Material (ESI) for Chemical Communication. 2013; 49: p. 1297 - 1299.

34. Y.Hori. *Electrochemical CO_2 reduction on metal electrodes*. Modern Aspects of Electrochemistry. 2008; 42: p. 89 - 189.

Nanotechnology applications in oil and gas industry and potential research directions in Vietnam

Vo Nguyen Xuan Phuong, Le Phuc Nguyen
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Nanotechnology and nanomaterials have been effectively applied in many areas, including the oil and gas industry. Nanotechnology can be used to improve oil and gas drilling and production processes by providing lighter, stronger and more corrosion-resistant materials, developing new intelligent fluids for enhanced oil recovery (EOR), especially in high temperature and high pressure conditions, and allowing easy separation of metallic impurities. In this paper, the authors focused on an overview of current applications of nanotechnology in petroleum exploration, production and processing in the world, as well as an evaluation of research possibilities and short-term and long-term applicable targets in order to efficiently exploit the high potential of nanotechnology and nanomaterials in Vietnam's oil and gas industry.

Key words: Nanotechnology, Vietnam oil and gas, nanotech applications and benefits, implementation approach, nanotechnology potentials

TIN TRONG NGÀNH

Bộ trưởng Bộ Năng lượng Liên bang Nga thăm Vietsovpetro



Bộ trưởng Bộ Năng lượng Liên bang Nga cùng lãnh đạo Zarubezhneft, PVN thăm giàn công nghệ trung tâm 3. Ảnh: PVN

Trong khuôn khổ chuyến thăm chính thức Việt Nam của Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev, ngày 5/4/2015, Bộ trưởng Bộ Năng lượng Liên bang Nga Alexander Valentinovich Novak, Tổng giám đốc Zarubezhneft Sergey Ivanovich Kudryashov đã thăm giàn công nghệ trung tâm 3 và làm việc với Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro".

Giàn công nghệ trung tâm 3 được trang bị hệ thống công nghệ khai thác dầu khí hiện đại. Trong đó, giàn xử lý dầu thô có thể tiếp nhận và xử lý tối đa 18 nghìn tấn/ngày đêm thành dầu thương phẩm, tách và xử lý 6.000 tấn nước/ngày, đạt tiêu chuẩn an toàn và vệ sinh môi trường; xử lý tối đa 3 triệu m³ khí đồng hành/ngày để đưa về giàn nén trung tâm, sau đó đưa khí về bờ phục vụ các nhà máy điện, đằm ở tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu, Đồng Nai. Kể từ khi đi vào hoạt động đến nay, giàn công nghệ trung tâm 3 luôn hoàn thành xuất sắc nhiệm vụ xử lý dầu khí, bơm ép duy trì áp suất vỉa, góp phần quan trọng trong việc hoàn thành chỉ tiêu khai thác dầu thô mà Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao cho Vietsovpetro.

Bộ trưởng Bộ Năng lượng Liên bang Nga Alexander Valentinovich Novak đánh giá cao sự nỗ lực của đội ngũ cán bộ, kỹ sư đang làm việc tại giàn công nghệ trung tâm 3 nói riêng và Vietsovpetro nói chung, đồng thời mong tập thể lao động Việt Nam - Liên bang Nga sẽ chung sức đồng lòng, vượt qua khó khăn để lao động sản xuất đạt hiệu quả cao nhất.

Nguyễn Thanh

Khảo sát vị trí xây dựng cụm công trình cho dự án khí Lô B - Ô Môn

Ngày 10/4/2015, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn cùng đoàn công tác đã đi khảo sát thực địa và làm việc với UBND tỉnh Kiên Giang, UBND huyện An Minh và An Biên về kế hoạch triển khai dự án khí Lô B - Ô Môn.

Trong chuyến khảo sát thực địa, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã xác định vị trí đặt trạm tiếp bờ tại huyện An Minh; vị trí xây dựng nhà máy xử lý khí (GPP), nhà máy nhiệt điện tại Khu công nghiệp Xẻo Rô, huyện An Biên (tỉnh Kiên Giang) có đầy đủ các điều kiện thuận lợi để phát triển dự án. Trong đó, bước khởi đầu quan trọng liên quan đến toàn bộ dự án là xây dựng khu căn cứ cảng dịch vụ và kho ngoại quan xăng dầu đặt tại Phú Quốc nhằm thực hiện các công tác dịch vụ hậu cần cho việc xây dựng công trình khí tại mỏ khí Lô B - Ô Môn ngoài khơi. Về vấn đề này, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề xuất UBND tỉnh Kiên Giang sớm giới thiệu địa điểm thuận lợi và phê duyệt hồ sơ liên quan đến khu vực quy hoạch dự án xây dựng cảng dịch vụ và kho xăng dầu để Tập đoàn tiến hành khảo sát địa chất, kịp thời hoàn tất các thủ tục liên quan để triển khai công trình khí ngoài khơi theo đúng tiến độ trong năm 2017.

Về thời gian xây dựng nhà máy xử lý khí và nhà máy nhiệt điện tại Khu công nghiệp Xẻo Rô, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam dự kiến sẽ hoàn thành đúng thời điểm dòng khí Lô B - Ô Môn được đưa vào bờ trong năm 2019 - 2020. Do đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ sớm có văn bản chính thức



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khảo sát vị trí đặt trạm tiếp bờ tại huyện An Minh, tỉnh Kiên Giang. Ảnh: PVN

kiến nghị UBND tỉnh Kiên Giang cùng phối hợp trong công tác quy hoạch cũng như các giấy tờ hồ sơ pháp lý liên quan để sớm trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Đồng thời, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề nghị UBND tỉnh Kiên Giang và UBND huyện An Minh hỗ trợ Tập đoàn khảo sát lại tuyến đường ống dẫn khí từ An Minh đến Ô Môn, đặc biệt là các vấn đề liên quan đến công tác đền bù giải phóng mặt bằng.

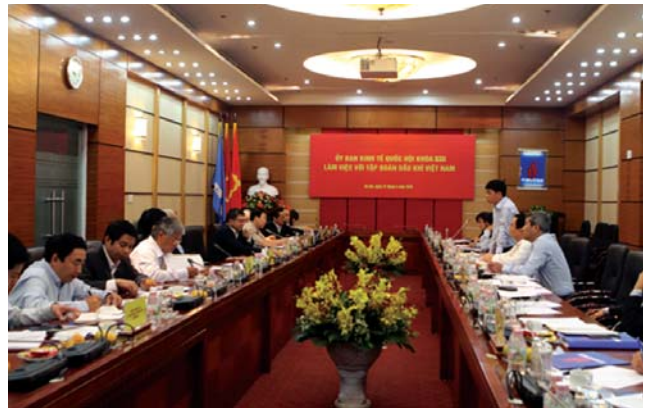
Dự án khí Lô B là dự án khai thác khí trọng điểm của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, quy mô sản xuất 13,9 triệu m³ khí đốt và 6.000 - 7.000 thùng condensate mỗi ngày. Chủ tịch HĐQT Nguyễn Xuân Sơn cho biết, sau khi được chuyển nhượng quyền khai thác dự án khí Lô B từ Chevron, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam quyết tâm sẽ khởi động dự án trước tháng 6/2015.

Phạm Xuân

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với Ủy ban Kinh tế Quốc hội

Ngày 14/4/2015, Chủ nhiệm Ủy ban Kinh tế Quốc hội Nguyễn Văn Giàu và đoàn công tác đã làm việc với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhằm đánh giá kết quả sản xuất kinh doanh và tiến độ thực hiện công tác tái cơ cấu. Đoàn công tác đánh giá cao kết quả Tập đoàn đã đạt được trong bối cảnh gặp nhiều khó khăn do giá dầu suy giảm.

Trong năm 2014 và Quý I/2015, Tập đoàn đã cơ bản hoàn thành các nhiệm vụ, chỉ tiêu kế hoạch đề ra, góp phần quan trọng vào tăng trưởng GDP của cả nước. Tuy nhiên, giá dầu giảm mạnh từ giữa năm 2014 và tiếp tục giảm sâu trong tháng 1/2015 đã ảnh hưởng nặng nề đến hoạt động sản xuất kinh doanh, làm giảm nguồn thu của Tập đoàn trong những tháng cuối năm 2014, ảnh hưởng đến nguồn lực của Tập đoàn trong việc triển khai thực hiện kế hoạch năm 2015. Bên cạnh đó, điều kiện triển khai các dự án dầu khí ở trong nước ngày càng khó khăn, do phải triển khai ở vùng nước sâu và xa bờ; việc triển khai các dự án tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí ở nước ngoài phải cạnh tranh trực tiếp với các tập đoàn/công ty dầu khí lớn trên thế giới. Về công tác tái cơ cấu, Tập đoàn tích cực triển khai Đề án tái cơ cấu giai đoạn 2012 - 2015 do Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Tuy nhiên, các doanh nghiệp thuộc diện cổ phần hóa có quy mô lớn, đặc thù,



Ủy ban Kinh tế Quốc hội đánh giá kết quả sản xuất kinh doanh và tiến độ thực hiện công tác tái cơ cấu của PVN. Ảnh: CTV

chịu sự điều tiết về giá bán sản phẩm của Nhà nước nên thời gian chuẩn bị kéo dài...

Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn cho biết, trong thời gian tới sẽ tái cơ cấu 5 lĩnh vực chính của Tập đoàn, tập trung các nguồn lực để chuyển dịch cơ cấu từ thăm dò, khai thác sang phát triển cơ khí dầu khí, chế biến và dịch vụ dầu khí chất lượng cao. Đồng thời, Tập đoàn sẽ tranh thủ cơ hội giá dầu suy giảm để tiếp tục đầu tư, phát triển các dự án dầu khí ở nước ngoài một cách hiệu quả, đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước.

Hồng Minh

Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải thăm gian hàng của Petrovietnam tại Vietnam Expo 2015



Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải thăm gian hàng của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Ảnh: Việt Hà

Ngày 15/4/2015, tại Trung tâm Hội chợ Triển lãm Việt Nam, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải đã cắt băng khai mạc Hội chợ Thương mại Quốc tế Việt Nam lần thứ 25 (Vietnam Expo 2015) với chủ đề "Hợp tác hướng tới cộng đồng kinh tế ASEAN". Tại gian triển lãm của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam,

Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải đã nghe TS. Phan Ngọc Trung - Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam giới thiệu về hoạt động sản xuất kinh doanh, nghiên cứu khoa học và các sản phẩm đặc trưng của Tập đoàn.

Với thiết kế ấn tượng, gian triển lãm của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (do Viện Dầu khí Việt Nam tổ chức thực hiện) thu hút sự quan tâm của các đại biểu, các doanh nghiệp trong và ngoài nước. Gian triển lãm trưng bày các hình ảnh tiêu biểu và sản phẩm đặc trưng thuộc 5 lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính của Tập đoàn gồm: tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí; công nghiệp khí; công nghiệp điện; chế biến dầu khí; dịch vụ dầu khí chất lượng cao.

Với quy mô 720 gian hàng của 600 doanh nghiệp đến từ 28 quốc gia và vùng lãnh thổ, Vietnam Expo 2015 là cầu nối hiệu quả giữa nhà sản xuất - nhà đầu tư - doanh nghiệp ở trong và ngoài nước, góp phần phát triển thị trường nội địa, tăng trưởng xuất khẩu, đẩy mạnh hợp tác để phát triển bền vững.

Ngọc Linh

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc tại Iraq



Tổng giám đốc PVEP Đỗ Văn Khánh và Tổng cục trưởng PCLD Abydul Mahdy Al-Ameedi ký các văn bản. Ảnh: Hoàng Long

Từ ngày 4 - 6/4/2015, tại Thủ đô Baghdad, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc thường trực Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đoàn công tác đã làm việc với ông Abydul Mahdy Al-Ameedi - Tổng cục trưởng Cục cấp phép và Hợp đồng Dầu khí của Iraq (PCLD), trao đổi về các điều kiện và phương thức tiếp tục triển khai các dự án dầu khí tại Iraq.

Ông Abydul Mahdy Al-Ameedi thay mặt lãnh đạo Bộ Dầu mỏ Iraq đánh giá cao sự hiện diện của đoàn công tác tại Thủ đô Baghdad trong bối cảnh an ninh bất ổn, thể hiện thiện chí và sự quyết tâm của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đối với dự án này. Phó Tổng giám đốc thường trực Tập đoàn

Dầu khí Việt Nam TS. Nguyễn Quốc Thập khẳng định mối quan tâm ưu tiên và sự ủng hộ mạnh mẽ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam với PVEP trong các hoạt động hợp tác dầu khí tại Iraq. Tập đoàn sẽ sát cánh cùng PVEP để tạo điều kiện tốt nhất trong triển khai các công việc liên quan.

Trong các buổi làm việc, TS. Đỗ Văn Khánh - Tổng giám đốc Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã giới thiệu quy mô, năng lực của PVEP, đặc biệt là những kinh nghiệm, thành công trong hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí tại nước ngoài mà PVEP thực hiện với vai trò là nhà điều hành dự án. Lãnh đạo Tập đoàn/PVEP bày tỏ quyết tâm trong việc triển khai các công việc như đã thống nhất tại cuộc họp với PCLD để sớm triển khai dự án mà hai bên đã ký kết năm 2002. Kết thúc chương trình làm việc, Tổng cục trưởng PCLD Abydul Mahdy Al-Ameedi và Tổng giám đốc PVEP Đỗ Văn Khánh đã ký một số văn bản quan trọng, thể hiện sự quyết tâm của cả hai phía, đánh dấu cột mốc quan trọng trong việc triển khai dự án của PVEP tại Iraq.

Nhân dịp này, Đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã có cuộc gặp với ông Humam Hamoudi - Phó Chủ tịch Hội đồng Hồi giáo Tối cao Iraq. Thay mặt Nhà nước và nhân dân Iraq, ông Humam Hamoudi đánh giá cao quyết tâm của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và sẽ tạo điều kiện để Tập đoàn mở rộng hoạt động ở thị trường dầu khí Iraq.

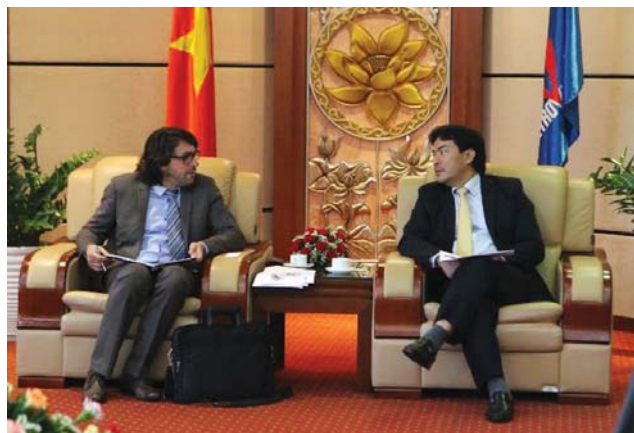
Hoàng Long

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tăng cường hợp tác với Nobiskrug

Ngày 15/4/2015, tại Hà Nội, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Hùng Dũng đã tiếp đại diện Tập đoàn Nobiskrug (CHLB Đức). Đây là doanh nghiệp có trên 300 năm kinh nghiệm, hoạt động trong lĩnh vực đóng mới các công trình ngoài khơi, tàu quân sự, tàu dịch vụ... và cung cấp các dịch vụ hỗ trợ. Hàng năm, Nobiskrug nhận được các đơn đặt hàng trên 2 tỷ EUR.

Tại buổi tiếp, Phó Tổng giám đốc Nguyễn Hùng Dũng giới thiệu với đại diện Nobiskrug về năng lực của các đơn vị của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam hoạt động trong lĩnh vực chế tạo, đóng tàu và giàn khoan gồm: Công ty CP Chế tạo Giàn khoan Dầu khí (PV Shipyard), Công ty TNHH MTV Công nghiệp Tàu thủy Dung Quất (DQS), Công ty CP Đóng mới và Sửa chữa tàu Dầu khí Nhơn Trạch...

Hai bên đã trao đổi về khả năng hợp tác giữa Nobiskrug với các đơn vị đóng tàu và giàn khoan của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Với năng lực, trình độ công nghệ và đội ngũ cán bộ kỹ thuật, các đơn vị của Tập đoàn Dầu



Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Hùng Dũng tiếp đại diện Tập đoàn Nobiskrug. Ảnh: PVN

khí Việt Nam có khả năng đáp ứng các yêu cầu, đơn đặt hàng của Nobiskrug với chất lượng tiêu chuẩn, chi phí hợp lý và cạnh tranh nhất. Phó Tổng giám đốc Nguyễn Hùng Dũng đã yêu cầu PV Shipyard chủ động trao đổi cụ thể với Nobiskrug để thiết lập được các cơ hội hợp tác trong thời gian tới.

Việt Nga

PVC-MS hoàn thành chế tạo chân đế Thiên Ưng trong tháng 6/2015



Panel Row 1 (Part 2) chân đế Thiên Ưng được lắp dựng thành công. Ảnh: PVC

Ngày 3/4/2015, tại Cảng Vietsovpetro, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã dựng thành công Panel Row 1 (Part 2) chân đế Thiên Ưng. Hạng mục này thuộc Dự án chế tạo giàn BK-Thiên Ưng do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và OAO Zarubezhneft làm chủ

đầu tư, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" là nhà điều hành kiêm tổng thầu, PVC-MS là nhà thầu thi công chế tạo chân đế Thiên Ưng (trọng lượng 6.330 tấn).

Dự án chân đế Thiên Ưng được PVC-MS khởi công ngày 13/5/2014, đến nay đã hoàn thành 82% khối lượng công việc. Hiện nay, PVC-MS đã hoàn thành công tác chế tạo, tổ hợp, lắp dựng các Panel Row; đồng thời tiếp tục chế tạo phao, cập tàu và đấu nối hệ thống công nghệ cho dự án. Dự kiến ngày 15/6/2015, PVC-MS sẽ hoàn thành chế tạo trên bờ chân đế Thiên Ưng và bàn giao cho Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đưa đi lắp đặt ngoài khơi.

Trong suốt quá trình triển khai dự án, PVC-MS đã tăng cường công tác quản lý, điều phối nhân lực hợp lý, đảm bảo tiến độ, chất lượng dự án; đồng thời có đóng góp quan trọng trong tổng số 1.000.000 giờ lao động an toàn của Dự án chế tạo giàn BK-Thiên Ưng.

Phạm Minh

PTSC M&C tham gia dự án OCTP Ghana FPSO



Lãnh đạo PTSC M&C tiếp Tổng giám đốc GNPC. Ảnh: PTSC

Ngày 2/4/2015, Công ty TNHH MTV Dịch vụ Cơ khí Hàng hải PTSC (PTSC M&C) đã tiếp Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Ghana (GNPC) Alexander Kofi - Mensah Mould và đại diện Tập đoàn Yinson - Tổng thầu dự án OCTP Ghana FPSO đang triển khai cho Chính phủ Ghana.

Được trao thầu vào tháng 3/2015, Dự án OCTP Ghana FPSO là dự án thứ 3 mà PTSC M&C tham gia đấu thầu và thắng thầu quốc tế trong khoảng thời gian 2014 - 2015. Dự án này do PTSC M&C thực hiện cho khách hàng ENI S.p.A, nhà thầu chính là Yinson/Kanfa. Phạm vi công việc của PTSC M&C gồm: Thực hiện thiết kế, mua sắm, thi công và vận chuyển các Topsides modules MM1, MM2 với tổng khối lượng 3.500 tấn; thực hiện công tác mua sắm, thi công và vận chuyển các modules MG1, MP1, MU1, MI1 với tổng khối lượng 2.000 tấn; vận chuyển các modules qua bãi thi công

Singapore phục vụ công tác tổ hợp FPSO. Thời gian triển khai dự án từ tháng 3/2015 đến tháng 5/2016.

Tổng giám đốc GNPC cho biết sẽ có một số dự án xây lắp FPSO và các giàn khai thác tại châu Phi trong thời gian tới. Vì vậy, GNPC rất quan tâm về năng lực thực hiện các mảng dịch vụ tàu chứa dầu, cơ khí dầu khí, đặc biệt là năng lực kinh nghiệm, cơ sở vật chất, hệ thống bến bãi, con người... Tổng giám đốc GNPC đánh giá cao tính chuyên nghiệp và năng lực tổng thầu EPCI của PTSC M&C, đặc biệt là khả năng làm chủ công nghệ, tự thực hiện toàn bộ công tác thiết kế chi tiết cho các dự án dầu khí ngoài khơi, các cấu kiện dầu khí.

Giám đốc PTSC M&C Đồng Xuân Thắng cho biết với việc đảm nhận vai trò tổng thầu EPCI thực hiện thành công hơn 50 dự án cho các đối tác trong và ngoài nước, đặc biệt là các dự án thắng thầu quốc tế giàn công nghệ trung tâm HRD cho ONGC-Afcons và giàn khai thác MLS cho Total E&P Borneo B.V (Brunei), PTSC M&C khẳng định sẽ thực hiện thành công Dự án OCTP Ghana FPSO đảm bảo an toàn, đúng tiến độ, chất lượng, hiệu quả.

Phạm Toán

BSR NGHIỆM THU SỬA CHỮA 2 BỂ CHỨA SẢN PHẨM PROPYLENE

Ngày 30/3/2015, Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã nghiệm thu sửa chữa 2 bể chứa sản phẩm Propylene. Khu bể chứa sản phẩm Propylene được đưa vào sử dụng từ ngày 11/10/2009, thường xuyên bị tác động bởi môi trường biển (sóng, gió, độ ẩm).

Công ty CP Hóa dầu Công nghệ cao Hi Pec là đơn vị thi công sơn phủ trọn gói toàn bộ bể TK-5213 A/C. Diện tích sơn phủ mỗi bể là 2.460m², bao gồm bốn, đỉnh bốn, lan can, kết cấu bụng, sàn công nghệ, hệ thống cứu hỏa, bê tông chống cháy. Trong đó có 2.120m² cho sơn bề mặt kim loại và 340m² cho sơn trụ bê tông chống cháy và bình khí điều khiển.

Việc tiếp nhận bể, kiểm tra và rửa bể đã được nhà thầu thực hiện theo các quy trình, đăng ký các tiêu chuẩn an toàn và kỹ thuật của BSR và thỏa mãn các quy trình của các nhà thầu.

Trần Minh

Ký hợp đồng san lấp và xử lý nền Nhà máy xử lý khí Cà Mau

Ngày 17/4/2015, tại Tp. Hồ Chí Minh, Ban Quản lý dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau đã đại diện chủ đầu tư Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) ký Hợp đồng san lấp và xử lý nền dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau với Liên danh nhà thầu gồm: Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC), Công ty CP Đầu tư Pacific và Công ty CP Địa Kỹ thuật Việt Nam (GeoVietnam).

Gói thầu san lấp, xử lý nền có giá trị 518,25 tỷ đồng, khối lượng thi công lớn (khoảng 1,3 triệu m³ cát và xử lý nền 18,4 ha), được thực hiện trong khoảng thời gian ngắn (3 tháng san lấp và 6 tháng xử lý nền).

Dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau được khởi động xây dựng ngày 7/2/2015, nhằm cân đối cung - cầu về khí tại khu vực Tây Nam Bộ, đa dạng hóa sản phẩm dầu khí có giá trị cao, đáp ứng nhu cầu sản phẩm khí hóa lỏng và hóa dầu tại khu vực Tây Nam Bộ và toàn quốc, góp phần đảm bảo



Ban QLDA Nhà máy xử lý khí Cà Mau ký hợp đồng với Liên danh nhà thầu. Ảnh: PVC

an ninh năng lượng quốc gia. Theo tính toán sơ bộ của chủ đầu tư, Dự án Nhà máy xử lý khí Cà Mau hoàn thành sẽ cung cấp ra thị trường 593 tấn LPG/ngày - tương đương 207.500 tấn LPG/năm, cung cấp 34 tấn condensate/ngày - tương đương 11.900 tấn condensate/năm.

Hồng Minh

PVI Insurance cung cấp dịch vụ bảo hiểm cho VNH



Lễ ký Hợp đồng bảo hiểm hàng không năm 2015 - 2016. Ảnh: PVI

Ngày 15/4/2015, tại Hà Nội, Tổng công ty Trực thăng Việt Nam (VNH) đã ký Hợp đồng bảo hiểm hàng không năm 2015 - 2016 với Liên danh Tổng công ty Bảo hiểm PVI (PVI Insurance) - Tổng công ty Bảo hiểm Bảo Việt - Tổng công ty CP Bảo hiểm Quân đội (MIC). Theo đó, Liên danh sẽ cung cấp dịch vụ bảo hiểm cho đội bay (28 chiếc trực thăng, 136 phi công) và kỹ thuật viên với tổng giá trị bảo hiểm gần 216 triệu USD. Đây là năm thứ 7 liên tiếp PVI Insurance cung cấp dịch vụ cho VNH, một đối tác quan trọng của các nhà thầu dầu khí tại Việt Nam.

Với bề dày kinh nghiệm và năng lực tài chính vững mạnh, PVI Insurance đang được các công ty bảo hiểm gốc tin nhiệm là nhà bảo hiểm gốc đứng đầu để cung cấp các dịch vụ tư vấn, đàm phán chương trình, cấp, quản lý đơn cũng như giải quyết các sự cố phát sinh theo hợp đồng bảo hiểm với VNH. Trước đó, vào tháng 12/2014, PVI Insurance trở thành nhà bảo hiểm gốc đứng đầu Liên danh gồm PVI Insurance - MIC - Bảo Việt cung cấp dịch vụ bảo hiểm hàng không cho toàn bộ đội tàu bay của Vietnam Airlines.

Thu Hằng

HỘI THẢO NHÀ ĐẦU TƯ DẦU KHÍ

Ngày 17/4/2015, tại Tp. Hồ Chí Minh, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Công ty CP Chứng khoán Dầu khí (PSI) tổ chức Hội thảo Nhà đầu tư Dầu khí. Hội thảo đã cập nhật tình hình hoạt động sản xuất kinh doanh trong Quý I/2015; đánh giá tác động của việc biến động giá dầu thô trên thế giới đến hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn và các đơn vị thành viên. Bên cạnh đó, PSI đã giới thiệu về Bộ chỉ số PVN-Index và cơ hội đầu tư vào cổ phiếu một số doanh nghiệp trong ngành Dầu khí.

Ngô Hồng

TỔ CHỨC TRIỂN KHAI CÔNG TÁC BẢO DƯỠNG TỔNG THỂ CÁC NHÀ MÁY CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) mới đây đã chủ trì tổ chức Hội thảo lập kế hoạch và tổ chức triển khai công tác bảo dưỡng tổng thể các nhà máy chế biến dầu khí. Hội thảo đã tập trung thảo luận về công tác bảo dưỡng tổng thể Nhà máy Đạm Phú Mỹ; công tác chuẩn bị và lập kế hoạch bảo dưỡng tổng thể của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; kế hoạch bảo dưỡng tổng thể Nhà máy Đạm Cà Mau; công tác tổ chức và thực hiện bảo dưỡng sửa chữa thường xuyên 5 năm Nhà máy GPP Dinh Cố; giải pháp sử dụng phần mềm Primavera 6 và CMMS trong công tác lập kế hoạch và quản lý tiến độ bảo dưỡng tổng thể Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; phương án sửa chữa bơm dầu nóng HTM 61P21A.

Khôi Nguyên



TIN THẾ GIỚI

Dầu mỏ Iran khôi phục nhờ Thỏa thuận khung với nhóm P5+1

Thỏa thuận khung về chương trình hạt nhân được ký kết giữa Iran và nhóm P5+1 (gồm Mỹ, Anh, Pháp, Liên bang Nga, Trung Quốc và Đức) có thể dẫn tới sự bùng nổ trong hoạt động xuất khẩu dầu mỏ của quốc gia Trung Đông trong thời gian tới. Dù còn phải hoàn thiện Thỏa thuận khung trước khi ký kết Thỏa thuận toàn diện (dự kiến vào cuối tháng 6/2015), song Iran đã tiến một bước gần hơn tới mục tiêu khôi phục sản xuất và xuất khẩu dầu mỏ.

Trên thực tế, Tehran đang nỗ lực để hồi sinh ngành công nghiệp dầu khí và thu hút đầu tư trực tiếp nước ngoài sau khi hàng loạt tập đoàn dầu mỏ (như Royal Dutch Shell, Repsol, Statoil và Total) rút khỏi Iran năm 2010. Facts Global Energy cho rằng, việc dỡ bỏ các lệnh trừng phạt có thể thúc đẩy sản lượng dầu mỏ của Iran tăng thêm 500.000 thùng mỗi ngày trong 3 - 6 tháng tới.

Tuy nhiên, có quan điểm cho rằng dầu mỏ Iran sẽ chưa thể đóng vai trò chủ chốt trên thị trường toàn cầu trong ngắn hạn, ít nhất cho đến cuối năm 2015 hoặc đầu năm 2016. Chuyên gia nghiên cứu của Citi Group, Ed Morse cho rằng cần có thời gian để thực thi Thỏa thuận về chương trình hạt nhân và giám sát mức độ tuân thủ



Iran tập trung khôi phục sản xuất và xuất khẩu dầu mỏ. Nguồn: Iranexhibitions.ir

của Tehran. Để có thể hiện thực hóa tham vọng quay trở lại mục tiêu sản lượng 4 triệu thùng mỗi ngày, Iran sẽ cần công nghệ và kỹ thuật từ phương Tây, trong bối cảnh 40% trên tổng số 187 mỏ dầu hiện nay của nước này vẫn chưa được khai thác.

Phó Giám đốc phụ trách hoạt động khai thác Behrouz Borna thuộc Tổ chức Địa chất của Iran (GOI) cho biết nước này sở hữu 3% tài nguyên khoáng sản của thế giới, với giá trị ước đạt khoảng 770 tỷ USD.

Việt Khoa (TTXVN)

Mỹ trở thành nước sản xuất dầu khí lớn nhất thế giới



EIA dự báo sản lượng dầu khí đá phiến của Mỹ tiếp tục giảm. Nguồn: Bakkenoilreport.com

Bộ Năng lượng Mỹ cho biết nước này đã trở thành nước sản xuất dầu thô và khí đốt lớn nhất thế giới trong năm 2014 nhờ sản lượng khai thác tại các mỏ dầu khí đá phiến tăng mạnh. Trong khi sản lượng dầu khí của Liên bang Nga và Saudi Arabia gần như không tăng, thì sản lượng tại Mỹ, tính theo đơn vị nhiệt lượng Anh (Btu), tăng khoảng 10% lên gần 55 triệu tỷ Btu trong năm 2014. Mức tăng này tương đương với 1,6 triệu thùng dầu/ngày và 13,9 tỷ ft³ khí đốt tự nhiên/ngày. Hiện sản

lượng nhiên liệu hóa thạch của Mỹ cao gấp 2 lần so với của Saudi Arabia.

Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) dự báo sản lượng dầu khí đá phiến của Mỹ trong tháng 5/2015 có thể giảm khoảng 45.000 thùng/ngày so với tháng 4/2015, xuống còn 4,98 triệu thùng/ngày. Đây sẽ là lần giảm đầu tiên trong hơn 4 năm qua. Điều này cho thấy sản lượng dầu thô của ngành công nghiệp dầu khí đá phiến của Mỹ đang tụt lùi sau khi thị trường dầu mỏ thế giới chứng kiến giá dầu giảm khoảng 60% kể từ tháng 6/2014 do tình trạng nguồn cung dư thừa và nhu cầu thấp.

Theo báo cáo của EIA, sản lượng dầu khí khu vực Permian Basin thuộc West Texas và New Mexico dự kiến tăng 11.000 thùng/ngày lên 1,99 triệu thùng/ngày (mức tăng hàng tháng thấp nhất kể từ tháng 11/2013). Sản lượng dầu khí của khu vực Bakken thuộc Bắc Dakota sẽ giảm 23.000 thùng/ngày xuống 1,3 triệu thùng/ngày. Sản lượng dầu của khu vực Eagle Ford tại miền Nam Texas sẽ giảm 33.000 thùng/ngày xuống còn 1,69 triệu thùng/ngày.

Minh Hằng (TTXVN)

Ấn Độ đầu tư 6 tỷ USD vào các dự án dầu khí tại Mozambique



Ấn Độ sẽ nhập khẩu các lô khí đốt hóa lỏng đầu tiên từ Mozambique vào năm 2019.

Nguồn: Offshore.no

Ngày 13/4/2015, Bộ trưởng Dầu khí Ấn Độ Dharmendra Pradhan cho biết nước này đã quyết định đầu tư hơn 6 tỷ USD vào các dự án thăm dò, khai thác dầu khí tại Mozambique trong giai đoạn từ nay đến năm 2019. Ông Dharmendra Pradhan nhấn

mạnh ưu tiên hàng đầu của Ấn Độ là đầu tư vào khu vực Rovuma Area 1, ngoài khơi Mozambique.

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Ấn Độ ONGC Videsh Ltd., Oil India và Bharat Petroleum Corp., đã mua 30% cổ phần của Rovuma Area, sẽ cùng tham gia vào các dự án khí tự nhiên hóa lỏng tại quốc gia châu Phi này. Dự kiến trong tháng 8/2015, một phái đoàn cấp cao thuộc lĩnh vực năng lượng của Mozambique sẽ đến Ấn Độ để thúc đẩy hợp tác giữa hai bên.

Với vị trí nằm ở bờ biển Đông Nam châu Phi và sản xuất khoảng 34 triệu tấn khí hóa lỏng tự nhiên mỗi năm, Mozambique sẽ nằm trong chính sách an ninh năng lượng của Ấn Độ. Bộ trưởng Dharmendra Pradhan cho rằng, các lô khí đốt hóa lỏng đầu tiên nhập khẩu từ Mozambique đến Ấn Độ vào năm 2019, sẽ góp phần quan trọng đáp ứng nhu cầu năng lượng ngày càng tăng của Ấn Độ.

Bích Phương (TTXVN)

Vương quốc Anh phát hiện trữ lượng dầu mỏ khổng lồ



Bể Weald được đánh giá có trữ lượng lên tới 100 tỷ thùng. Nguồn: BBC

Công ty Đầu tư Dầu khí Anh (UKOG) ngày 9/4/2015 cho biết đã phát hiện trữ lượng dầu khổng lồ có thể lên tới 100 tỷ thùng tại bể Weald gần sân bay Gatwick ở Sussex, miền Nam nước Anh. Con số này cao hơn nhiều so với ước tính 4,4 tỷ thùng mà Chính phủ Anh đưa ra năm 2014. Đây cũng là phát hiện dầu mỏ có trữ lượng lớn nhất trên đất liền tại Anh trong vòng 3 thập kỷ.

UKOG cho biết kết quả khoan thăm dò tại Horse Hill đã phát hiện trữ lượng 158 triệu thùng/dặm vuông, từ

đó có thể ước tính trữ lượng của toàn khu vực khoảng 50 - 100 tỷ thùng. Giám đốc điều hành của UKOG, ông Stephen Sanderson đánh giá bể Weald có thể là "một nguồn dầu mỏ tiềm năng tầm cỡ thế giới". Các giếng dầu có quy mô tương tự tại Mỹ có thể khai thác được từ 3 - 15% tổng trữ lượng. Nếu có thể khai thác được 15 tỷ thùng từ khu vực này thì bể Weald sẽ có trữ lượng tương đương trữ lượng dầu còn lại ở Biển Bắc.

Theo tính toán của UKOG, trong 15 năm tới, các giếng dầu tại bể Weald có thể đáp ứng gần 1/3 nhu cầu năng lượng của Anh. Quốc gia này đang sản xuất 770.000 thùng dầu/ngày, thấp hơn nhiều so với con số 11,1 triệu thùng/ngày ở Mỹ và 11,7 triệu thùng/ngày ở Saudi Arabia.

Đỗ Sinh (TTXVN)

ECUADOR KÝ THỎA THUẬN KHAI THÁC DẦU KHÍ VỚI CHILE VÀ BELARUS

Bộ trưởng các ngành chiến lược Ecuador, ông Rafael Poveda, cho biết Công ty Dầu khí Nhà nước Ecuador (Petroamazonas EP) đã ký thỏa thuận khai thác dầu khí với Chile và Belarus, với tổng vốn đầu tư khoảng 100 triệu USD. Petroamazonas EP sẽ đóng góp 51% cổ phần, trong khi ENAP Sipetrol đóng góp 42% và Belorusneft (7%).

Liên doanh này sẽ tiến hành thủ tục xin cấp phép bảo vệ môi trường tại Lô 28 (Đông Nam Ecuador), với trữ lượng ước tính khoảng 30 - 50 triệu thùng dầu. Các chuyên gia dự báo sẽ cần thêm 25 triệu USD để khoan thăm dò và 375 triệu USD để phát triển dự án trong tương lai. Bên cạnh đó, ENAP Sipetrol cũng ký thỏa thuận mở rộng với đối tác Ecuador để tiếp tục khoan và khai thác dầu tại Lô 47, với vốn đầu tư 82 triệu USD.

Ecuador là thành viên của Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC), sản xuất 500.000 thùng dầu/ngày. Trữ lượng dầu của quốc gia Nam Mỹ này vào khoảng 7,2 tỷ thùng, đứng thứ 19 thế giới.

Diệu Hương (TTXVN)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Doanh thu năm 2014 của OPEC giảm 11%

Theo Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA), doanh thu xuất khẩu dầu thô của Tổ chức các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) trong năm 2014 (không kể Iran) chỉ đạt 730 tỷ USD. Đây là mức thấp nhất kể từ năm 2010 trở lại đây, giảm 11% so với năm 2013 (824 tỷ USD), chủ yếu do giá dầu thô sụt giảm trên toàn thị trường thế giới và một phần do suy giảm tổng sản lượng xuất khẩu. Trong đó, Saudi Arabia chiếm 246 tỷ USD, tương đương 34% tổng doanh thu toàn khối. Doanh thu của Iran không được EIA đưa vào vì khó thu thập số liệu, không biết rõ mức giảm giá bán cho các đối tác mua hàng cũng như số tiền bán dầu trong lúc bị cấm vận thu được thực tế là bao nhiêu.

EIA dự báo tổng thu nhập xuất khẩu dầu thô của OPEC (không kể Iran) năm 2015 ước tính chỉ còn 380 tỷ USD vì giá dầu từ nay đến cuối năm dự kiến sẽ tiếp tục giảm do Iran và nhóm P5+1 đã đạt được Thỏa thuận khung về chương trình hạt nhân. Điều này có nghĩa là có nhiều khả năng Iran có thể được phép bán dầu thô trở lại khi Mỹ nói lỏng cấm vận làm cho lượng dầu trên thị trường càng thêm dư thừa. Tuy nhiên dự báo này chứa đựng nhiều rủi ro do hiện nay đang xuất hiện dấu hiệu nhu cầu tăng và diễn biến giá dầu trong các hợp đồng giao sau tháng 6/2015 đang tăng.

Theo thông báo của OPEC, Saudi Arabia sẽ giữ nguyên thị phần trên thị trường xuất khẩu và không giảm sản lượng để tiếp tục giữ giá dầu ở mức thấp. Tuy nhiên, tuyên bố này chưa chắc được thực hiện vì nước này luôn tăng/giảm sản lượng để giữ vai trò chi phối thị trường.

Ngành dầu khí Bắc Mỹ cắt giảm đầu tư

Trong bối cảnh giá dầu ở mức thấp, các công ty dầu khí đã thực hiện cắt giảm đầu tư nhằm giảm chi phí, thậm

chí nhiều doanh nghiệp không thể tiếp tục hoạt động, bị giải thể hoặc sáp nhập vào các công ty khác. Theo Conglin Xu, chuyên gia kinh tế cao cấp của Oil and Gas Journal, tổng ngân sách chi của các công ty dầu khí Mỹ trong năm 2015 ước tính sẽ giảm 26,8% so với năm 2014, chỉ còn 261,99 tỷ USD. Tỷ lệ giảm này thấp hơn so với đánh giá của các cơ quan nghiên cứu khác đã công bố do dự báo của Oil and Gas Journal bao gồm cả chi phí cho lọc dầu, marketing, đường ống và các loại chi phí khác không bị tác động mạnh của việc cắt giảm ngân sách đầu tư như đối với hoạt động thăm dò, khai thác.

Theo nghiên cứu của Oil and Gas Journal, chi phí cho lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí của Mỹ trong năm 2015 là 203,24 tỷ USD, giảm 32% so với năm 2014. Dự báo này được đưa ra dựa vào mức suy giảm đầu tư mạnh nhất (260,1 tỷ USD) trong các dự án dầu khí Mỹ năm 2010, sau giai đoạn suy thoái giá dầu 2008 - 2009. Gia tăng chi phí trong giai đoạn 2010 - 2014 là 37,5%, gần sát với chỉ số giá trung bình hàng năm (39,3%) do US Bureau of Labor Statistics công bố về chi phí khoan dầu khí đã gia tăng trong cùng kỳ.

Dự báo của Oil and Gas Journal về chi phí cho hoạt động thượng nguồn dựa trên số giàn khoan sẽ làm việc trong năm 2015 cùng với giả thiết giá dầu vẫn dưới mức 60USD/thùng. 20 công ty dầu khí hàng đầu Mỹ cho rằng mức chi phí bị cắt giảm khoảng 50 tỷ USD, tương đương 25% của chi phí năm 2014. Oil and Gas Journal đã tăng giá trị tỷ lệ này khi tính đến mức cắt giảm lớn của các công ty nhỏ đã công bố cũng như khả năng các công ty lớn còn cắt giảm thêm khi giá dầu vẫn thấp.

Đầu tư trong lĩnh vực lọc dầu của Mỹ và chi phí marketing sẽ tăng 2% trong năm 2015, lên mức 13,35 tỷ USD. Mặc dù một số các công ty liên hợp lọc dầu có kế hoạch sẽ điều chỉnh lại chi phí vì nguồn thu tiền mặt giảm

Bảng 1. Ngân sách đầu tư năm 2015 cho các dự án dầu khí Mỹ

Hạng mục	Ngân sách đầu tư năm 2015 (triệu USD)	Tỷ lệ tăng giảm so với năm 2014 (%)	Ngân sách đầu tư năm 2014 (triệu USD)
Thăm dò - khai thác	203.240	-32,0	298.700
Khoan - thăm dò	170.202	-32,0	250.202
Khai thác	32.338	-32,0	47.538
Hoa hồng thuê đất	700	-27,1	960
Các lĩnh vực khác	58.750	-0,7	59.144
Lọc dầu và marketing	13.350	2,0	13.094
Hóa dầu	6.500	8,3	6.000
Đường ống dẫn dầu và sản phẩm lọc	23.000	-3,1	23.731
Đường ống dẫn khí đốt	9.000	2,6	8.769
Các phương tiện vận chuyển dầu khí khác	2.400	-12,7	2.750
Chi phí khác	4.500	-6,3	4.800
Tổng cộng	261.990	-26,8	357.845

Nguồn: Oil and Gas Journal, 6/4/2015

Bảng 2. Ngân sách đầu tư cho các dự án dầu khí của Canada

Hạng mục	Ngân sách đầu tư năm 2015 (triệu CAD)	Tỷ lệ tăng giảm so với năm 2014 (%)	Ngân sách đầu tư năm 2014 (triệu CAD)
Thăm dò - khai thác	32.000	-30,4	46.000
Khoan - thăm dò	20.590	-30,4	29.598
Khai thác	11.410	-30,4	16.402
Cát ngậm dầu	26.000	-21,2	33.000
Các lĩnh vực khác	10.745	0,9	10.650
Lọc dầu và marketing	2.950	-1,7	3.000
Hóa dầu	1.280	6,7	1.200
Ống dẫn dầu và sản phẩm lọc	3.100	-11,4	3.500
Ống dẫn khí đốt	2.200	37,5	1.600
Các cách vận chuyển dầu khí khác	465	-12,3	530
Chi phí khác	750	-8,5	820
Tổng cộng	68.745	-23,3	89.650

Nguồn: Oil and Gas Journal 6/4/2015

sút nhưng các công ty lọc dầu độc lập vẫn giữ nguyên hoặc tăng ngân sách chi.

Trong lĩnh vực hóa dầu Mỹ, ngân sách chi năm 2015 dự kiến tăng 8,3%, lên mức 6,5 tỷ USD. Sự dồi dào của ethane giá rẻ trên thị trường đã thúc đẩy công tác xây dựng mới và mở rộng các cơ sở hóa dầu ở Mỹ.

Dựa trên dữ liệu của Pipeline Economics (2014) và của Worldwide Pipeline Construction (2015), Oil and Gas Journal dự báo năm 2015 đầu tư cho đường ống dẫn dầu sẽ giảm 3,1% so với năm 2014, còn 23 tỷ USD; trong lúc chi cho đường ống dẫn khí đốt tăng 2,6%, lên 9 tỷ USD. Số liệu tổng hợp ngân sách đầu tư cho các dự án dầu khí Mỹ năm 2015 chia theo lĩnh vực hoạt động được trình bày trong Bảng 1.

Ở Canada, chi phí cho các dự án dầu khí năm 2015 sẽ giảm 23,3%, xuống còn 68,745 tỷ CAD. Chi phí cho các dự án cát ngậm dầu (oil sand) giảm 21,2%, còn 26 tỷ CAD. Đầu tư cho lọc dầu và marketing ở Canada cũng giảm 1,7%, xuống còn 2,95 tỷ CAD trong khi đầu tư cho hóa dầu tăng 6,7%, lên 1,28 tỷ CAD. Đối với đường ống

dẫn khí đốt, chi phí đầu tư sẽ tăng 37,5%, lên 2,2 tỷ CAD so với năm 2014. Tổng hợp ngân sách đầu tư năm 2015 cho các dự án dầu khí của Canada được trình bày trong Bảng 2.

Các nhà phân tích kinh tế của Moody cho biết chỉ có 6% trong số các công ty dầu khí Bắc Mỹ có kế hoạch tăng ngân sách đầu tư trong năm 2015; 21% số công ty cắt giảm ngân sách trên 60%, trong đó có Devon Energy, EnCana, EQT, Hess, Southwestern Energy, Suncor... và hơn một nửa số công ty sẽ giảm chi phí đầu tư từ 20 đến 40% như Anadarko, Cenovus, ConocoPhillips, EOG, Husky, Murphy, Occidental. Trong số công ty cắt giảm chi phí đầu tư từ 40 - 60% có Canadian Natural Resources, Canadian Oil sands, Continental Resources, Noble Energy và Pioneer Natural Resources. Một số công ty tăng chi phí đầu tư cho khoan để giữ các diện tích tô nhượng đã có từ trước hoặc mới được nhận gần đây. Do giá khí giảm nên các công ty tập trung khai thác dầu nhẹ trong các play chứa khí để tăng thêm doanh thu mặc dù lợi nhuận rất thấp.

Hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí

Công ty Khí đốt Ai Cập Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS) đang mời thầu 8 lô dầu khí gần bờ ở phía đông Địa Trung Hải, đối diện châu thổ sông Nil. Thời gian dự thầu kết thúc vào 31/5/2015.

Gazprom Neft tham gia vào 4 đề án dầu khí ở Iraq, trong đó 3 đề án nằm ở vùng Kurdistan. Gazprom Neft giữ 80% cổ phần tại các Lô Halabja và Shacal, 20% còn lại thuộc công ty địa phương của Kurdistan. Gazprom Neft Middle East đang khảo sát địa chấn 2D ở phần Đông Nam của Lô Halabja. Toàn bộ khu vực khảo sát được bao phủ bởi 870 tuyến địa chấn 2D sẽ kết thúc thu nổ vào cuối năm nay, trong đó 225 tuyến địa chấn đã được đo xong. Giếng thăm dò đầu tiên sẽ được khoan trong năm 2015 - 2016.

ENI S.p.A (Italia) đã khoan giếng khai thác thử Minsala Marine 1NFW trên thềm lục địa Congo Brazzaville, thu được lưu lượng 5.000 thùng/ngày dầu 41°API và 14 triệu ft³ khí/ngày khí đốt. Theo đánh giá sơ bộ của ENI, tiềm năng của phát hiện Minsala Marine đạt 1 tỷ thùng dầu khí quy đổi tại chỗ với 80% là dầu thô. Với kết quả này, ENI đang chuyển qua giai đoạn khoan thăm lượng và chuẩn bị khai thác thương mại mỏ trong thời gian tới.

Crown Point Energy Inc., mới công bố kết quả khoan thăm dò tại các lô tô nhượng Tierra del Fuego (Argentina). Với tổng trữ lượng của các phát hiện rất khả quan, Crown Point Energy Inc., có kế hoạch khảo sát địa chấn 3D và khoan tiếp trên các cấu tạo triển vọng, đánh giá chi tiết các play tiềm năng để lập chương trình thăm dò khai thác trong năm 2015 và các năm tiếp theo.

Tại Myanmar, Unocal Myanmar Offshore Co., đã ký hợp đồng PSC và là nhà điều hành, nắm giữ 99% quyền lợi trên Lô A5, ngoài khơi Myanmar. Lô A5 rộng 2,6 triệu mẫu Anh, trên thềm lục địa Tây Bắc Yangon. Ngoài Lô A5, Chevron còn có 28,3% quyền lợi trong đề án PSC khí đốt ở mỏ Yadana và Sein thuộc Lô M5, M6 trong bể Andaman cũng như 28,3% quyền lợi trong công ty đường ống vận chuyển khí đốt đến biên giới Myanmar - Thái Lan.

Reliance Industries Ltd., (RIL) vừa ký hợp đồng PSC các Lô M17, M18 ở thềm lục địa Myanmar với tổng diện tích 27.600km², mực nước sâu 3.000ft, thuộc bồn trũng tích Moattama. RIL giữ 96% quyền lợi và là nhà điều hành.

Tại Indonesia, Cue Energy Resources Ltd., đã được Indonesia chấp nhận ký hợp đồng với Bukit Energy để mua lại 12,5% quyền lợi trong dự án phân chia sản phẩm Mahato ở miền Trung Sumatra. Diện tích khu vực hợp đồng rộng 5,6km², nằm gần nhiều mỏ đang khai thác,

trong đó có mỏ Minas và Duri là những mỏ lớn trên đất liền của Indonesia. Dự kiến sẽ có 2 giếng khoan được thực hiện trong năm 2015 để xác định khả năng kéo dài của mỏ Petapahan sang địa phận của khu vực hợp đồng Mahato.

ExxonMobil bắt đầu khai thác mỏ Hadrian South ở vùng nước sâu, vịnh Mexico với sản lượng khai thác (từ 2 giếng Hadrian-2 và Hadrian-4) ước đạt 300 triệu ft³ khí đốt và 3.000 thùng dầu thô/ngày. Hadrian South nằm trong bồn trũng Keathley Canyon, mực nước sâu 7.650ft. ExxonMobil là nhà điều hành mỏ, nắm giữ 46,7% quyền lợi. Phần còn lại thuộc ENI S.p.A 30% và Petrobras 23,3%.

Maersk Oil bắt đầu khai thác mỏ dầu khí bằng giàn khoan điều khiển tự động Tyra Southeast-B, đặt cách bờ biển phía Tây Đan Mạch 220km. Dự kiến sản lượng đỉnh sẽ đạt 20.000 thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2017. Với giàn khoan này, doanh nghiệp này hy vọng sẽ gia tăng trữ lượng 50 triệu thùng dầu quy đổi trong 30 năm tới. Maersk Oil đã đầu tư 650 triệu USD cho dự án trên, bao gồm chi cho khoan, đường ống, giàn khoan 4.700 tấn, đặt ở vùng nước sâu 38m và đang có kế hoạch khoan 8 - 12 giếng ngang, mỗi giếng dài 6km trong giai đoạn 2015 - 2017.

Statoil ASA vừa có thêm 8 phát hiện ở Lô 2, ngoài khơi Tanzania, đưa tổng trữ lượng tại chỗ của Lô lên 22 nghìn tỷ ft³ khí đốt. Giếng thăm dò Mdalasini mới nhất nằm ở phía Nam của Lô 2, đánh dấu kết thúc pha đầu tiên trong chương trình thăm dò của Statoil ngoài khơi Tanzania.

Mặc dù các dự án cát chứa bitumen đã bị cắt giảm ngân sách đầu tư nhưng Cục Năng lượng Quốc gia Canada (NEB) cho biết vẫn có khả năng tăng sản lượng bitumen 1 triệu thùng/ngày từ nay đến năm 2018. Hiện nay, sản lượng bitumen của Canada đạt gần 2,5 triệu thùng/ngày. Theo Hiệp hội các nhà sản xuất bitumen, ngân sách đầu tư cho lĩnh vực này trong năm 2015 bị giảm 8 tỷ USD so với năm 2014, chỉ còn 25 tỷ USD.

Các kịch bản giá dầu

Fereidun Fesharaki - Chủ tịch Facts Global Energy (FGE) cho biết "giá dầu trong thời gian tới có thể dao động trong khoảng 40 - 60USD/thùng. Để giá dầu trong 2 năm tới có thể trở lại mức 80 - 90USD/thùng đòi hỏi Saudi Arabia phải cắt giảm sản lượng". Với việc Saudi Arabia từ chối cắt giảm sản lượng, giá dầu thô trong thập niên tới phụ thuộc chủ yếu vào giá thành sản xuất của các công ty đang khai thác dầu. Chỉ riêng việc Mỹ tăng sản lượng chậm không đủ động lực để giá dầu phục hồi như mong muốn. Theo Fereidun Fesharaki, Saudi Arabia không có chọn lựa

nào khác để giữ giá dầu phù hợp với nhu cầu ngân sách của mình khi nguồn cung dầu trên thị trường thế giới chỉ nhìn vào nhân tố sản lượng khai thác của Mỹ. Tuy nhiên trước khi đồng ý cắt giảm sản lượng, Saudi Arabia cần phải thấy mức tăng sản lượng của Mỹ giảm xuống còn khoảng 200.000 thùng/ngày và Iraq chấp nhận thực hiện quota của OPEC đã giao. Hai yêu cầu này chỉ có thể thực hiện dần từng bước. Năm 2014, sản lượng Mỹ đã tăng 1,5 triệu thùng/ngày và năm nay sẽ tăng thêm 1 triệu thùng/ngày. Và Iraq sẽ khai thác gần 4 triệu thùng/ngày vào cuối năm nay nên sẽ “không sẵn lòng” chấp nhận quota của OPEC. Iraq rất ít khả năng sẽ đàm phán về quota trước khi

sản lượng của nước này đạt mức 6 - 7 triệu thùng/ngày. Fereidun Fesharaki cho rằng 2 yếu tố này kết hợp lại chỉ đủ đưa giá dầu về mức 50 - 60USD/thùng chứ không thể đẩy lên được 80USD/thùng.

Trong khi đó, Iran có thể tăng sản lượng thêm 500.000 thùng/ngày trong 3 - 6 tháng tới và thêm 700.000 thùng/ngày trong năm 2016 nếu nước này thoát lệnh trừng phạt trong thời gian tới. Như vậy, Iran càng khó chấp nhận giảm sản lượng và sẽ giữ sản lượng ở mức 4 triệu thùng/ngày.

Từ những nhận xét trên, Fereidun Fesharaki đưa ra một kịch bản trong đó trong 10 năm tới giá dầu dao động trong khoảng 50 - 80USD/thùng và các nhà sản xuất, nhất là các công ty ở Mỹ, không giảm giá thành quá lớn.

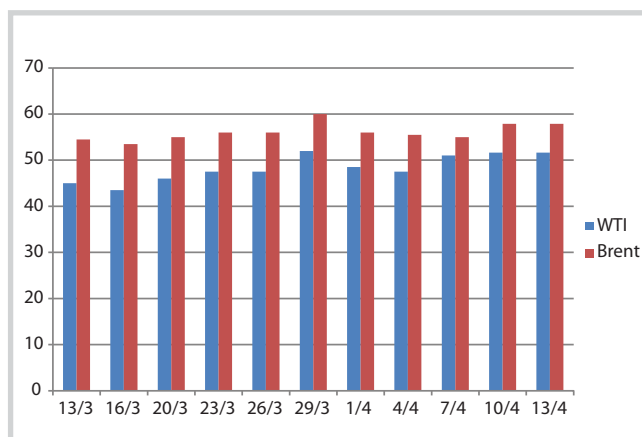
Nếu giá thành sản xuất giảm mạnh thì giá dầu trong 10 năm tới sẽ giảm còn khoảng 40 - 60USD/thùng vì sản lượng dầu Mỹ vẫn tiếp tục tăng nhanh hơn 500.000 thùng/ngày/năm trong giai đoạn 2016 - 2017. Còn nếu sản lượng Mỹ không giảm thì Saudi Arabia có thể sẽ phải tăng sản lượng lên 10,5 triệu thùng/ngày để ép giá dầu xuống mức 30 - 40USD/thùng.

Tuy nhiên, các nhà phân tích tin rằng khi giá dầu xuống mức 40 - 45USD/thùng thì Mỹ sẽ cắt giảm khoảng 80% mức gia tăng sản lượng. Fereidun Fesharaki không tin nhu cầu sẽ tăng và không hy vọng rối loạn địa chính trị làm cho sản lượng dầu thế giới giảm đủ mức để cân bằng thị trường.

Ngày 2/4/2015, giá dầu thô giảm 5% sau khi Iran và nhóm P5+1 đạt được Thỏa thuận khung về chương trình hạt nhân. Tuy nhiên, giá dầu đã tăng khoảng 17% trong tháng này, do các dự báo sản lượng dầu mỏ của Mỹ sẽ giảm sút, các giàn khoan dầu nội địa giảm xuống mức thấp nhất kể từ năm 2010. Genscape cho biết từ ngày 14 - 17/4, kho dầu dự trữ của Mỹ tại Cushing, Oklahoma đã giảm hơn 900.000 thùng. Trong phiên giao dịch ngày 20/4, giá dầu ngọt nhẹ New York (WTI) giao tháng 5/2015 tăng 64 UScent lên 56,38 USD/thùng, trong khi giá dầu Brent giao tháng 6/2015 giữ ở mức 63,45 USD/thùng. Giá dầu trung bình của các nước sản xuất dầu chính trên thế giới (Bảng 3) được Tạp chí Dầu khí tính theo hàm tương quan giữa giá dầu Brent với giá dầu của các nước này trong các tháng trước.

Trong Quý II/2015, giá dầu WTI (Mỹ) và Brent (Biển Bắc) được dự báo sẽ giảm xuống mức 40USD/thùng vì nhu cầu theo mùa yếu, chi phí cho dự trữ tăng và việc trì hoãn công tác bảo dưỡng các nhà máy lọc dầu.

Hà Phong (tổng hợp)



Nguồn: www.oil-price.net, 13/4/2015

Hình 1. Diễn biến giá dầu từ 13/3 - 13/4/2015 (USD/thùng)

Bảng 3. Diễn biến giá dầu trung bình của các nước sản xuất dầu chính trên thế giới

Loại dầu	Giá trung bình/tháng (USD/thùng)		
	Tháng 2/2015	Tháng 3/2015 (dự tính)	Tháng 4/2015 (dự tính)
OPEC basket chuẩn	54,06	51,14	53,66
Arab nhẹ - Saudi Arabia	53,78	50,89	53,39
Basrah nhẹ - Iraq	51,82	49,03	51,44
Bonny nhẹ, 37°37' - Nigeria	58,46	55,31	58,03
Es Sider - Libya	56,83	53,77	56,41
Girassol - Angola	58,27	55,13	57,84
Iran nặng - Iran	53,26	50,39	52,86
Kuwait xuất khẩu - Kuwait	52,25	49,43	51,86
Marine - Qatar	55,38	52,40	54,97
Merey - Venezuela	48,41	45,80	48,05
Murban - UAE	58,56	55,41	58,13
Oriente - Ecuador	47,00	44,47	46,65
Saharan trộn 44° - Algeria	58,18	55,05	57,75
Minas 34° - Indonesia	55,90	52,89	55,48
Fateh 32° - Dubai	55,85	52,84	55,44
Brent 38° - Vương quốc Anh	58,13	55,00	57,70
Isthmus 33° - Mexico	52,68	49,84	52,29
Urals - Liên bang Nga	57,81	54,70	57,38
WTI/Brent	(7,37)	46,00	51,00
Brent/Dubai	2,28	2,16	2,26

Nguồn: Oil and Gas Journal 20/4/2015

Tính toán giá trị áp suất lỗ rỗng trong các vỉa sét để điều chỉnh tỷ trọng dung dịch khoan hợp lý

Sáng kiến tính toán giá trị áp suất lỗ rỗng trong các vỉa sét để từ đó điều chỉnh tỷ trọng dung dịch khoan hợp lý đã được nhóm tác giả Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" nghiên cứu áp dụng trong việc điều chỉnh tỷ trọng dung dịch hợp lý trong quá trình khoan. Hiệu quả kinh tế do sáng kiến mang lại sau năm đầu tiên áp dụng đạt hơn 2,2 triệu USD.



Giàn khoan mỏ Bạch Hổ. Ảnh: VSP

Trước đây, khi thiết kế các giếng đã khoan ở Liên doanh Việt Nga "Vietsovpetro" giá trị áp suất vỉa thường được lấy theo áp suất lỗ rỗng được đo khi thử vỉa bằng các phương pháp như DST, MDT. Tuy nhiên, các giá trị thu được ở đây là áp suất của các lỗ rỗng liên thông với nhau thường là trong các vỉa cát hoặc carbonate. Đối với các vỉa sét, lỗ rỗng không liên thông và không thể đo trực tiếp được nhưng thường có áp suất cao hơn so với vỉa liên thông.

Khi thiết kế giếng khoan, áp suất lỗ rỗng không liên thông được coi là bằng áp suất vỉa liên thông, dẫn đến tỷ trọng dung dịch khoan chỉ được lấy theo áp suất của các lỗ rỗng trong các vỉa liên thông mà bỏ qua áp suất lỗ rỗng bên trong vỉa sét. Do đó, tỷ trọng dung dịch khoan thường thấp, áp suất cột dung dịch không đủ lớn, dẫn đến sự cố trong khi khoan như: sập lở thành giếng khoan, kẹt bộ khoan cụ, có biểu hiện khí... làm tăng thời gian thi công giếng khoan, tăng giá thành giếng khoan.

Nhằm khắc phục tình trạng trên, nhóm tác giả thuộc Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã đề xuất giải pháp "Tính toán giá trị áp suất lỗ rỗng trong các vỉa sét làm cơ sở để điều chỉnh tỷ trọng dung dịch khoan hợp lý".

Nhóm tác giả đã so sánh tỷ trọng khoan theo thiết kế và thực tế thi công giếng khoan GT-1X và MT-1X có sự chênh lệch rất lớn từ 0,16g/cm³ - 0,3g/cm³. Trong đó, tỷ trọng dung dịch khoan thực tế lớn nhất ở giếng MT-1X là 1,7g/cm³ (so với thiết kế là 1,4g/cm³), ở giếng GT-1X là 1,6g/cm³ (so với thiết kế là 1,44g/cm³). Sự chênh lệch này là nguyên nhân gây ra các phức tạp trong quá trình khoan.

Để tính toán giá trị áp suất lỗ rỗng trong các vỉa sét dựa trên các số liệu đo địa vật lý giếng khoan có thể áp

dụng phương pháp Eaton, Matthews & Kelly, phương pháp chiều sâu tương đương... Các phương pháp này dựa trên nguyên tắc đất đá có dị thường áp suất có xu hướng ít nén và có nhiều lỗ rỗng hơn so với đất đá không có dị thường ở cùng chiều sâu thạch học. Trong giải pháp này, nhóm tác giả đã sử dụng phương pháp Eaton để xác định giá trị áp suất lỗ rỗng trong các vỉa sét cho giếng khoan MT-1X và GT-1X thông qua các tài liệu địa vật lý giếng khoan như: điện trở suất, tốc độ truyền sóng siêu âm của đất đá. Kết quả tính toán cho thấy áp suất lỗ rỗng của sét trầm tích Oligocene khá phù hợp với số liệu thực tế khi thi công ở 2 giếng khoan này.

Từ số liệu đo địa vật lý thu được từ giếng khoan MT-1X, nhóm tác giả đã tính toán giá trị áp suất lỗ rỗng và dự báo áp suất trong thiết kế giếng khoan đối với các vỉa sét, để điều chỉnh hợp lý tỷ trọng dung dịch khoan cho khoảng khoan Ø311,1mm và Ø215,9mm của giếng MT-2X, góp phần vào thành công của giếng khoan, hạn chế phức tạp và sự cố trong thi công giếng khoan, tiết kiệm chi phí khoan.

Việc tính toán giá trị áp suất lỗ rỗng giúp nhận biết được dị thường áp suất trong lỗ rỗng của vỉa sét; kịp thời điều chỉnh tỷ trọng dung dịch khoan theo giá trị áp suất lỗ rỗng; giúp ổn định thành giếng khoan; giảm việc doa lại thành giếng khoan; giảm kẹt bộ khoan cụ; giảm sự xâm nhập khí trong quá trình khoan.

Giải pháp trên được công nhận là sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, có thể áp dụng cho các giếng khoan có dị thường áp suất trong các vỉa sét như ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng.

Tuấn Vũ (giới thiệu)

THẺ LỆ VIẾT BÀI GỬI ĐĂNG TẠP CHÍ DẦU KHÍ

1. Nội dung bài viết: các kết quả nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ dầu khí từ khâu đầu đến khâu cuối; các vấn đề nghiên cứu/lý luận về kinh tế và quản lý trong lĩnh vực dầu khí; các kinh nghiệm, sáng kiến cải tiến kỹ thuật và áp dụng kết quả nghiên cứu khoa học, sáng kiến/sáng chế vào sản xuất, các biện pháp cải tiến tổ chức, quản lý nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh; các thông tin về tiến bộ KHCN của dầu khí thế giới. Bài viết gửi đăng phải là tác phẩm chưa được đăng tải/công bố trên bất kỳ Tạp chí khoa học nào (nếu là bài dịch, tác giả phải ghi nguồn cụ thể).

2. Bài viết được đánh máy vi tính trên Microsoft Word, mã nguồn Unicode theo font Arial, cỡ chữ 10 gửi về E-mail của Tòa soạn hoặc được gửi theo đường bưu điện (bài viết được in trên giấy A4, dài không quá 15 trang đánh máy, bao gồm cả hình vẽ và phụ bản nếu có), kèm theo một đĩa CD/DVD. Các thông báo ngắn và tin tức không dài quá 2 trang.

3. Thứ tự sắp xếp một bài báo gửi đăng Tạp chí Dầu khí:

- Tên bài báo (tiếng Việt và tiếng Anh).
- Họ và tên tác giả, học hàm, học vị, đơn vị công tác, số điện thoại, địa chỉ liên hệ.
- Tóm tắt bài báo: Bài báo nhất thiết phải có tóm tắt bằng tiếng Việt và tiếng Anh, khoảng 100 - 200 từ.
- Từ khóa/keywords.
- Nội dung bài báo cần phân rõ phần, mục, có đánh số thứ tự, lời văn súc tích, trong sáng, sử dụng thuật ngữ khoa học và đơn vị đo lường hợp pháp do Bộ Khoa học và Công nghệ ban hành. Nếu lấy số liệu hay trích đoạn từ các tài liệu khác thì phải có chú dẫn cụ thể. Các công thức Toán học dùng Microsoft Equation Editor và đánh số thứ tự về phía bên phải. Các bản vẽ phải theo đúng quy định về kỹ thuật. Các bài có đưa bản đồ từng vùng hay cả nước cần vẽ theo mẫu chính xác, đúng quy cách hiện hành. Các bản vẽ, bảng biểu phải đánh số thứ tự và ghi lời chỉ dẫn. Các hình vẽ phải rõ nét, chú thích hình vẽ dùng font Arial, cỡ chữ 8 hoặc 9 (nếu là bài viết bằng tiếng Việt thì chú thích hình phải để tiếng Việt, còn bài viết bằng tiếng Anh thì chú thích hình bằng tiếng Anh).
- Tài liệu tham khảo được đặt ngay sau phần kết luận của bài báo và được ghi theo trình tự: Thứ tự tài liệu (chữ số thường). Tên tác giả. Tên bài báo (sách hoặc báo cáo khoa học). Tên tài liệu, số hiệu (nếu là bài báo và sách) hoặc tên Hội nghị, Hội thảo, ngày và nơi họp (nếu là bài báo khoa học), nơi xuất bản. Năm xuất bản. Số xuất bản (tập). Từ trang... đến trang... (nếu có). Tài liệu tham khảo bằng tiếng Nga phải dịch ra tiếng Việt hoặc phiên âm ra tiếng La-tinh.

Lưu ý: Khi bài viết có nhiều tác giả, cần ghi đầy đủ tên của các tác giả đó, bắt đầu bằng tên của chủ biên. Trường hợp số tác giả vượt quá 3 người thì ghi họ tên 3 người kèm theo cụm chữ "nnk" hoặc "et al".

4. Bài gửi đăng sẽ được ít nhất một Ủy viên trong Ban biên tập Tạp chí Dầu khí và một người có am hiểu chuyên sâu về lĩnh vực bài viết để cập đọc, góp ý, sửa chữa và cho ý kiến có thể công bố ở Tạp chí Dầu khí hay không.

5. Ban biên tập Tạp chí Dầu khí có quyền biên tập lại nội dung bài viết cho phù hợp với tôn chỉ, mục đích của Tạp chí và định hướng phát triển của Tập đoàn. Tạp chí Dầu khí chỉ đăng những bài đáp ứng các yêu cầu nói trên. Trong trường hợp viết không được đăng, Tòa soạn không gửi lại bản thảo.

6. Tạp chí Dầu khí (ISSN - 0866 - 854X) nằm trong Danh mục các Tạp chí khoa học chuyên ngành được tính điểm công trình khoa học quy đổi khi xét công nhận đạt chuẩn chức danh giáo sư, phó giáo sư.

7. Tác giả có bài đăng trên Tạp chí Dầu khí được hưởng nhuận bút theo quy định hiện hành của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

8. Định kỳ hàng năm, Ban biên tập Tạp chí Dầu khí sẽ lựa chọn các bài viết xuất sắc để trao giải thưởng "Bài báo hay".

Thư từ trao đổi và bài viết xin gửi theo địa chỉ:

TÒA SOẠN TẠP CHÍ DẦU KHÍ

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam

Số 167, Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

Tel: 84-04- 37727108 Fax: 84-4-37727107

E-mail: tapchidk@vpi.pvn.vn (hoặc tcdaukhi@gmail.com)

VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM

THÔNG BÁO TUYỂN SINH ĐÀO TẠO TRÌNH ĐỘ TIẾN SĨ

NĂM 2015 (KHÓA III)

Với mục đích khai thác lợi thế của Ngành và đào tạo tiến sĩ ứng dụng thông qua một chương trình có sự gắn kết tốt giữa nghiên cứu khoa học và ứng dụng trong ngành dầu khí, Chương trình đào tạo trình độ tiến sĩ của Viện Dầu khí Việt Nam được xây dựng với một số đặc thù: (i) Có chương trình đi thực tập/thực tế tại các công ty/nhà thầu dầu khí/viện nghiên cứu về dầu khí nước ngoài; (ii) Hỗ trợ đăng tối thiểu một bài báo trên các tạp chí quốc tế có phản biện; (iii) Bố trí các giảng viên/người hướng dẫn đều là các chuyên gia có trình độ lý luận cao, nhiều kinh nghiệm thực tiễn và tham gia nhiều đề tài, nhiệm vụ cũng như các dự án thực tế trong ngành công nghiệp dầu khí; (iv) Hỗ trợ tối đa để các nghiên cứu sinh có điều kiện kết hợp các công việc thực tế với hoạt động nghiên cứu khoa học của Viện, của Tập đoàn và của Ngành.

Năm 2015, Viện Dầu khí Việt Nam thông báo tuyển nghiên cứu sinh cho Khóa III như sau:

- 1. Chuyên ngành tuyển sinh:** Kỹ thuật Dầu khí (mã ngành: 62.52.06.04)
- 2. Chỉ tiêu tuyển sinh năm 2015:** 6 nghiên cứu sinh cho các hướng nghiên cứu thuộc lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí.
- 3. Thời gian đào tạo:** 3 năm
- 4. Điều kiện xét tuyển:** Có bằng thạc sĩ đúng chuyên ngành hoặc phù hợp với chuyên ngành dự tuyển.
- 5. Địa điểm phát hành hồ sơ tuyển sinh:**
 - Tại Hà Nội: Trung tâm Đào tạo và Thông tin Dầu khí,
Tầng 14, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam, 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội
 - Tại Tp. Hồ Chí Minh: Văn phòng phía Nam - Trung tâm Đào tạo và Thông tin Dầu khí,
Tầng 2, Số 4 Nguyễn Thông, Quận 3, Tp. Hồ Chí Minh
- 6. Thời gian nhận hồ sơ đăng ký dự tuyển:** Đến hết ngày 5/5/2015

Mọi chi tiết xin liên hệ:

Trung tâm Đào tạo và Thông tin Dầu khí - Viện Dầu khí Việt Nam

Tầng 14, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam, 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

Điện thoại: 04.37843061; Fax: 04.37824950; Email: cpti@vpi.pvn.vn

Website: <http://vpi.pvn.vn> (chuyên mục Đào tạo/Đào tạo sau đại học)

