

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

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

Ảnh bìa: Bảo dưỡng tổng thể Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: PVCFC

TIÊU ĐIỂM



PETROVIETNAM
TẬP TRUNG TẠI CƠ CẤU, NÂNG CAO HIỆU QUẢ QUẢN TRỊ DOANH NGHIỆP

Trên cơ sở Chiến lược phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang tập trung thực hiện công tác tái cơ cấu, đổi mới mô hình quản lý, nâng cao hiệu quả quản trị doanh nghiệp với nhiệm vụ trọng tâm là nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh và sức cạnh tranh trong bối cảnh giá dầu duy trì ở mức thấp.

4 **ĐỀ XUẤT** SỐ 82017

TIÊU ĐIỂM

ĐẨY NHANH TIẾN ĐỘ TRIỂN KHAI DỰ ÁN TỔ HỢP HÓA DẦU MIỀN NAM



Theo đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và SGC sẽ thực đẩy tiến độ Dự án Tổ hợp Hóa dầu miền Nam và sự phát triển của Công ty TNHH Hóa dầu Long Sơn (LSH) - Chủ đầu tư Dự án. Hai bên đồng ý hỗ trợ tối đa để LSH bắt đầu thực hiện Hợp đồng EPC trong Quý IV/2017, sau tiến các đơn vị thành viên của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tham gia cung cấp dịch vụ, hàng hóa cần thiết phục vụ cho Dự án Tổ hợp Hóa dầu miền Nam đảm bảo tính cạnh tranh thị trường và lợi ích của LSH.

Đồng thời, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và SGC cũng thống nhất các bên góp vốn đảm bảo phương án thu xếp vốn khả thi và được các ngân hàng chấp thuận cho vay để đạt được các điều khoản, điều kiện

8 **ĐỀ XUẤT** SỐ 82017

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

16. Phân tích cấu trúc và nâng cao chất lượng tài liệu địa chấn

25. Nghiên cứu đánh giá các giải pháp giảm thiểu ảnh hưởng của hiện tượng ngưng tụ lỏng vùng cận đáy giếng nhằm gia tăng hiệu quả khai thác các giếng mỏ Hải Thạch



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

34. Nghiên cứu tối ưu điều kiện thu hồi La^{3+} từ xúc tác FCC thải của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất bằng phương pháp ngâm chiết sử dụng HNO_3



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

41. Định giá khí trên thế giới và xu hướng định giá khí tại Việt Nam



AN TOÀN - MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

51. Nghiên cứu và phát triển mô phỏng lan truyền và biến đổi dầu tràn tại khu vực Biển Đông

NGHIÊN CỨU ĐÁNH GIÁ CÁC GIẢI PHÁP GIẢM THIỂU ẢNH HƯỞNG CỦA HIỆN TƯỢNG NGỪNG TỤ LỒNG VÙNG CÁN ĐẦY GIÉNG NHÂM GIA TĂNG HIỆU QUẢ KHAI THÁC CÁC GIÉNG MỎ HẢI THẠCH

Nguyễn Minh Quý, Phạm Trường Giang, Lê Vũ Quân, Hoàng Long
 Viện Dầu Khí Việt Nam
 Email: agym@pvj.vn

Tóm tắt

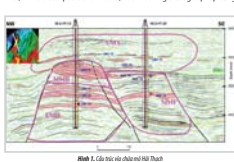
Mỏ khí - condensate Hải Thạch (Lũ 03-2, hệ Nam Côn Sơn) có điều kiện địa chất phức tạp, nhiệt độ và áp suất cao. Trong quá trình khai thác, sản lượng khí bị sụt giảm do hiện tượng ngưng tụ lỏng vùng cán đáy giếng. Để giảm thiểu ảnh hưởng của hiện tượng này, nhóm tác giả xây dựng mô hình mô phỏng toàn mô dựa trên mô hình địa chất hiện có và các kết quả phân tích địa chất, chất lưu mới nhất; từ đó đánh giá các giải pháp công nghệ, kỹ thuật nhằm cải thiện hệ số sản phẩm, nâng cao hiệu quả khai thác mỏ Hải Thạch.
Từ khóa: ngưng tụ lỏng, áp suất ngưng tụ, mô hình cán đáy giếng, mô hình mô phỏng.

1. Đặt vấn đề

Trong quá trình khai thác mỏ khí, áp suất và giảm dần. Khi giảm đến một mức nhất định (còn gọi là áp suất ngưng tụ hay điểm tương - dew point pressure), các cấu tử nặng trong lưu chất sẽ bắt đầu ngưng tụ, mức độ càng tăng khi áp suất giảm nhiều. Với sự có mặt của pha lỏng, độ thấm đối với pha khí giảm nhanh. Khi độ bão hòa condensate thấp hơn bão hòa lỏng tới hạn, pha lỏng không di chuyển được và tích tụ tại và gây cản trở dòng khí chảy vào giếng. Quá trình ngưng tụ lỏng ảnh hưởng trực tiếp tới dòng khí khai thác, cụ thể là giảm lưu lượng khí [1]; ngoài ra, do mất thành phần nặng trong vỉa, dòng sản phẩm khai thác được sẽ giảm giá trị [2].

của từng giếng có sự khác biệt rất lớn (Hình 2 và 3). Lưu lượng khí thay đổi từ 3 - 50 triệu ft³ khí tiêu chuẩn/ngày, tỷ số lỏng - khí thay đổi từ 60 - 180 thùng/triệu ft³ tiêu chuẩn. Kết quả phân tích lưu lượng dòng và độ bão hòa ngưng tụ cho thấy áp suất đáy các giếng đều giảm xuống thấp hơn so với áp suất bão hòa. Có thể dự báo hiện tượng ngưng tụ lỏng xuất hiện ở các giếng đang khai thác. Tuy nhiên, do chất lượng địa chất tại các khu vực giếng có sự biến đổi tương đối lớn nên mức độ cũng như ảnh hưởng của quá trình ngưng tụ lỏng đến hiệu quả khai thác của các giếng cũng khác nhau. Các giếng HT-2P và HT-3P chịu ảnh hưởng lớn nhất của hiện tượng ngưng tụ condensate. Giếng HT-3P đang khai thác với hệ số sản phẩm thấp và tốc độ suy giảm nhanh.

Hiện tại chưa có nghiên cứu hoàn chỉnh nào về hiện tượng ngưng tụ lỏng và các giải pháp khắc phục. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả dựa trên mô hình địa chất hiện có và các kết quả phân tích địa chất, chất lưu mới nhất xây dựng mô hình mô phỏng thành phần toàn mô (full field compositional model) nhằm đánh giá các giải pháp công



Hình 1. Cấu trúc vỉa dầu mỏ Hải Thạch

Mỏ Hải Thạch có điều kiện địa chất phức tạp, nhiệt độ và áp suất cao. Đối tượng chứa chính của mỏ Hải Thạch có tuổi từ Miocene giữa đến Miocene muộn. Cấu trúc vỉa chứa phức tạp, được chia thành 3 khối chính với nhiều tập cắt xen kẽ (Hình 1). Tính chất đá chứa có sự thay đổi khá lớn giữa các tập cũng như theo diện trong phạm vi mỗi đơn vị địa tầng ngưng tụ lỏng tại khu vực cán đáy giếng.

Theo các báo cáo sản xuất của nhà thầu, tính đến hết tháng 6/2015, đã có 5 giếng khai thác được khoan tại khu vực mỏ, lưu lượng khai thác trung bình giếng đạt khoảng 20 triệu ft³ tiêu chuẩn/ngày. Đồng thời khai thác

Nguồn tham khảo: [1] NGUYỄN MINH QUÝ, PHẠM TRƯỜNG GIANG, LÊ VŨ QUÂN, HOÀNG LONG (2015), Nghiên cứu đánh giá các giải pháp giảm thiểu ảnh hưởng của hiện tượng ngưng tụ lỏng vùng cán đáy giếng tại mỏ Hải Thạch, Tạp chí Khoa học và Công nghệ Dầu khí Việt Nam, số 1(2015), trang 1-10.

25



GIỚI THIỆU CÔNG NGHỆ

60. Tái xử lý tài liệu địa chấn phát hiện bẫy tiềm năng tại bể Bonaparte

FOCUS

Petrovietnam focuses on restructuring and improving corporate governance efficiency4

Implementation progress of Southern Petrochemical Complex to be accelerated8

Impact of renewable energy resources on petroleum processing sector11

BSR invests in technology innovation14

SCIENTIFIC RESEARCH

Structure analysis and quality enhancement of seismic data16

Assessment of technical solutions to minimise the impact of near-well condensate banking for production improvement in Hai Thach field25

Optimisation of leaching procedure to recover La³⁺ from spent FCC catalyst of Dung Quat refinery using HNO₃34

Natural gas pricing in the world and the trend of natural gas pricing in Vietnam41

Study and development of oil spill simulation at the East Sea51

NEWS

The Prime Minister receives Tokyo Gas President66

BSR signs co-operation agreement with Petrolimex67

Study on construction of small-scale LNG storage in Thai Binh province67

NSRP imports first crude shipment from Kuwait68

Periodical maintenance and repair of PM3-Ca Mau Gas System70

Shell restarts Pernis refinery71

Woodside makes third gas discovery offshore Myanmar71

Cairn-led JV makes oil discovery offshore Senegal72

Statoil makes natural gas discovery in Barents Sea72



PETROVIETNAM

TẬP TRUNG TÁI CƠ CẤU, NÂNG CAO HIỆU QUẢ QUẢN TRỊ DOANH NGHIỆP

Trên cơ sở Chiến lược phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang tập trung thực hiện công tác tái cơ cấu, đổi mới mô hình quản lý, nâng cao hiệu quả quản trị doanh nghiệp với nhiệm vụ trọng tâm là nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh và sức cạnh tranh trong bối cảnh giá dầu duy trì ở mức thấp.



Mô Hải Thạch - Mộc Tinh. Ảnh: Trung Linh

Tại văn bản số 1182/TTg-ĐMDN ngày 11/8/2017, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt Danh mục doanh nghiệp thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thực hiện sắp xếp, cổ phần hóa, thoái vốn trong giai đoạn 2017 - 2020. Theo đó, Chính phủ quyết định giữ nguyên các doanh nghiệp sau: Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

tiếp tục là công ty trách nhiệm hữu hạn một thành viên do Nhà nước nắm giữ 100% vốn điều lệ; Trung tâm Ứng phó sự cố tràn dầu khu vực miền Nam (NASOS); Trường Cao đẳng Dầu khí. Chính phủ giữ nguyên tỷ lệ vốn điều lệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nắm giữ tại các đơn vị: Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (51,37%); Liên doanh Việt - Nga

THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ
NGUYỄN XUÂN PHÚC:



Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần có giải pháp tái cơ cấu, tái cấu trúc về đầu tư, tài chính, tổ chức cán bộ, nhân sự, hiệu quả quản trị; tập trung phát triển sản xuất kinh doanh; triển khai cổ phần hóa mạnh mẽ hơn để thu hút nguồn lực từ xã hội...

“Vietsovpetro” (51%); Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (50,40%); Công ty TNHH Liên doanh Rusvietpetro (49%); Công ty TNHH Liên doanh Gazpromviet (49%, thực hiện tái cơ cấu phù hợp với triển khai các dự án và chỉ đạo của cấp có thẩm quyền); Công ty TNHH Hóa dầu Long Sơn (29%); Công ty TNHH Tân Cảng - Petro Cam Ranh (25%); Công ty TNHH Lọc hóa dầu Nghi Sơn (25,1%).

Chính phủ yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam duy trì các công ty cấp IV thuộc Tổng công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí (gồm Công ty TNHH MTV Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí Peru; Công ty TNHH MTV Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí Ba Tư). Đối với 2 công ty cấp IV thuộc Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí, Chính phủ yêu cầu Tập đoàn nghiên cứu chuyển thành công ty cấp III theo hình thức chuyển nhượng vốn cho công ty cấp II...

Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giảm tỷ lệ nắm giữ vốn điều lệ tại Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí -



CTCP (PVFCCo, từ 61,3% xuống 51%), Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFM, từ 75,56% xuống 51%) trong giai đoạn 2017 - 2018; Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS, từ 96,72% xuống 65%) trong giai đoạn 2018 - 2019; Tổng công ty CP Vận tải Dầu khí Việt Nam (PV Trans, từ 51% xuống 36% nếu đàm phán và được Ngân hàng Citibank đồng ý) trong giai đoạn 2019 - 2020.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nắm giữ dưới 50% vốn điều lệ tại các doanh nghiệp thực hiện cổ phần hóa gồm: Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL); Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR); Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (Tập đoàn Dầu

khí Việt Nam nắm giữ 51% vốn điều lệ đến năm 2019, trong trường hợp đàm phán được với các ngân hàng cho vay vốn thì có thể giảm tỷ lệ Tập đoàn nắm giữ sớm hơn).

Đồng thời, Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thoái toàn bộ vốn tại các doanh nghiệp: Công ty CP PVI, Công ty CP Dầu khí Đầu tư Khai thác Cảng Phước An, Công ty CP Phát triển Đông Dương Xanh, Công ty CP Bất động sản Dầu khí Việt Nam (PV-SSG) trong giai đoạn 2017 - 2018; Công ty CP Đầu tư Tài chính Công đoàn Dầu khí Việt Nam (PVFI), Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC), Tổng công ty Bảo dưỡng Sửa chữa

Công trình Dầu khí - CTCP (PVMR) trong giai đoạn 2018 - 2019. Đối với Công ty CP Hóa dầu và Xơ sợi Dầu khí (PV Tex) và Công ty TNHH MTV Công nghiệp Tàu thủy Dung Quất (DQS), Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thực hiện sắp xếp theo sự chỉ đạo của Chính phủ trong giai đoạn 2017 - 2020.

Trên cơ sở đó, Chính phủ yêu cầu Bộ Công Thương xác định mốc thời hạn hoàn thành cụ thể cho từng đơn vị theo năm và gửi Bộ Tài chính, Ban chỉ đạo Đổi mới và Phát triển Doanh nghiệp theo dõi, giám sát. Trong Quý III/2017, Bộ Công Thương trình Thủ tướng Chính phủ các đề án: Cơ cấu lại Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu



Kho LPG Thị Vải. Ảnh: PV GAS

khí (PVEP) trước khi cổ phần hóa; Tái cơ cấu, chuyển giao vốn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tại Ngân hàng TMCP Đại chúng (PVcomBank); sắp xếp đối với Trường Đại học Dầu khí Việt Nam và Viện Dầu khí Việt Nam... Chính phủ yêu cầu Bộ Công Thương chủ trì phối hợp với các đơn vị liên quan xây dựng Đề án tái cơ cấu toàn diện Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2017 - 2020 trình Thủ tướng Chính phủ trong Quý IV/2017.

Trên cơ sở Chiến lược phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 và chỉ đạo của Chính phủ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang tập trung thực hiện công tác tái cơ cấu, đổi mới mô hình quản lý, nâng cao hiệu quả

quản trị doanh nghiệp với nhiệm vụ trọng tâm là nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh và sức cạnh tranh trong bối cảnh giá dầu duy trì ở mức thấp. Nhiệm vụ trọng tâm là xây dựng, củng cố, phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên (đặc biệt là các đơn vị hoạt động trong lĩnh vực kinh doanh chính, tạo thành chuỗi giá trị gia tăng của ngành dầu khí) có tiềm lực mạnh về tài chính và khoa học công nghệ, có sức cạnh tranh cao, hoạt động hiệu quả, chủ động tích cực hội nhập quốc tế, huy động mọi nguồn lực để đầu tư phát triển ngành Dầu khí Việt Nam.

Ngọc Linh

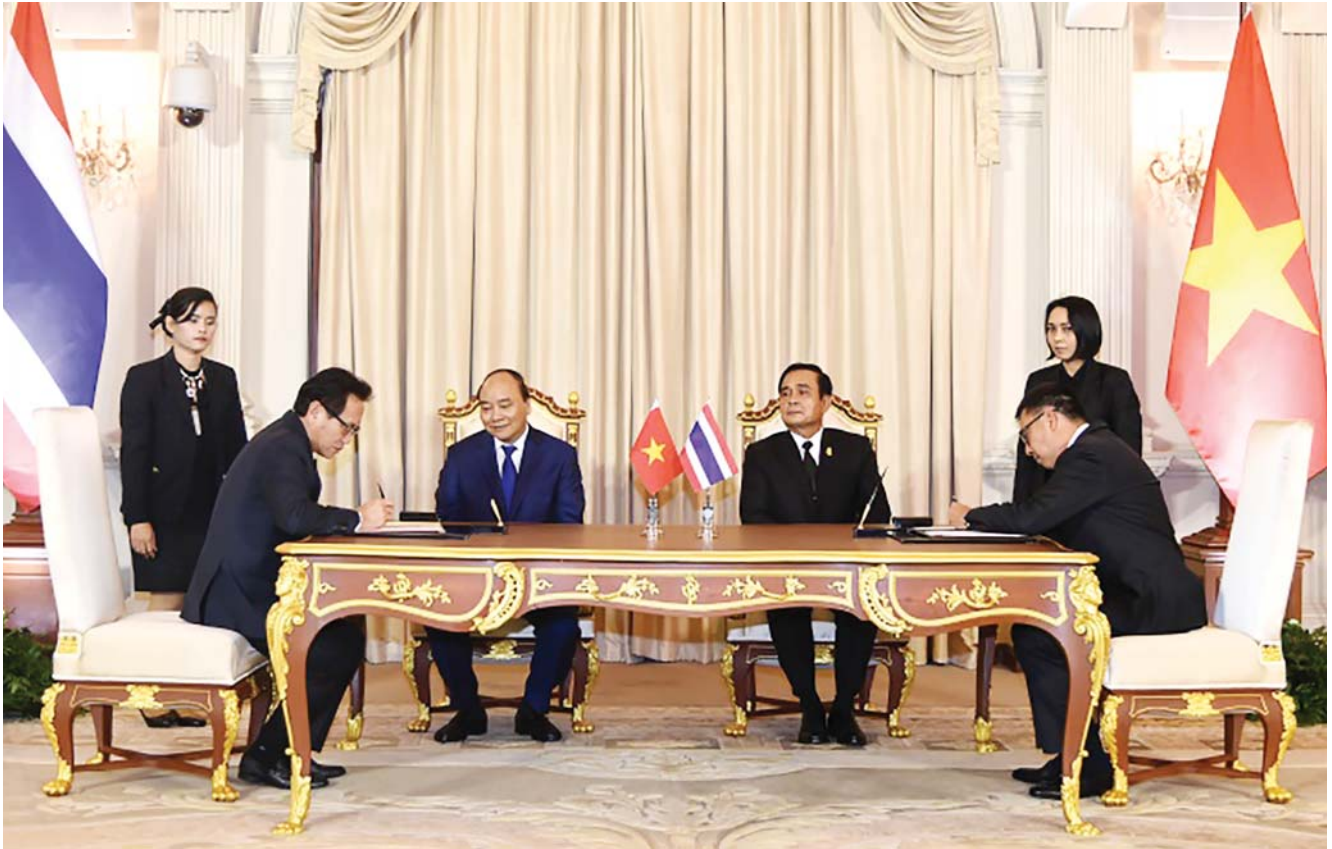
ÔNG NGUYỄN VŨ TRƯỜNG SƠN - TỔNG GIÁM ĐỐC TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM:

Petrovietnam tập trung đẩy nhanh tái cơ cấu, quản trị doanh nghiệp theo hướng hiện đại, tập trung vào lĩnh vực then chốt, thiết yếu; nâng cao tiềm lực tài chính, chất lượng nguồn nhân lực, đầu tư đổi mới công nghệ, đổi mới mô hình tổ chức, mô hình kinh doanh, quản trị điều hành phù hợp với thông lệ và chuẩn mực quốc tế. Đẩy nhanh tiến độ cổ phần hóa, thoái vốn đầu tư ngoài ngành nghề kinh doanh chính và các doanh nghiệp kém hiệu quả. Trên cơ sở đó, bố trí lại nguồn lực để tập trung đầu tư vào lĩnh vực kinh doanh có lợi thế của doanh nghiệp.

Tập đoàn cũng đang nghiên cứu phương án hoàn thiện cơ cấu tổ chức tại bộ máy điều hành Petrovietnam với mục tiêu xây dựng bộ máy tinh gọn, hiệu quả; cơ cấu lãnh đạo và số lượng nhân sự hợp lý; củng cố, xây dựng đội ngũ cán bộ, nhân viên có trình độ quản lý, trình độ chuyên môn, kỹ thuật cao, nhiều kinh nghiệm đáp ứng yêu cầu của công tác quản lý, điều hành hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn và phù hợp với chủ trương chung của Chính phủ và chỉ đạo của Bộ Công Thương.

Và một điểm rất trọng yếu nếu muốn tái cấu trúc thành công là phải gắn trách nhiệm của người đứng đầu với kết quả tổ chức thực hiện đề án tái cơ cấu, sắp xếp, cổ phần hóa doanh nghiệp.

ĐẨY NHANH TIẾN ĐỘ TRIỂN KHAI DỰ ÁN TỔ HỢP HÓA DẦU MIỀN NAM



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc và Thủ tướng Prayuth Chan-o-cha chứng kiến Bản ghi nhớ giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và SCG. Ảnh: Quang Hiếu/VGP

Trong chuyến thăm chính thức Vương quốc Thái Lan, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã hội đàm với Thủ tướng Prayuth Chan-o-cha, trao đổi các giải pháp nhằm thúc đẩy quan hệ đối tác chiến lược. Lãnh đạo hai nước đã chứng kiến lễ ký Bản ghi nhớ giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Siam Cement Group Thái Lan (SCG) về thúc đẩy Dự án Tổ hợp Hóa dầu miền Nam và hợp tác nghiên cứu phát triển các dự án hóa dầu khác tại Việt Nam.

Trong cuộc hội đàm tại Bangkok ngày 17/8/2017, Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc và Thủ tướng Prayuth Chan-o-cha đã đánh giá cao sự phát triển mạnh mẽ của quan hệ thương mại, đầu tư giữa hai nước và khẳng định sẽ tiếp tục đẩy mạnh hợp tác nhằm đạt mục tiêu 20 tỷ USD kim ngạch thương mại song phương vào năm 2020.

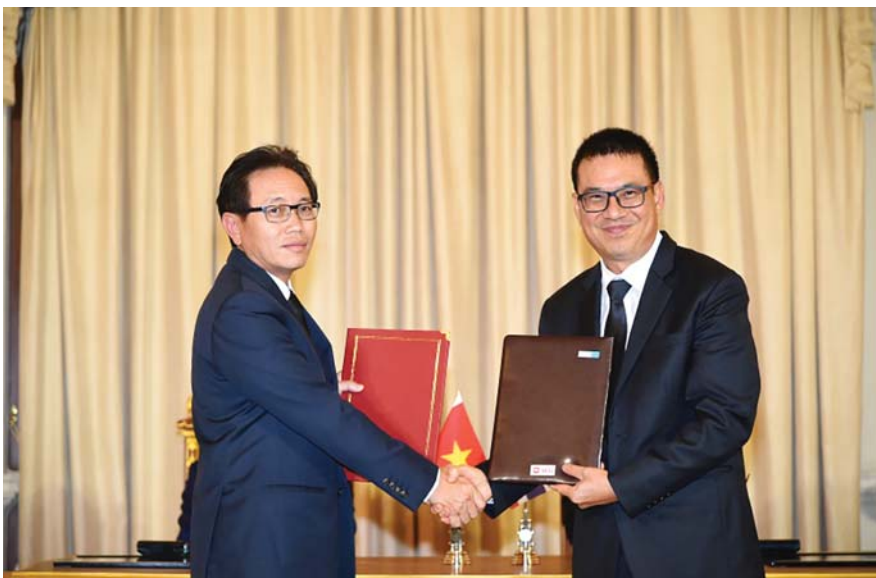
Nhân dịp này, Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc và Thủ tướng Prayuth Chan-o-cha đã chứng kiến lễ ký các văn kiện quan trọng, trong đó có Bản ghi nhớ giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và SCG về thúc đẩy Dự án Tổ hợp Hóa dầu miền Nam và hợp tác nghiên cứu phát triển các dự án hóa dầu khác tại Việt Nam.

Theo đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và SCG sẽ thúc đẩy tiến độ Dự án Tổ hợp Hóa dầu miền Nam và sự phát triển của Công ty TNHH Hóa dầu Long Sơn (LSP) - Chủ đầu tư Dự án. Hai bên đồng ý hỗ trợ tối đa để LSP bắt đầu thực hiện Hợp đồng EPC trong Quý IV/2017; ưu tiên các đơn vị thành viên của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tham gia cung cấp dịch vụ, hàng hóa cần thiết phục vụ cho Dự án Tổ hợp Hóa dầu miền Nam đảm bảo tính cạnh tranh thị trường và lợi ích của LSP.

Đồng thời, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và SCG cũng thống nhất các bên góp vốn đảm bảo phương án thu xếp vốn khả thi và được các ngân hàng chấp thuận cho vay để đạt được các điều khoản, điều kiện



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc và Thủ tướng Prayuth Chan-o-cha đánh giá cao sự hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và SCG. Ảnh: Quang Hiếu/VGP



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn và Chủ tịch kiêm Tổng giám đốc SCG Roongrote Rangsiyopash trao văn bản ký kết. Ảnh: Quang Hiếu/VGP

tốt nhất. Nếu các bên cho vay của LSP yêu cầu, SCG sẽ xem xét cấp bảo lãnh cho 100% các khoản vay của LSP. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ xem xét ký một thỏa thuận hoàn trả SCG với số tiền cam kết hoàn trả không vượt quá tỷ lệ tham gia của Tập đoàn trong LSP (29% vốn góp) trong trường hợp các bên cho vay yêu cầu SCG thực hiện nghĩa vụ bảo lãnh, trả nợ thay LSP.

Ngày 18/8/2017, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc và đoàn công

tác của Chính phủ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã làm việc với ông Roongrote Rangsiyopash - Chủ tịch HĐQT kiêm Giám đốc điều hành SCG. Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc khẳng định Dự án Tổ hợp Hóa dầu miền Nam là dự án lớn, trọng điểm, được Chính phủ đặc biệt quan tâm. Thủ tướng Việt Nam và Thái Lan rất kỳ vọng vào dự án nhằm thúc đẩy quan hệ hợp tác giữa hai nước. Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc đề nghị SCG phối hợp với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Bộ Công

Theo danh sách xếp hạng của Forbes năm 2017, SCG là doanh nghiệp lớn thứ 2 tại Thái Lan với tổng tài sản ước đạt 16,3 tỷ USD. Chiến lược kinh doanh của SCG trong 5 năm tới là tiếp tục ưu tiên đầu tư vào các dự án lọc hóa dầu tại Việt Nam. Do đó, SCG tiếp tục tập trung củng cố và mở rộng hợp tác với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Mới đây, SCG đã nhận chuyển nhượng phần vốn góp của Qatar Petroleum International tại Dự án Tổ hợp Hóa dầu miền Nam, nâng tỷ lệ vốn góp của SCG tại dự án này lên 53%.

Thương, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu và các đơn vị liên quan đẩy nhanh tiến độ của dự án.

Dự án xây dựng Tổ hợp Hóa dầu miền Nam (tại xã Long Sơn, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu) là công trình trọng điểm Nhà nước về dầu khí do LSP làm chủ đầu tư. Đây là tổ hợp hóa dầu độc lập đầu tiên tại Việt Nam có quy mô sản xuất lớn với công suất lên đến 1,6 triệu tấn olefin/năm, tổng mức đầu tư ước tính 5,4 tỷ USD.

Tỷ lệ góp vốn của các bên trong LSP gồm: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (29%), SCG Chemicals thuộc Tập đoàn SCG Thái Lan (53%), Công ty Nhựa và Hóa chất Thái Lan - TPC (18%).

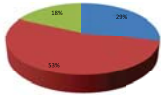
Tổ hợp Hóa dầu miền Nam sử dụng công nghệ và kỹ thuật hiện đại, vận hành an toàn và đáp ứng các yêu cầu về bảo vệ môi trường, đảm bảo sản xuất các sản phẩm hóa dầu có chất lượng cao... Theo kế hoạch, dự án sẽ được hoàn thành và đưa vào hoạt động trong năm 2022.

Trong giai đoạn xây dựng, Dự án xây dựng Tổ hợp Hóa dầu miền Nam sẽ tạo ra khoảng 15 - 20 nghìn việc làm. Khi đi vào vận hành thương

DỰ ÁN TỔ HỢP HÓA DẦU MIỀN NAM

Dự án xây dựng Tổ hợp Hóa dầu miền Nam (tại xã Long Sơn, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu) là công trình trọng điểm Nhà nước về dầu khí. Đây là tổ hợp hóa dầu độc lập đầu tiên tại Việt Nam, sử dụng công nghệ và kỹ thuật hiện đại, sản xuất các sản phẩm hóa dầu chất lượng cao.

Chủ đầu tư
Công ty TNHH Hóa dầu Long Sơn (LSP)



Tỷ lệ góp vốn:
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam 29%
SCG Chemicals (Thái Lan) 53%
Công ty Nhựa và Hóa chất Thái Lan (TPC) 18%



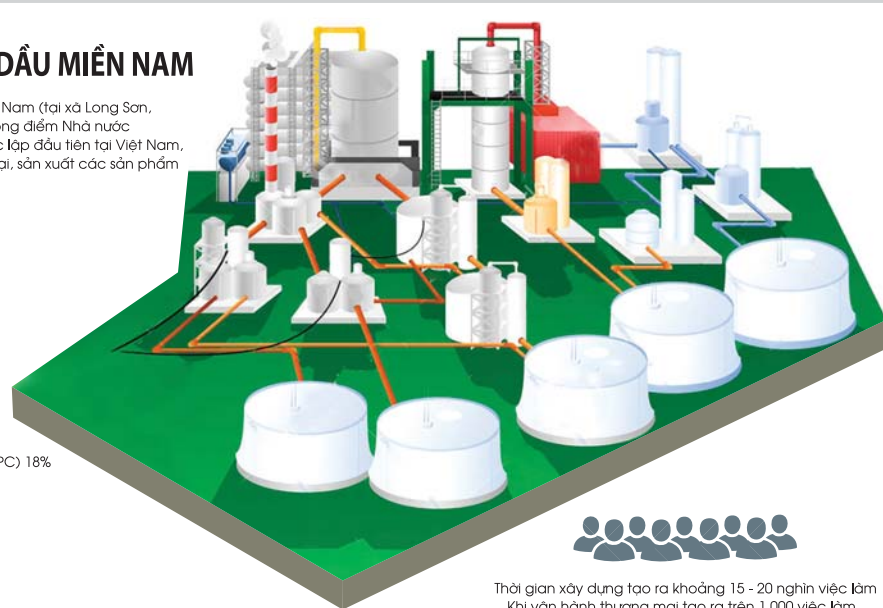
Tổng mức đầu tư 5,4 tỷ USD



Công suất 1,6 triệu tấn olefin/năm



Dự kiến khởi công trong Quý IV/2017 và đưa vào hoạt động năm 2022



Thời gian xây dựng tạo ra khoảng 15 - 20 nghìn việc làm
Khi vận hành thương mại tạo ra trên 1.000 việc làm



Đóng góp cho tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu và ngân sách Nhà nước khoảng 115 triệu USD/năm (2.500 tỷ đồng/năm) trong 30 năm kể từ khi đưa vào vận hành thương mại

mại sẽ tạo ra trên 1 nghìn việc làm và dự kiến sẽ đóng góp cho tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu và ngân sách Nhà nước khoảng 115 triệu USD/năm (khoảng 2.500 tỷ đồng/năm) trong 30 năm từ khi đi vào hoạt động.

Trước đó, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã làm việc với SCG để trao đổi các cơ hội hợp tác trong lĩnh vực lọc - hóa dầu. Lãnh đạo hai bên đề xuất và nghiên cứu các hướng hợp tác mới, đầu tư vào khâu sau, tập trung vào lĩnh vực chế biến dầu khí, hóa dầu, hóa chất và các dịch vụ liên quan; đồng thời mong muốn sớm cụ thể hóa tiềm năng hợp tác này thành các chương trình, dự án cụ thể trong thời gian tới.

Trong chương trình làm việc, SCG và các đơn vị khâu sau của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam gồm: Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR), Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo), Công ty CP

Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đã ký Bản ghi nhớ về việc tăng cường hợp tác trong lĩnh vực lọc hóa dầu. Đây cũng là cơ hội để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên giới thiệu tiềm năng tới các nhà đầu tư Thái Lan, mở ra cơ hội hợp tác đầu tư trong tương lai...

Trao đổi với đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, lãnh đạo SCG đã bày tỏ sự quan tâm về cơ hội đầu tư tại các đơn vị hoạt động trong lĩnh vực lọc hóa dầu, đã và đang thực hiện cổ phần hóa, trong đó có Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR). Nhà máy Lọc dầu Dung Quất gần mở khí Cá Voi Xanh (với trữ lượng khí lớn nhất Việt Nam), sẽ tạo điều kiện để tích hợp, phát triển các sản phẩm hóa dầu khác như urea, DME, nhựa và một số hóa chất khác...

Chia sẻ về định hướng phát triển trong tương lai, Tổng giám đốc BSR Trần Ngọc Nguyên cho biết sau khi

thực hiện cổ phần hóa, BSR tập trung tìm kiếm và hợp tác với các nhà đầu tư chiến lược có nhiều kinh nghiệm trong lĩnh vực lọc hóa dầu, có tiềm lực tài chính mạnh nhằm tập trung vào công nghệ chế biến sâu, nâng cao chất lượng, đa dạng hóa sản phẩm và hóa dầu. Sự hợp tác và hỗ trợ của SCG, sẽ giúp BSR nâng cao năng lực và trình độ công nghệ, kinh nghiệm, mở rộng thị trường và nâng cao năng lực cạnh tranh trong dài hạn.

Lãnh đạo SCG cho biết chiến lược kinh doanh của SCG trong 5 năm tới là tiếp tục ưu tiên rót vốn đầu tư vào các dự án lọc hóa dầu tại Việt Nam; hy vọng sẽ cụ thể hóa chương trình hợp tác với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thông qua việc triển khai các dự án cụ thể trong lĩnh vực hóa dầu và trở thành đối tác chiến lược của BSR trong tương lai.

Nguyễn Hoàng

ẢNH HƯỞNG CỦA CÁC NGUỒN NĂNG LƯỢNG MỚI ĐẾN LĨNH VỰC CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

Tại Kỳ họp lần thứ I, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đã tập trung đánh giá sự ảnh hưởng của các nguồn năng lượng mới, công nghệ mới đến định hướng phát triển công nghiệp chế biến dầu khí. Trên cơ sở đó, Tiểu ban tiếp tục nghiên cứu, đề xuất các giải pháp cụ thể, điều chỉnh chiến lược phát triển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong lĩnh vực chế biến dầu khí.



Kỳ họp lần thứ I nhiệm kỳ 2017 - 2019 của Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí. Ảnh: PVN

Ngày 4/8/2017, tại Đà Nẵng, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đã tổ chức Kỳ họp lần thứ I nhiệm kỳ 2017 - 2019 với chủ đề "Các nguồn năng lượng mới, xu thế phát triển công nghệ mới và ảnh hưởng đến hiệu quả hoạt động trong lĩnh vực chế biến dầu khí". Tiểu ban đã tập trung đánh giá ảnh hưởng của các nguồn năng lượng mới, xu thế phát triển công nghệ mới đến định hướng phát triển công nghiệp chế biến dầu khí; thách thức và cơ hội của Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) trước xu hướng phát triển nguồn năng lượng - công nghệ mới; xu thế phát triển các nguồn năng lượng tái tạo, ảnh hưởng và tiềm năng ứng dụng vào hoạt động của Nhà máy Đạm Cà Mau; đa dạng hóa sản phẩm của Nhà máy Đạm Cà Mau thông qua tích hợp sản xuất phân bón, methanol và các hóa chất khác; nguyên liệu, công nghệ mới và Nhà máy Đạm Phú Mỹ trong tương lai; ứng dụng công nghệ đồng phát

trong sử dụng khí làm nhiên liệu cho công nghiệp và dân dụng, giúp nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng và bảo vệ môi trường...

Theo Ban Chế biến Dầu khí, xu thế phát triển của năng lượng tái tạo (công suất tăng nhanh, chi phí sản xuất ngày càng thấp, công nghệ phát triển, đầu tư ngày càng nhiều) đã ảnh hưởng lớn đến tỷ trọng sử dụng nguồn năng lượng hóa thạch (dầu khí, than đá) trong lĩnh vực giao thông vận tải, công nghiệp, dân dụng và phát điện. Việt Nam có tiềm năng phát triển điện gió, năng lượng mặt trời, năng lượng địa nhiệt và thủy triều. Chính phủ đã có Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050, nhằm khuyến khích, hỗ trợ phát triển và sử dụng năng lượng tái tạo.

Năng lượng tái tạo phát triển sẽ giảm thị phần của nhiên liệu hóa thạch dầu khí: cơ cấu đầu tư, việc làm, nghiên cứu khoa học từ ngành dầu khí, lọc dầu, khí sẽ dịch chuyển

sang năng lượng mới tái tạo (năng lượng mặt trời, gió...). Xu thế phát triển các ô tô điện, ô tô chạy pin nhiên liệu hydro sẽ làm giảm nhu cầu nhiên liệu xăng dầu cho phương tiện giao thông, ảnh hưởng đến việc đầu tư các cơ sở chế biến xăng dầu. Tiểu ban cho rằng cần tính toán cân bằng lọc dầu và hóa dầu, phát triển hóa dầu từ khí/dầu để phát triển bền vững.

Về xu hướng phát triển của ngành công nghiệp hóa dầu, BSR cho biết nhu cầu các sản phẩm lọc dầu và hóa dầu tăng nhanh, đặc biệt là Ấn Độ, Indonesia, Việt Nam, Liên bang Nga và Iran. Để phát triển bền vững, BSR đang tập trung thực hiện các giải pháp ngắn hạn (quản trị, phát triển nguồn nhân lực; tối ưu hóa sản xuất, nâng công suất vận hành; cổ phần hóa); các giải pháp trung và dài hạn (đầu tư kho cảng, hệ thống phương tiện vận chuyển, phân phối; triển khai dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; nâng



cao tỷ lệ hóa dầu, tích hợp sử dụng nguồn khí Cá Voi Xanh.

Các đơn vị sản xuất phân bón là Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) và Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đã đánh giá ảnh hưởng của xu thế phát triển các nguồn năng lượng, thảo luận về các giải pháp đa dạng hóa sản phẩm của Nhà máy Đạm Cà Mau thông qua tích hợp sản xuất phân bón, methanol; nguồn nguyên liệu, công nghệ mới và Nhà máy Đạm Phú Mỹ trong tương lai...

Về tiềm năng ứng dụng năng lượng sinh khối, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) cho

biết đang nghiên cứu, đánh giá hiệu quả sản xuất hơi áp suất cao từ biomass, giảm tiêu hao khí tự nhiên cho Nhà máy Đạm Cà Mau trong trường hợp nguồn cung khí bị thiếu hụt. Bên cạnh đó, PVCFC cho biết đang nghiên cứu các phương án đa dạng hóa sản phẩm của Nhà máy Đạm Cà Mau (sản xuất H_2O_2 , thu hồi CO_2 , tăng công suất Phân xưởng NH_3 lên 5,5%, sản xuất NPK); đang triển khai dự án đầu tư xây dựng dây chuyền sản xuất phân bón NPK công suất 300.000 tấn/năm; tiếp tục triển khai các giải pháp tối ưu hóa sản xuất, quy trình quản lý nhằm nâng cao hiệu quả vận hành của Nhà máy.

Để giải quyết tình trạng thiếu hụt nguồn khí đầu vào, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) cho biết đang nghiên cứu tìm nguồn nguyên liệu thay thế một phần/toàn bộ khí tự nhiên bằng: LNG, FO/naphtha/condensate, khí tự nhiên có hàm lượng CO_2 cao, khả thi về công nghệ; nghiên cứu các phương án công nghệ, kinh tế và kỹ thuật cho nguồn nguyên liệu mới vào Nhà máy Đạm Phú Mỹ; ứng dụng công nghệ mới để tối ưu hóa chi phí, giảm giá thành sản xuất. Về nguyên tắc lựa chọn công nghệ đối với nguồn nguyên liệu mới, PVFCCo cho biết sẽ ứng dụng các công nghệ mới mà nhà bản quyền đang/sẽ áp



Nhà máy Dạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFC

dụng và khả thi về công nghệ; đảm bảo cải tạo/nâng cấp công nghệ phân xưởng NH_3 , phụ trợ ở mức thấp nhất; có tiềm năng về hiệu quả kinh tế.

Theo TS. Lê Xuân Huyền - Trưởng Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí, trong nhiệm kỳ 2017 - 2019, Tiểu ban sẽ tập trung nghiên cứu, thảo luận và đề xuất ý kiến tư vấn về: Quy hoạch ngành Dầu khí Việt Nam giai đoạn đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 và các giải pháp tổng thể để hiện thực hóa quy hoạch; tối ưu hóa cơ cấu nguyên liệu đầu vào/sản phẩm đầu ra và về chế độ vận hành/chi phí hoạt động

cho các nhà máy lọc, hóa dầu; chế biến sâu khí; xây dựng và phát triển các công nghệ mang tính đột phá... Theo kế hoạch, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí sẽ tập trung vào các chủ đề: nâng cấp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đáp ứng tiêu chuẩn sản phẩm Euro 4/5; cách mạng công nghiệp 4.0 và lĩnh vực chế biến dầu khí; nâng cao năng lực cạnh tranh của các nhà máy lọc dầu/hóa dầu; khả năng phối hợp trong công tác vận hành, bảo dưỡng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy Lọc dầu Nghi Sơn; kết quả nghiên cứu khoa học lĩnh vực hóa - chế biến dầu khí giai đoạn 2016 - 2019 và xây dựng kế hoạch 2020 - 2025...

Phát biểu chỉ đạo tại Kỳ họp, TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu Ban Chế biến Dầu khí, Ban Khoa học Công nghệ kết hợp với Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) tiếp tục nghiên cứu các nguồn năng lượng mới để từ đó đề xuất hướng phát triển, giải pháp cụ thể, điều chỉnh chiến lược phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí, VPI làm việc với các đơn vị khâu sau để đánh giá, đề xuất, điều chỉnh chiến lược cho các đơn vị phù hợp với xu thế phát triển, tác động của các nguồn năng lượng mới.

Lê Khoa



Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) cho biết để phát triển bền vững, BSR đang triển khai các dự án tối ưu hóa, nâng công suất vận hành nhằm tối ưu hóa năng lượng, giảm chi phí sản xuất, bảo dưỡng, nâng công suất phân xưởng cracking xúc tác tầng sôi (RFCC), đa dạng hóa sản phẩm...

BSR TẬP TRUNG ĐỔI MỚI CÔNG NGHỆ

Từ khi đưa Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vào vận hành đến nay, BSR đã tập trung nghiên cứu các giải pháp tiết kiệm năng lượng, tối ưu hóa điều kiện vận hành của các quy trình công nghệ nhằm giảm thiểu chi phí sản xuất, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh. Trong 7 năm hoạt động, BSR đã thực hiện 130 sáng kiến, làm lợi 128,9 triệu USD (gần 3.000 tỷ đồng); có 596 cải tiến Kaizen, làm lợi 1,85 triệu USD...

Trong đó, BSR đã nghiên cứu lựa

chọn các loại dầu thô tương thích với cấu hình công nghệ của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; tăng tỷ lệ dầu thô phối trộn với dầu Bạch Hổ nhằm đảm bảo cung cấp đủ nguyên liệu và gia tăng lợi nhuận. Từ chỗ chủ yếu chế biến dầu thô Bạch Hổ, đến nay Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã chế biến thành công 15 loại dầu thô khác nhau như: Azeri (Azerbaijan), Champion, SLEB (Brunei), Kikeh, Labuan, Miri (Malaysia), Kaji Semoga (Indonesia), NKossa (Congo), Amna (Libya), ESPO (Nga), Đại Hùng, Tê Giác Trắng, Sur



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

**ÔNG TRẦN NGỌC NGUYÊN
- TỔNG GIÁM ĐỐC BSR:**



Cổ phần hóa tạo ra sự thay đổi căn bản về phương thức quản lý, tăng cường tính hiệu quả trong công tác quản trị, từng bước đầu tư đổi mới

công nghệ, phát triển quy mô, nâng cao năng lực tài chính, tạo ra một kênh huy động mới thu xếp nguồn vốn cho các dự án đầu tư chiến lược tương lai của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Đặc biệt, tập trung vào lĩnh vực chế biến sâu và hóa dầu có lợi nhuận cao, tăng cường vai trò làm chủ thật sự, gắn trách nhiệm, công việc với quyền lợi của người lao động góp phần nâng cao hiệu quả hoạt động, năng lực cạnh tranh của BSR, mở rộng thị trường và phát triển bền vững trong tương lai.

Tử Đen, Chim Sáo, Thăng Long (Việt Nam). Năm 2016, dầu thô Bạch Hổ chế biến tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất chỉ chiếm khoảng 58%.

BSR đã làm việc với các đối tác để cung cấp dầu cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau khi nâng cấp mở rộng: ADNOC, BP và Shell (dầu thô Murban); Rosneft và Gazpromneft (dầu ESPO)... BSR phối hợp với Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) xúc tiến đàm phán với các nhà sản xuất, nhà cung cấp để ký kết các Biên bản ghi nhớ (MOU), Thỏa thuận khung (FA) và Hợp đồng khung (COSA) cung cấp dài hạn các loại dầu thô nhập khẩu chiến lược đến năm 2040.

Với mục tiêu nâng cao công suất, tăng độ linh hoạt trong việc chế biến

dầu thô, nâng cấp về công nghệ để bảo đảm sản xuất các sản phẩm xăng dầu có chất lượng cao, nâng cao sức cạnh tranh, BSR đang triển khai Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để nâng công suất từ 6,5 triệu tấn/năm lên 8,5 triệu tấn/năm. Dự án này giúp BSR giải quyết được 3 vấn đề: sản phẩm đáp ứng tiêu chuẩn môi trường Euro IV/V; chủ động được nguồn dầu thô đầu vào, có thể chế biến được 75 loại dầu thô; nâng cao hiệu quả kinh tế.

Từ khi đưa Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vào vận hành đến cuối tháng 6/2017, BSR sản xuất được khoảng 47,211 triệu tấn sản phẩm, tổng doanh thu ước đạt 838 nghìn tỷ đồng (gần 40 tỷ USD), đóng góp cho ngân sách Nhà nước trên 139,9 nghìn tỷ đồng (tương đương gần 7 tỷ USD), gấp đôi tổng mức đầu tư (3 tỷ USD). Mặc dù giá dầu thời gian qua biến động, BSR vẫn đảm bảo hiệu quả sản xuất kinh doanh với lợi nhuận sau thuế đạt 6.000 tỷ đồng (năm 2015) và 5.000 tỷ đồng (năm 2016). Chỉ tính riêng 6 tháng năm 2017, sản lượng sản xuất của BSR đã đạt hơn 3 triệu tấn; doanh thu ước đạt 39.350 tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước khoảng 4.339 tỷ đồng. Nhà máy Lọc

dầu Dung Quất hoạt động ổn định, duy trì tại công suất tối ưu và sản lượng vượt 18% kế hoạch. Hiện nay, BSR là doanh nghiệp đóng góp 1/2 lợi nhuận sau thuế của Petrovietnam.

Chuyên gia kinh tế PGS.TS. Vũ Văn Ninh - Học viện Tài chính cho biết, công suất lọc dầu hiện nay chỉ đáp ứng được trên 30% nhu cầu xăng dầu trong nước, còn lại Việt Nam vẫn phải nhập khẩu từ nước ngoài. Năm 2018, khi Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn đi vào hoạt động thì nguồn cung cũng chỉ đáp ứng được 80% nhu cầu thị trường. Với hệ thống quản trị được xây dựng theo tiêu chuẩn quốc tế, nguồn lực tài chính vững mạnh, giá bán sản phẩm cạnh tranh và chiến lược tập trung vào chế biến sâu, đầu tư cho hóa dầu trong tương lai thì tiềm năng tăng trưởng của BSR sẽ rất lớn.

Theo kế hoạch, BSR sẽ thực hiện IPO trong Quý IV/2017 và dự kiến chỉ chào bán 5 - 6% cổ phần. Sau đó, BSR sẽ tiếp tục tìm kiếm, lựa chọn nhà đầu tư định danh và nhà đầu tư chiến lược để tiếp tục đầu tư phát triển phân khúc hóa dầu và chế biến sâu nhằm tiếp tục nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp.

Hồng Minh

PHÂN TÍCH CẤU TRÚC VÀ NÂNG CAO CHẤT LƯỢNG TÀI LIỆU ĐỊA CHẤN

Tạ Quang Minh, Bùi Thị Hạnh, Nguyễn Tiến Thịnh
 Viện Dầu khí Việt Nam
 Email: minhqt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Phân tích cấu trúc và nâng cao chất lượng tài liệu địa chấn được ứng dụng nhiều trong minh giải cấu trúc xác định các tập địa chấn với các kiểu kiến trúc phân xạ đặc trưng cũng như xác định các vị trí đứt gãy, phân xạ không liên tục trên mặt cắt địa chấn. Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu việc ứng dụng tensor cấu trúc trong phân tích các thuộc tính hình học của tài liệu địa chấn cũng như trong việc nâng cao chất lượng tín hiệu địa chấn thông qua lọc khuếch tán bất đẳng hướng.

Từ khóa: Xử lý địa chấn, thuộc tính địa chấn, lọc hướng cấu trúc, nhận dạng địa chấn, chất lượng tài liệu địa chấn.

1. Mở đầu

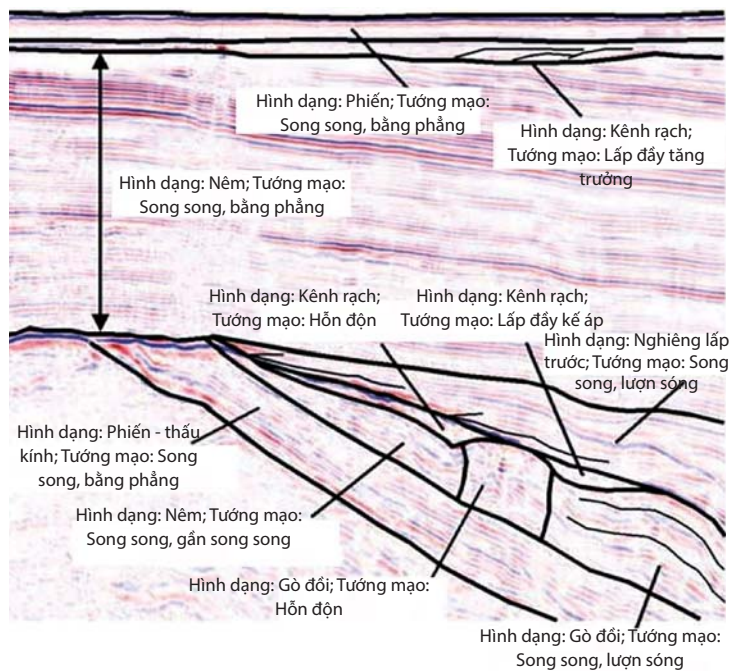
Phân tích cấu trúc tự động dựa trên tài liệu địa chấn đã có bước tiến dài với các ứng dụng như: xác định tương địa chấn, trợ giúp minh giải, xác định đứt gãy... Đây cũng là công nghệ triển vọng với mục tiêu tiến tới minh giải tài liệu địa chấn tự động, theo đó máy tính có thể tự động phân tách (automatic segmentation) mặt cắt địa chấn thành các tập riêng biệt với các đặc trưng riêng như Hình 1 [1]. Bản chất của quá trình này có thể xác định các thuộc tính hình học theo vùng cũng như các dạng kiến trúc phân xạ (texture) của các tập địa chấn. Do đó, phân tích cấu trúc địa chấn/đặc tính hình học đóng vai trò quan trọng trong minh giải tài liệu địa chấn, cho phép xác định được các cấu trúc địa phương dựa trên tài liệu địa chấn.

Các nghiên cứu về thuộc tính hình học của mặt cắt/khối (cube) địa chấn đã được xử lý bắt đầu phát triển từ cuối thập niên 80, đầu thập niên 90 của thế kỷ XX như: các nghiên cứu về thuộc tính liên kết địa chấn (coherence) của Bahorich [2], Finn [3], Marfurt [4, 5], Chopra [6]... hay thuộc tính curvature của Lisle [7], Robert [8], Massafiero [9]... Các nghiên cứu này cho phép xác định tự động các vị trí pha phân xạ không liên tục, đứt gãy, kênh rạch, tại đó tính liên kết địa chấn bị phá vỡ, hay xác định các thuộc tính hình học đơn giản (độ dốc, độ uốn nếp).

Bước sang đầu thế kỷ XXI, các nghiên cứu của Raden [10], Bakker [11]... đã đi sâu phân tích định lượng, định hướng các thuộc tính hình học này. Nghiên cứu của Raden về phân tích cấu trúc địa chấn cho phép phát triển công cụ phát hiện đứt gãy thuộc tính hỗn độn (chaos) (Hình 2), mở đầu cho

khái niệm tensor cấu trúc - công cụ quan trọng đóng vai trò nền tảng trong phân tích các thuộc tính hình học của tài liệu địa chấn.

Tensor cấu trúc đã mở đầu cho phương hướng nâng cao chất lượng tài liệu địa chấn, thông qua phương pháp xử lý tín hiệu đa chiều - lọc phi tuyến mới với tên gọi lọc khuếch tán bất đẳng hướng (anisotropic diffusion). Lọc khuếch tán bất đẳng hướng được phát triển từ cuối thập niên 80 bởi Pietro Perona và Jitendra Malik [12] và được sử dụng trong lĩnh vực xử lý hình ảnh. Khuếch tán bất đẳng hướng cho phép lọc nhiễu các khu vực tương đối đồng nhất, đồng thời bảo tồn các khu vực có sự biến đổi tính chất hình học địa phương. Fehmers và Höcker [13] sớm nhận ra việc kết hợp thông tin có được từ tensor cấu trúc của Raden với lọc khuếch tán bất đẳng hướng sẽ cho phép khử nhiễu hiệu quả đồng thời bảo tồn cấu trúc địa chất, do đó nâng cao chất lượng



Hình 1. Minh họa minh giải mặt cắt tự động: phân tách được các kiểu kiến trúc phân xạ khác nhau [1]

tài liệu địa chấn so với các phương pháp lọc thông thường khác. Do lọc hướng cấu trúc cho phép gia tăng tỷ số tín hiệu trên nhiễu đồng thời bảo tồn các đứt gãy, tài liệu sau khi lọc có thể được sử dụng tăng độ phân giải và chất lượng tài liệu trong cả miền không gian và thời gian.

Việc nâng cao chất lượng tài liệu địa chấn cả về tín hiệu và phổ tần đã giúp các sự kiện phản xạ địa chấn trở nên rõ ràng, các pha chồng chập được phân tách, giúp ích cho công tác minh giải tài liệu địa chấn (Hình 3).

Bài báo giới thiệu ứng dụng của tensor cấu trúc trong việc nâng cao chất lượng tín hiệu địa chấn thông qua lọc khuếch tán bất đẳng hướng; lọc hướng cấu trúc và các ứng dụng phân tích hình học của tensor cấu trúc.

2. Lọc hướng cấu trúc

Lọc hướng cấu trúc (structure-oriented filtering) là một lớp bộ lọc phi tuyến hướng tới việc khử nhiễu và bảo tồn cấu trúc. Một phương pháp triển vọng cho lọc hướng cấu trúc được phát triển từ phương pháp xử lý hình ảnh khuếch tán bất đẳng hướng.

Khuếch tán (diffusion) là quá trình vật lý cân bằng sự khác biệt về nồng độ vật chất (hoặc nhiệt độ) mà không sinh thêm hay làm mất đi vật chất (hoặc nhiệt) dựa trên nguyên lý dịch chuyển vật chất (nhiệt) từ nơi có nồng độ cao (nhiệt độ cao) đến nơi có nồng độ thấp (nhiệt độ thấp). Quá trình khuếch tán tuân theo phương trình vi phân:

$$\frac{\partial u(x,t)}{\partial t} = c^2 \frac{\partial^2 u(x,t)}{\partial x^2} \tag{1}$$

Trong đó:

$u(x,t)$: Hàm nồng độ (nhiệt độ) theo không gian, thời gian;

c^2 : Hệ số khuếch tán.

Nghiệm của phương trình (1) là tích chập của hàm phân bố nồng độ (nhiệt độ) ban đầu $u(x,0)$ với hàm Gauss:

$$u(x,t) = u(x,0) * G(x,t) \tag{2}$$

Trong đó:

$G(x,t)$ là hàm Gauss:

$$G(x,t) = \frac{1}{2c\sqrt{\pi t}} \exp\left(-\frac{x^2}{4c^2t}\right) \tag{3}$$

Khi áp dụng cho ảnh 2 chiều $u(x,y,0)$, phương trình vi phân khuếch tán có dạng:

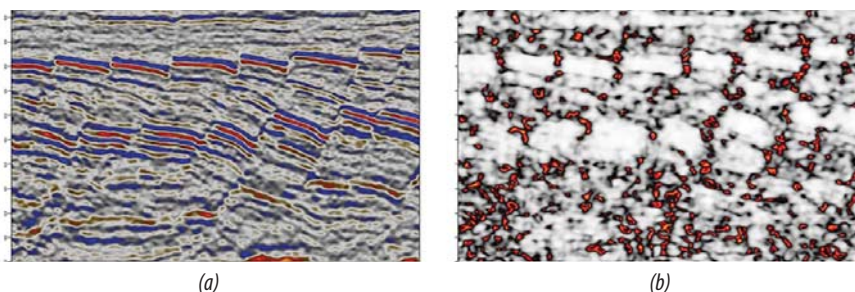
$$\frac{\partial u(x,y,t)}{\partial t} = c^2 \Delta u \tag{4}$$

Trong đó Δu là Laplacian của trường u . Nghiệm của phương trình (4), tương tự như trong trường hợp một chiều, là tích chập của ảnh gốc $u(x,y,0)$ với hàm Gauss 2 chiều $G(x,y,t)$. Lưu ý:

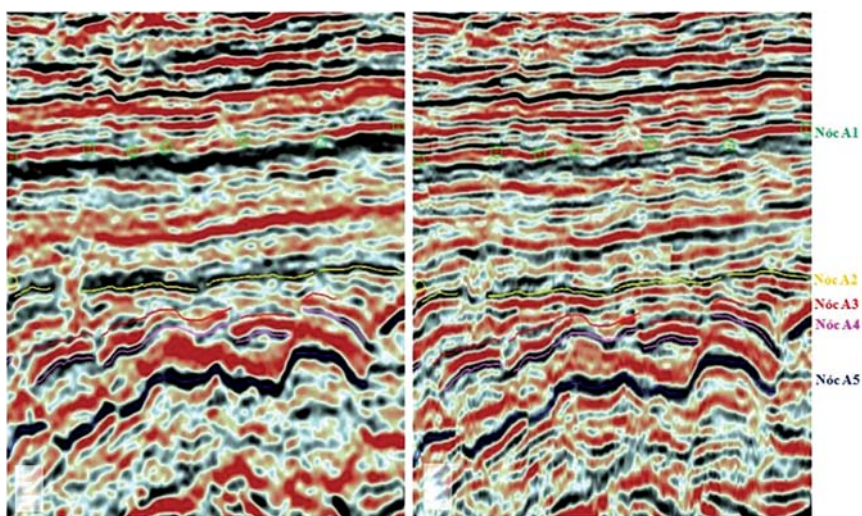
- Tích chập với hàm Gauss là một dạng lọc “trung bình hóa” với trọng số, cho phép lọc nhiễu và làm “trơn” (smooth) các chi tiết;

- Lọc Gauss - “trung bình hóa” - về nguyên tắc làm giảm nhiễu nhưng đồng thời làm nhòe (blur) các chi tiết cạnh biên, đứt đoạn, không liên tục (discontinuities) trong tín hiệu;

- Khi t tăng, hàm $G(x,y,t)$ mở “độ rộng” (deviation), do đó trung bình hóa diễn ra trên diện tích rộng hơn, có khả năng lọc nhiễu, trơn/mượt hơn, nhưng cũng làm nhòe nhiều chi tiết hơn. Nói cách khác, gia tăng thời gian t cho kết quả là hình ảnh gốc ban đầu $u(x,y,0)$ được lọc bởi hàm Gauss $G(x,y,t)$.



Hình 2. Mặt cắt gốc (a), xử lý đặc biệt phát hiện đứt gãy ứng dụng tensor cấu trúc (b)



Hình 3. Kết quả minh giải cấu trúc tại một khu vực khác trên tài liệu đã được xử lý nâng cao chất lượng tại Viện Dầu khí Việt Nam (b) so với trên tài liệu gốc (a)

Tác dụng của lọc Gauss (Hình 4a) áp dụng cho ảnh 2 chiều. Nguyên nhân chính khiến các chi tiết không liên tục, chi tiết biên trong tín hiệu không được bảo tồn và bị làm nhòe là do tính chất đẳng hướng "isotropic diffusion" của phương trình khuếch tán (4).

Để bảo tồn các chi tiết biên đồng thời đảm bảo tính chất làm trơn các khu vực đồng nhất, phương trình (4) được biến đổi sao cho biến thiên của ảnh $\partial u(x,y,t)/\partial t$ là nhỏ nhất tại các vị trí cạnh biên của tín hiệu. Tại các khu vực đồng nhất, độ biến thiên $\partial u(x,y,t)/\partial t$ cần tương đương với trường hợp khuếch tán đẳng hướng.

Thành phần Laplacien trong phương trình (4) có dạng tương đương: $\Delta u = \text{div}(\nabla u)$. Do đó, phương trình khuếch tán có dạng chung:

$$\frac{\partial u(x,y,t)}{\partial t} = \text{div}[g(|\nabla u|)\nabla u] \quad (5)$$

Trong đó ∇u là trường vector gradient của ảnh $u(x,y,t)$.

Hàm $g(|\nabla u|)$ trong phương trình khuếch tán bất đẳng hướng (5) đóng vai trò là hàm kiểm soát khuếch tán. Hocker và Gijs Fehmers [7] nhận xét $g(|\nabla u|)$ có thể có một số dạng sau:

Ở dạng đơn giản nhất, $g(|\nabla u|)$ là hằng số, có khuếch tán đẳng hướng (isotropic diffusion) với kết quả đã thảo luận ở trên.

Khi $g(|\nabla u|)$ là một hàm vô hướng (scalar function), có lọc khuếch tán phi tuyến của Pietro Perona và Jitendra Malik [15]. Khi đó, $g(|\nabla u|)$ đóng vai trò như một hàm tìm kiếm các đường biên "edges" của tín hiệu địa chấn. Tại các vị trí cạnh biên, $g(|\nabla u|) \approx 0$ hoặc càng nhỏ càng tốt, khiến cho thay đổi $\partial u(x,y,t)/\partial u$ nhỏ (ít làm thay đổi $u(x,y)$). Do $|\nabla u| \gg 0$ tại các chi tiết biên, gờ, rìa (edge) và $|\nabla u| \approx 0$ tại các vùng đồng nhất, một lựa chọn phổ biến là $g(|\nabla u|) = 1/|\nabla u|$. Các lựa chọn phức tạp hơn của hàm

$g(|\nabla u|)$ cho phép phân tách các chi tiết mang tính lựa chọn hơn.

Với sự thay đổi này, lọc khuếch tán phi tuyến (nonlinear diffusion) sẽ bảo tồn được các chi tiết biên, gờ, rìa trong khi tín hiệu bên trong đường biên đó sẽ được làm trơn/mượt hóa. Điều này có thể thấy rõ trong Hình 4: lọc khuếch tán phi tuyến (Hình 4c) có sự cải tiến rõ rệt, bảo tồn chi tiết biên so với lọc khuếch tán đẳng hướng (Hình 4a).

Thay đổi lớn nhất xảy ra khi Hocker và Gijs Fehmers [13] lựa chọn hàm kiểm soát khuếch tán $g(|\nabla u|) = D$ là một ma trận tại mỗi điểm (ma trận khuếch tán). Trường ma trận khuếch tán được gọi tensor khuếch tán. Khi đó, quá trình khuếch tán được phép diễn ra theo một số hướng còn một số hướng khác thì bị chặn lại (bảo tồn cấu trúc), do đó, quá trình khuếch tán được gọi bất đẳng hướng (anisotropic diffusion). Các hướng này được xác định thông qua vector riêng (eigenvector) của ma trận khuếch tán:

$$D = \sum_{i=1}^d \mu_i \vec{v}_i \vec{v}_i^T \quad (6)$$

Trong đó:

d : Số chiều của ảnh;

\vec{v}_i : Các vector riêng;

μ_i : Các giá trị riêng.

Để bảo tồn cấu trúc địa chất, các hướng của vector riêng này cần nằm cùng hướng với hướng địa phương của cấu trúc địa chất. Khi đó, các hướng song song với cấu trúc địa chất được lọc, khử nhiễu, còn các hướng vuông góc với cấu trúc thì được bảo tồn, dẫn tới sự bảo tồn ranh giới các pha địa chấn. Việc xác định các hướng cấu trúc địa phương đóng vai trò quan trọng trong lọc khuếch tán bất đẳng hướng.

Phương pháp ước lượng hướng cấu trúc địa phương đã được phát triển trước đó bởi Randen [10] trong công trình nghiên cứu về tensor cấu trúc. Khi tensor cấu trúc



Hình 4. Khếch tán đẳng hướng thông thường (a), hình chụp gốc (b), lọc khuếch tán phi tuyến (c) [14]

Randen đã được xác định (trình bày ở mục 3), ma trận cấu trúc S tại mỗi điểm có thể viết dưới dạng vector riêng/giá trị riêng (eigenvectors/values) như sau:

$$S = \sum_{i=1}^d \lambda_i \vec{v}_i \vec{v}_i^T \quad (7)$$

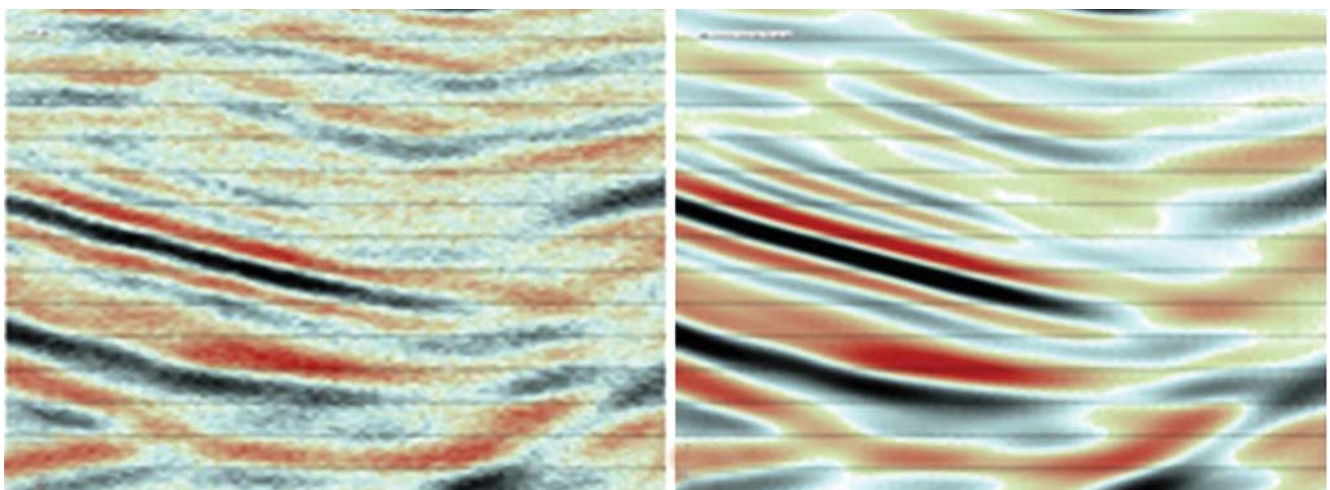
Các vector riêng \vec{v}_i của ma trận cấu trúc hợp thành một hệ vuông góc trong đó vector chính (tương ứng với λ_i lớn nhất) chỉ về hướng vuông góc với mặt dốc của địa chất và các vector còn lại nằm trên mặt địa chất (song song với cấu trúc). Do đó, hướng chặn diffusion và hướng cho phép (lọc) đã được xác định từ các vector chính này. Vì lý do này Hocker và Gijs Fehmers lựa chọn ma trận khuếch tán D có cùng vector riêng \vec{v}_i với ma trận cấu trúc S và sửa đổi nhỏ ở các giá trị riêng:

- Trường hợp các vector riêng \vec{v}_i song song với cấu trúc thì giá trị riêng $\mu_i = 1$;
- Trường hợp các vector riêng \vec{v}_i vuông góc với cấu trúc thì giá trị riêng $\mu_i = 0$.

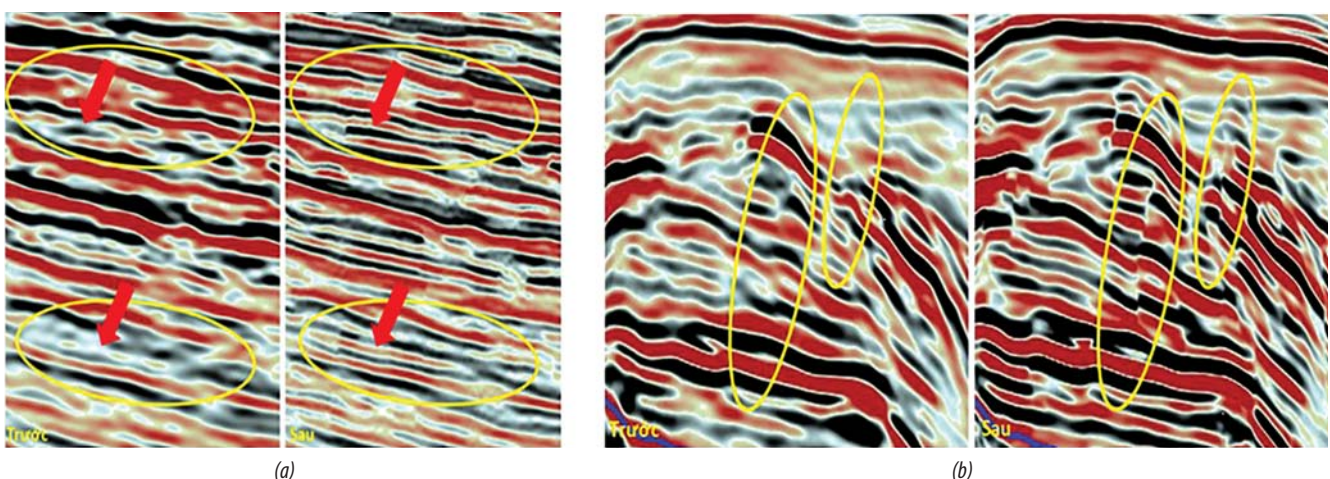
Sự lựa chọn ma trận khuếch tán này đã gia tăng rõ rệt chất lượng lọc khuếch tán bất đẳng hướng. Kết quả lọc khuếch tán bất đẳng hướng ứng dụng cho tài liệu địa chấn được thể hiện trên Hình 5 khi các nhiễu ngẫu nhiên được lọc bỏ còn các ranh giới pha địa chấn trở nên liên tục, sắc nét hơn mà cấu trúc vẫn được bảo tồn.

Chất lượng mặt cắt được gia tăng khiến cho tỷ số tín hiệu trên nhiễu (SNR) tăng, năng lượng của nhiễu suy giảm. Điều này cho phép áp dụng các phương pháp gia tăng băng thông phổ biên độ, tăng độ phân giải (ví dụ làm trắng hóa phổ - spectral whitening). Kết quả gia tăng chất lượng tài liệu địa chấn có thể thấy rõ thông qua một số mặt cắt được nhóm tác giả xử lý (Hình 6).

Sau khi xử lý gia tăng chất lượng các pha phản xạ địa chấn nhỏ trong tài liệu gốc được phân tách rõ ràng hơn (Hình 6a), các vị trí đứt gãy và vị trí pha phản xạ không liên tục trên mặt cắt cũng trở nên rõ ràng hơn (Hình 6b).



Hình 5. Mặt cắt gốc bị ảnh hưởng bởi nhiễu (a), xử lý lọc khuếch tán bất đẳng hướng tại Viện Dầu khí Việt Nam (b)



Hình 6. Mặt cắt địa chấn trước và sau xử lý lọc cấu trúc phi tuyến và trắng hóa phổ (whitening) tại Viện Dầu khí Việt Nam

3. Tensor cấu trúc và ứng dụng

3.1. Vector gradient và tensor cấu trúc

Với một khối địa chấn 3 chiều $u(x,y,z)$, vector gradient ∇u luôn luôn chỉ theo hướng tăng theo trường giá trị của hàm và có phương vuông góc với mặt phản xạ. ∇u mang thông tin về hướng cấu trúc của các tín hiệu phản xạ trên mặt cắt địa chấn.

Do tín hiệu địa chấn luôn có sự đảo pha, vector gradient địa phương có thể chỉ theo các hướng ngược nhau. Ngoài ra, do vector gradient là đạo hàm của trường địa chấn, ∇u luôn bao gồm thành phần nhiễu (Hình 7).

Tập hợp các vector gradient lân cận một điểm, do đó, hợp thành một sơ đồ phân tán (scattered plot) có hướng chủ đạo trùng hướng chính của gradient. Sử dụng công cụ phân tích thành phần chính (Principal Component Analysis - PCA), hướng này có thể bóc tách được từ việc phân tích vector riêng của ma trận covariance của tập hợp vector gradient địa phương:

$$S = \text{trung bình}\{\nabla u(\nabla u)^T\}$$

Việc phân tích ma trận covariance thành vector riêng và giá trị riêng (phương trình 7) được viết lại dưới đây:

$$S = \sum_{i=1}^d \lambda_i \vec{v}_i \vec{v}_i^T$$

Do tính chất của phân tích vector riêng, các vector riêng \vec{v}_i của S hợp thành một hệ vuông góc, trong đó theo

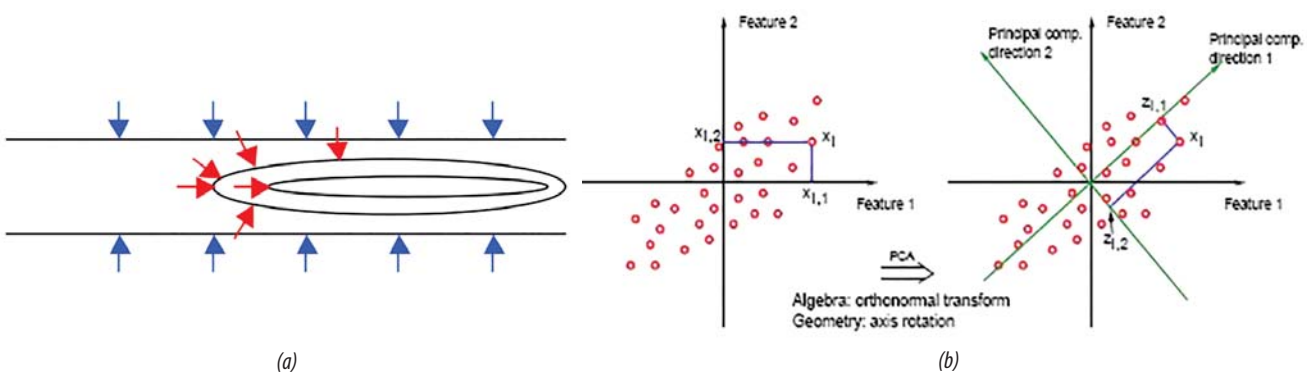
PCA, vector chính (ứng với giá trị riêng λ_i lớn nhất) trùng hướng chủ đạo của gradient (vuông góc với mặt phản xạ). Căn cứ vào các vector này, Randen [10] xác định được hướng đổ của mặt phản xạ địa phương. Trường ma trận covariance này được gọi là tensor cấu trúc.

3.2. Phân tích cấu trúc địa chất sử dụng tensor cấu trúc

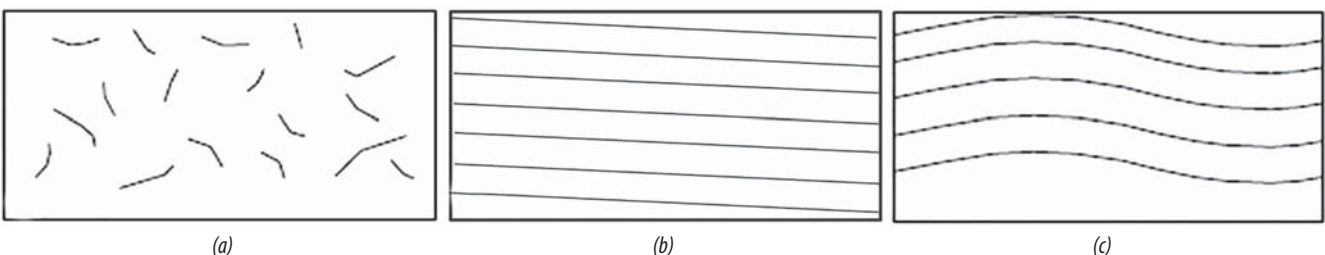
Với trường hợp ảnh (tài liệu địa chấn) 3 chiều, tensor cấu trúc S tương ứng có 3 giá trị riêng $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$, có 3 trường hợp lý tưởng sau (Hình 8):

- $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3 > 0$: Không có hướng chủ đạo. Bất kỳ một vector nào cũng là một vector riêng. Các vector riêng không mang bất kỳ thông tin nào về hướng cấu trúc của các mặt phản xạ trên mặt cắt địa chấn. Đây là trường hợp đại diện cho cấu trúc hỗn độn;
- $\lambda_1 > \lambda_2 = \lambda_3 = 0$: Địa chất địa phương có một hướng cấu trúc chủ đạo không thay đổi (là hướng đổ vuông góc với vector riêng \vec{v}_1), trường hợp này tương ứng với trầm tích phân lớp song song;
- $\lambda_1 > \lambda_2 > \lambda_3 = 0$: Địa chất địa phương có hướng cấu trúc chủ đạo thay đổi (vuông góc với vector riêng \vec{v}_1 và \vec{v}_2). Trường hợp này tương ứng với các cấu trúc như nếp lồi hoặc nếp lõm. Hướng vector riêng \vec{v}_3 ứng với giá trị riêng nhỏ nhất song song với nếp uốn.

Việc phân loại cấu trúc địa chất xác định hướng đổ địa chất cho phép minh giải dựa trên texture và hướng cấu trúc địa phương.



Hình 7. Minh họa vector gradient địa phương (a) và xác định hướng chính của các vector gradient bằng phương pháp thành phần chính (b)



Hình 8. Các kiểu kiến trúc phân xạ đặc trưng: hỗn độn (a), song song (b), uốn nếp (c) [8]

3.3. Ứng dụng đặc biệt của tensor cấu trúc

Tensor cấu trúc có nhiều ứng dụng quan trọng trong phân tách (segmenting) và xác định các cấu trúc của tài liệu địa chấn; được sử dụng rộng rãi trong quá trình ước lượng các cấu trúc địa phương và hướng địa phương của các mặt phản xạ địa chấn.

3.3.1. Lọc bảo tồn đứt gãy

Lọc khuếch tán bất đẳng hướng thể hiện rõ ưu điểm vượt trội trong việc bảo tồn các pha địa chấn thông qua tính liên tục của các pha này. Tuy nhiên, các cấu trúc đứt gãy lại thường cắt xuyên qua các pha địa chấn và không có cấu trúc dạng “pha liên tục” như các mặt phản xạ. Điều này khiến cho lọc khuếch tán bất đẳng hướng có khuynh hướng làm trơn trượt các pha xuyên qua các đứt gãy.

Để giải quyết vấn đề này, Fehmer và Hocker [13] đưa ra khái niệm tensor cấu trúc tại các quy mô địa chấn (scale) khác nhau. Tensor địa chấn tại một quy mô khoảng cách σ nào đó lân cận một điểm có thể được hiểu là định hướng cấu trúc chung khi quan sát khối địa chấn kích thước (mỗi chiều bằng) σ xung quanh điểm đó. Do vậy, đại lượng này được định nghĩa là tensor địa chấn từng điểm được lọc (tích chập*) bởi một hàm Gauss với “độ rộng” σ :

$$S_{\sigma} = S * G_{\sigma} = \nabla u (\nabla u)^T * G_{\sigma} \tag{8}$$

Định nghĩa (8) cho phép Fehmer và Hocker (2003) thiết kế một hệ số liên tục (continuity factor) như sau:

$$\varepsilon = \frac{Tr(S_{\sigma} S_{\rho})}{Tr(S_{\sigma}) Tr(S_{\rho})} \tag{9}$$

Trong đó S_{σ} và S_{ρ} tensor cấu trúc tại hai quy mô σ và ρ khác nhau, Tr là toán tử vết (trace) của ma trận. Hệ số liên tục ε đo độ sai khác của S_{σ} tại 2 quy mô khác nhau và có giá trị rất nhỏ tại các đứt gãy. Với thiết kế này, hàm kiểm soát khuếch tán g được sửa đổi thành:

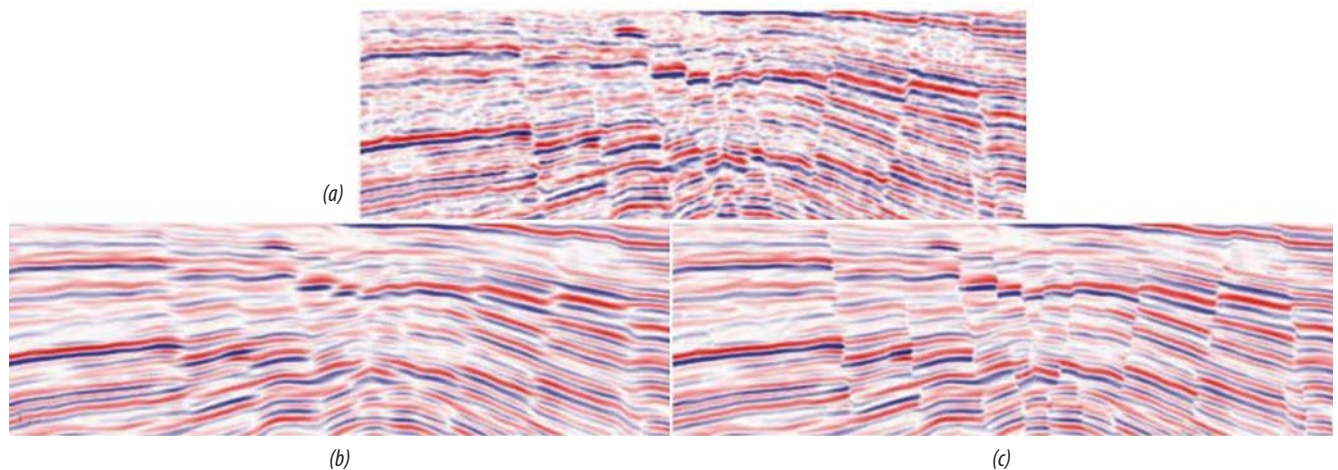
$$g(|\nabla u|) = \varepsilon D \tag{10}$$

Có thể thấy tại các đứt gãy $g(|\nabla u|)$ cũng rất nhỏ, do đó đứt gãy cũng được bảo tồn trong quá trình lọc khuếch tán.

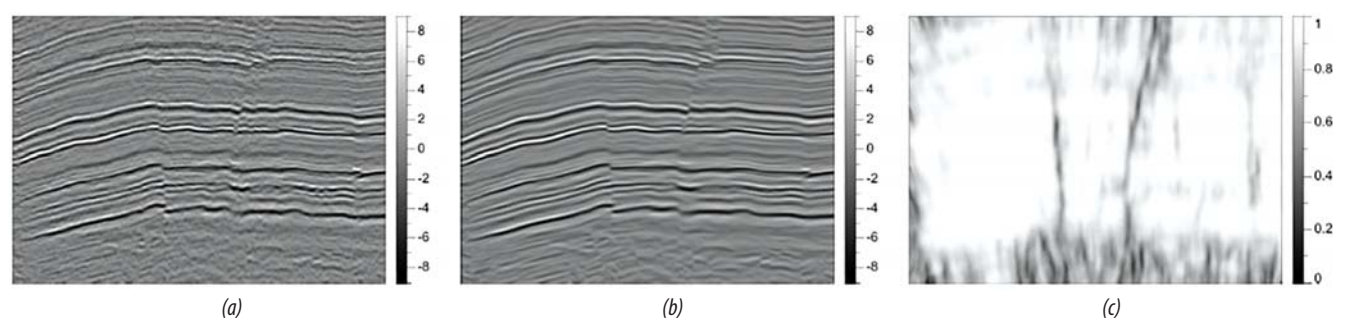
Các sửa đổi sau này của lọc khuếch tán (ví dụ thuật toán của Dave Hall [15]) đưa ra các hàm ước lượng đứt gãy khác ngày càng chính xác hơn và được biết dưới tên chung là tương quan cấu trúc (structure semblance).

3.3.2. Phát hiện đứt gãy tự động

Tensor cấu trúc còn có ứng dụng rất hiệu quả trong việc phát hiện đứt gãy tự động thông qua thuộc tính phản xạ hỗn độn (chaos) trong các nghiên cứu của Randen [13].



Hình 9. Minh họa lọc không bảo tồn, lọc bảo tồn [13]



Hình 10. Mật cắt gốc (a), lọc hướng cấu trúc có sử dụng (b), ước lượng đứt gãy bằng lọc tương quan cấu trúc (c) [5]

Tương tự như phân tích cấu trúc (mục 3.2), giả thiết tensor cấu trúc địa phương tương ứng với 3 giá trị riêng $\lambda_1 \geq \lambda_2 \geq \lambda_3$. Randen et.al. quan tâm đến các trường hợp điển hình sau của các mặt phản xạ (Hình 11).

Trường hợp việc ước lượng hướng địa phương liên quan đến mặt phản xạ liên tục (Hình 11a) thì các giá trị riêng sẽ tương ứng với λ_1 lớn hơn rất nhiều so với λ_2 và λ_3 : $\lambda_1 \gg \lambda_2 \approx \lambda_3$.

Trường hợp việc ước lượng hướng địa phương được tiến hành qua các vị trí đứt gãy (Hình 11b và c), khi đó các giá trị riêng sẽ tương ứng với λ_2 và/hoặc λ_3 có độ lớn tương đương λ_1 : $\lambda_1 \approx \lambda_2 \gg \lambda_3$ hoặc $\lambda_1 \approx \lambda_2 \approx \lambda_3$.

Randen et. al. đưa ra tỷ số sau nhằm xác định vị trí bất liên tục:

$$J = \frac{2\lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_3} - 1 \quad (11)$$

Theo đó, trong trường hợp $\lambda_1 \gg \lambda_2$, hướng cấu trúc rõ ràng, chỉ số J tiến tới -1. Nếu $\lambda_1 \approx \lambda_2 \approx \lambda_3$, $J \approx 0$. Cuối cùng, nếu $\lambda_1 \approx \lambda_2$, nhưng $\lambda_3 \approx 0$ (theo phân tích của Bakker [11]), J tiến tới +1.

Thuộc tính hỗn độn (chaos) có tính chất không phụ thuộc vào độ dốc và hướng phương vị (azimuth), đồng thời không phụ thuộc vào biên độ địa chấn.

Dựa trên các vector riêng và giá trị riêng của tensor cấu trúc có thể ước lượng được hướng địa phương của các mặt phản xạ địa chấn. Từ đó, khu vực có độ liên tục kém (đứt gãy, nứt nẻ, bất liên tục) sẽ tương ứng với khu vực có tín hiệu phản xạ hỗn độn, như vậy các đứt gãy có thể được tự động phát hiện. Hình 12 minh họa các bước từ nâng cao chất lượng địa chấn tới tính toán thuộc tính hỗn độn (chaos).

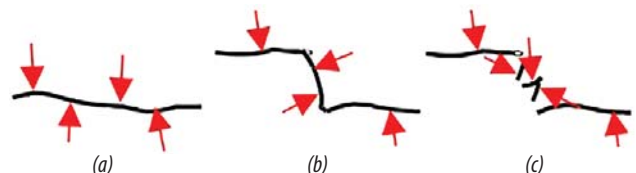
3.3.3. Phân tích tự động tương địa chấn

Tensor cấu trúc có ứng dụng quan trọng trong minh giải và nhận dạng tương địa chấn tự động, ví dụ Hình 1 (một số bài viết, nguyên lý và ứng dụng có thể được tham khảo từ khảo sát năm 2005 của Iske [8]). Các phương pháp nhận dạng đều căn cứ vào nguyên tắc chung bao gồm:

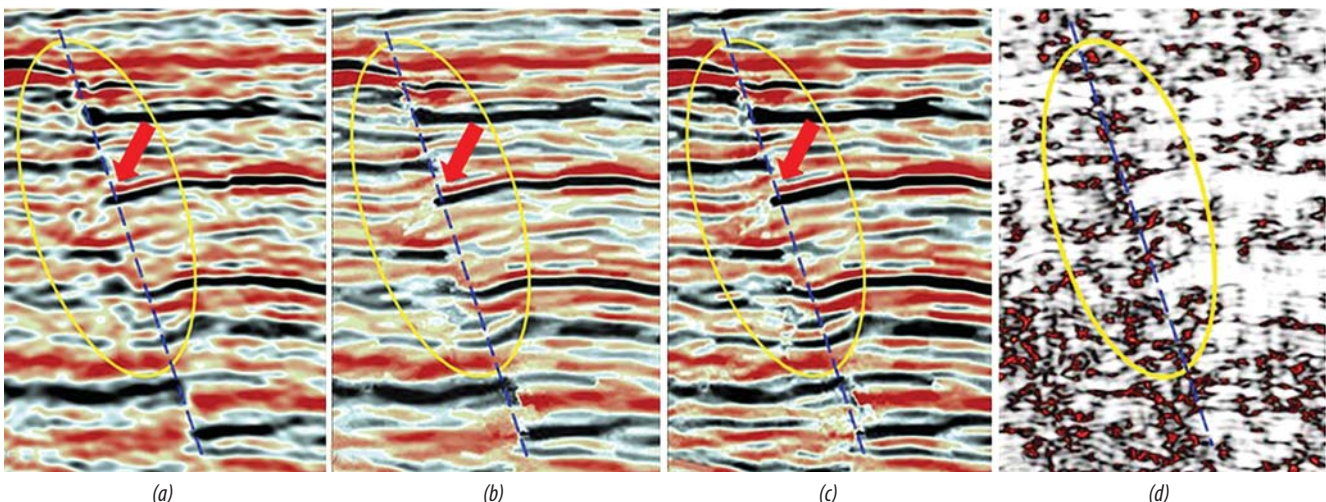
- Phân tách các dạng đặc trưng (Feature extraction): Phân tích các thể/đối/tướng địa chấn đáng quan tâm thành các thành phần đặc trưng cơ bản.
- Học máy (Machine learning): Phát hiện sự tương quan (phi tuyến) giữa tập hợp các đặc trưng thành phần và các tướng địa chấn đã biết trước, thường là thông qua các mạng neural nhân tạo.
- Ứng dụng kết quả học máy tại các khu vực cụ thể, nhận dạng mẫu (Pattern Recognition).

Trong chuỗi chu trình này (Hình 13a), tensor cấu trúc đóng vai trò chủ đạo cho khâu phân tách (Hình 13b), đồng thời là đơn vị cơ bản xuyên suốt các khâu nhận dạng do bản chất hình học có tính tương quan cao với các dạng tương địa chấn khác nhau.

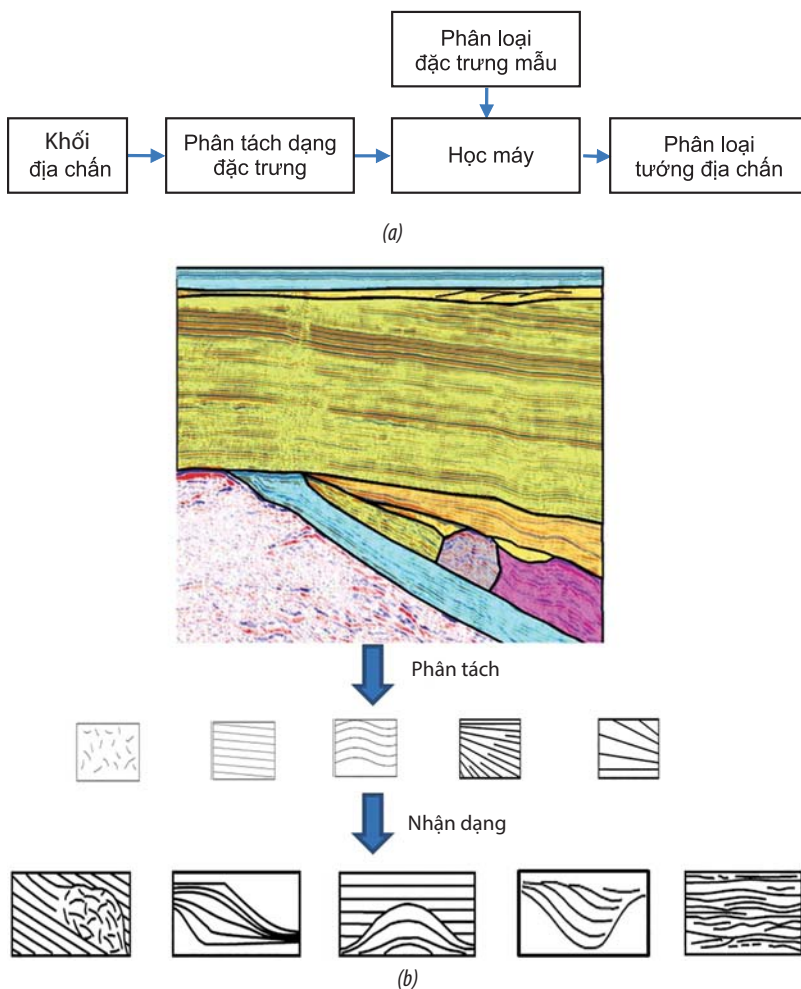
Minh giải địa chấn tự động, hiểu theo nghĩa rộng, sẽ liên quan đến việc sử dụng, đúc rút (extract) từ nhiều



Hình 11. Mặt phản xạ liên tục (smooth) sẽ có một hướng chủ đạo tương ứng với trường hợp $\lambda_1 \gg \lambda_2 \approx \lambda_3$ (a), mặt phản xạ bị gãy khúc (bent) sẽ có 2 hướng chính tương ứng với trường hợp $\lambda_1 \approx \lambda_2 \gg \lambda_3$ (b), một đứt gãy với đối phá hủy với vector gradient chỉ theo tất cả các hướng sẽ tương ứng với trường hợp $\lambda_1 \approx \lambda_2 \approx \lambda_3$ (c)



Hình 12. Mặt cắt gốc (a), lọc hướng cấu trúc (b), lọc cấu trúc và trắng hóa phổ (c), xử lý đặc biệt (thuộc tính hỗn độn - chaos) phát hiện đứt gãy ứng dụng tensor cấu trúc (các bước xử lý tiến hành tại EPC-VPI) (d)



Hình 13. Minh giải tự động dựa trên nhận dạng tương địa chấn chu trình nhận dạng mẫu (a), minh họa chu trình (b)

thuộc tính địa chấn khác nhau, trong đó tensor cấu trúc đóng vai trò quan trọng. Lĩnh vực này đang được phát triển nhanh chóng trong thời gian gần đây.

4. Kết luận

Tensor cấu trúc là công cụ quan trọng đóng vai trò nền tảng trong xử lý phân tích cấu trúc, góp phần nâng cao chất lượng tài liệu địa chấn (đã xử lý hoặc tích hợp trong chu trình xử lý). Trong đó, ứng dụng lọc hướng cấu trúc phi tuyến giúp giảm nhiễu, tín hiệu địa chấn sắc nét, liên tục đồng thời vẫn bảo tồn được cấu trúc. Bên cạnh đó, các ứng dụng đặc biệt như lọc bảo tồn đứt gãy và phát hiện đứt gãy tự động của tensor cấu trúc giúp xác định các hệ thống đứt gãy, không liên tục cũng như phân tách các cấu trúc địa chất (phân lớp bằng, uốn nếp, hỗn độn...).

Tài liệu tham khảo

1. Armin Iske, Trygve Randen. *Mathematical methods and modelling in hydrocarbon exploration and production*. Springer and Schlumberger. 2005.

2. Mike S.Bahorich, John Lopez, Norman L.Haskell, Susan E.Nissen, Alan Poole. *Stratigraphic and structural interpretation with 3-D coherence*. Society of Exploration Geophysicists. 1995.

3. C.J.Finn. *Estimation of three dimensional dip and curvature from reflection seismic data*. Society of Exploration Geophysicists. 1986.

4. Kurt J.Marfurt, R. LynnKirilin, Steven L.Farmer, Michael S.Bahorich. *3-D seismic attributes using a semblance-based coherency algorithm*. Geophysics. 1998; 63(4): p. 1150 - 1165.

5. Kurt J.Marfurt, V.Sudhaker, Adam Gersztenkorn, Kelly D.Crawford, Susan E.Nissen. *Coherency calculations in the presence of structural dip*. Geophysics. 1999; 64(1): p. 104 - 111.

6. Satinder Chopra. *Coherence cube and beyond*. First Break. 2002; 20(1): p. 27 - 33.

7. Richard J.Lisle. *Detection of zones of abnormal strains in structures using Gaussian curvature analysis*. AAPG Bulletin. 1994; 78: p. 1811 - 1819.

8. Andy Roberts. *Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons*. First Break. 2001; 19(2): p. 85 - 100.

9. José L.Massaferro, Mayte Bulnes, Josep Poblet, Neil Casson. *Kinematic evolution and fracture prediction of the Valle Morado structure inferred from 3D seismic data, Salta Province, northwest Argentina*. AAPG Bulletin. 2003; 87(7): p. 1083 - 1104.

10. Trygve Raden, Erik Monsen, Claude Signer, Arve Abrahamsen, Jan Ove Hansen, Toril Sæter, Jürgen Schlaf. *Three-dimensional texture attributes for seismic data analysis*. Schlumberger Stavanger Research. 2000.

11. Peter Bakker. *Image structure analysis for seismic interpretation*. Technische Universiteit Delft. 2002.

12. Pietro Perona, Jitendra Malik.

Scale-space and edge detection using anisotropic diffusion. Proceedings of IEEE Computer Society Workshop on Computer Vision. 1987.

13. Gijs C.Fehmers, Christian F.W.Höcker. *Fast structural interpretation with structure-oriented filtering.* Geophysics. 2003; 68(4).

14. Guillermo. *Digital image processing: p054 - Anisotropic diffusion.* Anisotropic diffusion from online

Coursera course "Image and Video Processing: From Mars to Hollywood with a Stop at the Hospital". https://www.youtube.com/watch?v=B_TiVX7zN8U. 2011.

15. Dave Hale. *Structure-oriented smoothing and semblance.* Center for Wave Phenomena, Colorado School of Mines, Golden CO 80401, USA. 2009.

Structure analysis and quality enhancement of seismic data

Ta Quang Minh, Bui Thi Hanh, Nguyen Tien Thinh
Vietnam Petroleum Institute
Email: minhqt@vpi.pvn.vn

Summary

Structure analysis and quality enhancement of seismic data have many applications in structure interpretation, specification of seismic sequences with different reflection patterns, as well as finding the location of faults and discontinuities in seismic sections. In this paper, the authors analyse structure and geometric properties - a seismic attribute known as structure tensor - and its application in seismic data quality enhancement via anisotropic diffusion filtering.

Key words: Seismic processing, seismic attributes, structure-oriented filtering, seismic pattern recognition, seismic data quality.

NGHIÊN CỨU ĐÁNH GIÁ CÁC GIẢI PHÁP GIẢM THIỂU ẢNH HƯỞNG CỦA HIỆN TƯỢNG NGƯNG TỤ LỒNG VÙNG CẬN ĐÁY GIẾNG NHẪM GIA TĂNG HIỆU QUẢ KHAI THÁC CÁC GIẾNG MỎ HẢI THẠCH

Nguyễn Minh Quý, Phạm Trường Giang, Lê Vũ Quân, Hoàng Long
 Viện Dầu khí Việt Nam
 Email: quynm@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Mỏ khí - condensate Hải Thạch (Lô 05-2, bể Nam Côn Sơn) có điều kiện địa chất phức tạp, nhiệt độ và áp suất cao. Trong quá trình khai thác, sản lượng khí bị sụt giảm do hiện tượng ngưng tụ lỏng vùng cận đáy giếng. Để giảm thiểu ảnh hưởng của hiện tượng này, nhóm tác giả đã xây dựng mô hình mô phỏng toàn mỏ dựa trên mô hình địa chất hiện có và các kết quả phân tích đá chứa, chất lưu mới nhất; từ đó đánh giá các giải pháp công nghệ, kỹ thuật nhằm cải thiện hệ số sản phẩm, nâng cao hiệu quả khai thác mỏ Hải Thạch.

Từ khóa: Ngưng tụ lỏng, áp suất ngưng tụ, mô hình cận đáy giếng, mô hình mô phỏng.

1. Đặt vấn đề

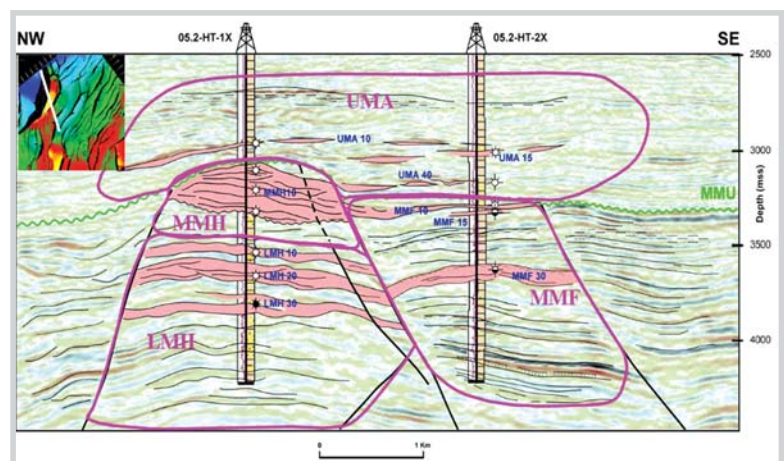
Trong quá trình khai thác mỏ khí, áp suất vỉa giảm dần. Khi giảm đến áp suất bão hòa (còn gọi là áp suất ngưng tụ hay điểm sương - dew point pressure), các cấu tử nặng trong lưu chất sẽ bắt đầu ngưng tụ, mức độ càng tăng khi áp suất giảm nhiều. Với sự có mặt của pha lỏng, độ thấm đối với pha khí giảm nhanh. Khi độ bão hòa condensate thấp hơn bão hòa lỏng tới hạn, pha lỏng không di chuyển được và tích tụ tại vỉa gây cản trở dòng khí chảy vào giếng. Quá trình ngưng tụ lỏng ảnh hưởng trực tiếp tới động thái khai thác, cụ thể là giảm lưu lượng khí [1]; ngoài ra, do mất thành phần nặng trong vỉa, dòng sản phẩm khai thác được sẽ giảm giá trị [2].

Mỏ Hải Thạch có điều kiện địa chất phức tạp, nhiệt độ và áp suất cao. Đối tượng chứa chính của mỏ Hải Thạch có tuổi từ Miocene giữa đến Miocene muộn. Cấu trúc vỉa chứa phức tạp, được chia thành 3 khối chính với nhiều tập cát xen kẹp (Hình 1). Tính chất đá chứa có sự thay đổi khá lớn giữa các tập cũng như theo diện trong phạm vi mỏ dẫn đến quá trình ngưng tụ lỏng tại khu vực cận đáy giếng.

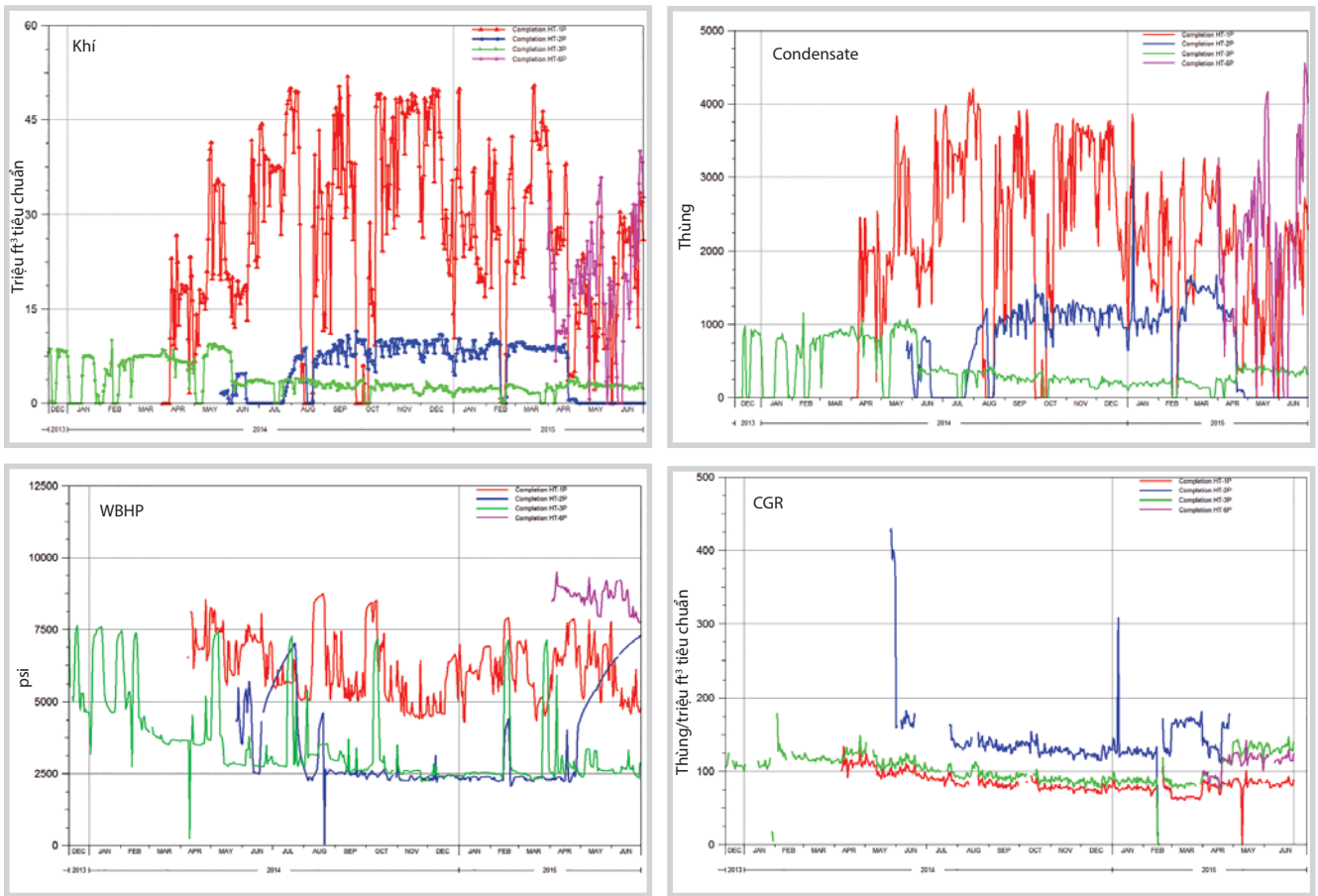
Theo các báo cáo sản xuất của nhà thầu, tính đến hết tháng 6/2015, đã có 5 giếng khai thác được khoan tại khu vực mỏ, lưu lượng khai thác trung bình giếng đạt khoảng 20 triệu ft³ tiêu chuẩn/ngày. Động thái khai thác

của từng giếng có sự khác biệt rất lớn (Hình 2 và 3). Lưu lượng khí thay đổi từ 3 - 50 triệu ft³ khí tiêu chuẩn/ngày, tỷ số lỏng - khí thay đổi từ 60 - 180 thùng/triệu ft³ tiêu chuẩn. Kết quả phân tích lưu lượng dòng và đồ thị áp suất đáy giếng cho thấy áp suất đáy các giếng đều giảm xuống thấp hơn so với áp suất bão hòa. Có thể dự báo hiện tượng ngưng tụ lỏng xuất hiện ở các giếng đang khai thác. Tuy nhiên, do chất lượng đá chứa tại các khu vực giếng có sự biến đổi tương đối lớn nên mức độ cũng như ảnh hưởng của quá trình ngưng tụ lỏng đến hiệu quả khai thác của các giếng cũng khác nhau. Các giếng HT-2P và HT-3P chịu ảnh hưởng lớn nhất của hiện tượng ngưng tụ condensate. Giếng HT-3P đang khai thác với hệ số sản phẩm thấp và tốc độ suy giảm nhanh.

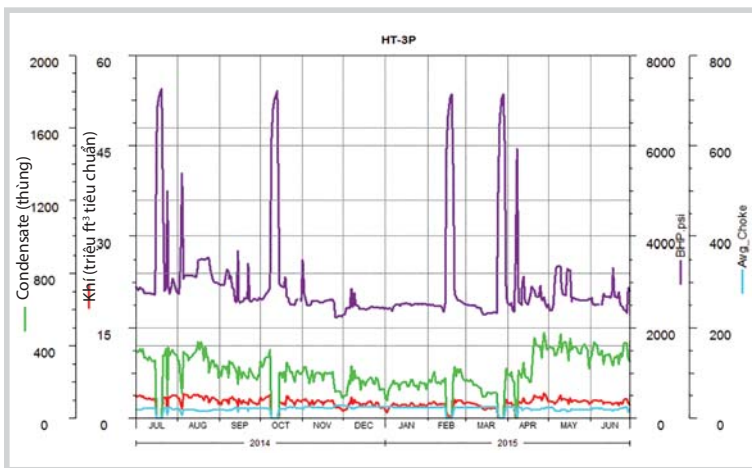
Hiện tại chưa có nghiên cứu hoàn chỉnh nào về hiện tượng ngưng tụ lỏng và các giải pháp khắc phục. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả dựa trên mô hình địa chất hiện có và các kết quả phân tích đá chứa, chất lưu mới nhất xây dựng mô hình mô phỏng thành phần toàn mỏ (full field compositional model) nhằm đánh giá các giải pháp công



Hình 1. Cấu trúc vỉa chứa mỏ Hải Thạch



Hình 2. Biểu đồ động thái khai thác các giếng mỏ Hải Thạch



Hình 3. Biểu đồ sản lượng khai thác giếng HT-3P

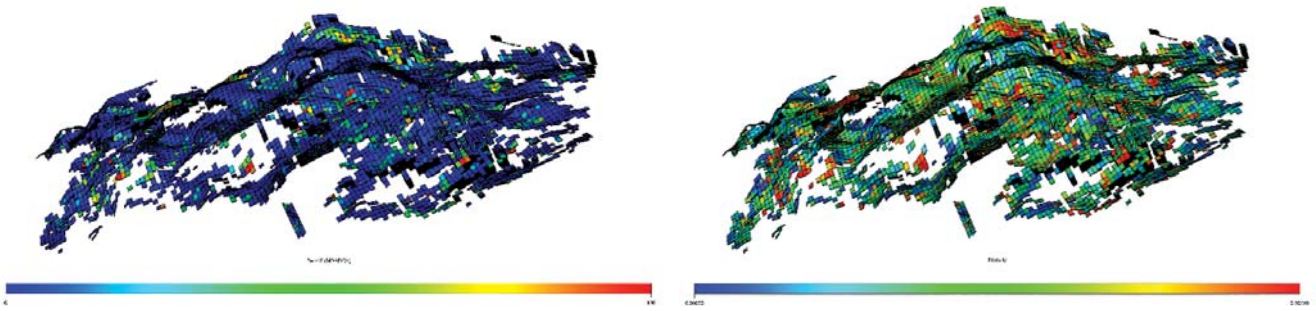
Bảng 1. Thông số mô hình mô phỏng toàn mỏ Hải Thạch

Thông số	Giá trị
Cấu trúc ô lưới (X-Y-Z)	196 x 161 x 85
Kích thước ô lưới	200 x 200 x 30ft
Số ô lưới hoạt động	241.591
Độ thấm trung bình	35,7mD
Độ rỗng trung bình	15%
Số giếng hoạt động	4

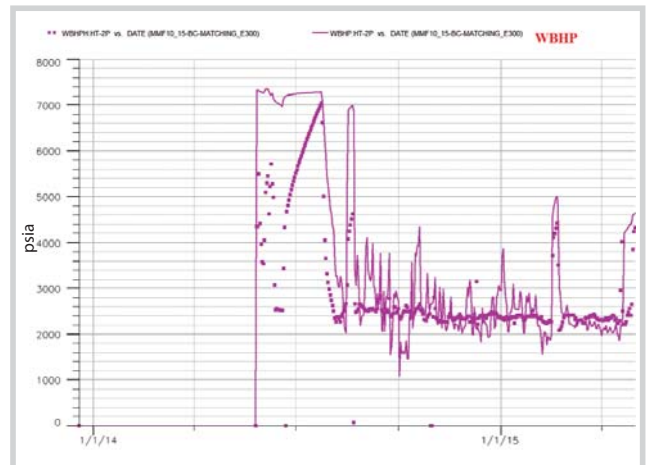
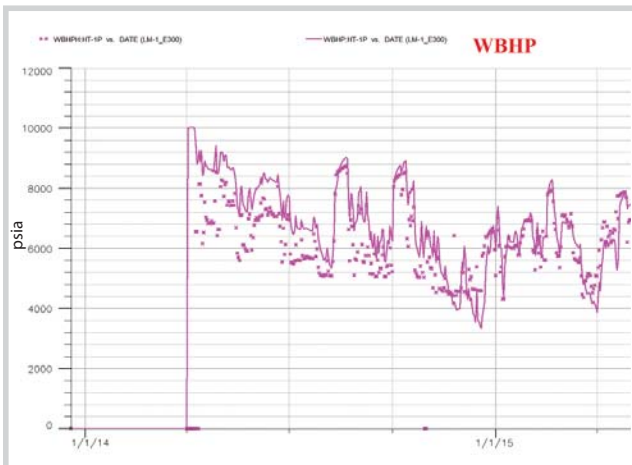
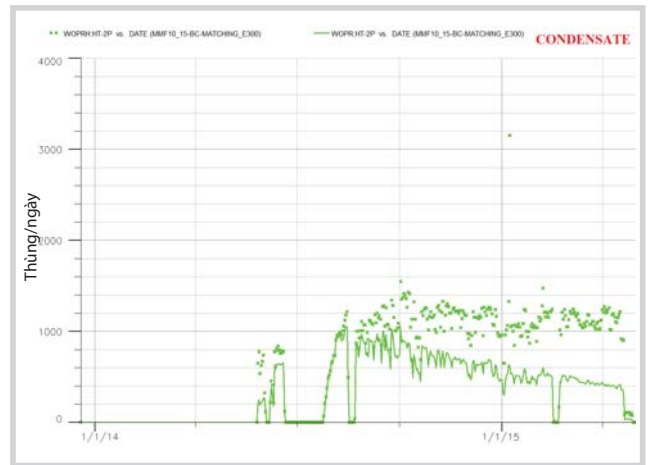
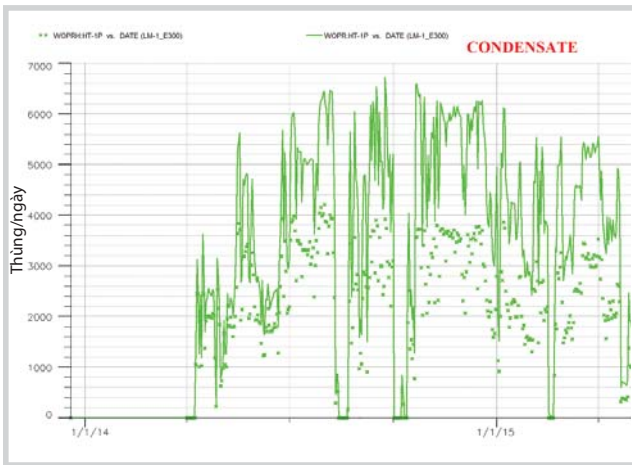
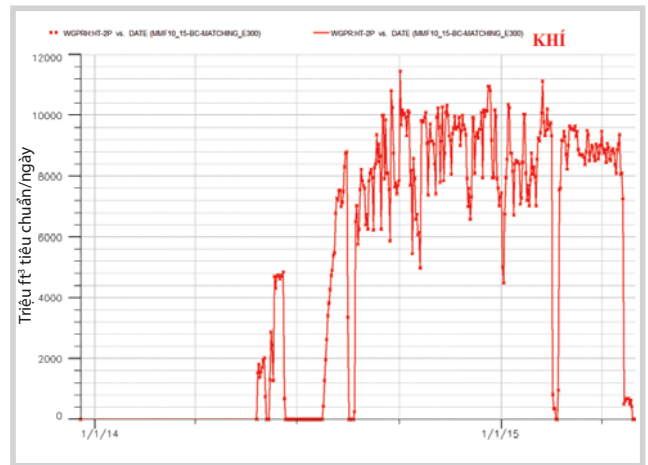
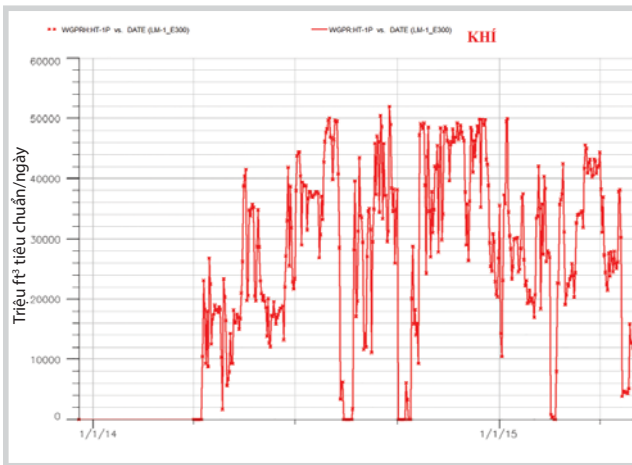
nghe kỹ thuật với mục tiêu giảm thiểu ảnh hưởng của hiện tượng ngưng tụ lỏng trong vỉa, góp phần cải thiện hệ số sản phẩm cũng như hiệu quả khai thác mỏ Hải Thạch.

2. Xây dựng mô hình mô phỏng khai thác mỏ Hải Thạch

Mô hình mô phỏng cho toàn mỏ Hải Thạch được xây dựng và phân tích dựa trên mô hình địa chất 3D và các thông số công nghệ mô gồm: tính chất đá chứa, chất lưu, đường cong thấm pha và lịch sử làm việc của các giếng khai thác. Mô hình thủy động lực được xây dựng trên phần mềm Eclipse E300, dạng mô phỏng đa thành phần (compositional modelling), với cấu trúc ô lưới được giữ nguyên từ mô hình địa chất (không thực hiện thô hóa - upscaling) nhằm đảm bảo phân bố đá chứa đã thực hiện trong mô hình địa chất. Kích thước ô lưới trong mô hình là 200 x 200 x 30ft, tổng số ô lưới hoạt động (active cells) là 241.591. Các thông số về cấu trúc ô lưới và phân bố đá chứa thể hiện trong Bảng 1 và Hình 4.

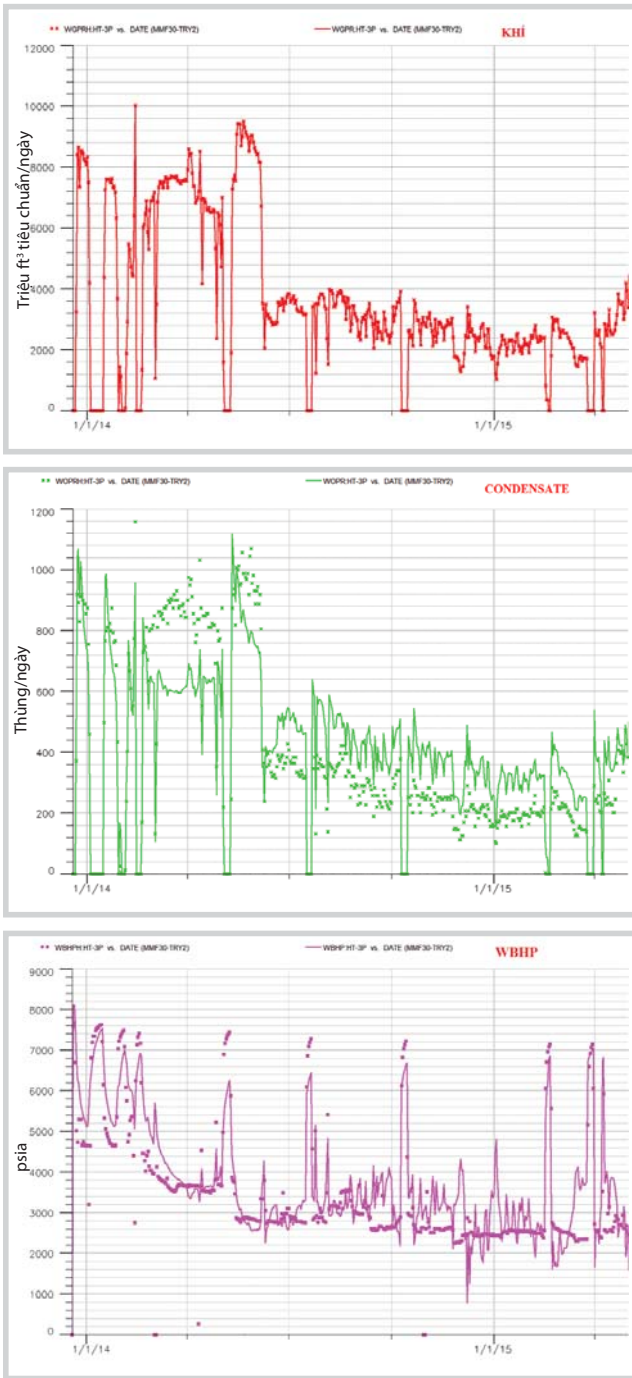


Hình 4. Phân bố đá chứa các tập vỉa Hài Thạch

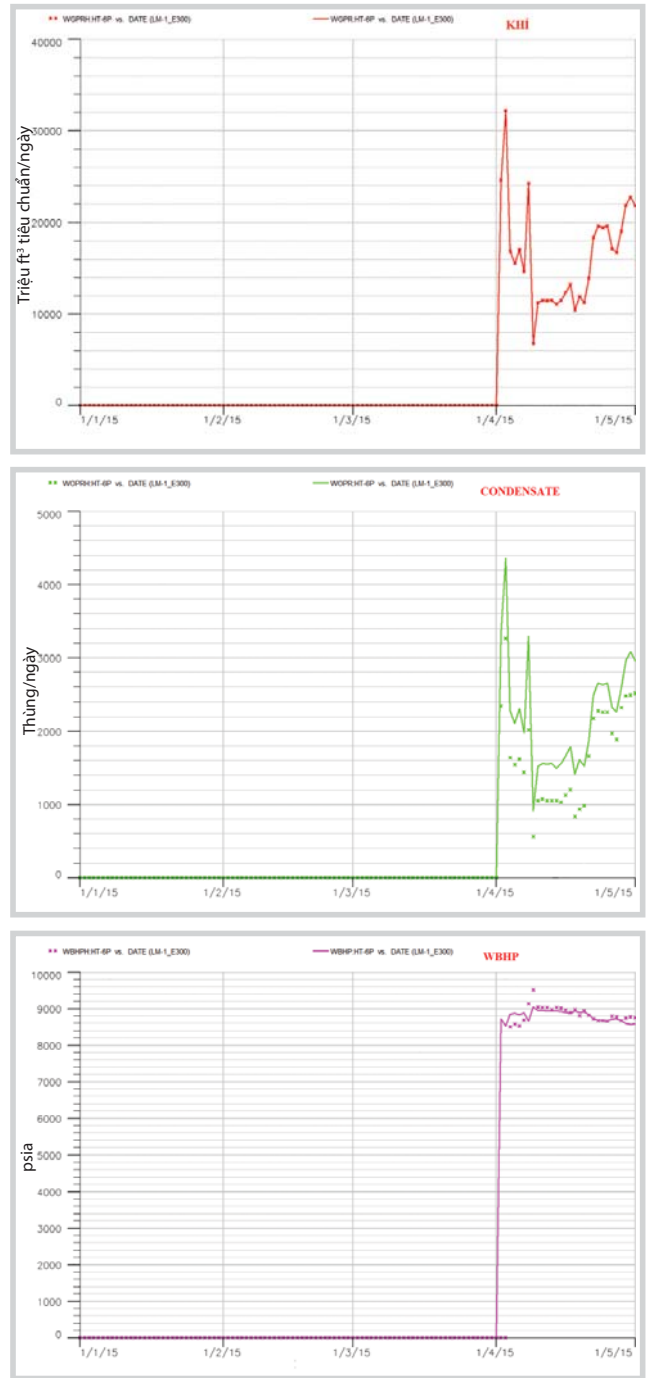


Hình 5. Kết quả phục hồi lịch sử giếng HT-1P

Hình 6. Kết quả phục hồi lịch sử giếng HT-2P



Hình 7. Kết quả phục hồi lịch sử giếng HT-3P

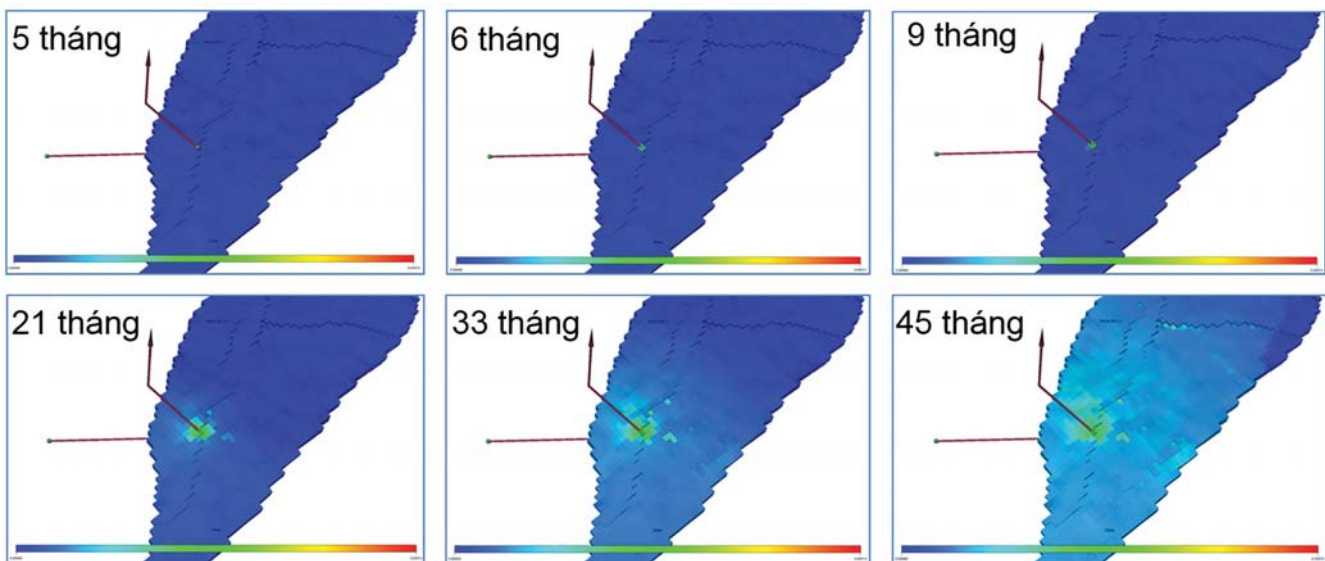


Hình 8. Kết quả phục hồi lịch sử giếng HT-6P

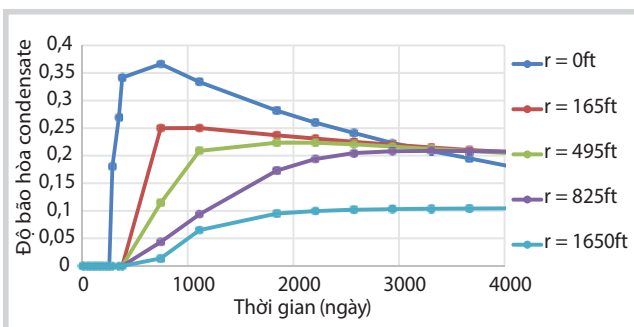
Để đảm bảo mức độ tin cậy của mô hình mô phỏng, công tác phục hồi lịch sử khai thác được thực hiện cho các giếng. Mô hình được hiệu chỉnh độ thấm địa phương và mức độ liên thông của đá chứa. Hình 5 - 8 thể hiện các kết quả khớp lịch sử cho 4 giếng khai thác. Nhìn chung, các giếng đều cho kết quả phù hợp với thực tế. Lưu lượng condensate có mức độ sai khác lớn hơn, nguyên nhân chính do các mẫu chất lưu không được lấy đầy đủ cho các tầng chứa, dẫn đến sai số về chỉ số khí dầu cũng như tính chất chất lưu tại các tập cát.

3. Hiện tượng ngưng tụ lỏng tại giếng HT-3P

Kết quả mô phỏng động thái khai thác theo thời gian của giếng HT-3P (Hình 9 và 10) cho thấy chỉ sau một thời gian ngắn khai thác hiện tượng ngưng tụ lỏng đã xuất hiện với việc bão hòa lỏng tăng lên ở vị trí đáy giếng. Đối condensate ngưng tụ đã hình thành xung quanh đáy giếng ngay khi áp suất đáy giếng giảm xuống dưới áp suất điểm sương [3]. Condensate ngưng tụ xảy ra gần như ngay lập tức tại cận đáy giếng và tăng nhanh đến 35%.



Hình 9. Hiện tượng ngưng tụ lỏng tại giếng HT-3P mô hình toàn mô



Hình 10. Bán kính vùng ngưng tụ lỏng tại giếng HT-3P mô hình toàn mô

Càng ra xa vị trí giếng, mức độ ngưng tụ càng giảm. Tốc độ mở rộng của vùng ngưng tụ xảy ra tương đối nhanh, sau khoảng 3 tháng bán kính ảnh hưởng đã mở rộng đến 200ft và chỉ sau 9 tháng đã tăng lên đến 1.000ft.

Hình 11 thể hiện quá trình biến đổi thành phần chất lưu do ngưng tụ thành phần nặng trong vỉa chứa. Hàm lượng hydrocarbon nặng trong vỉa tăng dần trong quá trình khai thác thể hiện hiện tượng ngưng tụ lỏng đã diễn ra và mở rộng liên tục trong vỉa.

4. Đánh giá các giải pháp tăng cường khai thác

Trên cơ sở mô hình khai thác đã xây dựng, nhóm tác giả đánh giá các giải pháp công nghệ, kỹ thuật đang được áp dụng rộng rãi trên thế giới nhằm đưa ra đánh giá ban đầu về khả năng áp dụng các giải pháp này trên phạm vi mỏ. Các giải pháp bao gồm:

- Kích thích vỉa bằng phương pháp nứt vỉa thủy lực hoặc bơm acid nhằm cải thiện độ thấm khu vực cận đáy giếng, hạn chế sự giảm áp trong quá trình lưu thông lưu chất đến vùng cận đáy giếng. Các mỏ siliciclastic thường áp dụng phương pháp nứt vỉa thủy

lực, phương pháp bơm acid thường áp dụng đối với các mỏ carbonate [4].

- Sử dụng giếng khai thác thân ngang hoặc thân xiên nhằm tăng diện tích tiếp xúc với vỉa, giảm độ chênh giữa áp suất đáy giếng và áp suất vỉa [4].

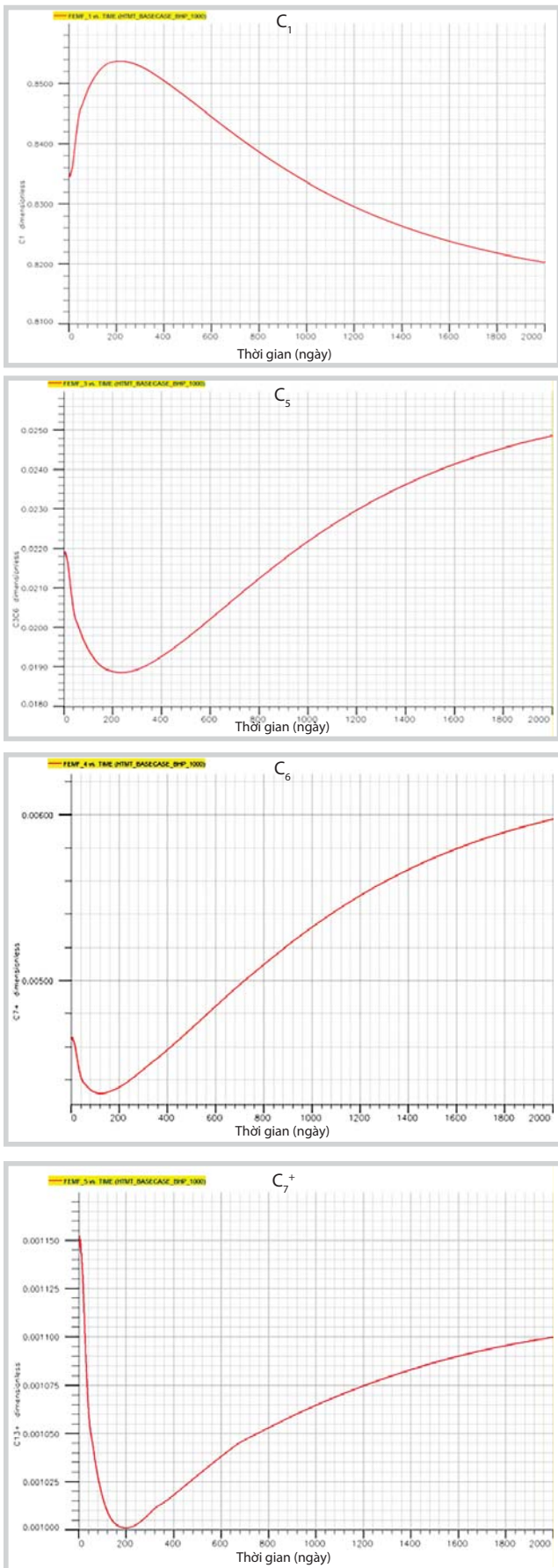
- Duy trì áp suất vỉa cao hơn áp suất điểm sương ($P_{res} > P_{dew}$) bằng cách bơm khí khô (dry gas) vào thành hệ để duy trì áp suất.

- Phương pháp Huff & Puff: thực hiện tuần hoàn quá trình bơm ép và khai thác nhằm hóa hơi lượng condensate bị ngưng tụ xung quanh giếng. Tuy nhiên, phương pháp này chỉ hiệu quả khi khí được bơm ép với lưu lượng thể tích đủ lớn và áp suất cao hơn giá trị áp suất bão hòa P^* (tại áp suất có giá trị liquid dropout cao nhất). Trong phương pháp này có thể sử dụng các khí bơm ép như methane, ethane, propane, CO_2 và N_2 hoặc hỗn hợp các khí [5].

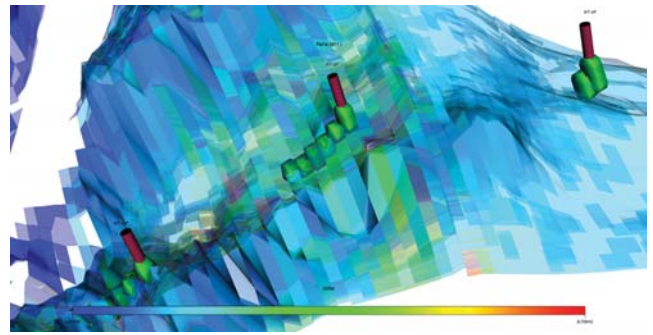
- Bơm ép dung môi/chất hoạt động bề mặt nhằm giảm sức căng bề mặt giữa khí và condensate, giúp thu hồi các condensate bị giữ lại tại các khe nứt trong vỉa, qua đó giảm độ bão hòa condensate tới hạn, với cơ chế tương tự việc bơm ép chất hoạt động bề mặt nâng cao hệ số thu hồi cho các mỏ dầu. Tuy nhiên, giải pháp này gần như không thể áp dụng cho mỏ Hải Thạch do mỏ có nhiệt độ vỉa rất cao (140 - 180°C), giá hóa phẩm có thể chịu được nhiệt độ của mỏ cũng cao, do đó nhóm tác giả không nghiên cứu phương án này.

4.1. Áp dụng giếng khoan xiên, giếng ngang

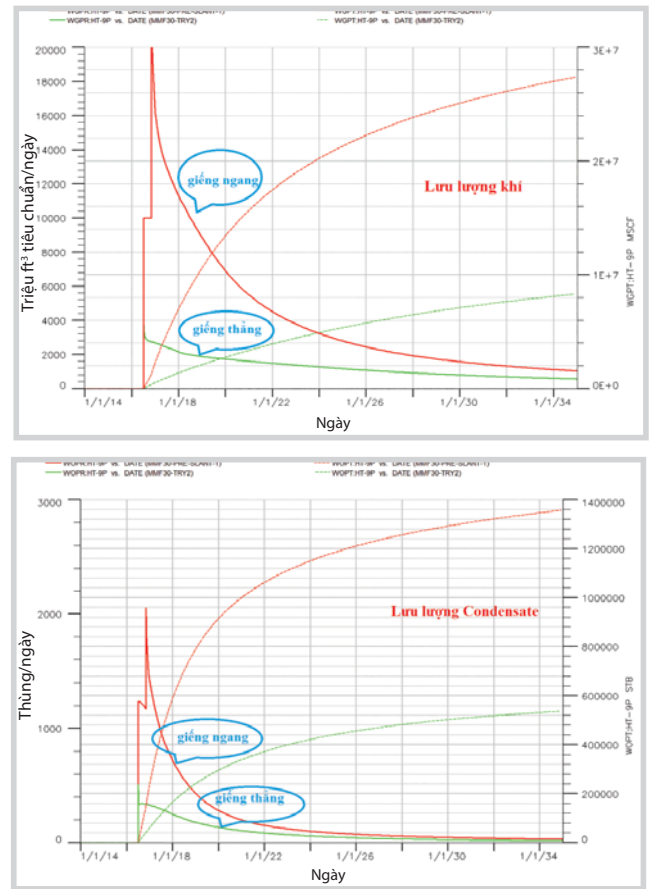
Theo thiết kế ban đầu, mỏ Hải Thạch còn 3 giếng khoan trong quỹ giếng dự kiến. Phương án sử dụng giếng



Hình 11. Biến đổi thành phần hydrocarbon trong vỉa chứa theo thời gian



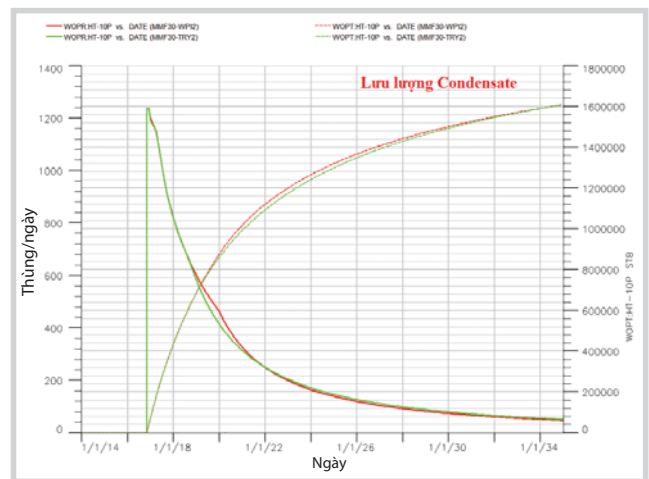
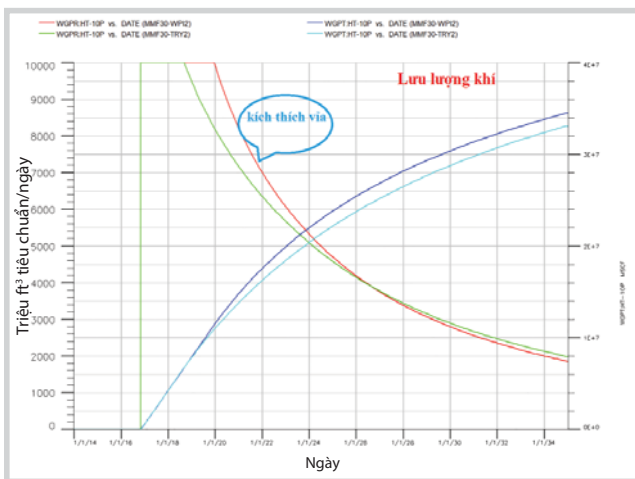
Hình 12. Vị trí các giếng tối ưu quỹ đạo



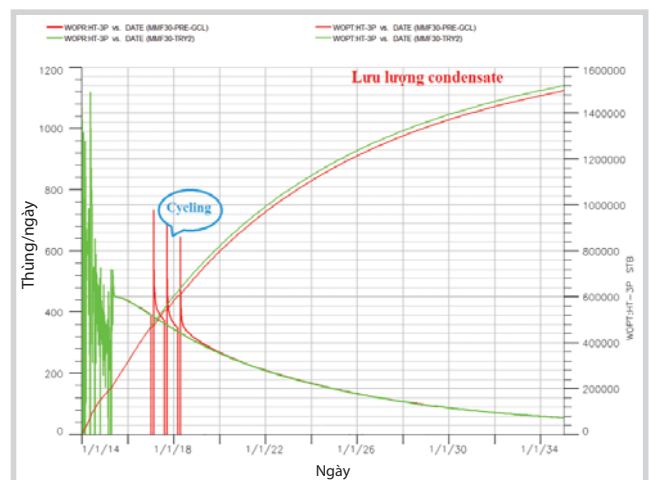
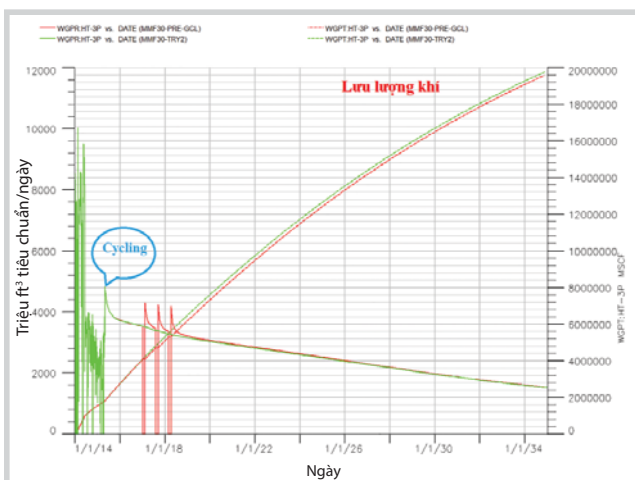
Hình 13. Hiệu quả tối ưu quỹ đạo giếng trên mô hình mở

khoan xiên, giếng khoan ngang được thực hiện với cả 3 giếng này, với quỹ đạo dự kiến như trong Hình 12. Vị trí 3 giếng mới được lựa chọn dựa trên việc đánh giá phân bố trữ lượng còn lại và thông qua việc chạy phần mềm Sim Opt lựa chọn vị trí giếng khoan tối ưu trên mô hình. Hai phương án được thiết lập là: (i) cả 3 giếng đều được khoan thẳng đứng; (ii) 3 giếng khoan ngang với chiều dài đoạn khoan ngang là 200m.

Kết quả dự báo khai thác trong Hình 13 cho thấy giếng khoan ngang có thể mang lại hiệu quả cao hơn so với việc áp dụng cho giếng khoan thẳng đứng với lưu lượng khí khai thác tăng từ 5 triệu ft^3 tiêu chuẩn/ngày lên đến 20 triệu ft^3 tiêu chuẩn/ngày. Tuy kết quả chạy mô hình



Hình 14. Hiệu quả kích thích vỉa trên mô hình mỏ



Hình 15. Hiệu quả phương pháp Huff & Puff trên mô hình mỏ

khả quan nhưng không khả thi do điều kiện mỏ Hải Thạch rất phức tạp cho thi công khoan như nhiệt độ cao, áp suất cao.

4.2. Các biện pháp kỹ thuật kích thích vỉa

Với các giả định cho mô phỏng dự báo khai thác gồm điều chỉnh hệ số Skin, chỉ số WPI và thời gian hiệu quả trong 1 năm. Kết quả dự báo tổng hợp trong Hình 14 cho thấy hiệu quả của giải pháp này trong việc tăng cường hiệu năng khai thác của giếng, trong đó đa số các giếng khai thác đều có lưu lượng gia tăng từ 15 - 20%. Xét tính khả thi về kỹ thuật và chi phí, đây là giải pháp thích hợp nhất có thể áp dụng cho các giếng khai thác của mỏ Hải Thạch.

4.3. Tuần hoàn khai thác - bơm ép

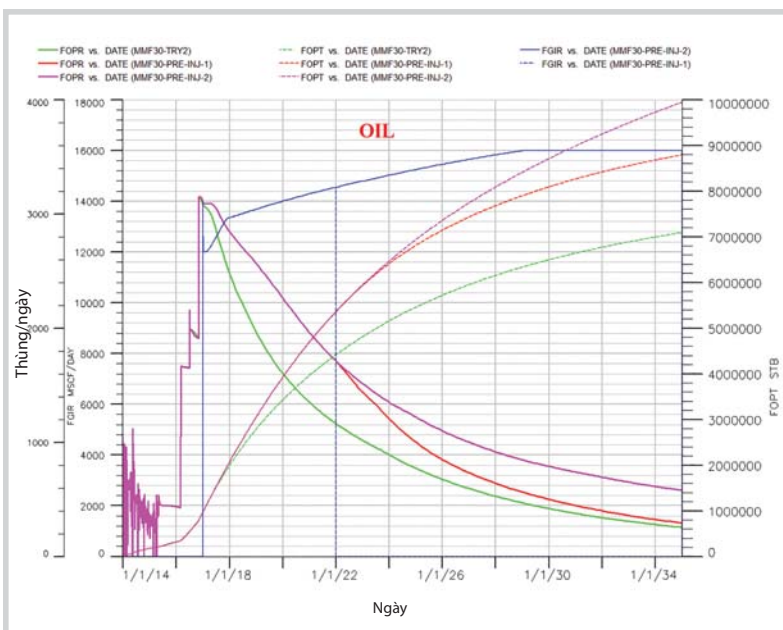
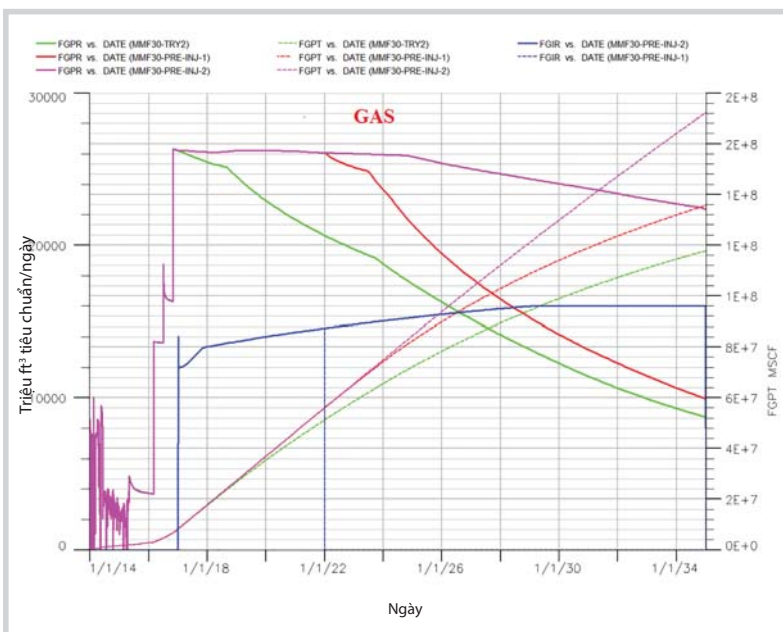
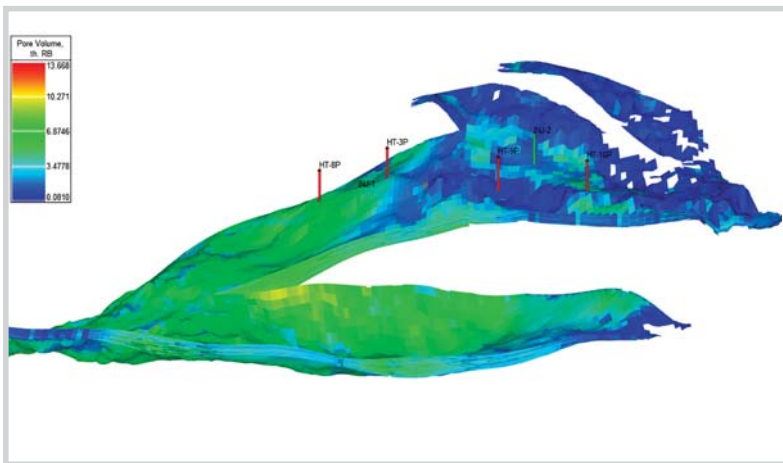
Giải pháp áp dụng tuần hoàn khai thác - bơm ép được thực hiện cho các giếng. Các thông số kiểm soát trong mô hình bao gồm: thời gian dừng khai thác (1 tháng); thời

gian tuần hoàn bơm ép khí (2 tuần); thời gian khai thác (6 tháng).

Kết quả chạy mô phỏng (Hình 15) không có sự cải thiện đáng kể, cho thấy đây không phải là giải pháp có thể mang lại hiệu quả trong điều kiện thực tế của mỏ Hải Thạch. Áp suất điểm sương cao, gần với áp suất vỉa nên ngay sau khi tiến hành tuần hoàn bơm ép và khai thác trở lại, áp suất vỉa gần như giảm xuống dưới áp suất điểm sương, dẫn đến quá trình ngưng tụ xuất hiện trở lại.

4.4. Bơm ép khí khô

Phương án bơm ép khí khô vào vỉa được đặt ra với 4 giếng khai thác hiện có và bổ sung 2 giếng bơm ép. Vị trí 2 giếng bơm ép được thiết kế thông qua việc chạy độ nhạy với nhiều vị trí khác nhau và lựa chọn vị trí phù hợp nhất, cho hiệu quả cao nhất. Vị trí 2 giếng bơm ép trên mô hình được thể hiện trên Hình 16.



Hình 16. Hiệu quả phương pháp bơm ép khí trên mô hình mỏ

Nhiều phương án bơm ép với lưu lượng và thời điểm khác nhau đã được thực hiện. Kết quả mô phỏng khá tương đồng với mô hình giếng, cho thấy việc bơm ép khí lại và đã góp phần đáng kể gia tăng hệ số thu hồi condensate, với tổng thu hồi tăng từ 3,2 triệu thùng với phương án không bơm ép lên 4,5 triệu thùng với phương án bơm ép khí trong thời gian 2,5 năm. Với điều kiện của mỏ Hải Thạch, việc bơm ép khí không thể duy trì áp suất vỉa cao hơn áp suất điểm sương, đặc biệt tại khu vực cận đáy giếng, tuy nhiên có thể tái hóa hơi một phần condensate đã ngưng tụ trong vỉa, góp phần gia tăng thu hồi condensate. Giải pháp này khó khả thi do chi phí cải hoán thiết bị bơm ép áp suất và lượng khí bơm ép lại vỉa lớn.

5. Kết luận

Mô hình mô phỏng toàn mỏ Hải Thạch đã được xây dựng trên cơ sở mô hình địa chất hiện có để đánh giá các giải pháp công nghệ, kỹ thuật nhằm hạn chế ảnh hưởng của hiện tượng ngưng tụ lỏng cận đáy giếng.

- Với tính chất và thực trạng khai thác của mỏ Hải Thạch, các phương pháp đều không có khả năng ngăn ngừa quá trình ngưng tụ lỏng xảy ra trong vỉa chứa mà chỉ hạn chế tác động xấu của quá trình này;

- Giải pháp bơm ép khí không giúp duy trì áp suất vỉa trên bão hòa nhưng giúp gia tăng thu hồi condensate, giảm nhẹ ảnh hưởng của hiện tượng ngưng tụ, tuy nhiên rủi ro lớn về kinh tế do chi phí cải hoán thiết bị bơm ép, chi phí cho lượng khí bơm ép lại vỉa lớn;

- Giải pháp bơm hóa chất hoặc khoan giếng xiên, ngang không khả thi về mặt kỹ thuật do nhiệt độ vỉa cao, đặc điểm địa chất phức tạp, với mức độ biến đổi của đá chứa lớn;

- Việc tối ưu chế độ khai thác (tối ưu lưu lượng, khai thác chu kỳ) có thể giúp giảm nhẹ ảnh hưởng tiêu cực của hiện tượng ngưng tụ lỏng trong thời gian ngắn;

- Biện pháp kích thích vỉa (nút vỉa thủy

lực, xử lý acid) là giải pháp tăng cường khai thác hiệu quả nhất được đề xuất, cần có đánh giá chi tiết về công nghệ để có thể triển khai thực tế tại mỏ Hải Thạch.

Tài liệu tham khảo

1. R.S.Barnum, F.P.Brinkman, T.W.Richardson, A.G.Spillette. *Gas condensate reservoir behavior: productivity and recovery reduction due to condensation*. SPE annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, USA. 22 - 25 October, 1995.
2. Tarek Ahmed, John Evans, Reggie Kwan, Tom Vivian. *Wellbore liquid blockage in gas- condensate reservoirs*. SPE

Eastern Regional Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania. 9 - 11 November, 1998.

3. Woo-Cheol Lee, Kye-Jeong Lee, Jeong-Min Han, Young Soo Lee, Won-Mo Sung. *The analysis of gas productivity by the influence of condensate bank near well*. Geosystem Engineering. 2011; 14(3): p. 135 - 144.
4. F.B.Thomas, X.L.Zhou, D.B.Bennion, D.W.Bennion. *Towards optimizing gas condensate reservoirs*. Annual Technical Meeting, Alberta, Canada. 7 - 9 June, 1995.
5. G.Coskuner. *Performance prediction in gas condensate reservoirs*. Journal of Canadian Petroleum Technology. 1999; 38(8).

Assessment of technical solutions to minimise the impact of near-well condensate banking for production improvement in Hai Thach field

Nguyen Minh Quy, Pham Truong Giang, Le Vu Quan, Hoang Long
Vietnam Petroleum Institute
Email: quynm@vpi.pvn.vn

Summary

Hai Thach gas condensate field (Block 05-2, Nam Con Son basin) is characterised by a complex geology with high temperature and high pressure. During the production process, gas recovery has declined due to condensate banking phenomenon. In order to minimise the impact of condensate banking on well productivity index and recovery, a full field compositional hydrodynamic model was constructed based on current geological model and updated reservoir and production data. Moreover, several technological and technical solutions were also studied and assessed for the purpose of improving well productivity index and increasing production capability in Hai Thach field.

Key words: *Condensate banking, dew point pressure, near well modelling, full field modelling.*

NGHIÊN CỨU TỐI ƯU ĐIỀU KIỆN THU HỒI La^{3+} TỪ XÚC TÁC FCC THẢI CỦA NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT BẰNG PHƯƠNG PHÁP NGÂM CHIẾT SỬ DỤNG HNO_3

Trần Vĩnh Lộc^{1,2}, Lê Phúc Nguyên¹, Nguyễn Văn Hiếu¹, Phạm Thị Hải Yến¹
 Ngô Thuý Phượng¹, Trần Văn Trí¹, Đặng Thanh Tùng¹, Lê Thị Hoài Nam^{1,2}, Nguyễn Anh Đức¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Học viện Khoa học và Công nghệ, Viện Hàn Lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam

Email: nguyenvl.pvpro@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Mục tiêu của nghiên cứu là xác định điều kiện tối ưu của quá trình thu hồi La^{3+} từ xúc tác cracking tầng sôi (FCC) thải của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất bằng phương pháp ngâm chiết. Phương pháp phản ứng bề mặt được áp dụng trên cơ sở quy hoạch thực nghiệm theo phương pháp Box-Behnken. Hiệu suất thu hồi của cation đất hiếm và nhôm là các hàm mục tiêu với nồng độ HNO_3 (X_1 , mol/lít), nhiệt độ chiết (X_2 , °C), thời gian (X_3 , phút) là các biến độc lập. Mô hình toán học được sử dụng để làm rõ mối liên hệ giữa các biến độc lập đến hiệu quả quá trình thu hồi. Hiệu suất thu hồi La^{3+} 91% cùng 51% hiệu suất thu hồi Al^{3+} có thể đạt được với HNO_3 4M, ở 80°C, thời gian ngâm chiết là 180 phút. Các yếu tố ảnh hưởng nhiều nhất đến hiệu suất thu hồi La^{3+} và Al^{3+} được xác định là nồng độ acid và nhiệt độ. Các phương trình liên hệ giải được từ phương pháp phản ứng bề mặt có hệ số tương quan (R^2) là 0,967 đối với La^{3+} và 0,923 đối với Al^{3+} cho thấy mức độ phù hợp với thực nghiệm. Bã rắn còn lại sau thu hồi có thể được sử dụng làm nguyên liệu để tổng hợp $\gamma-Al_2O_3$.

Từ khóa: Xúc tác FCC thải, La^{3+} , ngâm chiết, $\gamma-Al_2O_3$, Box-Behnken, HNO_3 , Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

1. Giới thiệu

Xúc tác FCC là loại xúc tác rắn được sử dụng nhiều nhất ở Nhà máy Lọc dầu Dung Quất [1] với khối lượng khoảng 20 tấn/ngày, tương đương 7.300 tấn/năm. Xúc tác FCC thải có chứa một số thành phần ảnh hưởng đến môi trường và sức khỏe con người, đặc biệt là các kim loại nặng như: vanadium, nickel, các hydrocarbon... [2]. Do vậy, việc xử lý xúc tác FCC thải đảm bảo hiệu quả kinh tế, phù hợp với các quy định về môi trường là vấn đề được các nhà máy lọc dầu quan tâm.

Trong xúc tác FCC thải có chứa khoảng 0,5 - 5% các nguyên tố đất hiếm (RE) chủ yếu là lanthanum (La), cerium (Ce), neodymium (Nd)... Các nguyên tố đất hiếm này được sử dụng rộng rãi trong các sản phẩm công nghệ cao (nam châm, LED, màn hình plasma, laser, pin, chất xúc tác hóa học...) [3, 4]. Nguồn cung đất hiếm chủ yếu từ Trung Quốc. Tuy nhiên do nhu cầu sử dụng đất hiếm ngày càng tăng, năm 2009, Chính phủ Trung Quốc áp dụng các quy định khai thác khoáng sản và mức thuế mới, trong đó hạn chế việc buôn bán các nguyên liệu quý, dẫn đến việc thắt chặt ngạch xuất khẩu đất hiếm từ 50.145 tấn (năm 2009) xuống 31.130 tấn (năm 2012) [4]. Có thể thấy việc nghiên cứu thu hồi đất hiếm từ xúc tác FCC thải là hướng đi rất tiềm năng và cần thiết. Giá trị cao của các kim loại đất hiếm góp phần đảm bảo tính kinh tế cho việc tái chế xúc tác FCC thải thay vì chôn lấp. Bên

cạnh đất hiếm, xúc tác FCC thải với thành phần chính là nhôm oxide (Al_2O_3) (chiếm tỷ lệ khoảng 40 - 50%), còn là nguồn nguyên liệu tiềm năng để sản xuất các vật liệu xúc tác, hấp phụ khác.

Các oxide đất hiếm đóng vai trò rất quan trọng trong việc làm bền cấu trúc pha zeolite trong xúc tác. Đất hiếm được đưa vào thành phần xúc tác FCC qua quá trình trao đổi ion. Trong suốt quá trình xúc tác FCC hoạt động ở nhiệt độ cao (phản ứng và tái sinh), thành phần đất hiếm bị thất thoát gần như không đáng kể. Quá trình hoạt động của xúc tác FCC trong điều kiện thủy nhiệt rất khắc nghiệt dẫn đến việc làm tăng độ bền của các liên kết giữa các nguyên tố đất hiếm với phần zeolite của xúc tác. Trong khi có rất nhiều nghiên cứu trên thế giới công bố về việc thu hồi đất hiếm từ chất thải, chỉ có một vài công bố về việc thu hồi đất hiếm từ xúc tác FCC thải [4]. Theo Vierheilig, 83% đất hiếm có thể được thu hồi từ xúc tác FCC thải khi sử dụng HNO_3 16M ở nhiệt độ 80°C trong 3,5 giờ [5]. Gao và cộng sự đã sử dụng HNO_3 hoặc HCl để tách đất hiếm ra khỏi xúc tác FCC thải. Các điều kiện ngâm chiết là HCl (5%) hoặc HNO_3 (68%), nhiệt độ 70°C hoặc 82°C, thời gian từ 5 phút đến 3 giờ. Hơn 65% đất hiếm đã được tách ra từ xúc tác FCC thải [6]. Theo Innocenzi và cộng sự, hiệu suất thu hồi đất hiếm hơn 89% đối với La và 82% đối với Ce có thể đạt được ở nhiệt độ 80°C khi tiến hành ngâm chiết xúc tác FCC thải với H_2SO_4 2M tại 80°C trong 3 giờ [7]. Nhìn chung,

các công trình nghiên cứu công bố trên thế giới đều cho thấy có thể thu hồi đất hiếm từ xúc tác FCC thải ở nhiệt độ cao (khoảng 80°C) hoặc nồng độ acid lớn. Điều này làm quá trình thu hồi tiêu tốn năng lượng, phức tạp cho việc phát triển ở quy mô lớn cũng như làm tăng độ thu hồi của các kim loại khác trong xúc tác FCC thải như Al, Fe, Ni, gây bất lợi cho các quá trình tinh chế đất hiếm ở các bước sau.

Mặt khác, ngoài việc thu hồi đất hiếm từ xúc tác FCC thải, vẫn chưa có nghiên cứu nào đề cập đến việc xử lý bã rắn sau thu hồi đất hiếm. Trong khi đó, bã rắn sau quá trình thu hồi đất hiếm là bã rắn giàu nhôm chiếm khoảng 40 - 50% hàm lượng xúc tác FCC thải. Nhóm tác giả khảo sát khả năng sử dụng nguồn nguyên liệu này để tổng hợp γ - Al_2O_3 , nhằm ứng dụng làm chất mang cho các hệ xúc tác khác hoặc vật liệu hấp phụ [8 - 10]. Khi đó, khối lượng chất thải rắn còn lại sẽ được giảm thiểu rõ cũng như nâng cao hiệu quả kinh tế của quá trình.

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả giới thiệu một hướng tiếp cận mới để xử lý xúc tác FCC thải của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất chưa từng triển khai ở Việt Nam theo hướng thu hồi đất hiếm bằng phương pháp ngâm chiết ở điều kiện êm dịu, giúp tiết kiệm chi phí xử lý và nâng cao giá trị kinh tế cho xúc tác FCC thải. Mục tiêu của nghiên cứu là xác định điều kiện tối ưu để thu hồi hiệu quả đất hiếm; nghiên cứu giải pháp xử lý bã thải sau thu hồi để đảm bảo an toàn môi trường.

2. Thực nghiệm

2.1. Hóa chất

Xúc tác FCC thải của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được thu thập từ tháng 9/2013 đến tháng 1/2014. Các hóa chất cơ bản như dung dịch NH_3 (28%), HNO_3 (68%), NaOH (30%), H_2O_2 (30%) và H_2SO_4 (30%) được mua từ Công ty Hóa chất Xilong, Trung Quốc.

2.2. Quy trình thực nghiệm

Quá trình ngâm chiết: Xúc tác thải được ngâm chiết với HNO_3 với các nồng độ khác nhau (từ 0,5 - 7M) ở các thông số nhiệt độ, thời gian, tốc độ khuấy, tỷ lệ rắn lỏng khác nhau. Sau khi hòa tách, tiến hành tách riêng lỏng và rắn. Bã rắn còn lại được rửa kỹ bằng nước cất trước khi sấy ở 100°C trong 24 giờ. Hàm lượng của kim loại hiện diện trong mẫu xúc tác trước quá trình ngâm chiết và hàm lượng kim loại trong bã rắn còn lại sau quá trình ngâm chiết được xác định bằng phương pháp huỳnh quang tia X. Qua đó, hiệu suất của quá trình thu hồi các kim loại có thể tính như sau:

$$\text{Hiệu suất thu hồi kim loại } M = 100\% - m_1 \times 100\%/m_0$$

Với m_1 là khối lượng kim loại M còn lại trong bã rắn sau ngâm chiết và m_0 là khối lượng kim loại có trong xúc tác thải ban đầu.

Để tiến hành tối ưu thực nghiệm, trước tiên thực hiện các khảo sát sơ bộ ảnh hưởng của từng yếu tố đến hiệu suất thu hồi đất hiếm, sau đó lựa chọn các thông số ảnh hưởng đến hiệu quả của quá trình để đưa vào thiết kế quy hoạch thực nghiệm.

Các dãy thí nghiệm khảo sát ảnh hưởng của từng yếu tố theo mô hình luân phiên từng biến được thực hiện đối với 6 thông số:

- + Ảnh hưởng của loại acid;
- + Ảnh hưởng của tốc độ khuấy;
- + Ảnh hưởng của tỷ lệ rắn/lỏng (xúc tác thải/dung dịch acid);
- + Ảnh hưởng của nồng độ acid;
- + Ảnh hưởng của thời gian ngâm chiết;
- + Ảnh hưởng của nhiệt độ ngâm chiết.

Sau đó, 3 thông số quan trọng nhất được lựa chọn để đưa vào thiết kế thí nghiệm xác định điểm tối ưu theo phương pháp Box-Behnken, một phương pháp mở rộng của phương pháp phản ứng bề mặt (RSM), được dùng để tối ưu hóa các thông số của quá trình chiết RE [11, 12] RSM gồm 3 bước: thiết kế tiến hành thí nghiệm; thiết lập mô hình phản ứng bề mặt thông qua phương trình hồi quy và tối ưu hóa. Mục tiêu chính của phương pháp là tối đa hiệu suất thu hồi RE.

Quá trình tổng hợp γ - Al_2O_3 từ bã rắn sau ngâm chiết: Bã rắn sau khi thu hồi RE được hòa tan bằng dung dịch NaOH (30%) trong 30 phút, tại nhiệt độ 70°C. Sau đó hỗn hợp được xử lý với dung dịch H_2O_2 (30%) nhằm oxy hóa các thành phần như $\text{Fe}(\text{OH})_2$ thành $\text{Fe}(\text{OH})_3$, giúp quá trình lọc tách kết tủa dễ dàng hơn. Hỗn hợp được để yên trong khoảng 15 giờ trước khi tiến hành lọc nóng để thu lấy phần dung dịch. Quá trình tái kết tủa được thực hiện trên dung dịch sau lọc bằng cách nhỏ giọt từ từ dung dịch H_2SO_4 30% đến khi pH của dung dịch đạt 9. Hỗn hợp kết tủa sau khi già hóa 2 giờ ở 80 - 90°C được lọc rửa 3 lần bằng nước cất nóng, sau đó sấy ở 100°C trong 12 giờ và nung ở 500°C trong 5 giờ. Quy trình này đã được nhóm tác giả nghiên cứu trên $\text{Al}(\text{OH})_3$ của Nhà máy Hóa chất Tân Bình [10].

2.3. Phương pháp phân tích

Thành phần và hàm lượng các nguyên tố kim loại có trong xúc tác FCC thải và bã rắn sau ngâm chiết được xác định bằng phương pháp huỳnh quang tia X (XRF). Cấu trúc tinh thể được xác định bằng phương pháp nhiễu xạ tia X trên thiết bị Bruker D8 theo ASTM D3906 [13].

Diện tích bề mặt xúc tác được thực hiện trên thiết bị Tristar 3020 Micromeritics theo phương pháp hấp phụ N₂. Trước khi phân tích, các mẫu được làm sạch bề mặt ở 400°C trong N₂, 8 giờ bằng bộ xử lý mẫu SmartPrep của Micromeritic. Diện tích bề mặt, sự phân bố kích thước lỗ xốp của các mẫu được tính toán theo phương pháp t-plot theo tiêu chuẩn ASTM D4365 trong [14].

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Thành phần xúc tác thải FCC

Bảng 1 thể hiện thành phần của xúc tác FCC thải từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được phân tích bằng XRF. Silica và alumina là 2 thành phần chính (chiếm 46,81% với SiO₂ và 45,40% với Al₂O₃), trong khi các oxide đất hiếm chỉ chiếm tỷ lệ rất nhỏ trong thành phần (2,52% với La₂O₃ và 0,18% với CeO₂). Do hàm lượng CeO₂ rất nhỏ nên nhóm tác giả chỉ tập trung phân tích hiệu quả thu hồi đất hiếm dựa trên La.

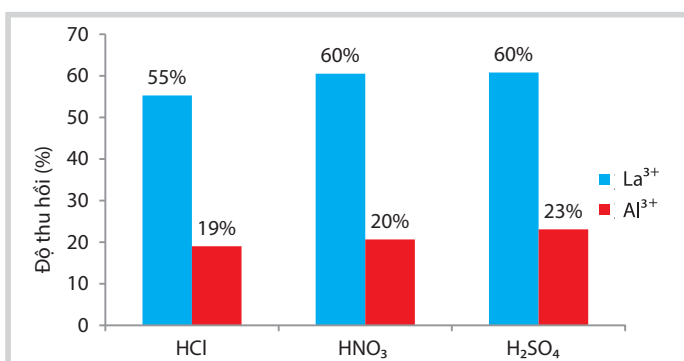
3.2. Tối ưu điều kiện ngâm chiết để thu hồi đất hiếm

3.2.1. Khảo sát ảnh hưởng sơ bộ của các thông số của quá trình ngâm chiết

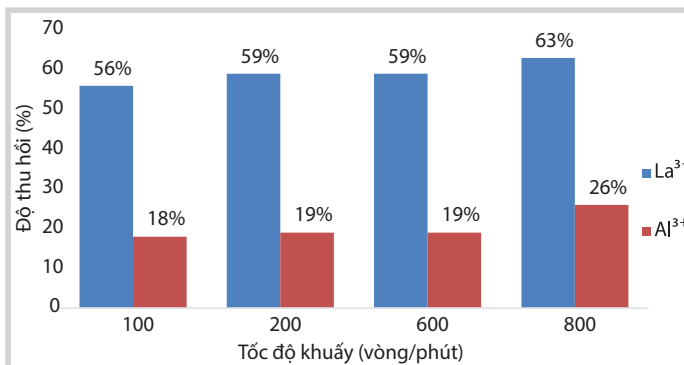
+ Ảnh hưởng của loại acid sử dụng: 3 loại acid thường được sử dụng trong quá trình hòa tách là acid HCl, H₂SO₄ và acid HNO₃ [3]. Nhóm tác giả cũng khảo sát quá trình ngâm chiết với các acid HCl, HNO₃ và H₂SO₄ 140g/lít, tốc độ khuấy 200 vòng/phút, tỷ lệ rắn/lỏng là 1/3 ở 25°C trong 60 phút. Hình 1 cho thấy hiệu suất thu hồi La³⁺ khi sử dụng HNO₃ (đạt 60%) là tương đương với H₂SO₄ và cao hơn HCl (55%). Kết quả này chứng tỏ ảnh hưởng của các tác nhân acid khác nhau đến hiệu suất thu hồi La³⁺, Al³⁺ chủ yếu đến từ ion H⁺, vai trò của các gốc có tính oxy hóa như NO₃⁻ không rõ rệt. Trong 3 acid khảo sát thì HCl có tính acid yếu hơn 2 acid còn lại dẫn đến hiệu suất thu hồi thấp hơn. Tuy nhiên, HNO₃ được nhóm tác giả lựa chọn do việc có mặt ion SO₄²⁻ trong dung dịch sau thu hồi có thể gây khó khăn cho các quá trình tinh chế về sau.

Bảng 1. Thành phần của xúc tác FCC thải xác định bằng phương pháp XRF

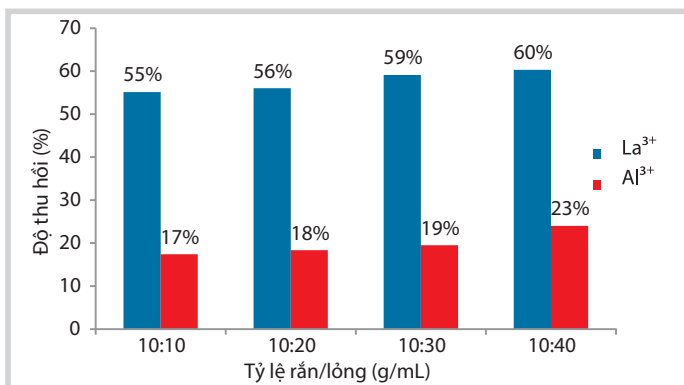
Thành phần	Tỷ lệ (% khối lượng)
SiO ₂	46,81
Al ₂ O ₃	45,40
La ₂ O ₃	2,52
Fe ₂ O ₃	1,52
TiO ₂	1,38
NiO	0,53
P ₂ O ₅	0,33
Na ₂ O	0,32
CaO	0,23
CeO ₂	0,18
V ₂ O ₅	0,14
MgO	0,07



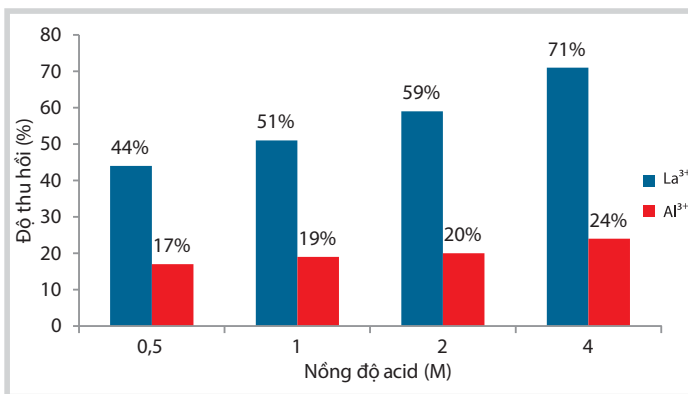
Hình 1. Ảnh hưởng của các loại acid đến hiệu suất quá trình ngâm chiết (HCl, HNO₃ và H₂SO₄ 140g/lít, 200 vòng/phút, tỷ lệ rắn/lỏng = 1/3, 25°C, 60 phút)



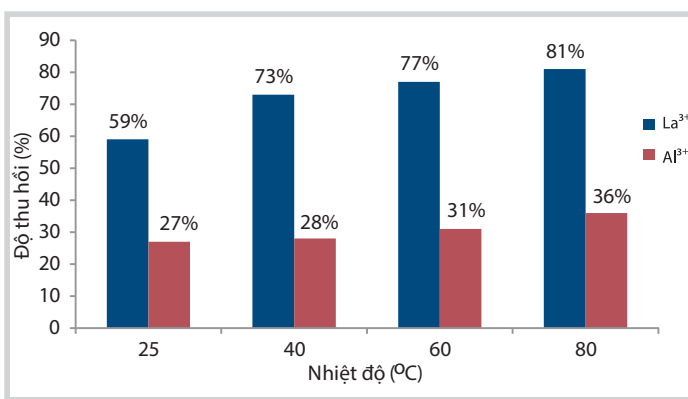
Hình 2. Ảnh hưởng của tốc độ khuấy đến hiệu quả quá trình ngâm chiết (HNO₃ 2M, tỷ lệ rắn/lỏng = 1/3, 25°C, 60 phút)



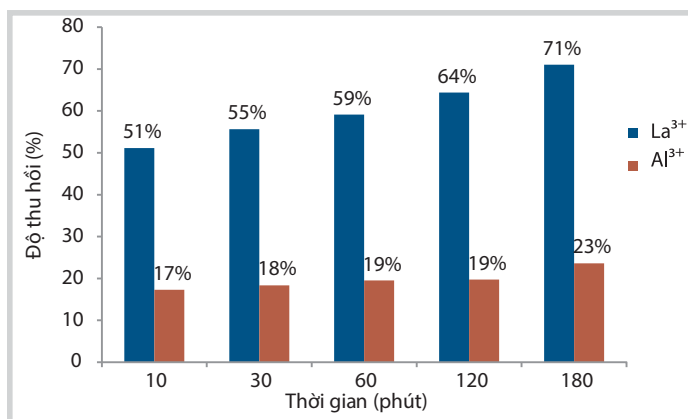
Hình 3. Ảnh hưởng của tốc độ khuấy đến hiệu quả quá trình ngâm chiết (HNO₃ 2M, 200 vòng/phút, 25°C, 60 phút)



Hình 4. Ảnh hưởng của nồng độ HNO₃ đến hiệu quả quá trình ngâm chiết (tỷ lệ rắn/lỏng = 1/3, 200 vòng/phút, 25°C, 60 phút)



Hình 5. Ảnh hưởng của nhiệt độ đến hiệu quả quá trình ngâm chiết (HNO₃ 2M, tỷ lệ rắn/lỏng = 1/3, 200 vòng/phút, 60 phút)



Hình 6. Ảnh hưởng của thời gian đến hiệu quả quá trình ngâm chiết (HNO₃ 2M, tỷ lệ rắn/lỏng = 1/3, 200 vòng/phút, 25°C)

Bảng 2. Mức thí nghiệm của các yếu tố được quy hoạch để xác định điều kiện thu hồi tối ưu La từ xúc tác FCC thải

Thông số	Ký hiệu		Giá trị mã hóa		
	Giá trị thực	Giá trị mã hóa	Mức trên	Mức trung tâm	Mức dưới
			-1	0	1
Nồng độ acid (M)	Z ₁	X ₁	1	2,5	4
Nhiệt độ (°C)	Z ₂	X ₂	40	60	80
Thời gian (phút)	Z ₃	X ₃	30	105	180

+ Ảnh hưởng của tốc độ khuấy: Hình 2 biểu diễn ảnh hưởng của tốc độ khuấy đến độ thu hồi La³⁺ và Al³⁺. Việc tăng tốc độ khuấy giúp tăng độ xáo trộn và khả năng tiếp xúc của các cation trong xúc tác thải với H⁺. Kết quả là độ thu hồi La³⁺ có thể tăng từ 56 - 63% và độ thu hồi Al³⁺ cũng tăng từ 19 - 23% khi tốc độ khuấy tăng từ 100 - 800 vòng/phút. Do việc tăng độ thu hồi là tuyến tính theo độ tăng tốc độ khuấy và mục đích của nghiên cứu là hạn chế tiêu tốn năng lượng và sự tan ra của Al³⁺ nên nhóm tác giả chọn điều kiện khuấy tại 200 vòng/phút.

+ Ảnh hưởng của tỷ lệ rắn/lỏng (xúc tác thải/ acid): Sự thay đổi hiệu suất thu hồi La³⁺ và Al³⁺ theo sự tăng dần tỷ lệ rắn/lỏng trong 1 giờ (Hình 3). Khi tăng tỷ lệ rắn/lỏng từ 1/1 - 1/3 thì hiệu suất thu hồi La³⁺ tăng từ 55 - 59%. Nhưng khi tiếp tục tăng tỷ lệ rắn/lỏng đến 1/4 thì hiệu suất thu hồi La³⁺ gần như không đổi mà còn làm tăng sự tan ra của Al³⁺. Nhằm tối đa tỷ lệ thu hồi La³⁺ với độ tan ra Al³⁺ ở mức thấp nhất, tỷ lệ rắn/lỏng 1/3 được lựa chọn làm thông số cố định.

+ Ảnh hưởng của nồng độ acid (HNO₃): Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả định hướng thực hiện quá trình thu hồi La³⁺ ở điều kiện không quá khắc nghiệt để giảm thiểu chi phí thực hiện như chi phí xử lý các chất thải thứ cấp. Vì vậy, nồng độ acid được khảo sát trong khoảng 0,5 - 4M, phù hợp với một số nghiên cứu trên thế giới [3]. Kết quả trong Hình 4 cho thấy nồng độ acid là yếu tố ảnh hưởng quan trọng đến quá trình thu hồi La³⁺, do đó biến này được đưa vào quy hoạch thực nghiệm ở bước tiếp theo.

+ Tương tự như nồng độ acid, nhiệt độ (Hình 5) và thời gian (Hình 6) hòa tách cũng ảnh hưởng lớn đến hiệu quả của quá trình hòa tách.

3.2.2. Tối ưu hóa thực nghiệm

Qua khảo sát sơ bộ, các yếu tố cố định là loại acid (HNO₃), tốc độ khuấy (200 vòng/phút) và tỷ lệ rắn/lỏng (1/3). Các yếu tố đưa vào quy hoạch thực nghiệm là nồng độ acid, nhiệt độ và thời gian hòa tách. Bài toán đặt ra là tìm điều kiện hòa tách phù hợp (nồng độ acid (Z₁, M), nhiệt độ (Z₂, °C) và thời gian hòa tách (Z₃, phút) để có hiệu suất thu hồi La³⁺ (hàm mục tiêu - Y_{La}) đạt giá trị lớn nhất. Bên cạnh đó, việc quy hoạch thực nghiệm còn có thể cho điều kiện để thu được độ tinh khiết La thu hồi cao nhất, khi đó hiệu suất thu hồi Al³⁺ (hàm mục tiêu Y_{Al}) cần đạt cực tiểu. Thí nghiệm tối ưu được bố trí theo phương pháp đáp

Bảng 3. Bố trí thí nghiệm tối ưu quá trình ngâm chiết La từ xúc tác thải FCC theo RMS-CCD và kết quả hiệu suất thu hồi La (Y_{La}) và Al (Y_{Al})

Thí nghiệm	x_1	x_2	x_3	Z_1	Z_2	Z_3	Y_{La}	Y_{Al}
1	1	1	1	4	80	180	87	50
2	-1	-1	1	1	40	180	53	21
3	1	-1	1	4	40	180	81	36
4	-1	1	1	1	80	180	59	29
5	1	1	-1	4	80	30	83	44
6	-1	-1	-1	1	40	30	47	14
7	1	-1	-1	4	40	30	75	36
8	-1	1	-1	1	80	30	52	26
9	1	0	0	4	60	105	84	47
10	-1	0	0	1	60	105	46	13
11	0	1	0	2.5	80	105	85	43
12	0	-1	0	2.5	40	105	77	33
13	0	0	1	2.5	60	180	84	40
14	0	0	-1	2.5	60	30	79	36
15	0	0	0	2.5	60	105	83	39

ứng bề mặt (RMS) với mô hình Central composite với $2k + 2k + 1$, với 3 yếu tố, do đó số thí nghiệm là $N = 23 + 2,3 + 1 = 15$ cùng với 2 thí nghiệm bổ sung ở tâm phương án. Bảng 2 trình bày mức thí nghiệm của các yếu tố. Qua đó, ma trận thí nghiệm được bố trí như Bảng 3.

Kết quả Bảng 3 cho thấy phương trình hồi quy cho Y_{La} và Y_{Al} có thể được thiết lập như sau:

$$Y_{La} = 81,18 + 15,29x_1 + 2,04x_2 + 2,3x_3 + 1,45x_1x_2 - 0,63x_1x_3 + 1,21x_2x_3 - 15,64x_{12} - 0,61x_{22} + 2,24x_{32}$$

với hệ số hồi quy $R^2 = 0,96$.

$$Y_{Al} = 38,2 + 11,03x_1 + 2,87x_2 + 1,91x_3 + 3,13x_1x_2 - 0,35x_1x_3 + 3,17x_2x_3 - 6,98x_{12} + 0,74x_{22} + 0,037x_{32}$$

với hệ số hồi quy $R^2 = 0,98$

Qua đó, giá trị hiệu suất thu hồi La tối đa Y_{RE}^* có thể thu được nhờ phần mềm Excel (Solver) là:

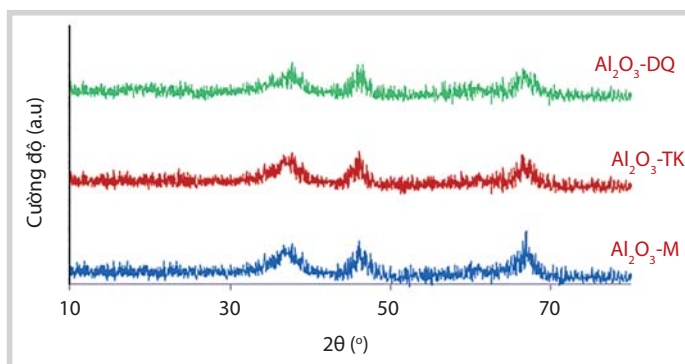
$$Y_{RE}^* = 91\% \text{ và } Y_{Al}^* = 52,2\% \text{ tại } Z_{1RE}^* = 4M; Z_{2RE}^* = 80^\circ C; Z_{3RE}^* = 180 \text{ phút.}$$

Trong trường hợp muốn tối ưu cả 2 mục tiêu là hiệu suất thu hồi La cao nhất (Y_{La}^{opt}) ứng với hiệu suất thu hồi Al (Y_{Al}^{opt}) thấp nhất. Kết quả thu được từ Excel-Solver:

$$Y_{RE}^{opt} = 79\% \text{ và } Y_{Al}^{opt} = 35\% \text{ ứng với } Z_1^{opt} = 1M; Z_2^{opt} = 80^\circ C; Z_3^{opt} = 30 \text{ phút;}$$

Trên cơ sở quy hoạch thực nghiệm và giải bài toán tối ưu đa mục tiêu, các kết quả có thể thu được như sau:

Nếu muốn tối ưu hiệu suất thu La^{3+} trong khi lượng Al^{3+} tan ra ở mức thấp thì điều kiện hòa tách



Hình 7. So sánh cấu trúc sản phẩm của 3 mẫu $\gamma-Al_2O_3$ được tổng hợp từ các nguồn khác nhau

như sau: nồng độ acid 4M; nhiệt độ hòa tách $40^\circ C$ và thời gian 180 phút. Tương ứng với điều kiện này, hiệu suất thu hồi đạt 79% và hiệu suất độ thu hồi Al đạt 35%;

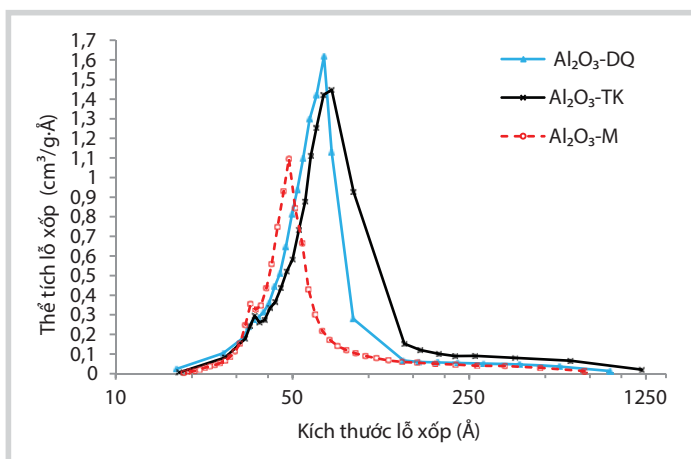
Trong trường hợp chọn hiệu suất thu hồi La^{3+} là thông số ưu tiên thì điều kiện hòa tách như sau: nồng độ acid 4M; nhiệt độ hòa tách $80^\circ C$ và thời gian 180 phút. Tương ứng với điều kiện này, hiệu suất thu hồi La^{3+} 91% và hiệu suất thu hồi Al^{3+} là 52%.

3.3. Tổng hợp $\gamma-Al_2O_3$ từ bã rắn sau thu hồi đất hiếm

Sau quá trình hòa tách thì bã rắn còn lại vẫn chủ yếu chứa các thành phần Si, Al và các tạp chất kim loại khác ở hàm lượng thấp. Ở điều kiện tối ưu, hiệu suất thu hồi La thì tỷ lệ Al_2O_3 còn lại trong bã rắn là 24% (phân tích bằng XRF). Nhóm tác giả khảo sát khả năng tận thu bã rắn này để tổng hợp chất mang xốp $\gamma-Al_2O_3$ theo quy trình đã được phát triển trước đây [9]. Đồng thời, sản phẩm thu được (Al_2O_3 -DQ) cũng được so sánh với $\gamma-Al_2O_3$ tổng hợp theo phương pháp đồng nhỏ giọt từ hóa chất tinh khiết $Al(NO_3)_3$ (ký hiệu là Al_2O_3 -TK) theo quy trình được mô tả trong [9] và sản phẩm $\gamma-Al_2O_3$ thương mại của Merck (ký hiệu là Al_2O_3 -M).

Bảng 4. Kết quả BET của các mẫu Al_2O_3 tổng hợp và Al_2O_3 thương mại

Tên mẫu	Diện tích bề mặt riêng (m ² /g)	Kích thước trung bình lỗ xốp (Å)	Thể tích lỗ xốp (cm ³ /g)
Al_2O_3 -M	130	52	0,25
Al_2O_3 -DQ	224	74	0,41
Al_2O_3 -TK	270	86	0,58



Hình 8. Phân bố kích thước lỗ xốp và diện tích bề mặt của các mẫu Al_2O_3 -DQ, Al_2O_3 -TK và Al_2O_3 -M

Hình 7 cho thấy sản phẩm Al_2O_3 -DQ thu được có các peak đặc trưng của cấu trúc γ - Al_2O_3 tương tự như mẫu Al_2O_3 -M ở các góc 2θ tương ứng là 39° , 46° , 67° , chứng tỏ có sự hình thành cấu trúc γ - Al_2O_3 .

Kết quả BET ở Bảng 4 cho thấy, diện tích bề mặt riêng (SBET) Al_2O_3 -DQ đạt $224\text{m}^2/\text{g}$ và có sự tương đồng với kết quả thu được từ nghiên cứu [9] (mẫu γ - Al_2O_3 thu được từ nghiên cứu này đạt $213\text{m}^2/\text{g}$). Hình 8 cũng cho thấy mẫu Al_2O_3 tổng hợp từ bã rắn sau thu hồi đất hiếm có phân bố kích thước lỗ xốp hẹp hơn so với mẫu Al_2O_3 tổng hợp từ $Al(NO_3)_3$ tinh khiết và tập trung ở khoảng 7 - 8nm.

4. Kết luận

Nghiên cứu của nhóm tác giả đã giới thiệu quy trình thu hồi La^{3+} từ xúc tác FCC thải của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và tái chế bã rắn sau thu hồi La^{3+} thành vật liệu xốp Al_2O_3 . Quá trình thu hồi đã được nghiên cứu tối ưu các thông số thực nghiệm thông qua quy hoạch thực nghiệm. Kết quả cho thấy độ thu hồi đến 91% La^{3+} có thể đạt được với acid HNO_3 4M; nhiệt độ hòa tách 80°C , thời gian 180 phút, tốc độ khuấy 200 vòng/phút, tỷ lệ rắn/lỏng = 1/3. Sau đó, bã rắn còn lại sau thu hồi La^{3+} cũng được sử dụng để tổng hợp γ - Al_2O_3 theo quy trình đơn giản. Sản phẩm tổng hợp được có diện tích bề mặt riêng $224\text{m}^2/\text{g}$, kích thước lỗ xốp phân bố trong khoảng 7 - 8nm. Sản phẩm này có thể ứng dụng làm chất mang cho các hệ xúc tác khác hoặc chất hấp phụ. Kết quả của nghiên cứu này mở ra một cách tiếp cận tiềm năng để xử lý hiệu quả, kinh tế nguồn xúc tác FCC thải của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Tài liệu tham khảo

1. R.Sadeghbeigi. *Fluid catalytic cracking handbook (2nd edition) - Chapter 3 - FCC catalysts*. Gulf Professional Publishing. 2000: p. 84 - 124.
2. Nguyễn Thị Châm, Nguyễn Mạnh Hà, Tạ Quang Minh. *Nghiên cứu khả năng sử dụng chất xúc tác RFCC qua sử dụng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất làm phụ gia xi măng*. Tạp chí Dầu khí. 2013; 11: trang 43 - 50.
3. B.Alexandre, N.Gérain, A.Van Lierde. *Recovery of rare earths from spent FCC catalysts*. Non-Ferrous Metallurgy-Present and Future. 1991.
4. Koen Binnemans, Peter Tom Jones, Bart Blanpain, Tom Van Gerven, Yongxiang Yang, Allan Walton, Matthias Buchert. *Recycling of rare earths: a critical review*. Journal of Cleaner Production. 2013; 51: p. 1 - 22.
5. A.A.Vierheilig. *Methods of recovering rare earth elements*. 2014.
6. Xingtao Gao, William Todd Owens. *Process for metal recovery from catalyst waste*. WO 2012082597A2. 2012.
7. Valentina Innocenzi, Francesco Ferella, Ida De Michelis, Francesco Vegliò. *Treatment of fluid catalytic cracking spent catalysts to recover lanthanum and cerium: Comparison between selective precipitation and solvent extraction*. Journal of Industrial and Engineering Chemistry. 2015; 24: p. 92 - 97.
8. Qingtao Fu, Tingting He, lianqing Yu, Yongming Chai, Chenguang Liu. *Synthesis and characterization of γ -alumina nanospheres templated by lauric acid*. Journal of Natural Gas Chemistry. 2010; 19(6): p. 557 - 559.
9. M.B.Yue, T.Xue, W.Q.Jiao, Y.M.Wang, M.Y.He. *CTAB directed synthesis of mesoporous γ -alumina promoted by hydroxy carboxylate: The interplay of tartrate and CTAB*. Solid State Sciences. 2011; 13(2): p. 409 - 416.

10. Bùi Vĩnh Tường, Hà Lưu Mạnh Quân, Lê Phúc Nguyên, Đặng Thanh Tùng. *Nghiên cứu tổng hợp và phát triển γ - Al_2O_3 từ nguồn hydroxide nhôm Tân Bình để làm chất mang cho các hệ xúc tác sử dụng trong tổng hợp hóa dầu*. Tạp chí Dầu khí. 2013; 4: trang 28 - 35.
11. Živorad R. Lazic. *Design of experiments in chemical engineering: A practical guide*. Wiley-VCH. 2004.
12. Neda Zangeneh, Alireza Azizian, Leonard Lye, Radu Popescu. *Application of response surface methodology in numerical geotechnical analysis*. University of Newfoundland. 2002.
13. ASTM D3906. *Standard test method for determination of relative X-ray diffraction intensities of faujasite-type zeolite-containing materials*. 2007.
14. ASTM D4365. *Standard test method for determining micropore volume and zeolite area of a catalyst*. 2013.

Optimisation of leaching procedure to recover La^{3+} from spent FCC catalyst of Dung Quat refinery using HNO_3

Tran Vinh Loc^{1,2}, Le Phuc Nguyen¹, Nguyen Van Hieu¹
Pham Thi Hai Yen¹, Ngo Thuy Phuong¹, Tran Van Tri¹
Dang Thanh Tung¹, Le Thi Hoai Nam^{1,2}, Nguyen Anh Duc¹
¹Vietnam Petroleum Institute
²Vietnam Academy of Science and Technology
Email: nguyenlp.pvpro@vpi.pvn.vn

Summary

This work aims to determine the optimum condition of acid leaching procedure to recover La^{3+} from spent FCC catalyst of Dung Quat Refinery. The response surface method was then applied on the basis of a three-level Box-Behnken experimental design. The leaching yields of La^{3+} and aluminum were taken as the response variables, whereas the concentration of nitric acid (X_1 , mol/L), leaching temperature (X_2 , °C) and leaching time (X_3 , min), were considered as the independent variables (factors). A mathematical model to describe the relationship between the response variables and the independent ones was proposed. 91% of La^{3+} was recovered while the Al^{3+} leaching yield was 52% under the optimum conditions of leaching time 180 min, HNO_3 concentration 4mol/L, and leaching temperature 80°C. The most influential factors on the leaching yield of La^{3+} and Al^{3+} were determined as HNO_3 concentration and the leaching temperature. The proposed model equations using response surface methodology show a good agreement with the experimental data, with the correlation coefficients (R^2) of 0.967 for La^{3+} recovery and 0.923 for Al^{3+} recovery. The solid waste after La^{3+} leaching can be used as raw material for gamma alumina synthesis.

Key words: Spent FCC catalyst, La^{3+} , leaching, γ - Al_2O_3 , Box-Behnken, HNO_3 , Dung Quat Refinery.

ĐỊNH GIÁ KHÍ TRÊN THẾ GIỚI VÀ XU HƯỚNG ĐỊNH GIÁ KHÍ TẠI VIỆT NAM

Phan Ngọc Trung¹, Nguyễn Thị Thanh Lê²

Nguyễn Thị Thu Phương², Hà Thanh Hoa², Phùng Lê Mai²

¹Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

²Viện Dầu khí Việt Nam

Email: lentt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Việc định giá khí chịu ảnh hưởng của rất nhiều yếu tố tự nhiên và xã hội như: quy mô nguồn cung cấp, chi phí khai thác, đặc điểm thị trường tiêu thụ, mô hình kinh doanh thương mại và mục tiêu của các bên tham gia trong chuỗi giá trị khí, mục tiêu chiến lược của Chính phủ... Vì thế, mỗi quốc gia, thậm chí các khu vực thị trường trong một quốc gia có cách thức định giá khí khác nhau. Cùng với quá trình tự do hóa thị trường khí, quan niệm về định giá khí có sự thay đổi từ việc xác định bằng tương quan so sánh khí với các nguyên/nhiên liệu thay thế sang giá trị của khí như một nguồn năng lượng độc lập. Bài báo giới thiệu các cơ chế, phương pháp định giá khí và tình hình áp dụng trên thế giới; từ đó đưa ra một số khuyến nghị về vấn đề định giá khí nhằm thực hiện chủ trương, đường lối của Đảng và chính sách của Nhà nước về việc phát triển thị trường khí cạnh tranh tại Việt Nam.

Từ khóa: Định giá khí, thị trường khí cạnh tranh, chuỗi giá trị khí, hệ tiêu thụ, cơ chế, phương pháp, chính sách.

1. Tổng quan về cơ chế và phương pháp định giá khí

Cơ chế định giá khí được hiểu là cách thức/phương pháp mà giá được quy định bởi các bên tham gia thị trường [1]. Phương pháp định giá khí được hiểu là công thức và một/một số loại hình thông tin cụ thể được sử dụng để xác định giá [1]. Hiện nay, trên thế giới có 2 cơ chế định giá khí là định giá khí theo thị trường và định giá khí có điều tiết. Tương ứng với mỗi cơ chế có nhiều phương pháp định giá khác nhau [2].

- Định giá khí theo thị trường

Định giá khí theo thị trường là giá khí được xác định bởi quy luật cung - cầu khí. Giá khí thay đổi tùy theo từng hợp đồng có tính đến mức giá trần và/hoặc giá sàn, độ trễ thời gian phụ thuộc vào thời điểm, địa điểm và khu vực giao hàng. Quan trọng nhất, giá trị của khí được xác định bởi các bên tham gia thị trường. Hiệp hội Khí thế giới (IGU) xác định 3 phương pháp định giá khí theo thị trường gồm có:

+ Theo dầu và/hoặc sản phẩm dầu (oil price escalation - OPE): giá khí được tính trên mức giá cơ sở có hệ số trượt giá được tham chiếu giá nhiên liệu thay thế hoặc giá khí được tham chiếu trực tiếp theo giá các nhiên liệu thay thế (chủ yếu là dầu hoặc các sản phẩm lọc dầu, đôi khi là than, điện);

+ Theo giá khí nguồn cạnh tranh (gas on gas - GOG): giá khí được xác định trên cơ sở cung - cầu cạnh tranh giữa các nguồn khí theo giá giao ngay tại trung tâm mua bán khí (hub);

+ Giá trừ lùi (netback - NET) từ giá nhiên liệu cạnh tranh với khí tại các hệ tiêu thụ cuối cùng hoặc giá đầu ra sản phẩm sử dụng nguyên, nhiên liệu khí: Giá khí bán buôn được xác định bởi giá khí bán lẻ trên thị trường tiêu thụ so với giá nhiên liệu thay thế trừ lùi (-) các chi phí vận chuyển, phân phối, chi phí bán hàng, lợi nhuận = Giá tại miệng giếng/bán buôn; Giá khí bán lẻ (đầu vào) được xác định bởi giá đầu ra sản phẩm sử dụng khí trừ lùi (-) chi phí sản xuất, lợi nhuận = Giá khí nhiên liệu (hóa dầu).

- Định giá khí có điều tiết

Định giá khí có điều tiết là việc giá khí được ấn định hoặc điều chỉnh theo mức độ khác nhau tại bất kỳ khâu nào trong dây chuyền khí - miệng giếng, bán buôn, cổng thành phố hoặc cho các lĩnh vực tiêu thụ theo mục tiêu quản lý và chính sách vĩ mô của quốc gia trong từng thời kỳ. IGU xác định 5 phương pháp định giá khí có điều tiết như sau:

+ Theo chi phí đầu tư và tỷ suất lợi nhuận cho phép (regulation cost of service - RCS). Giá khí thường được tính bởi một mức giá cơ sở (giá + chi phí (cost-plus) và tỷ suất lợi nhuận cho phép IRR hoặc ROR ở tỷ lệ phổ biến 10 - 15% tùy theo mục tiêu quản lý).

+ Theo mục tiêu xã hội và chính trị (social and political regulation - RSP): giá khí được thiết lập bởi các cơ quan quản lý nhà nước trên cơ sở đặc thù về nhu cầu/kỳ vọng xã hội, cân đối cung cầu hoặc nhu cầu thu ngân sách; có thể tăng (hoặc giảm) mạnh, không phụ thuộc vào thị trường khí.

+ Trợ giá (regulation below cost - RBC): giá khí không phản ánh đủ chi phí sản xuất và chi phí vận chuyển.

+ Đàm phán song phương liên chính phủ (bilateral monopoly - BIM): giá khí được xác định trên cơ sở đàm phán và ký kết các hợp đồng song phương giữa bên bán có số lượng lớn và bên mua mua với số lượng lớn (xuất hiện giữa các nước Liên Xô cũ). Giá khí được thiết lập ở mức cố định trong một khoảng thời gian, thường là 1 năm, theo sắp xếp của chính phủ hoặc các doanh nghiệp dầu khí nhà nước.

- Không tính giá (no price - NP): thường được dùng trong trường hợp nhà sản xuất khí sử dụng nội bộ, hoặc cung cấp miễn phí cho hộ dân dụng và hộ công nghiệp, thường là nguyên liệu cho nhà máy hóa dầu và phân bón. Khí được sản xuất thường đi cùng với dầu hoặc các sản phẩm lỏng khác và được xử lý như bán thành phẩm.

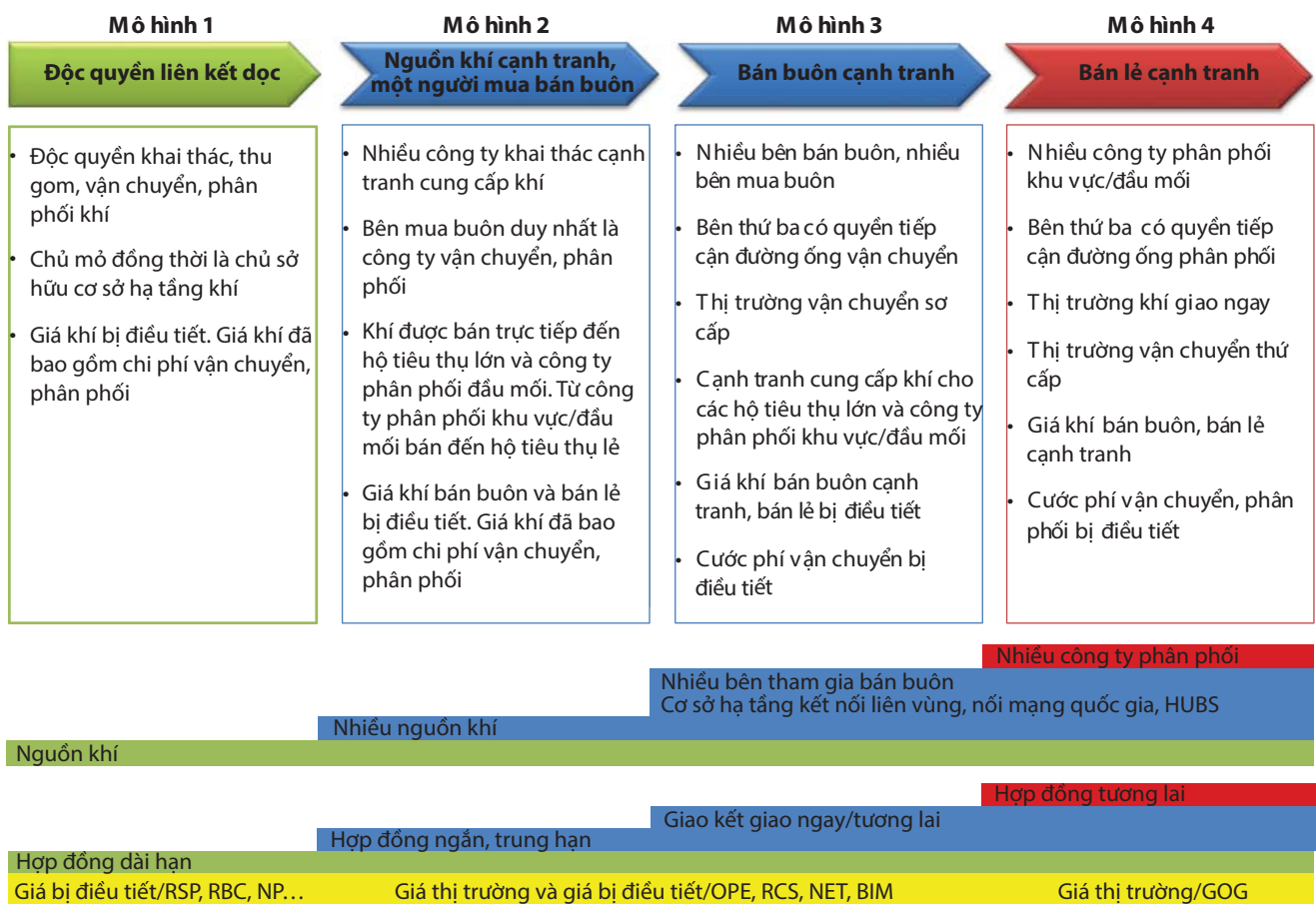
Bảng 1 thể hiện các ưu, nhược điểm của các cơ chế, phương pháp định giá khí.

2. Thực trạng áp dụng cơ chế và phương pháp định giá khí tại các nước trên thế giới

Việc lựa chọn cơ chế, phương pháp định giá khí tùy theo các điều kiện về nguồn cung cấp, cơ sở hạ tầng vận chuyển và phân phối, đặc điểm thị trường tiêu thụ và mô hình kinh doanh thương mại (cơ bản gồm 4 mô hình như Hình 1), đặc biệt là mục tiêu quản lý của mỗi quốc gia. Trong đó, tại mô hình 1 và 2, nhà nước can thiệp sâu vào các hoạt động sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp (để ngăn chặn các hiện tượng lạm dụng vị thế độc quyền/ thao túng, kiểm soát thị trường của doanh nghiệp) thông qua tỷ lệ vốn chủ sở hữu nhà nước chiếm đa số tại doanh nghiệp. Nhà nước giữ vai trò chủ đạo, chi phối trong các

Bảng 1. Cơ chế, phương pháp định giá khí

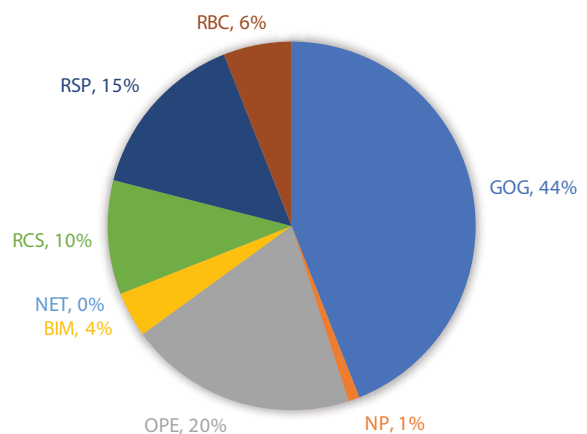
Cơ chế định giá	Định giá khí theo thị trường	Định giá khí có điều tiết
Phương pháp định giá [2]	<ul style="list-style-type: none"> Theo dầu thô/sản phẩm dầu (OPE) Theo giá khí nguồn cạnh tranh (GOG) Giá trừ lùi (netback) từ giá nguyên liệu cạnh tranh hoặc giá đầu ra của sản phẩm sử dụng khí 	<ul style="list-style-type: none"> Theo chi phí đầu tư và tỷ suất lợi nhuận cho phép (RCS) Theo mục tiêu xã hội và chính trị (RSP) Trợ giá (RBC) Đàm phán liên Chính phủ (BIM) Không tính giá (NP)
Ưu điểm [3, 4]	<ul style="list-style-type: none"> Phản ánh đầy đủ giá trị thị trường, giá khí hợp lý Hài hòa lợi ích của các bên tham gia thị trường: đảm bảo mục tiêu lợi nhuận cho người sản xuất, người kinh doanh và hộ tiêu thụ Minh bạch trong quản lý 	<ul style="list-style-type: none"> Dễ dàng xác định, ra quyết định, không phải mất thời gian và chi phí để tìm hiểu, so sánh các thông tin liên quan đến khách hàng, sản phẩm khác... Dễ điều chỉnh theo mức tăng của chi phí Hỗ trợ định giá trong điều kiện thiếu/không đầy đủ thông tin về "cầu"; hoặc định giá theo công suất đầu tư (phí công suất) thay vì định giá theo sản lượng/công suất sử dụng thực tế Dễ dàng đạt được mục tiêu quản lý như thu hút đầu tư thông qua quy định tỷ suất lợi nhuận, điều chỉnh cơ cấu ngành nghề, thực hiện mục tiêu chính trị, mang lại lợi ích xã hội tổng thể lớn nhất và duy trì sự phát triển...
Nhược điểm [3, 4]	<ul style="list-style-type: none"> Luôn dao động, thay đổi trong khi chi phí đầu tư có xu hướng không thay đổi; Rủi ro cao về biến động thị trường từ nhiều yếu tố kinh tế, chính trị Không phản ánh đúng giá trị khi có hiện tượng lạm dụng quyền lực thị trường để áp đặt giá, lũng đoạn thị trường... Định giá trừ lùi từ sản phẩm cuối cùng có lợi cho hộ tiêu thụ cuối cùng khi đảm bảo ổn định chi phí sử dụng khí, hiệu quả kinh tế và mục tiêu lợi nhuận. Tuy nhiên, mức giá này có thể chưa hấp dẫn nhà đầu tư thượng nguồn vì có trường hợp sẽ không đạt được lợi nhuận mục tiêu, thậm chí còn có thể thấp hơn giá thành khai thác khí 	<ul style="list-style-type: none"> Khó xác định chính xác và đầy đủ chi phí phát sinh thực tế Bỏ qua vai trò của người mua, đặc điểm của lượng cầu và/hoặc đối thủ cạnh tranh, chi phí cơ hội Không khuyến khích các nhà cung cấp giảm chi phí, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh. Đơn vị sản xuất không tích cực tìm biện pháp để giảm chi phí Giá khí không phản ánh giá trị thị trường và tối ưu hóa trong sản xuất, tiêu thụ, gây ra sự méo mó của thị trường, sử dụng khí thiếu hiệu quả, không đúng mục đích, hạn chế lợi nhuận sản xuất kinh doanh, xuất khẩu, lãng phí chi tiêu của khách hàng, xuất hiện các dấu hiệu kém minh bạch và môi trường đầu tư kém bền vững trong dài hạn khi các mục tiêu quốc gia có sự thay đổi Chi phí được phân bổ đều theo công suất/sản lượng hoạch định chứ không phải công suất/sản lượng thực tế



Hình 1. Các cấp độ phát triển thị trường, hình thức giao dịch và phương pháp định giá khí [5 - 13]

quyết định, mục tiêu và hoạt động của doanh nghiệp; kiểm soát giá khí, các quy định về tỷ suất thu hồi hoặc mức giá trần để điều chỉnh hiệu quả kinh tế. Chuyển sang mô hình 3 và 4, thị trường khí có nhiều loại hình sản phẩm dịch vụ với nhiều bên tham gia và đa dạng các hình thức giao dịch. Hoạt động thị trường phức tạp hơn nhưng vai trò của nhà nước chỉ là tăng cường giám sát, điều tiết. Nhà nước không chỉ đạo, can thiệp trực tiếp vào hoạt động của các doanh nghiệp khí mà chỉ đưa ra các định hướng, hướng dẫn hành vi cho các bên khi thực hiện các giao dịch và giải quyết các tranh chấp, khiếu nại phát sinh. Định giá khí ở các phân khúc thị trường dần bãi bỏ điều tiết và đến mô hình 4 sẽ vận hành theo quy luật cung - cầu trên toàn bộ thị trường.

Tính theo tổng lượng khí được giao dịch trên toàn thế giới, khí chủ yếu được mua bán theo cơ chế định giá khí theo thị trường (theo nguồn khí cạnh tranh chiếm tỷ lệ lớn nhất ~ 40%, theo giá dầu thô/sản phẩm dầu 20%). Giá khí có điều tiết chiếm 35% (theo chi phí và tỷ suất lợi nhuận cho phép 14%, theo mục tiêu chính trị và xã hội 14%, trợ giá 7%). Xu hướng định giá khí theo phương pháp GOG sẽ tăng lên và OPE sẽ giảm dần khi khí được coi là hàng hóa



Hình 2. Định giá khí trên thế giới năm 2016 [2]

năng lượng có giá trị độc lập nhất định với dầu thô và các sản phẩm dầu.

Định giá khí theo thị trường áp dụng phổ biến tại những nước có thị trường khí phát triển cạnh tranh ở cấp độ cao, các nước nhập khẩu khí tại hơn 100 quốc gia khu vực Bắc Mỹ, châu Âu, châu Á - Thái Bình Dương, châu Á [2]. Trong đó:

- Định giá khí theo phương pháp GOG được sử dụng ở 42 quốc gia, chiếm ưu thế tại Bắc Mỹ (100%), thị

trường châu Âu (66%) và Anh tại các trung tâm mua bán khí (Henry Hub, NBP, TTF, PEG Nord, GASPOOL, PSV...) và một phần nhỏ LNG. Sự góp mặt của châu Á - Thái Bình Dương (14%) chủ yếu phản ánh lượng mua bán LNG giao ngay. Một khối lượng lớn khí được giao dịch ở các nước Liên Xô cũ (~25%), đặc biệt là Liên bang Nga bởi Nga cho phép một số khu vực được mua bán trực tiếp với các nhà sản xuất độc lập nhưng cạnh tranh lẫn nhau (mức độ cạnh tranh này không giống như thị trường Mỹ hoặc Anh, bởi vì giá được định trần bởi Gazprom).

- Định giá khí theo phương pháp OPE được các nước nhập khẩu khí dưới các dạng hợp đồng dài hạn tham chiếu theo giá sản phẩm dầu GO, HFO ở châu Âu (30%), các hợp đồng LNG ở châu Á - Thái Bình Dương (64%). Một số hợp đồng mua bán khí ở các nước Liên Xô cũ (3%) cũng sử dụng cơ chế này nhưng có chiết khấu giá, đặc biệt khí xuất khẩu từ Nga sang Ukraine, Moldova và một số nước Trung Á khác. Giá khí được tính theo công thức tương đương với giá dầu và sản phẩm dầu [8, 11], ví dụ như:

$$P = 50\% (\text{oil product parity} \times \text{GO}) + 50\% (\text{oil product parity} \times \text{FO})$$

Trong đó:

Oil product parity factor: 0,0232 đối với GO hoặc 0,02463 đối với FO

GO/FO: Giá tùy thuộc vào thời điểm đàm phán, điều kiện giao hàng

Định giá khí có điều tiết áp dụng tại các nước có sản xuất khí và sản lượng khí lớn hoặc các nguồn khí đồng hành như Liên Xô cũ, Trung Đông, châu Phi, châu Á. Cụ thể, RCS được sử dụng ở 16 quốc gia Liên Xô cũ và Trung Quốc; RSP - 24 quốc gia (Iraq, UAE, Malaysia, Indonesia...); RBC - 14 nước (Kazakhstan, Turkmenistan, Uzbekistan, Egypt, Algeria, Nigeria, Oman, Syria, Iraq...). BIM là một cơ chế rất quan trọng tại một số nước Liên Xô cũ, Qatar, Australia, New Zealand. Các nước sử dụng phương pháp định giá này thường coi khí như một công cụ vĩ mô để đạt được các mục tiêu kinh tế - chính trị - xã hội.

Định giá hỗn hợp vừa theo thị trường vừa có điều tiết của nhà nước cũng được áp dụng ở một số nước như: cơ chế định giá khí miệng giếng chung cho các mỏ tại Thái Lan [3, 6], giá trong các hợp đồng nhập khẩu khí của các nước châu Âu [9], giá khí miệng giếng ở Việt Nam. Công thức định giá dựa trên giá khí gốc P_0 dựa trên thay đổi với giá của nhiên liệu cạnh tranh thay thế hoặc các chỉ số với nhiều biến thể khác nhau [8], ví dụ:

- Công thức nhân hệ số:

$$P_n = P_0 \left(0,5 \times \frac{E_n}{E_0} + 0,2 \times \frac{HFO_n}{HFO_0} + 0,25 \times \frac{PPI_n}{PPI_0} + 0,05 \right)$$

Trong đó:

P_0 : Giá năm cơ sở/hợp đồng;

E: Trung bình số học của giá điện theo quý được công bố trong 4 quý liên tiếp kết thúc vào ngày 31/3 trước năm hợp đồng;

HFO: Trung bình số học của FO hàng quý được công bố cho giai đoạn 12 tháng kết thúc vào ngày 31/3 trước năm hợp đồng;

PPI: Trung bình số học của PPI được công bố cho giai đoạn 12 tháng kết thúc vào ngày 31/3 trước năm hợp đồng;

n: Năm thứ n;

0: Năm cơ sở.

- Công thức cộng hệ số:

$$P = P_0 + [0,5 \times F_1 \times (GO_n - GO_0)] + [0,5 \times F_2 \times (FO_n - FO_0)]$$

Trong đó:

P_0 : Giá năm cơ sở/hợp đồng;

F: Hệ số điều chỉnh;

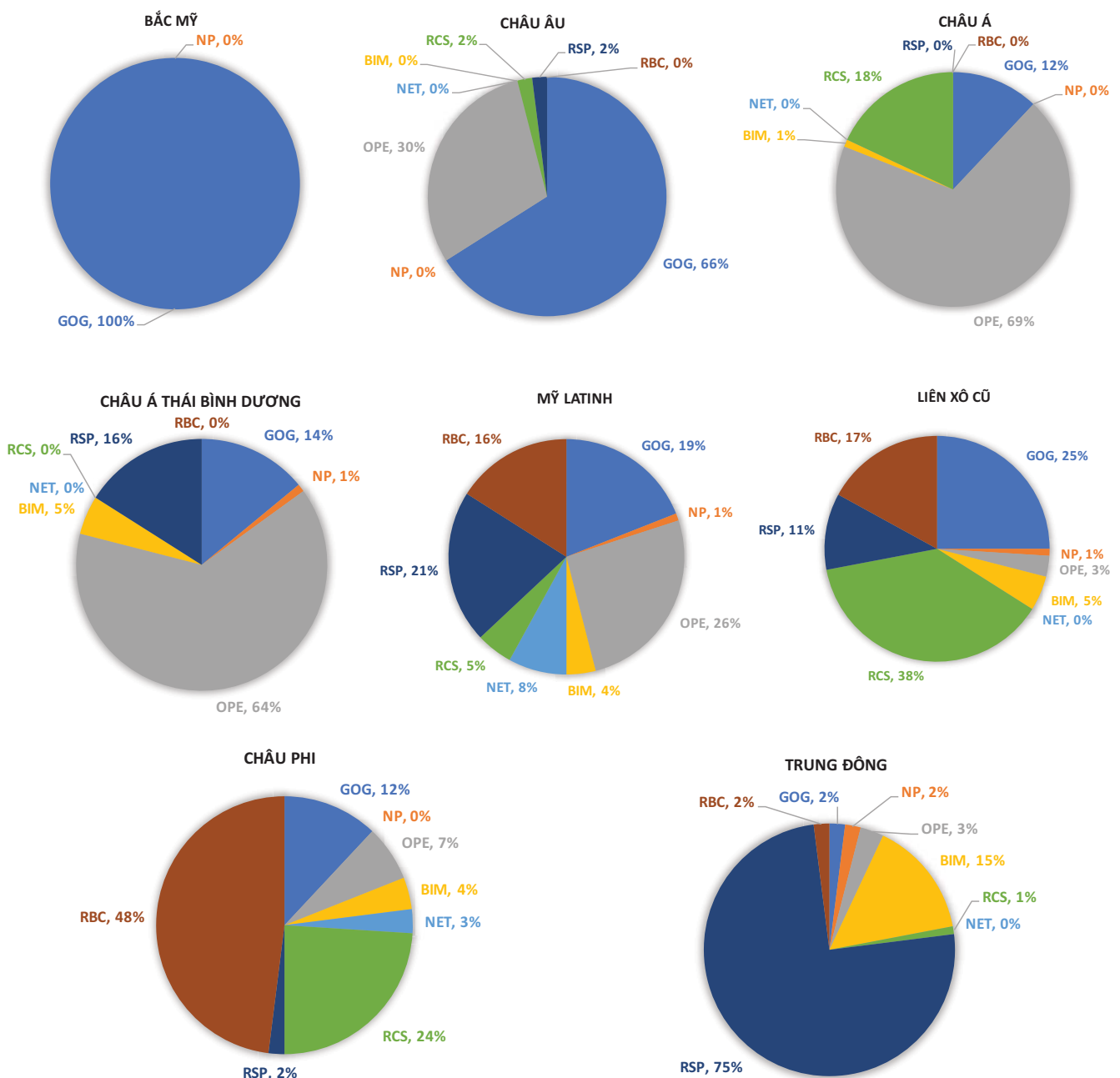
GO/FO: Giá năm cơ sở và năm thực hiện.

Ngoài ra, cơ chế, phương pháp định giá khí không chỉ khác nhau giữa các nước, các khu vực mà còn khác nhau trong cùng một quốc gia, ở các phân khúc thị trường, thậm chí trên cùng một phân khúc thị trường, theo từng ngành nghề, lĩnh vực, mục tiêu sử dụng và quản lý khác nhau. Tại Malaysia và Indonesia, giá khí bán buôn được tính theo phương pháp OPE nhưng giá khí bán lẻ được ấn định cho từng thời kỳ khác nhau [6]. Ở Australia, ngoài thị trường giao ngay ở Victoria, khí chủ yếu được bán theo hợp đồng dài hạn 10 - 15 năm khi giá khí được cố định ban đầu theo tình hình thị trường vào thời điểm đàm phán và trượt theo chỉ số lạm phát [8].

3. Xu hướng định giá khí tại Việt Nam

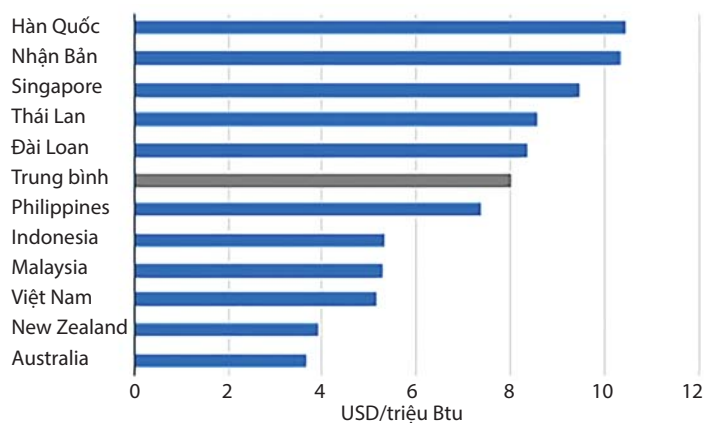
3.1. Định hướng phát triển thị trường khí và yêu cầu đặt ra đối với công tác định giá khí

Thị trường khí Việt Nam phát triển với tốc độ tăng trưởng trung bình đạt 20%/năm trong giai đoạn 2000 - 2010 và 10%/năm trong giai đoạn 2010 - 2016, đạt quy mô khoảng 10 tỷ m³/năm. Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 60/QĐ-TTg ngày



Hình 3. Định giá khí tại các khu vực [2]

16/1/2017 xác định mục tiêu xây dựng cơ chế chính sách để từng bước chuyển đổi mô hình quản lý ngành công nghiệp khí Việt Nam, cơ chế kinh doanh khí theo hướng thị trường khí tự do, hội nhập với thị trường khí trong khu vực và thế giới; phát triển thị trường tiêu thụ khí theo cơ chế thị trường có sự điều tiết của nhà nước. Sản lượng khai thác khí phần đầu đạt 10 - 11 tỷ m³/năm (giai đoạn 2016 - 2020); 13 - 19 tỷ m³/năm (giai đoạn 2021 - 2025); 17 - 21 tỷ m³/năm (giai đoạn 2026 - 2035). Để đáp ứng được nhu cầu thị trường trong giai đoạn tới, bên cạnh đẩy mạnh công tác điều tra cơ bản và tìm kiếm, thăm dò dầu khí, Việt



Hình 4. Giá khí bán buôn của các nước khu vực châu Á - Thái Bình Dương [2]

Bảng 2. Dự báo cân đối cung - cầu khí tại Việt Nam đến năm 2035Đơn vị: tỷ m³

Năm	2016	2020	2025	2030	2035
Nguồn cung cấp khí					
Kịch bản 1: Cung cơ sở	10,76	14,21	19,97	15,36	11,37
Kịch bản 2: Cung tiềm năng	10,76	14,84	26,04	24,66	25,05
Thị trường tiêu thụ khí					
Kịch bản 1: Cầu cơ sở	10,22	11,81	20,22	21,13	21,13
Kịch bản 2: Cầu tiềm năng	10,67	13,09	22,15	23,64	24,96
Cân đối cung - cầu					
Cung cơ sở - cầu cơ sở	0,54	2,40	-0,25	-5,78	-9,76
Cung cơ sở - cầu tiềm năng	0,09	1,12	-2,18	-8,28	-13,59
Cung tiềm năng - cầu cơ sở	0,54	3,03	5,82	3,52	3,92
Cung tiềm năng - cầu tiềm năng	0,09	1,75	3,89	1,02	0,09

Nam sẽ phải xây dựng hệ thống cơ sở hạ tầng kho cảng để sẵn sàng nhập khẩu LNG với mục tiêu đạt 1 - 4 tỷ m³/năm (giai đoạn 2021 - 2025) và đạt 6 - 10 tỷ m³/năm (giai đoạn 2026 - 2035) [14, 15].

Để thực hiện được mục tiêu phát triển thị trường khí cạnh tranh, Chính phủ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã đưa ra các giải pháp về tổ chức quản lý, đầu tư, tài chính và thu xếp vốn, thị trường, khoa học công nghệ, phát triển nhân lực... Trong giải pháp về tổ chức có đặt ra yêu cầu phải hoàn thiện chuyển đổi mô hình quản lý ngành công nghiệp khí Việt Nam theo hướng thị trường khí tự do giai đoạn sau năm 2020, xây dựng chính sách giá khí thị trường hợp lý, đảm bảo hài hòa lợi ích giữa nhà nước, doanh nghiệp và người tiêu dùng [14]. Trong Chính sách năng lượng quốc gia có nêu nguyên tắc định giá khí cần phải căn cứ vào giá khí tối thiểu (giá tính theo chi phí của người sản xuất) và giá khí tối đa (giá khí người sử dụng có thể chấp nhận được). Trên thực tế, giá khí tại Việt Nam được xác định theo cả 2 cơ chế thị trường và có điều tiết với các phương pháp khác nhau, tuy nhiên có các vấn đề đặt ra:

- Giá khí miệng giếng vừa được định theo cơ chế thị trường vừa bị điều tiết với các phương pháp khác nhau (RCS, OPE, hỗn hợp), trên cơ sở đàm phán song phương giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam với các chủ mỏ theo ủy quyền của Chính phủ - vai trò nước chủ nhà và trên nguyên tắc đảm bảo tỷ suất lợi nhuận hợp lý cho nhà đầu tư E&P và hiệu quả tổng thể của chuỗi giá trị khí đến hộ tiêu thụ cuối cùng. Việc định giá khí miệng giếng trên cơ sở thương lượng giữa người bán - người mua là hoàn toàn phù hợp với định hướng phát triển thị trường cạnh tranh và giúp các bên đạt được mục tiêu nhưng quá trình đàm phán hợp đồng thương mại còn kéo dài. Do đó, cần phải thống nhất cơ chế định giá áp dụng chung cho toàn bộ các mỏ/chuỗi giá trị khí trên thị trường Việt Nam để

đảm bảo tính định hướng rõ ràng cho nhà đầu tư và tạo điều kiện thuận lợi đẩy nhanh quá trình đàm phán ký kết hợp đồng thương mại, đưa mỏ vào phát triển khai thác tiêu thụ.

- Giá khí cho hộ tiêu thụ tính theo OPE với các chỉ số khác nhau cho từng lĩnh vực sử dụng nhưng không thấp hơn giá khí miệng giếng, gồm cả chi phí xử lý, vận chuyển, phân phối. Mặc dù quy định chỉ ra đây là cơ chế định giá khí thị trường nhưng thực chất không có sự thỏa thuận của bên mua và bên bán nên có tính áp đặt. Hơn nữa, cần phải có chính sách giá khí nhằm thực hiện được mục tiêu thúc đẩy sử dụng khí, đa dạng hóa các hộ tiêu thụ, đặc biệt thúc đẩy lĩnh vực sử dụng khí mới, khu vực thị trường mới.

3.2. Khuyến nghị

- Quan niệm về định giá khí có sự thay đổi qua thời gian cùng với sự phát triển của thị trường khí và sự xuất hiện của nhiều phương pháp định giá khác nhau

Khí không có thị trường độc quyền, dễ bị cạnh tranh bởi các nguyên/nhiên liệu thay thế là dầu và các sản phẩm dầu, than. Trong khi đó, vốn đầu tư cho chuỗi giá trị khí rất lớn nên các giao dịch mua bán khí phải được đảm bảo bởi các hợp đồng thương mại dài hạn (10 - 30 năm) với điều kiện nhận trực tiếp hay chi trả lại (take or pay). Định giá khí trước đây chủ yếu dựa theo giá dầu [6]. Trong giai đoạn 1990 - 2000, quan niệm về giá trị của khí đã có sự thay đổi. Giá trị của khí không phải bởi tính cạnh tranh của khí với các nguyên/nhiên liệu thay thế mà theo mức độ khan hiếm ở góc độ là nguồn nguyên/nhiên liệu cần thiết cho hoạt động sản xuất, kinh doanh và tiêu dùng hay dựa trên khả năng cung cấp, chấp nhận của thị trường (thể hiện qua giá khí theo phương pháp GOG). Điều đó được giải thích bởi sự chủ đạo của khí dẫn đến tỷ trọng của nhiên liệu cạnh tranh giảm mạnh trong cơ cấu năng

lượng, sự xuất hiện của các dạng năng lượng khác, các loại hình giao dịch mua bán khí trung gian, mua bán trực tiếp, giao ngay và các hình thức hợp đồng tương ứng xuất hiện, các giao dịch giao ngay (spot market) và thương mại LNG gia tăng...

Như vậy, định giá khí tại Việt Nam nên được xem xét thêm theo mức độ khan hiếm nguồn nguyên/nhiên liệu cần thiết cho sản xuất, tiêu dùng, trong việc cơ cấu lại các nguồn năng lượng thứ cấp, giảm phụ thuộc vào nhiên liệu than, cân đối tổng thể lợi ích kinh tế - xã hội cũng như đáp ứng mục tiêu an ninh năng lượng, tạo ý thức sử dụng khí hiệu quả hơn và khẳng định chủ quyền biển đảo quốc gia bằng các công trình khai thác khí ngoài khơi xa bờ.

- Định giá khí có vai trò quan trọng trong công tác quản lý nhà nước

Giá khí là công cụ điều tiết vĩ mô quan trọng. Công tác định giá khí hỗ trợ đắc lực cho công tác quản lý nhà nước đối với thị trường khí cũng như nền kinh tế. Ngay ở các nước có thị trường khí phát triển cạnh tranh hoàn hảo, mặc dù bãi bỏ điều tiết giá khí, nhà nước không can thiệp trực tiếp nhưng vẫn giữ vai trò quan trọng trong việc định hướng, hướng dẫn và điều chỉnh hành vi thông qua cơ chế chính sách và khung pháp lý quản lý thị trường khí. Ví thể, ở nhiều nước đã ban hành Luật khí, đưa ra những quy định về phương pháp định giá, phân loại chi phí và xác định chi phí được phép chuyển vào giá khí, công thức tính giá khí, khung biểu giá khí [16 - 19]. Kinh nghiệm thế giới cũng chỉ ra, bất kỳ hình thức kiểm soát giá khí nào của chính phủ mà không theo quy luật của thị trường sẽ không tạo ra được tăng trưởng nhanh về mức độ đầu tư và sự tăng trưởng của ngành. Trường hợp Mỹ trước năm 1980, việc can thiệp quá sâu vào định giá khí đã gây ra rắc rối dư - thiếu cung và tổn kém, lãng phí trong hiệu suất hoạt động của cơ sở hạ tầng khí. Hoạt động của các bên tham gia bị ràng buộc quá nhiều với rủi ro lớn về tài chính đã cản trở đầu tư dẫn đến sự đình trệ của thị trường. Hay trong chính sách trợ giá khí của Malaysia, việc trợ giá khí trong giai đoạn nhất định đã thúc đẩy sự phát triển của thị trường tiêu thụ khí trong nước nhưng tình trạng kéo dài làm cho giá khí không phản ánh đúng và đầy đủ chi phí biên trong thăm dò, khai thác và phân phối, gây tổn kém và khó khăn khi nhà nước muốn bãi bỏ trợ giá, đưa giá khí phản ánh đúng quy luật thị trường [6, 16, 17].

Đối với Việt Nam, trong giai đoạn đầu phát triển thị trường cạnh tranh, Nhà nước cần tiếp tục giữ vai trò điều tiết chặt chẽ đối với thị trường khí thông qua các chính sách quản lý và quyền sở hữu nhà nước trong các doanh

nh nghiệp khí, nhưng không trực tiếp can thiệp vào hoạt động của thị trường khí. Định giá khí theo cơ chế thị trường trên cơ sở thỏa thuận giữa bên bán và bên mua với nguyên tắc đảm bảo hài hòa lợi ích các bên, tức là nhà đầu tư thu hồi đủ chi phí phát sinh trong chuỗi giá trị khí nhưng vẫn trong khả năng chấp nhận của người tiêu dùng/thị trường tiêu thụ và có tính tới LNG nhập khẩu. Toàn bộ các chi phí được thu hồi và không cần phải trợ giá. Tiếp theo là phải có cơ chế định giá khí, đặc biệt là cơ chế chung định giá khí miệng giếng cho các mỏ trên toàn quốc. Cơ chế này sẽ giúp các nhà đầu tư dự tính được lợi ích kinh tế và định hướng hoạt động đầu tư khi tham gia thị trường khí Việt Nam. Đó là, giá khí miệng giếng phải khuyến khích được chủ mỏ/nhà sản xuất/khai thác đầu tư phát triển nguồn khí thông qua hoạt động thăm dò, khai thác mỏ; thúc đẩy doanh nghiệp đầu tư đường ống phát triển hệ thống cơ sở hạ tầng vận chuyển và phân phối khí, cung cấp tín hiệu đúng cho người mua/tiêu thụ khí lựa chọn khí như một nguồn nguyên nhiên liệu kinh tế, hiệu quả. Ngoài ra, để duy trì tăng trưởng bền vững nhu cầu sử dụng khí đáp ứng mục tiêu giảm phát thải, thân thiện với môi trường, phát triển bền vững, cần có chính sách giá khí hợp lý nhằm thúc đẩy sử dụng khí, mở rộng và đa dạng hóa thị trường, lĩnh vực tiêu thụ khí.

- Lựa chọn cơ chế định giá khí miệng giếng phù hợp với yêu cầu phát triển thị trường khí cạnh tranh

Để áp dụng phương pháp định giá theo nguồn khí cạnh tranh chỉ khi đáp ứng được các điều kiện như: có nhiều nguồn cung cấp, khối lượng giao dịch lớn với nhiều bên và đa dạng thành phần tham gia, cơ sở hạ tầng phát triển kết nối đồng bộ và ở quy mô quốc gia, hình thành các trung tâm thương mại với thông tin công khai, minh bạch, đầy đủ, có đủ công cụ cần thiết để thực hiện các giao dịch, thị trường năng lượng và các sản phẩm liên quan vận hành theo cơ chế thị trường, chính sách và khung pháp lý đủ để điều chỉnh và được xây dựng trên cơ sở hài hòa lợi ích và minh bạch công khai. Rất ít quốc gia trên thế giới đạt đến mô hình cạnh tranh hoàn hảo. Tuy nhiên, thị trường cạnh tranh không hẳn là đạt được tất cả các điều kiện chuyển đổi, mà chỉ cần có sự thay đổi từng điều kiện cũng làm tăng tính cạnh tranh của thị trường [18].

Do vậy, phát triển thị trường khí cạnh tranh ở Việt Nam là quá trình đáp ứng từng bước và hội tụ các điều kiện trên, trong đó điều kiện tiên quyết là khuyến khích công tác tìm kiếm, thăm dò để gia tăng trữ lượng, sản lượng, đưa nhanh các nguồn khí ở quy mô lớn vào khai thác sử dụng, xem xét nhập khẩu LNG nhằm đảm bảo cân

đối cung - cầu khí. Giá khí miệng giếng có vai trò điều tiết lợi nhuận của đơn vị cung cấp khí trên toàn bộ chuỗi giá trị khí.

Thứ hai, cơ cấu chi phí đầu tư cho khai thác, xử lý, vận chuyển, phân phối rất lớn, đặc điểm độc quyền tự nhiên trong vận chuyển, phân phối, khí dễ bị thay thế bởi các nhiên liệu khác. Vì vậy, để đảm bảo được lợi nhuận hợp lý cho các nhà đầu tư, các dự án khí nên được neo chốt bởi các hợp đồng dài hạn với điều kiện TOP, đảm bảo tính ổn định cho khối lượng tiêu thụ khí đủ lớn nhất định. Hơn nữa, giá khí biến động mạnh trong ngắn hạn khi có thay đổi nhỏ về lượng cung - cầu chỉ trên thị trường cạnh tranh đã phát triển các giao dịch giao ngay (spot market). Đối với các giao dịch mua bán theo các hợp đồng dài hạn, giá khí được xác định dựa trên chi phí sản xuất trung bình và điều khoản giá có quy định hệ số điều chỉnh kèm theo nhưng không thể dao động ngoài đường chi phí sản xuất trung bình.

Chính vì vậy, cơ chế định giá khí miệng giếng nên được tính toán theo cơ cấu chi phí đầu tư hay phương pháp tính giá cộng chi phí (cost plus) và hệ số điều chỉnh gắn với yếu tố thị trường. Cơ chế này phản ánh đầy đủ các yếu tố ảnh hưởng như chi phí khai thác, đặc điểm nguồn cung cấp, đặc điểm thị trường tiêu thụ, mức độ cạnh tranh với các nhiên liệu thay thế, mức độ phát triển kinh tế quốc gia trong mối liên hệ với đời sống kinh tế quốc tế, biến động thị trường năng lượng toàn cầu... Điều này được phản ánh trong công thức giá khí đã và đang đề xuất áp dụng tại Việt Nam:

$$P = P_0 \times \text{Hệ số điều chỉnh}$$

Bảng 3. Quan điểm lựa chọn chỉ số trong công thức giá khí [8]

Chỉ số	Quan điểm của bên mua	Quan điểm của bên bán
Dầu thô	Phổ biến cho định giá LNG	Phổ biến cho định giá LNG
Sản phẩm dầu trên thị trường quốc tế		
GO	Phù hợp với hộ dân dụng Không phù hợp cho phát điện/hộ công nghiệp	Phù hợp, thị trường tự do
FO	Hợp lý cho phát điện và công nghiệp	Phù hợp, thị trường tự do
Sản phẩm dầu trong nước		
GO	Lý tưởng cho hộ dân dụng. Không phù hợp cho hộ công nghiệp hoặc phát điện	Không lý tưởng, méo mó thị trường, bị chính phủ kiểm soát giá
FO	Lý tưởng cho phát điện và hộ công nghiệp	Tốt cho hộ dân dụng. Không phù hợp cho hộ công nghiệp hoặc điện
Lạm phát	Được chấp nhận nếu chỉ số thấp	Bảo hiểm giá tốt, ít rủi ro hơn dầu, không chấp nhận nếu chỉ số thấp
Than	Phù hợp cho phát điện	Đơn điệu, không có giá quốc tế
Điện	Phù hợp cho phát điện	Không được chấp nhận, thị trường không chắc chắn (vì giá khí neo theo giá điện sẽ không ổn định do giá điện bán lẻ trên thị trường điện cạnh tranh luôn thay đổi)
Nhân tố cố định	Phù hợp, giá thấp và dự báo được	Đơn điệu, thấp, dễ dự báo giá

Trong đó:

P: Giá khí miệng giếng;

P_0 : Giá gốc ban đầu (tính theo phương pháp cộng chi phí (CAPEX + OPEX) và tỷ suất lợi nhuận hợp lý được phê duyệt);

Hệ số điều chỉnh: Phụ thuộc vào các yếu tố sau:

- + Giá nhiên liệu cạnh tranh: FO, GO, E...
- + Các chỉ số trượt giá: PPI, CPI...
- + Tỷ giá hối đoái...

Việc xác định P_0 phụ thuộc vào chi phí và IRR mục tiêu/ cho phép (một số nhà thầu dùng chỉ số ROR). Vì không thể tính toán chính xác chi phí ngay từ đầu cần phải có cơ chế kiểm soát, điều chỉnh tương ứng khi có sự biến động của các yếu tố ảnh hưởng đến chi phí và IRR mục tiêu.

Việc lựa chọn hệ số điều chỉnh ở các nước dựa trên các yếu tố ảnh hưởng đến giá khí, tập trung vào đặc điểm cơ cấu tiêu thụ năng lượng quốc gia, các nguồn năng lượng cạnh tranh thay thế, mức độ tăng trưởng/suy giảm sản xuất và tiêu thụ, mức độ cạnh tranh của kinh tế quốc gia... thông qua chỉ số giá của FO, DO, GO, CPI, PPI, tỷ giá hối đoái, hệ số giảm trừ... Bảng 2 thể hiện quan điểm của bên mua/bán ở thị trường khí các nước châu Âu khi lựa chọn các chỉ số đưa vào hệ số điều chỉnh.

Việc lựa chọn các chỉ số khác nhau trong hệ số điều chỉnh cũng dẫn đến xu hướng biến động giá khí khác nhau. Đồng thời, hệ số điều chỉnh còn phải xem xét tần suất, thời gian rà soát, điều chỉnh [8, 11], trong đó:

+ Tần suất điều chỉnh: khi điều chỉnh thường xuyên sẽ phản ánh sát thực tình hình thị trường. Ngược lại, ít điều chỉnh sẽ duy trì sự ổn định.

+ Thời gian cơ sở: là giai đoạn trước ngày ký hợp đồng mà giá được dẫn chiếu theo giai đoạn đó. Giá trị của chỉ số phải sử dụng dữ liệu được công bố và tin cậy. Giá trị của thời gian cơ sở phải ảnh hưởng tới giá tương lai.

+ Thời gian rà soát: là thời gian trước ngày tính lại giá và lấy mẫu từ số liệu được công bố bao gồm độ trễ (do việc điều chỉnh không phải tùy ý mà theo định kỳ nên làm méo mó, sai lệch những nỗ lực phản ánh giá trị thị trường).

- Các khuyến nghị chính sách đối với giá LNG và giá khí cho hộ tiêu thụ

+ Chính sách đối với giá LNG:

Khi LNG được nhập khẩu, giá LNG được xem xét trên nguyên tắc chuyển toàn bộ cho khách hàng tiêu thụ mà không được trợ giá bởi việc trợ giá ở mức cao rất tốn kém cũng như ảnh hưởng tiêu cực đến nhu cầu tiêu thụ LNG. Giá LNG đến hộ tiêu thụ được xác định trên cơ sở cạnh tranh với các nguyên/nhiên liệu thay thế trong lĩnh vực sử dụng. Đối với khách hàng công nghiệp hiện đang sử dụng LPG, FO, giá LNG sẽ dễ dàng được chấp nhận. Đối với khách hàng là các nhà máy điện sử dụng LNG sẽ hoạt động theo cơ chế thị trường phát điện cạnh tranh (quy luật cung - cầu), cần phải nghiên cứu cụ thể các cơ chế chính sách hỗ trợ đầu tư đặc thù.

+ Chính sách giá khí cho hộ tiêu thụ:

Đối với khí bán cho các hộ tiêu thụ cuối cùng, để xuất "Chính sách một giá khí" trong đó giá khí sẽ có một "mức giá chung" không phụ thuộc vào nguồn khí và/hoặc khoảng cách đến các hộ tiêu thụ nhằm hỗ trợ cho các hộ tiêu thụ, thực hiện mục tiêu thúc đẩy sử dụng khí và đầu tư cho cơ sở hạ tầng khí. Giá khí đối với từng lĩnh vực/khu vực tiêu thụ sẽ có các chính sách khác nhau phù hợp với mục tiêu quản lý nhà nước trên cơ sở điều kiện và đặc điểm của thị trường tiêu thụ đó.

Theo đó, giá khí có thể xác định trên cơ sở nguyên/nhiên liệu cạnh tranh thay thế hoặc giá nguyên/nhiên liệu cạnh tranh thay thế và/hoặc giá bán sản phẩm trừ lùi tùy theo chính sách ưu tiên sử dụng khí cho các ngành nghề và chính sách đa dạng hóa, phát triển các ngành nghề. Như vậy, giá khí cao hay thấp ở hộ tiêu thụ cuối cùng đòi hỏi phải có các cơ chế chính sách đặc biệt mà không ảnh hưởng đến giá khí miệng giếng vì giá khí miệng giếng được tính trên nguyên tắc cơ cấu đầu tư, đảm bảo cho nhà đầu tư tỷ lệ hợp lý và chịu rủi ro có giới hạn theo yếu tố

thị trường. Điều này cũng chỉ ra rằng muốn phát triển lĩnh vực hóa dầu sử dụng khí làm nguyên liệu ở mức giá đầu vào thấp hay phát triển khu vực thị trường tiêu thụ mới, cần có cơ chế chuyển/liên kết giá khí miệng giếng cao vào giá thành sản xuất sản phẩm hóa dầu đầu ra thông qua chính sách ưu đãi đầu tư đặc thù (miễn giảm thuế, phí, hỗ trợ vốn đầu tư, hỗ trợ phát triển hệ thống phân phối và thị trường tiêu thụ sản phẩm hóa dầu, giá khí nguyên liệu cạnh tranh trong tương quan với giá nguyên liệu đầu vào khác...). Cơ chế giá khí cho các dự án hóa dầu cần có lộ trình tiến đến cơ chế giá thị trường, đánh giá cụ thể đối với mỗi khu vực chiến lược (miền Bắc, Trung, Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ), biên độ giá khí (điểm hòa vốn, giá khí tối thiểu, giá khí tối đa), cần điều chỉnh mức IRR phù hợp...

4. Kết luận

Việc định giá khí ở mỗi quốc gia, khu vực phải tính đến rất nhiều yếu tố nhằm đảm bảo lợi ích của các bên tham gia thị trường: đơn vị sản xuất, khai thác khí, các bên kinh doanh khí và dịch vụ vận chuyển, phân phối, khách hàng tiêu thụ đồng thời cân bằng được lợi ích kinh tế - xã hội tổng thể. Vì vậy, việc định giá khí rất đa dạng khi được xác định theo cơ chế thị trường hoặc có điều tiết với nhiều phương pháp tham chiếu tới nhiều chỉ số khác nhau như hệ số giảm trừ, tỷ giá hối đoái, CPI, PPI, giá nhiên liệu thay thế DO, FO, GO... phản ánh được giá trị vốn có của khí là nguồn năng lượng có tính cạn kiệt, không tái tạo và mỗi mỏ/nguồn khí có đặc thù về thành phần, chất lượng khí, điều kiện khai thác, tiềm năng trữ lượng và sản lượng; chi phí sản xuất, thị trường tiêu thụ...

Phát triển thị trường khí cạnh tranh là xu hướng tất yếu trên thế giới và giá khí là vấn đề cốt lõi, giữ vai trò điều tiết lợi ích giữa các khâu trong chuỗi giá trị khí. Khi chuyển đổi nền kinh tế từ kế hoạch hóa tập trung sang cơ chế thị trường hay tiến trình đạt đến các cấp độ cạnh tranh khác nhau, việc định giá khí đòi hỏi phải nhận diện được đầy đủ các yếu tố ảnh hưởng cũng như nắm vững được các mục tiêu, nguyên tắc và cách thức định giá khí hiện có: định giá khí do Nhà nước kiểm soát hay theo quy luật thị trường, định giá khí trên chi phí hay theo các nguồn nguyên/nhiên liệu cạnh tranh thay thế, giá bán sản phẩm sản xuất từ khí... Từ đó, Nhà nước cần phải xây dựng được cơ chế chính sách định giá khí phù hợp với điều kiện nội lực và yêu cầu phát triển thị trường khí tại Việt Nam [20].

Tài liệu tham khảo

1. Aurel Kenessy, Benoit Buisson, Richard McKenzie. *Pricing methods*. 2005.

2. IGU. *Wholesale gas price formation - A global review of drivers and regional trends*. 2016 - 2017.
3. Viện Dầu khí Việt Nam. *Nghiên cứu cơ sở lý luận về việc áp dụng cơ chế trộn giá khí của PVN khi có hoạt động nhập khẩu LNG*. 2013.
4. Viện Dầu khí Việt Nam. *Xây dựng phương án giá khí, công thức giá khí và mô hình kinh doanh thương mại khí của dự án Cá Voi Xanh*. 2015.
5. Andrej Juris. *Development of natural gas and pipeline capacity markets in the United States*. 1996.
6. Florence Ninane, Alexandre Ancel, Jean-Yves Ollier. *Gas regulation in 36 jurisdictions worldwide*. 2011.
7. IEA. *Gas pricing and regulation: China's challenges and IEA experience*. 2012.
8. IFF. *Mastering pricing and price review in gas & LNG*. 2013.
9. Jonathan Stern. *International gas pricing in Europe and Asia: A crisis of fundamentals*. Energy Policy. 2014; 64: p. 43 - 48.
10. OECD. *Promoting competition in the natural gas industry*. 2000.
11. OECD/IEA. *Developing a natural gas trading hub in Asia - Obstacles and opportunities*. 2013.
12. IHRDC. *International gas business*. 2013.
13. IEA WEO. *Are we entering a golden age of gas?*. 2011.
14. Thủ tướng Chính phủ. *Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035*. Quyết định số 60/QĐ-TTg. 16/1/2017.
15. Thủ tướng Chính phủ. *Chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035*. Quyết định 1749/QĐ-TTg. 14/10/2015.
16. UNECE. *The impact of liberalization of natural gas markets in the UNECE region*. 2012.
17. Galway Energy Advisors LLC. *Global and regional gas market study*. 2014.
18. Wilson W.Dub Crook. *Natural gas policy observation for Vietnam*. 2014.
19. World Bank. *Vietnam - Gas sector development framework: final report*. 2010.
20. Viện Dầu khí Việt Nam. *Nghiên cứu đề xuất cơ chế chính sách phát triển thị trường khí Việt Nam giai đoạn đến 2020, tầm nhìn 2030*. 2015.

Natural gas pricing in the world and the trend of natural gas pricing in Vietnam

Phan Ngọc Trung¹, Nguyen Thi Thanh Le²
 Nguyen Thi Thu Phuong², Ha Thanh Hoa², Phung Le Mai²
¹Vietnam Oil and Gas Group
²Vietnam Petroleum Institute
 Email: lenttt@vpi.pvn.vn

Summary

Natural gas prices are driven by numerous natural and social factors such as the size of a supply source, cost of gas exploitation, features of markets, trading models, the goals of every single participant in the gas value chain, and the strategic objectives of a government, etc. Each country therefore has its own gas pricing mechanism, and even in the same market area of a certain country, gas prices are valued with different methods. Together with the gas market liberalisation, the concept of gas pricing has been changed over time. Formerly gas prices were indexed to alternative fuels, today natural gas is valued as an independent source of energy. This article introduces natural gas pricing mechanism and methodology, and practices of gas pricing in the world, from which some recommendations regarding natural gas pricing are made in an effort of implementing the policies and guidelines of the Party and the State on the development of a competitive gas market in Vietnam.

Key words: Gas pricing, competitive gas market, gas value chain, consumer, mechanism, methodology, policy.

NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN MÔ PHỎNG LAN TRUYỀN VÀ BIẾN ĐỔI DẦU TRÀN TẠI KHU VỰC BIỂN ĐÔNG

Nguyễn Quốc Trinh

Trung tâm Dự báo Khí tượng Thủy văn Trung ương, Bộ Tài nguyên và Môi trường
Email: maitrinhvinh@gmail.com

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu kết quả đánh giá, kiểm định mô hình mô phỏng lan truyền và biến đổi dầu tràn tại khu vực Biển Đông với các điều kiện gồm: quá trình vật lý (bình lưu, khuếch tán ngang), quá trình phong hóa (bay hơi, nhũ tương, hòa tan, phân tán, hấp thụ trầm tích, tương tác bờ bãi, oxy hóa, phân hủy sinh học) và quá trình biến đổi tính chất dầu trên mặt biển (mật độ, độ dày, nhiệt độ, độ nhớt, sức căng bề mặt)... Bằng phương pháp tiếp cận bài toán Euler, tác giả đã tổng hợp, nghiên cứu và phát triển mô phỏng lan truyền và biến đổi dầu tràn khu vực Biển Đông dựa trên quá trình vật lý, phong hóa và biến đổi tính chất dầu tràn ra môi trường biển.

Từ khóa: Dầu tràn, Biển Đông, nồng độ, vệt dầu.

1. Giới thiệu

Nghiên cứu ô nhiễm dầu do sự cố trên biển đã được triển khai trong khuôn khổ đề tài cấp Nhà nước 48.B.05.03 “Ô nhiễm biển” do Phạm Văn Ninh chủ nhiệm [1]. Nhóm nghiên cứu đã xây dựng và hoàn thiện phần mềm OST-2D, OST-3D [2, 3]; áp dụng mô hình thương mại MIKE3 PA/SA của Đan Mạch để tính toán lan truyền, biến đổi của dầu trên biển [4]; tự xây dựng và phát triển mô hình lan truyền và biến đổi dầu theo bài toán Euler [5]; sử dụng mô hình của Vũ Thanh Ca để ứng dụng tính toán mô phỏng với các điều kiện yếu tố môi trường trung bình mùa và điều kiện thực cho các khu vực khác nhau [6 - 8]; xây dựng phần mềm OilSAS [9]; nghiên cứu, xây dựng và hoàn thiện mô hình tính toán lan truyền ô nhiễm dầu theo bài toán Lagrange [10]; phát triển mô hình lan truyền ô nhiễm dầu sử dụng bài toán Euler [11].

Trên cơ sở kết quả nghiên cứu trên thế giới và trong nước, tác giả đã tổng hợp, nghiên cứu và phát triển mô phỏng lan truyền và biến đổi dầu tràn khu vực Biển Đông bằng phương pháp tiếp cận bài toán Euler dựa trên quá trình vật lý, phong hóa và biến đổi tính chất dầu tràn ra môi trường biển.

2. Cơ sở lý thuyết dầu tràn

Lehr đã nghiên cứu lựa chọn sử dụng mô hình thủy động lực học để làm đầu vào các mô hình vận chuyển và biến đổi dầu [12]. Theo phương pháp tiếp cận bài toán Euler, nồng độ dầu biến đổi theo phương ngang, theo thời gian dưới dạng:

$$\frac{\partial C}{\partial t} = - \left(V_{ax} \frac{\partial C}{\partial x} + V_{ay} \frac{\partial C}{\partial y} \right) + \left(D_{hx} \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} + D_{hy} \frac{\partial^2 C}{\partial y^2} \right) \pm \sum_m S_m \quad (1)$$

Trong đó:

C: Nồng độ trên đơn vị diện tích bề mặt của dầu (kg.m⁻²);

V_{ax} và V_{ay}: Vận tốc di chuyển dầu thành phần theo trục x và y (m.s⁻¹) [13];

D_{hx} và D_{hy}: Tham số khuếch tán ngang thành phần theo trục x và y (m².s⁻¹) [13];

S_m: Nguồn hoặc tiêu tán của dầu tràn (kg.m⁻².s⁻¹);

t: Thời gian (giây).

Ngoài ra, tồn tại mối tương quan chặt chẽ giữa nồng độ, mật độ và độ dày lớp dầu. Phương trình về mô phỏng độ dày của lớp dầu song song với nồng độ dầu [14, 15] viết dưới dạng:

$$\frac{\partial h}{\partial t} = - \left(V_{ax} \frac{\partial h}{\partial x} + V_{ay} \frac{\partial h}{\partial y} \right) + \left(D_{hx} \frac{\partial^2 h}{\partial x^2} + D_{hy} \frac{\partial^2 h}{\partial y^2} \right) \pm \sum_m \frac{S_m}{\rho} \quad (2)$$

Trong đó:

h: Độ dày lớp dầu (m);

ρ: Mật độ dầu (kg.m⁻³).

Mối quan hệ dầu tràn trên mặt biển giữa nồng độ dầu, độ dày lớp dầu và mật độ dầu được xác định thể hiện qua biểu thức sau:

$$\rho = \frac{C}{h} \quad (3)$$

Các tính chất và thành phần của dầu biến đổi ngoài quá trình phong hóa được tham khảo qua các công trình nghiên cứu đã công bố [16, 17]. Đó là sự biến đổi mật độ, thể tích, độ nhớt, sức căng bề mặt của dầu. Một số nghiên

cứ cụ thể đã thể hiện được biến đổi tính chất dầu quan hệ chặt chẽ với các quá trình phong hóa [18 - 20].

Các công trình nghiên cứu cho thấy mật độ dầu biến đổi phụ thuộc vào tỷ lệ bay hơi, nhiệt độ dầu, tỷ lệ nhũ tương hóa và mật độ dầu ban đầu như xác định mối liên hệ này với quá trình bay hơi và nhũ tương [18, 21, 22]; xác định mật độ phụ thuộc vào bay hơi, nhũ tương và chênh lệch nhiệt độ (dầu và môi trường) [12, 23]. Có thể sử dụng công thức xác định biến đổi của mật độ dầu dưới dạng:

$$\rho = F_w \rho_w + (1 - F_w) \rho_0 [1 - C_1 (T - T_e) (1 + C_2 F_e)] \quad (4)$$

Xác định chỉ số API phụ thuộc vào mật độ [24, 25] dưới dạng:

$$SG = \frac{\rho}{\rho_w}; \quad API = \frac{141,5}{SG} - 131,5 \quad (5)$$

Xác định nhiệt độ dầu biến đổi phụ thuộc chỉ số API [26]:

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

Xác định thể tích dầu biến đổi phụ thuộc vào quá trình phong hóa dầu [27 - 30]:

$$V = V_0 \frac{(1 - F_e - F_d - F_{disc} - F_{sed} - F_{coats} - F_{oxy} - F_{bio})}{(1 - F_w)} \quad (7)$$

Trong đó:

V_0 và V : Thể tích dầu tại thời điểm trước (t) và thời điểm hiện tại ($t + \Delta t$) (m^3);

ρ_0 và ρ : Mật độ dầu tại thời điểm trước (t) và thời điểm hiện tại ($t + \Delta t$) ($kg.m^{-3}$);

ρ_w : Mật độ nước ($kg.m^{-3}$);

C_1 và C_2 : Các hằng số thực nghiệm tương ứng $8 \times 10^{-4} (K^{-1})$ và $1,8 \times 10^{-2}$;

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

$F_w, F_e, F_d, F_{disc}, F_{sed}, F_{coats}, F_{oxy}$ và F_{bio} : Tỷ lệ của các quá trình tương ứng nhũ tương, bay hơi, phân tán, hòa tan, trầm tích, bờ bãi, oxy hóa và phân hủy sinh học [31].

Độ nhớt là một tham số phụ thuộc vào nhiệt độ, quá trình bay hơi và nhũ tương hóa. Mooney mô tả tương quan ảnh hưởng biến đổi tính chất nhớt khác nhau [21]; phát triển theo hướng giải tích và vi phân [12, 18, 22, 32]; xác định mối quan hệ phụ thuộc vào độ nhớt ban đầu, bay hơi, nhũ tương và chênh lệch nhiệt độ dầu và môi trường [30, 33]; xác định mối quan hệ phụ thuộc vào độ nhớt ban đầu và nhiệt độ môi trường [34]; xác định độ nhớt ban đầu phụ thuộc tỷ lệ nhựa đường (asphalt) [23]. Tác giả đã lựa chọn hệ thống công thức:

- Xác định độ nhớt động lực học ban đầu của dầu tràn:

$$\mu_0 = 224 \sqrt{C_A} \quad (8)$$

- Xác định biến đổi độ nhớt động lực học của dầu tràn:

$$\nu = \nu_0 \exp \left[C_6 \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_e} \right) + C_5 F_e + \frac{C_3 F_w}{1 - C_4 F_w} \right] \quad (9)$$

- Xác định quan hệ giữa độ nhớt động lực học và động lực học của dầu tràn:

$$\mu = \rho \nu \quad (10)$$

Trong đó:

μ_0 và μ : Độ nhớt động lực học tại thời điểm trước (t) và thời điểm hiện tại ($t + \Delta t$) ($kg.m^{-1}.s^{-1}$) hoặc (cP);

ν_0 và ν : Độ nhớt động lực học tại thời điểm trước (t) và thời điểm hiện tại ($t + \Delta t$) ($m^2.s^{-1}$) hoặc (cSt);

C_A : Tỷ lệ asphalt trong dầu $C_A = 2,56$ (wt%);

C_3 : Tham số ($\sim 2,5$);

C_4 : Tham số ($\sim 0,654$);

C_5 : Tham số phụ thuộc vào loại dầu (= 1 với dầu nhẹ, = 15 đối với dầu thô [18, 35]);

C_6 : Hằng số độ nhớt có liên quan đến nhiệt độ $T (K^{-1}) (9 \times 10^3 (K^{-1}) [36] \text{ và } 5 \times 10^3 (K^{-1}) [16])$;

F_e : Phần bay hơi của dầu;

F_w : Phần nước trong nhũ tương trong nước;

T và T_e : Nhiệt độ dầu và môi trường (K).

Sức căng bề mặt là lực hấp dẫn giữa các phân tử trên bề mặt của một chất lỏng. Xây dựng các công thức để mô tả sự thay đổi sức căng bề mặt với thời gian [12, 18]:

- Xác định sức căng bề mặt dầu - nước:

$$\sigma_w = \sigma_{w0} (1 + F_e) \quad (11)$$

- Xác định sức căng bề mặt dầu - không khí:

$$\sigma_A = \sigma_{A0} (1 + F_e) \quad (12)$$

Trong đó:

σ_{w0} và σ_w : Sức căng bề mặt tiếp giáp dầu - nước tại thời điểm trước (t) và thời điểm hiện tại ($t + \Delta t$) ($N.m^{-1}$);

σ_{A0} và σ_A : Sức căng bề mặt tiếp giáp nước - không khí tại thời điểm trước (t) và thời điểm hiện tại ($t + \Delta t$) ($N.m^{-1}$);

F_e : Tỷ lệ bốc hơi.

Để giải được bài toán cần xác định các điều kiện sau:

- Điều kiện ban đầu

Hoặc
$$\begin{aligned} C(x, y, t = 0) &= C_0(x, y) \\ H(x, y, t = 0) &= H_0(x, y) \end{aligned} \quad (13)$$

tại thời điểm ban đầu $t = 0$

- Điều kiện biên trên mặt biển thoáng

Đối với quá trình môi trường có gió trên mặt, dòng chảy tầng mặt, sóng mặt, nhiệt độ không khí trên mặt, nhiệt độ nước bề mặt và độ muối nước biển bề mặt.

- Điều kiện biên cứng tại bờ và đáy

Dầu dính vào bờ khi chạm bờ và đáy hấp thụ hoàn toàn:
$$\frac{\partial C}{\partial n} = 0 \text{ khi } d \leq 0 \quad (14)$$

Trong đó, n là hướng về phía biên.

- Điều kiện biên hở

Dầu phát tán tự do ra ngoài:

$$\frac{\partial}{\partial n} \left(D_{hn} \frac{\partial C}{\partial n} \right) = 0 \quad (15)$$

Trong đó:

n : Hướng về phía biên;

D_{hn} : Tham số khếch tán tại biên.

3. Điều kiện tính toán

- Thông tin dữ liệu địa hình đáy biển (nền): Cơ sở số liệu địa hình đã thu thập được từ các hải đồ với các tỷ lệ khác nhau và thông tin trên internet với phân giải 1 phút, tác giả giới hạn khu vực Biển Đông (kinh độ từ 99 - 121° kinh Đông và vĩ độ từ 1 - 24° vĩ Bắc). Sử dụng phương pháp lồng ghép bản đồ để đưa về cùng chuẩn cao độ quốc gia [37]. Sử dụng phần mềm Surfer để tạo ra lưới tính với bước lưới theo phương ngang và quy mô lưới vuông là 1/64°. Dựa trên nền địa hình và bước lưới đã được chuẩn bị, quá trình tính toán sẽ được sử dụng hàm nội suy để đưa về lưới tính cho từng miền cụ thể theo các phương án tính toán.

- Thông tin dữ liệu các yếu tố môi trường (gió, nhiệt độ không khí, sóng, dòng chảy, nhiệt độ nước và độ muối): Các phương án trường đồng nhất sử dụng số liệu trung bình nhiều năm. Các phương án chế độ mùa sẽ sử dụng số liệu trung bình tháng của nhiều năm từ sản phẩm đề tài cấp Nhà nước [38, 39]. Phương án thời gian thực sử dụng số liệu khí tượng từ trường tái phân tích (CFSR) của Mỹ [40] và số liệu hải văn từ sản phẩm mô hình 3 chiều (POM).

- Thông tin dữ liệu dầu tràn dựa trên cơ sở các sự cố tràn dầu đã xảy ra trong quá khứ gồm:

Các phương án tính toán theo thời gian 1 sự cố được lựa chọn theo dữ liệu tương tự sự cố KASCO va vào cầu tàu ngày 21/1/2005 là 100 tấn;

Đối với phương án tính toán với thời gian thực, sự cố tràn dầu được lựa chọn là sự cố dầu tràn trên biển năm 2007 và 2008.

- Thông tin dữ liệu thời gian mô phỏng: Thời gian tính toán trong khoảng 15 ngày cho các phương án tính toán đối với một sự cố tràn dầu và trong tháng theo thời gian thực.

4. Kết quả mô phỏng và thảo luận

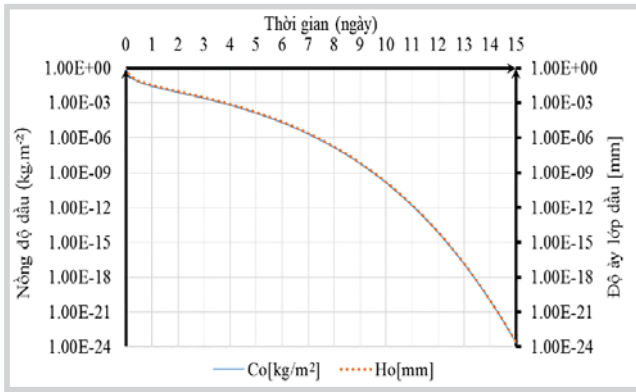
- Đánh giá kiểm nghiệm điều kiện môi trường đầu vào đồng nhất

Hình 1 là kết quả tính toán với điều kiện yếu tố môi trường đồng nhất và bước lưới là 0,044° cho thấy các yếu tố tính chất dầu với vị trí nồng độ lớn nhất biến đổi theo thời gian được thực hiện như nồng độ dầu, độ dày lớp dầu, mật độ dầu, độ nhớt dầu, nhiệt độ dầu, gradient nhiệt độ dầu, sức căng bề mặt dầu - nước và dầu - khí và các quá trình phong hóa. Ngoài ra, còn thể hiện diện tích dầu lan truyền đối với từng giới hạn theo đồng mức nồng độ dầu.

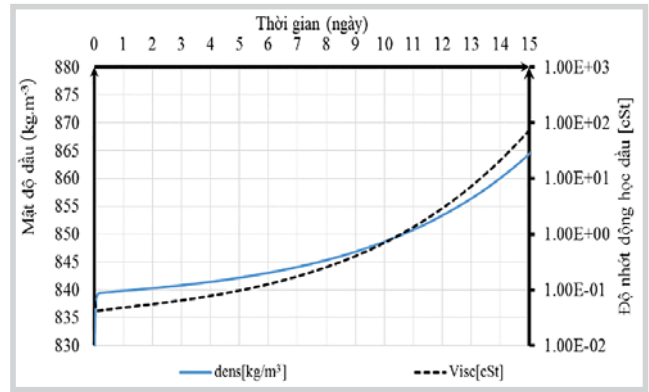
Kết quả tính toán cho thấy tính chất dầu tại vị trí nồng độ lớn thay đổi theo thời gian phù hợp quy luật (Hình 1); diện tích dầu lan được giới hạn theo các đường đồng mức nồng độ cũng biến đổi phù hợp quy luật (Hình 2). Hình 1 và 2 thể hiện sự biến đổi ổn định và phù hợp quy luật theo thời gian và không gian.

- Đánh giá kiểm nghiệm điều kiện môi trường đầu vào trung bình tháng

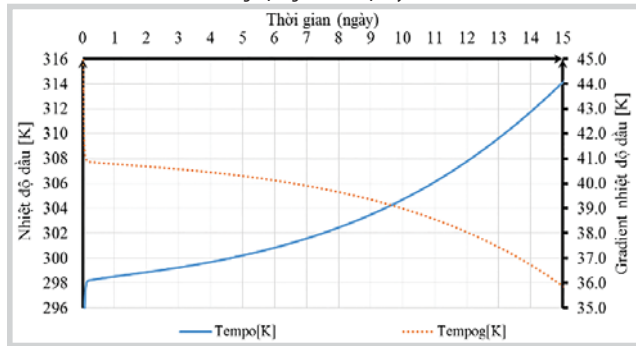
Quá trình mô phỏng lan truyền dầu dựa trên điều kiện đầu vào là các yếu tố khí tượng hải văn trung bình tháng và nguồn dầu theo các thông tin sự cố tràn dầu. Mục đích của mô phỏng là đánh giá điều kiện môi trường tương đối phức tạp, biến đổi theo không gian mang tính chế độ cho từng khu vực nhỏ riêng biệt. Kết quả mô phỏng phản ánh theo chế độ, xu thế, xu hướng cho khoảng thời gian trung bình tháng. Các kết quả tính toán đối với 1 vị trí điểm tràn dầu thể hiện ở các tháng có sự biến động và hình dạng khác nhau trong cùng 1 thời điểm sau khi sự cố xảy ra (Hình 3). Hình 3 thể hiện thời điểm sau 3 ngày xảy ra các sự cố của tháng 1 và tháng 7, hướng di chuyển của vệt dầu phù hợp quy luật chế độ đặc trưng khí tượng hải văn theo mùa đông (gió mùa Đông Bắc thường xảy ra trong tháng 1) và thời kỳ mùa hè (gió mùa Tây Nam thường xảy ra trong tháng 7).



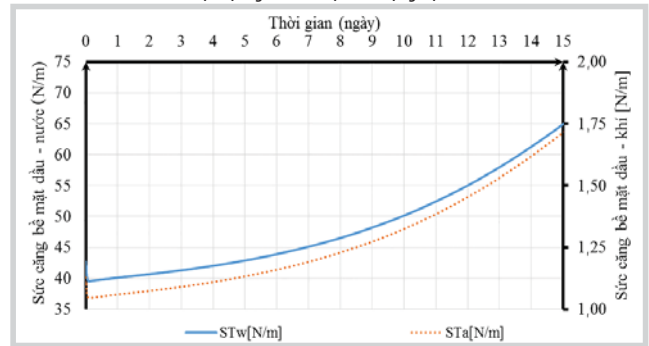
a. Nồng độ ($kg.m^{-2}$) và độ dày (mm)



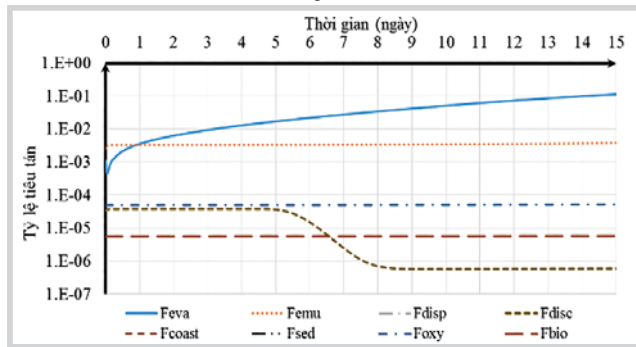
b. Mật độ ($kg.m^{-3}$) và độ nhớt động học (cSt)



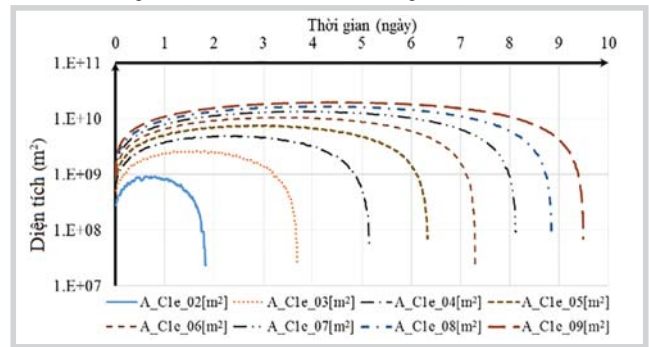
c. Nhiệt độ (K) và gradient nhiệt độ (K)



d. Sức căng bề mặt dầu - nước ($N.m^{-1}$) và sức căng bề mặt dầu - khí ($N.m^{-1}$)

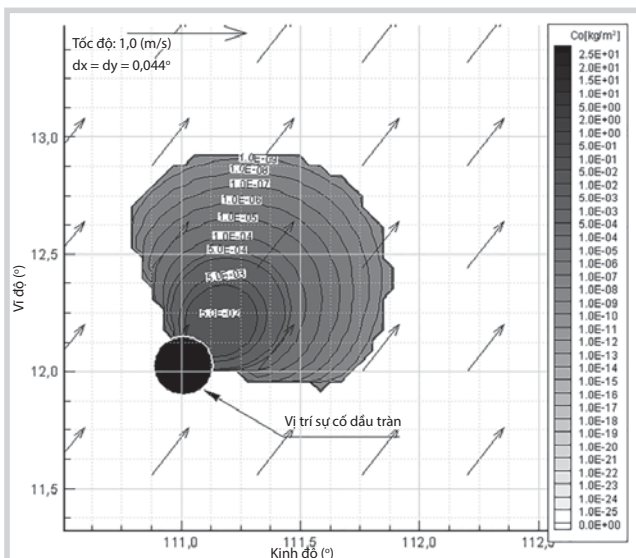


e. Các thành phần phong hóa

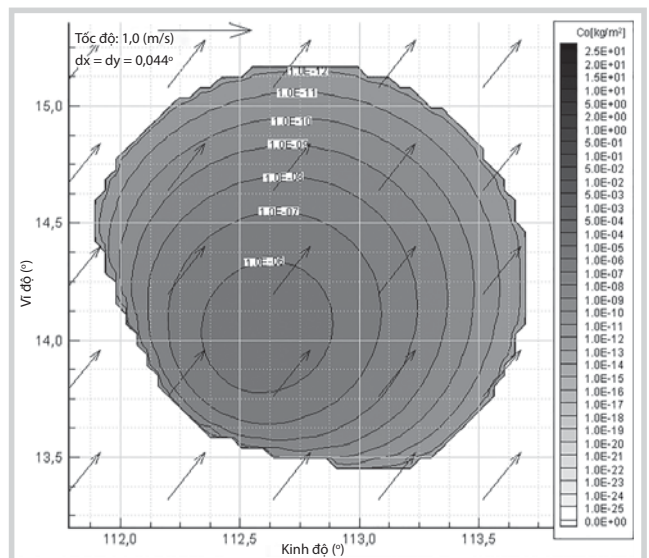


f. Diện tích (m^2) theo đường đẳng nồng độ

Hình 1. Biến đổi của vị trí nồng độ dầu lớn nhất với yếu tố môi trường đồng nhất theo thời gian

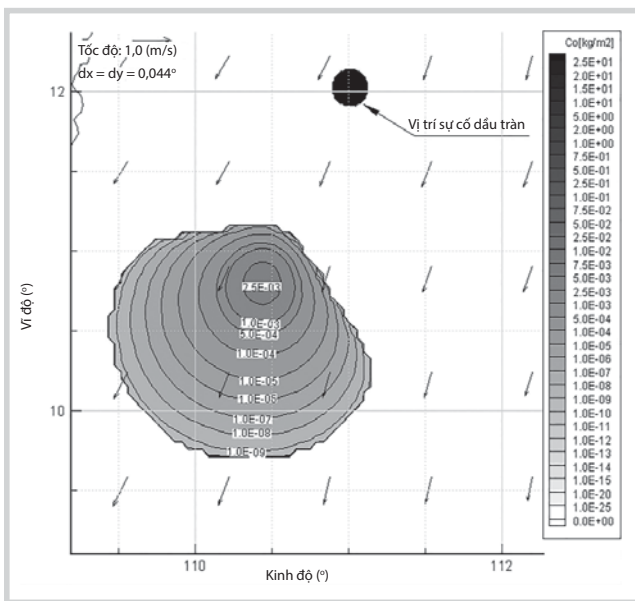


a. Sau 1 ngày

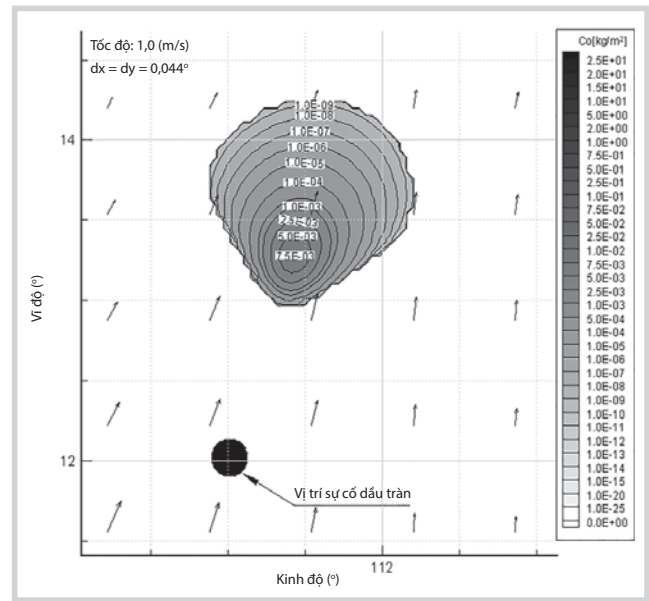


b. Sau 7 ngày

Hình 2. Kết quả tính toán lan truyền nồng độ dầu ($kg.m^{-2}$) theo các thời điểm khác nhau

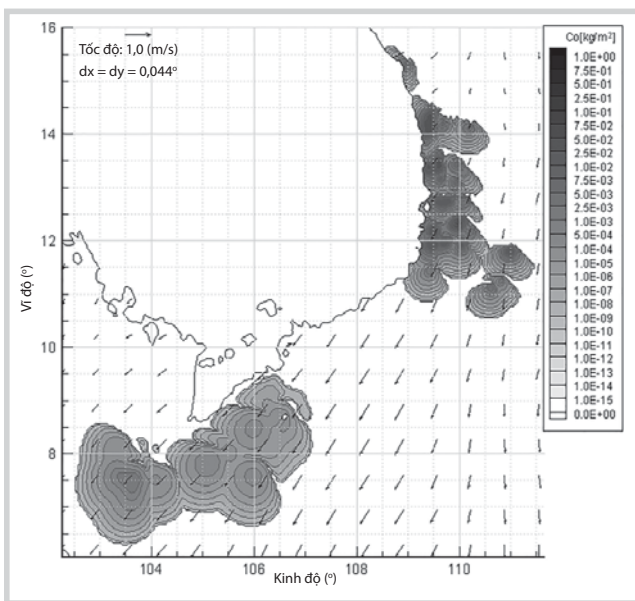


a. Tháng 1

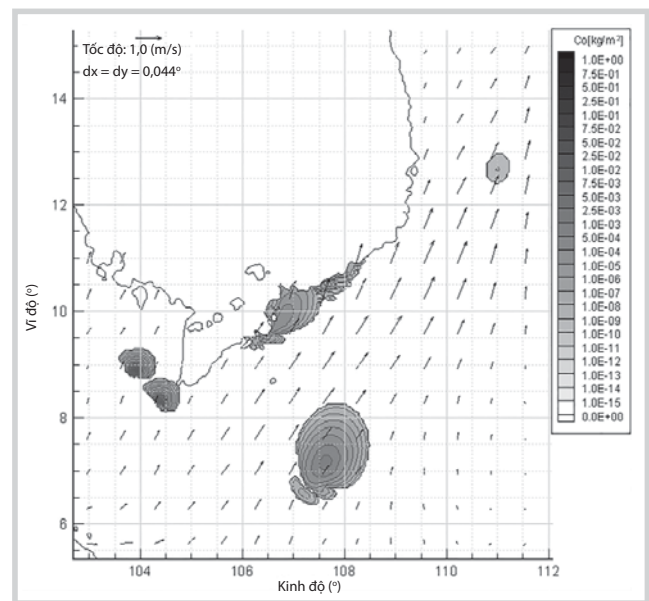


b. Tháng 7

Hình 3. Trường nồng độ (kg.m^{-2}) vết dầu lan truyền sau 3 ngày tính toán với yếu tố môi trường trung bình tháng và bước lưới đều (bước lưới $dx = dy = 0,044^\circ$)



a. Lúc 12 giờ ngày 23/2/2007



b. Lúc 6 giờ ngày 22/7/2008

Hình 4. Trường nồng độ (kg.m^{-2}) vết dầu lan truyền với yếu tố môi trường trung bình tháng tháng 2 (a), tháng 7 (b) và bước lưới đều (bước lưới $dx = dy = 0,044^\circ$)

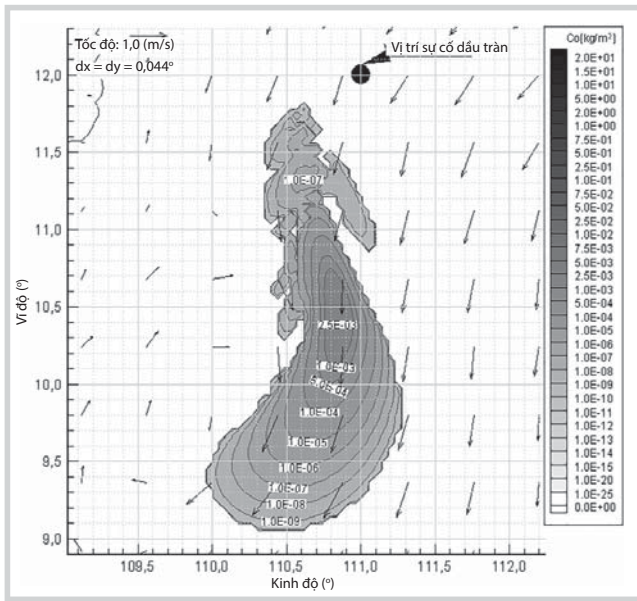
Các kết quả mô phỏng (Hình 4) cho thấy các vết dầu thời điểm trước không trùng với các vị trí phát hiện thời điểm sau vì có thể do nguồn dầu khác nhau và yếu tố môi trường đầu vào không thực.

Kết quả tính toán thể hiện sự phù hợp đối với điều kiện môi trường phức tạp (trung bình tháng) theo xu thế từng tháng theo mùa đối với cả trường hợp sự cố tại một vị trí (đại diện cho sự cố điểm như va chạm tàu thuyền, rò rỉ kho chứa hoặc tai nạn giàn khoan) hay nhiều vị trí với nhiều thời điểm khác nhau (sự cố tràn dầu và trôi dạt trên biển).

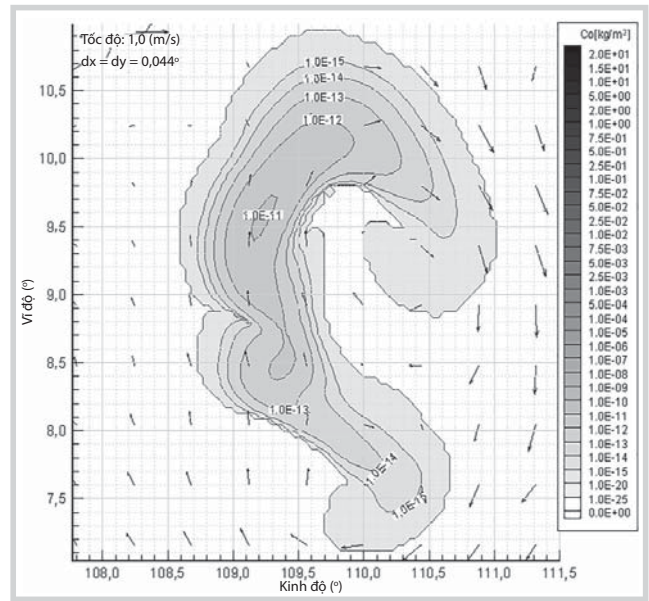
- Đánh giá kiểm nghiệm điều kiện môi trường đầu vào thực

Tác giả kiểm chứng kết quả tính toán mô phỏng quá trình lan truyền dầu với điều kiện môi trường biến đổi theo không gian và thời gian thực tế năm 2007 và năm 2008 (Hình 5 và 6).

Đối với trường hợp sự cố xảy ra tại một vị trí, sự biến động của trường nồng độ trong không gian và theo lát cắt thời gian (Hình 5 và 6) phức tạp hơn so với điều kiện môi trường theo chế độ mùa (Hình 3). Sự phức tạp này cho thấy rõ tác động của môi trường động lực lên dầu tràn

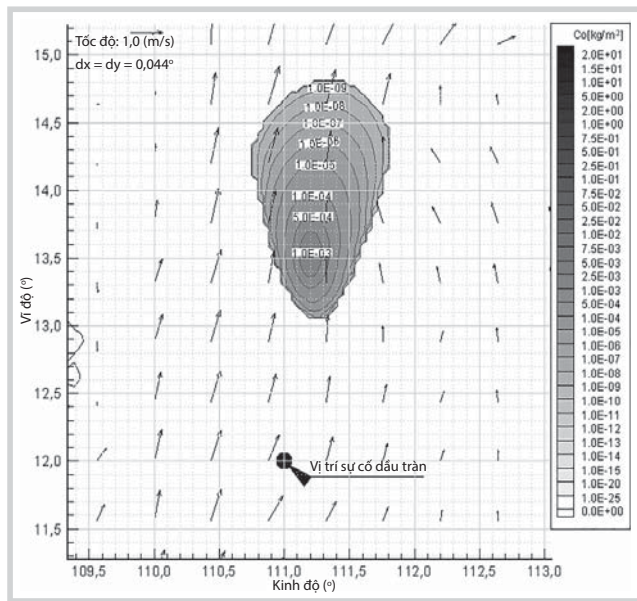


a. Sau 72 giờ

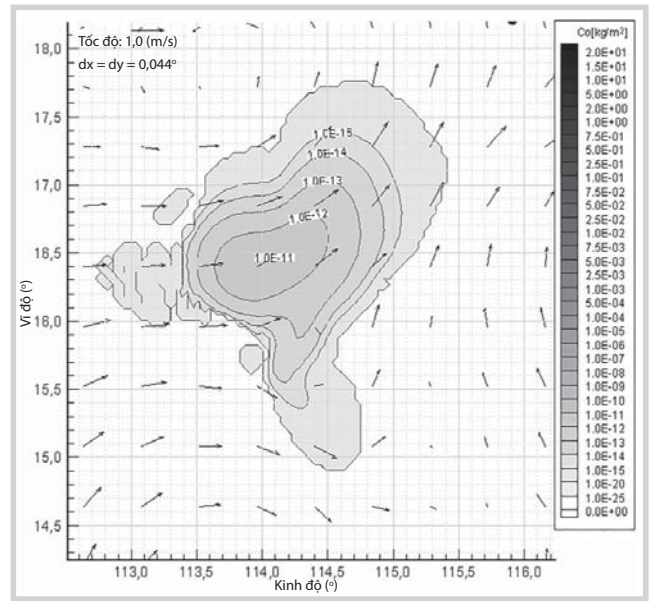


b. Sau 240 giờ

Hình 5. Trường nồng độ (kg.m^{-2}) vết dầu lan truyền với điều kiện môi trường thực tháng 2/2007 (CFSR và POM) và bước lưới ($dx = dy = 0,044^\circ$) của sự cố dầu tràn một lần



a. Sau 72 giờ



b. Sau 240 giờ

Hình 6. Trường nồng độ (kg.m^{-2}) vết dầu lan truyền với điều kiện môi trường thực tháng 7/2008 (CFSR và POM) và bước lưới ($dx = dy = 0,044^\circ$) của sự cố dầu tràn một lần

trên biển, vai trò chế độ mùa vẫn còn nhưng đã bị biến dạng rất nhiều.

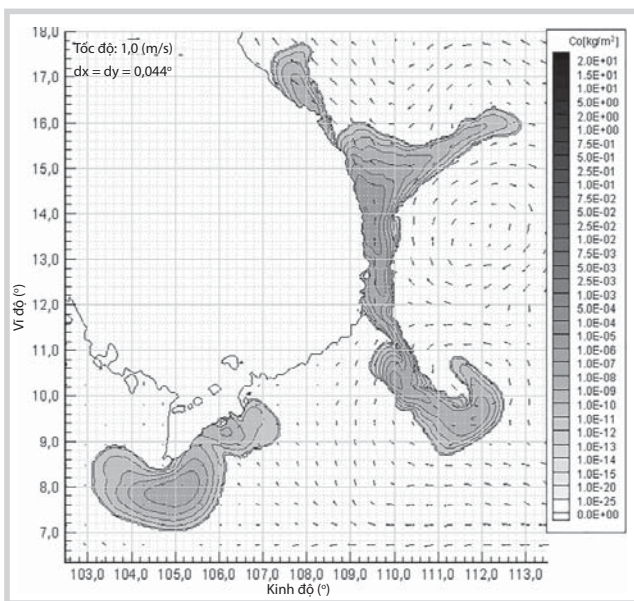
Theo thông tin số liệu dầu tràn và trôi dạt trên biển được phân tích từ ảnh vệ tinh, Hình 7 thể hiện kết quả tính toán mô phỏng biến đổi trường nồng độ dầu theo điều kiện tính toán thực (CFRS và POM) năm 2007 và 2008.

5. Kết luận

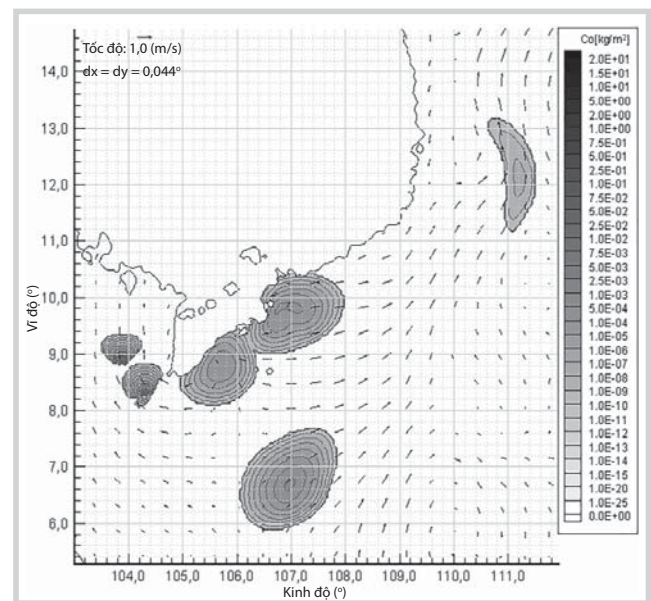
Dữ liệu sử dụng để tính toán mô phỏng lan truyền và biến đổi dầu tràn cho khu vực Biển Đông có nguồn gốc rõ ràng và độ tin cậy cao như: số liệu địa hình từ nguồn gốc của bản đồ đáy biển (hải đồ); số liệu khí tượng và hải

dương; số liệu khí tượng tái phân tích (CFRS) của Mỹ được cập nhật qua internet; số liệu hải dương thực từ sản phẩm mô hình 3 chiều (POM) đã được kiểm định; số liệu dầu tràn được xác định cụ thể, đặc biệt là dầu tràn trôi nổi và dạt vào bờ năm 2007 và 2008 theo phân tích từ dữ liệu vệ tinh.

Kết quả nghiên cứu đã được thực hiện cho khu vực Biển Đông dựa trên điều kiện các yếu tố môi trường đầu vào từ đơn giản đến phức tạp và sự cố dầu tràn trên biển (theo một hoặc nhiều vị trí dầu tràn trong từng thời điểm khác nhau); đồng nhất thời gian và không gian, theo chế độ mùa với tháng điển hình (đồng nhất thời gian và biến động theo không gian) và biến động theo thời gian thực



a. Lúc 12 giờ ngày 23/2/2007



b. Lúc 6 giờ ngày 22/7/2008

Hình 7. Trường nồng độ ($\text{kg}\cdot\text{m}^{-2}$) vết dầu lan truyền với điều kiện môi trường thực (CFSR và POM) tháng 2/2007 và tháng 7/2008 và bước lưới ($dx = dy = 0,044^\circ$) của sự cố dầu tràn nhiều lần nhiều vị trí

sử dụng sản phẩm khí tượng (CFRS) và hải dương (POM)... Mô hình tính toán mô phỏng lan truyền và biến đổi dầu tràn có khả năng áp dụng cho các điều kiện đầu vào khác nhau; cần tiếp tục triển khai thực nghiệm để kiểm chứng độ chính xác.

Lời cảm ơn

Tác giả cảm ơn PGS.TS. Nguyễn Minh Huấn (Trường Đại học Khoa học Tự nhiên, Đại học Quốc gia Hà Nội) và PGS.TS. Phùng Đăng Hiếu (Tổng cục Biển và Hải đảo Việt Nam) đã đóng góp ý kiến và giúp đỡ tác giả hoàn thiện bài báo này.

Tài liệu tham khảo

1. Phạm Văn Ninh và nnk. *Ô nhiễm biển*. Đề tài cấp Nhà nước mã số 48B-05-03. 1990.
2. Đinh Văn Mạnh và nnk. *Hướng dẫn sử dụng phần mềm OST-2D, dự báo quỹ đạo vết dầu tràn do sự cố*. Công ty Dầu khí Việt - Nhật. 2002.
3. Đinh Văn Mạnh và nnk. *Hướng dẫn sử dụng phần mềm OST-3D, dự báo quỹ đạo vết dầu tràn do sự cố*. Xí nghiệp Liên doanh Dầu khí Việt - Xô (Vietsovetropet). 2003.
4. Trần Hồng Thái và nnk. *Xây dựng mô hình xác định nhanh nguồn gây ô nhiễm dầu và mô phỏng diễn biến ô nhiễm dầu trên biển Đông bằng mô hình MIKE-SA*. Hội nghị Cơ học Thủy khí toàn quốc. 2007.
5. Vũ Thanh Ca, Hoàng Đức Cường, Trần Hồng Thái, Nguyễn Quốc Trinh, Nguyễn Xuân Đạo. *Nghiên cứu xác*

định nguyên nhân tràn dầu khu vực Trung Trung bộ

6. Nguyễn Quốc Trinh. *Nghiên cứu chế độ động lực và môi trường vùng biển Đông Nam Bộ*. Trường Đại học Khoa học Tự nhiên, Đại học Quốc gia Hà Nội. 2008.
7. Dư Văn Toán và Nguyễn Quốc Trinh. *Mô phỏng một số kịch bản lan truyền dầu vùng biển Đông Nam Bộ*. Tạp chí Dầu khí. 2013; 8: trang 52 - 57.
8. Nguyễn Quốc Trinh, Nguyễn Minh Huấn, Phùng Đăng Hiếu, Dư Văn Toán. *Mô phỏng lan truyền dầu trong sự cố tràn dầu trên vịnh Bắc Bộ bằng mô hình số trị*. Tạp chí Khoa học Tự nhiên và Công nghệ. 2013; 29(15): trang 168 - 178.
9. Nguyễn Hữu Nhân. *Phần mềm trợ giúp quản trị ô nhiễm do tràn dầu ra biển OILSAS*. Tạp chí Khí tượng Thủy văn. 2008; 567: trang 14 - 28.
10. Phùng Đăng Hiếu. *Xây dựng chương trình mô phỏng vết dầu loang khu vực biển phía Nam và Tây Nam Bộ Việt Nam*. Tổng cục Biển và Hải đảo Việt Nam, Bộ Tài nguyên và Môi trường. 2011.
11. Dinh Van Uu. *Development of modeling system to simulate hydrodynamic and environmental quantities in the coastal estuarine regions, Vietnam*. Hội thảo Việt Nam - Hàn Quốc lần thứ 2 về Khắc phục sự cố tràn dầu. 27 - 28/6/2013.
12. William J.Lehr. *Review of modeling procedures for*

- oil spill weathering behavior*. Hazmat Division, NOAA, USA. 2010.
13. Nguyễn Quốc Trinh, Nguyễn Minh Huấn, Phùng Đăng Hiếu, Nguyễn Quang Vinh. *Đánh giá quá trình vật lý dầu tràn trong môi trường biển*. Tạp chí Dầu khí. 2015; 12: trang 51 - 60.
 14. A.Warluzel, J.P.Benque. *Un modèle mathématique de transport et d'étalement d'une nappe d'hydrocarbures*. Proceeding Conference of Mechanics of Oil Slicks, Paris, France. 1981.
 15. Pavlo Tkalic, Eng Soon Chan. *The third-order polynomial method for two-dimensional convection and diffusion*. International Journal for Numerical Methods in Fluids. 2003; 41(9): p. 997 - 1019.
 16. National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). *ADIOS (automate data inquiry for oil spill) user's manual*. 1994.
 17. E.Comerma, A.Poutchkovsky, J.Guyomarch, F.Cabioc'h, A.Doré, P.Daniel. *Inclusion of and oil database into a forecasting system*. Proceeding of AMOP, Victoria, Canada. 2003.
 18. D.Mackay. *Oil spill process and models*. Protection Service. 1980.
 19. 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.
 20. Per S.Daling, Merete Øverli Moldestad, Øistein Johansen, Alun Lewis, Jon Rødal. *Norwegian testing of emulsion properties at sea - the importance of oil type and release conditions*. Spill Science & Technology Bulletin. 2003; 8(2): p. 123 - 136.
 21. M.Mooney. *The viscosity of a concentrated suspension of spherical particles*. Journal of Colloid Science. 1951; 6(2): p. 162 - 170.
 22. Perry. *Manual del Ingeniero Químico*. McGraw-Hill. 1992.
 23. Ian Buchanan, Neil Hurdford. *Methods for predicting the physical changes in oil spilt at sea*. Oil and Chemical Pollution. 1988; 4(4): p. 311 - 328.
 24. Maria Angelica Echavarría Gregory. *Predictive Data-Derived bayesian Statistic-Transport model and simulator of sunken oil mass*. University of Miami. 2010.
 25. M.De Dominicis, N.Pinardi, G.Zodiatis, R.Lardner. *MEDSLIK-II, a Lagrangian marine surface oil spill model for short-term forecasting - Part 1: Theory*. Geoscientific Model Development. 2013; 6: p. 1851 - 1869.
 26. National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). *ADIOS (automated data inquiry for oil spills) version 2.0*. Hazardous Materials Response and Assessment Division, NOAA. The US Coast Guard Research and Development Center. 2000.
 27. S.D.Wang, Y.M.Shen, Y.H Zheng. *Two-dimensional numerical simulation for transport and fate of oil spills in seas*. Ocean Engineering. 2005; 32(13): p. 1556 - 1571.
 28. Shou-Dong Wang, Yong Ming Shen, Ya-Kun Guo, Jun Tang. *Three-dimensional numerical simulation for transport of oil spills in seas*. Ocean Engineering. 2008; 35(5 - 6): p. 503 - 510.
 29. Jinhua Wang, Yongming Shen. *Modeling oil spills transportation in seas based on unstructured grid, finite-volume, wave-ocean model*. Ocean Modelling. 2010; 35(4): p. 332 - 344.
 30. 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.
 31. Nguyễn Quốc Trinh, Nguyễn Minh Huấn, Phùng Đăng Hiếu, Nguyễn Quang Vinh. *Mô phỏng một số quá trình phong hóa dầu trong môi trường biển*. Tạp chí Dầu khí. 2015; 4: trang 51 - 59.
 32. Laurier L.Schramm. *Emulsions fundamentals and applications in the petroleum industry*. American Chemical Society. 1992.
 33. 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.
 34. Mark Reed. *The physical fates component of the natural resource*. Damage assessment model system. Oil and Chemical Pollution. 1989; 5(2 - 3): p. 99 - 123.
 35. P.Sebastião, C.Guedes Soares. *Modeling the fate of oil spills at sea*. Spill Science & Technology Bulletin. 1995; 2(2 - 3): p. 121 - 131.
 36. James R.Payne, G.Daniel McNabb, Jr. *Weathering of petroleum in the marine environment*. Marine Technology Society Journal. 1984; 18(3): p. 24 - 42.

37. Nguyễn Quốc Trinh, Nguyễn Minh Huấn, Dư Văn Toán, Phạm Văn Tiến. *Quy chuẩn hệ cao độ phục vụ lồng ghép bản đồ lục địa và bản đồ biển*. Tuyển tập báo cáo Hội nghị khoa học ngành địa hình quân sự lần thứ 4. 2014.

38. Nguyễn Minh Huấn. *Nghiên cứu phát triển và ứng dụng công nghệ dự báo hạn ngắn trường các yếu tố thủy văn biển khu vực Biển Đông*. Báo cáo tổng kết đề tài KC.09.16/06-10, Chương trình Khoa học Công nghệ Biển. 2011.

39. Nguyễn Minh Huấn. *Nghiên cứu xây dựng quy trình công nghệ dự báo quỹ đạo chuyển động trôi trên mặt nước của vật thể phục vụ công tác tìm kiếm cứu hộ, cứu nạn trên Biển Đông*. Báo cáo tổng kết đề tài KC.09.27/11-15, Chương trình Khoa học Công nghệ Biển. 2016.

40. Climate Forecast System (CFS). <http://cfs.ncep.noaa.gov/cfsr/>.

Study and development of oil spill simulation at the East Sea

Nguyen Quoc Trinh

National Centre for Hydro-Meteorological Forecasting,

Ministry of Natural Resources and Environment

Email: maitrinhhinh@gmail.com

Summary

The paper presents the results of evaluation of oil spill simulation at the East Sea to be run forward in time with environmental conditions including physical processes (advection and horizontal diffusion), weathering processes (evaporation, emulsion, dissolution, dispersion, sedimentation, shoreline interaction, oxygenation, and biodegradation) and oil property changing process (density, thickness, temperature, viscosity, and surface tension). Using the Eulerian approach, the author has studied and developed the oil spill simulation to forecast oil spill movement at the East Sea based on the trend of changing environmental factors.

Key words: Oil spill, East Sea, concentration, oil streaks.

TÁI XỬ LÝ TÀI LIỆU ĐỊA CHẤN PHÁT HIỆN BẦY TIỀM NĂNG TẠI BỂ BONAPARTE

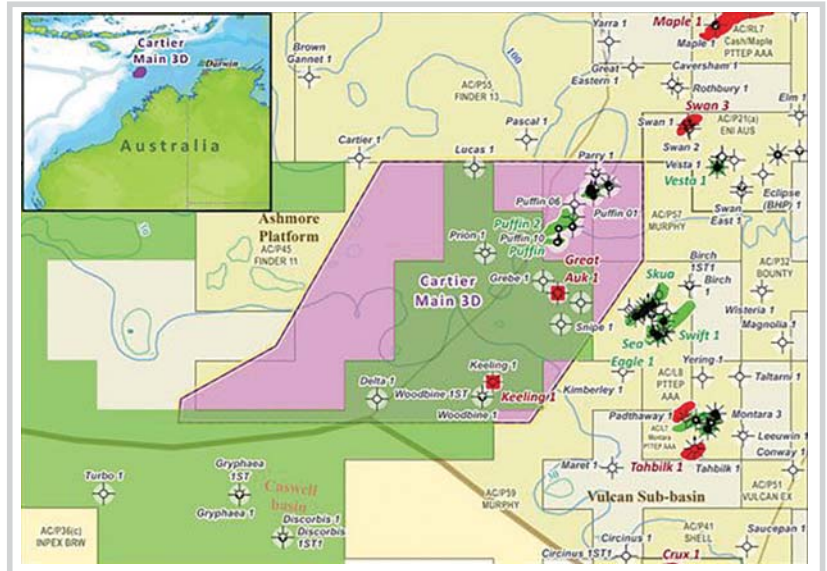
Tài liệu địa chấn 3D bằng thông rộng cung cấp hình ảnh rõ ràng hơn về tiềm năng hydrocarbon.

Trong hoạt động thăm dò dầu khí ở thềm lục địa Tây Bắc Australia, các tài liệu về kỷ Paleogene và Neogene thu nhận được còn rất nghèo nàn và nhiều đoạn đã bị bỏ qua chưa được nghiên cứu. Tuy nhiên, có một vài dấu hiệu về play/tầng triển vọng trong những khoảng địa tầng cụ thể. Ví dụ tại bể Bonaparte, giếng khoan Pituri 1 đã gặp dòng dầu nhỏ trong cát kết Grebe tuổi Eocene và một ít huỳnh quang quan sát được trong mẫu lõi tuổi Miocene gặp tại giếng khoan Porllard 1.

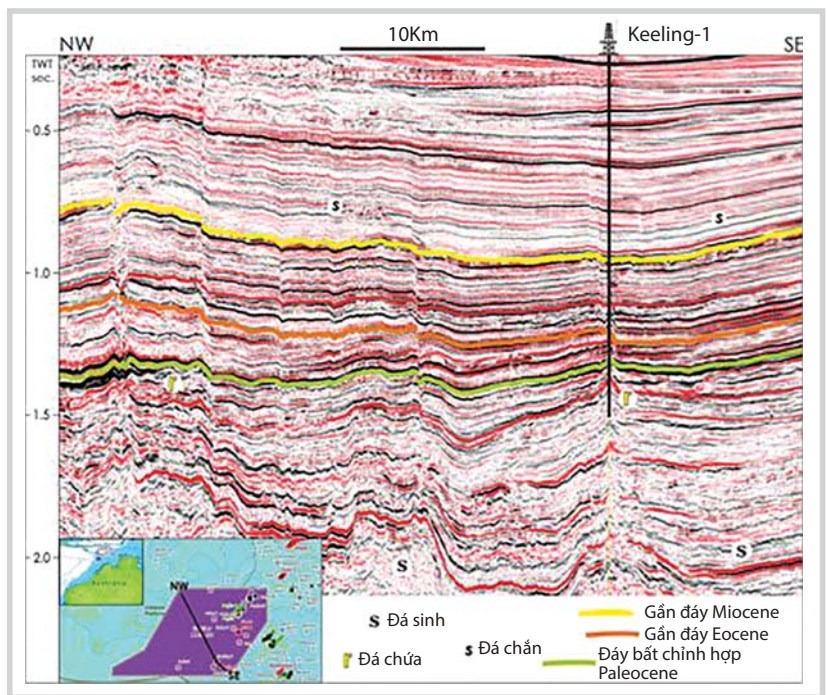
Năm 2015, dự án khảo sát địa chấn 3D Spectrum's Cartier-Main tại vùng biển của Australia đã tái xử lý tài liệu địa chấn bằng một quy trình bằng thông rộng gồm các công nghệ giảm ảnh hưởng của sóng ma (ghost) và dịch chuyển trước cộng trên miền thời gian cũng như miền độ sâu, qua đó giúp cải thiện hình ảnh đáng kể. Khảo sát này được thực hiện trên khu vực rộng khoảng 2.800km² ở phía Đông của nền Ashmore, nằm giữa bể Browse và Bonaparte. Công tác tái xử lý đã nâng cao chất lượng hình ảnh của các đặc điểm cấu trúc và yếu tố địa tầng ở các độ sâu của các đối tượng khác nhau, như khối nâng carbonate tuổi Permian và khối địa lũy Triassic. Tại các mặt cắt trầm tích bị chôn vùi lớn, hình ảnh trầm tích tuổi Paleogene và Neogene giúp hiểu rõ hơn sự phát triển địa tầng qua các thời kỳ.

Địa chất khu vực

Tại khu vực thềm Tây Bắc Australia, đá mẹ lắng đọng qua các giai đoạn tách giãn khác nhau, từ thời kỳ Devonian muộn và trong suốt thời kỳ Carboniferous sớm cho tới thời kỳ Permian sớm.



Hình 1. Bản đồ vị trí khảo sát 3D Cartier - Main, bao gồm các khu vực địa chất, giếng khoan, các phát hiện hydrocarbon và khu vực đã được cấp phép hiện tại. Khu vực có nền xanh chỉ ra diện tích đã cho thuê năm 2016. Nguồn: Spectrum Geo Ltd.

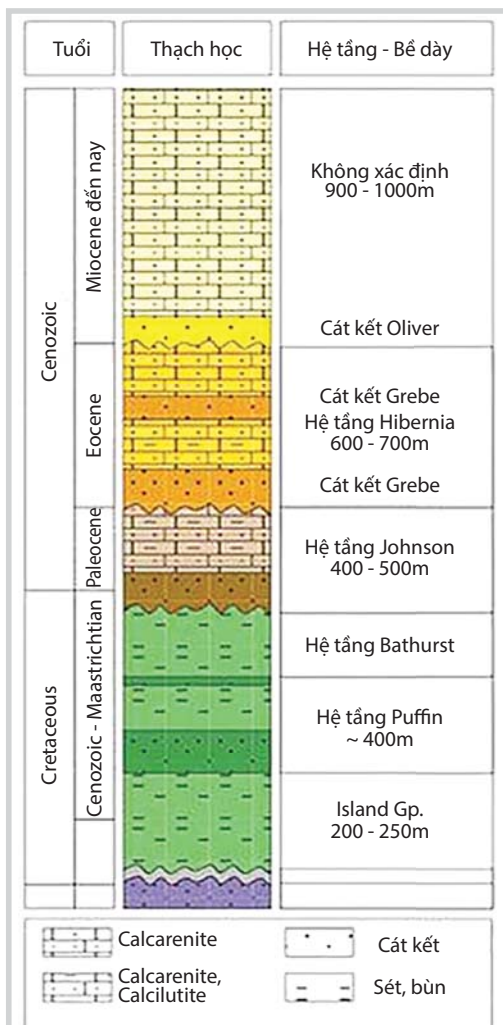


Hình 2. Mặt cắt dịch chuyển thời gian trước cộng (Pre-Stack Time Migration) chỉ ra các tập địa tầng chính trong Paleogene và Neogene. Nguồn: Spectrum Geo Ltd.

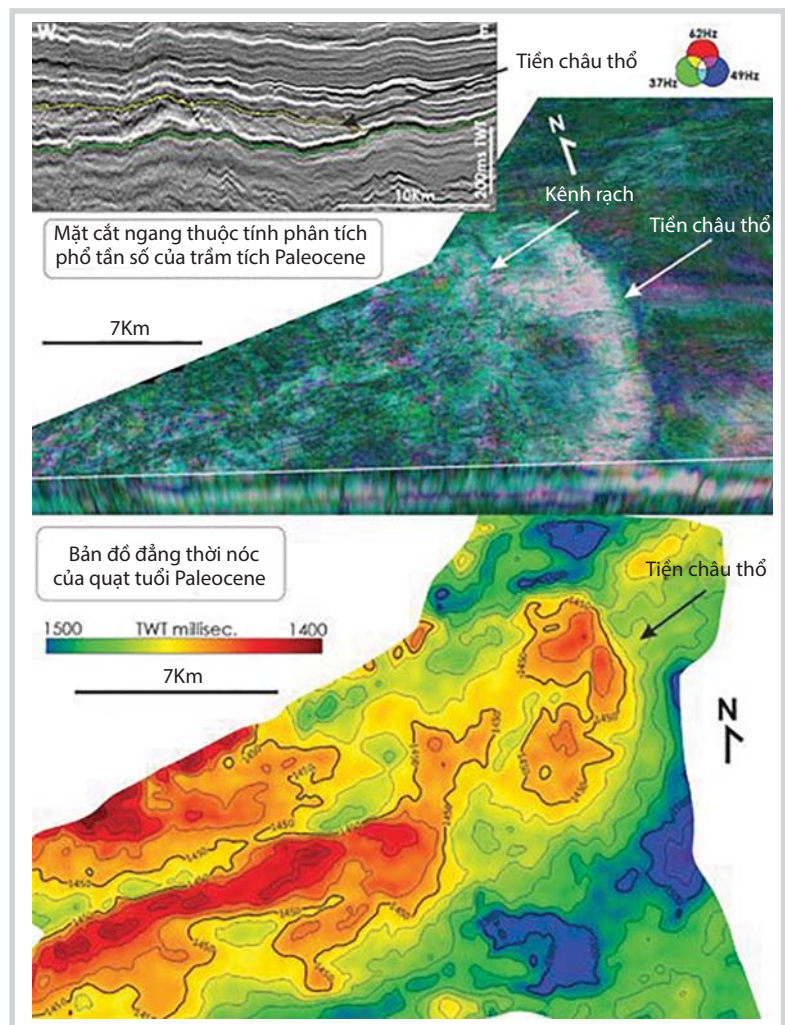
Các tầng chứa đã xác định kéo dài từ carbonate Permian biển nông tới cát Triassic - Jurassic, trong đó cát Triassic - Jurassic lắng đọng trong giai đoạn biển tiến, sau

pha nâng và nghịch đảo hoạt động chủ yếu trong thời kỳ Triassic sớm.

Tại nền Ashmore, hoạt động kiến tạo trong thời kỳ Triassic đã dẫn đến một giai đoạn bị gián



Hình 3. Cột địa tầng. Nguồn: Spectrum Geo Ltd.



Hình 4. Hiệu chỉnh màu sắc theo thang RGB của các mặt cắt phân tích phổ trong khoảng trầm tích hạt vụn silic Eocene. Nguồn: Spectrum Geo Ltd.

đoạn trầm tích và hình thành một bất chỉnh hợp khu vực, được bao phủ bởi các đơn vị trầm tích silicat hạt vụn tuổi Jurassic và tạo ra các vũng vịnh phân bố không liên tục, dấu hiệu đặc trưng cho môi trường lục địa.

Quá trình sụt lún tái lập vào cuối thời kỳ Jurassic và trong suốt thời kỳ Cretaceous cùng với các hoạt động tách giãn ở mức độ trung bình, dẫn đến một quá trình biển tiến khu vực khiến cho các đá vụn silic lắng đọng tại các tam giác châu gần bờ, đặc trưng bởi tướng đá hạt mịn ban đầu và thô dần khi chuyển qua đá vôi biển nông, dấu hiệu môi trường biển xuất hiện trở lại.

Các trầm tích Cretaceous muộn

bao gồm các quặng đáy bể trong hệ thống mặt biển thấp của hệ tầng Puffin, đây cũng là đối tượng nhiều hydrocarbon nhất được thăm dò cho tới hiện tại.

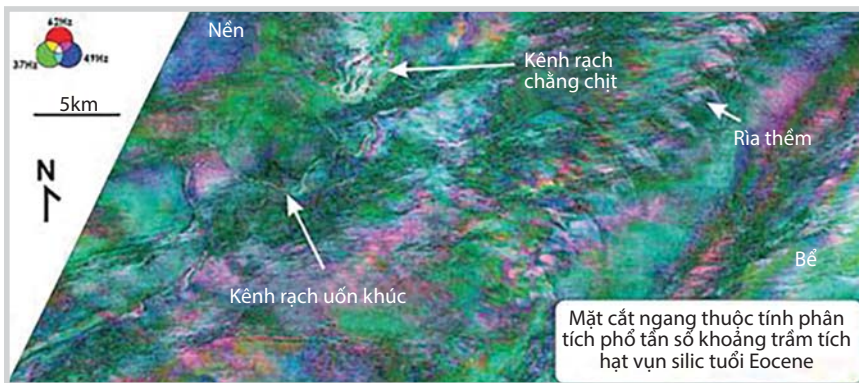
Vào cuối thời kỳ Cretaceous, nguồn cung cấp trầm tích trở nên phức tạp hơn, kết nối các bể có cùng độ sâu nhưng khác nhau về môi trường lắng đọng. Sự phát triển của carbonate được mở rộng tại nhiều khu vực có lượng trầm tích hạt vụn hạn chế ở cả bể Bonaparte và bể Browse.

Một số tập trầm tích có thể phân biệt được trong thời kỳ Paleocene, Eocene và Miocene và đã gặp tại một số giếng khoan dọc theo rìa

Đông của nền Ashmore, bao gồm các giếng khoan Keeling-1, Woodbine-1 và Gryphea-1. Các tập trầm tích này thường bắt đầu với các khoảng silic hạt vụn được phủ lên bởi đá vôi calcarenite và đá vôi hạt mịn. Đá vôi lắng đọng trong suốt các thời kỳ nước biển cao, khi các điều kiện môi trường biển sâu và xa bờ lan rộng; trầm tích tam giác châu bị buộc lấn biển song song với việc giảm mực nước biển trong suốt các giai đoạn nước biển thấp (cát kết hệ tầng Grebe trong Eocene và Oliver trong Miocene).

Xây dựng bản đồ địa chấn

Quá trình minh giải địa chấn trên tài liệu 3D Cartier được thực hiện



Hình 5. Sự khác biệt trong hiển thị địa chấn của lắng đọng quạt châu thổ ở móng Paleocene. Từ trên xuống: mặt cắt PSTM, mặt cắt phân tích phổ hiệu chỉnh màu RGB, bản đồ đẳng thời. Nguồn: Spectrum Geo Ltd.

trong phạm vi tài liệu dịch chuyển thời gian trước cộng. Mục tiêu chính của mình giải là nhận diện các biểu hiện đồng trầm tích có quan hệ đến các giai đoạn Paleocene, Eocene, Miocene. Các giai đoạn này đều được hiệu chỉnh theo đồ thị chuyển đổi thời gian - độ sâu từ giếng khoan Keeling-1.

Việc xác định các ranh giới nhịp trầm tích chính cho phép phân tích các tín hiệu địa chấn mờ giữa các đoạn bằng được hỗ trợ mạnh mẽ bởi công cụ phân tích phổ và hiển thị trên dải màu đỏ - lục - lam (RGB). Các khối tài liệu 3D được xuất ra với các dải tần tăng dần, với đầu ra là đường bao của biên độ tương ứng mỗi mặt cắt tần số, cuối cùng được biểu diễn kết hợp trong dải màu RGB.

Một trầm tích dạng nêm lấn rõ rệt có thể được xác định là đáy của thời kỳ Paleocene tại khu vực phía Nam khối tài liệu 3D. Việc xây dựng bản đồ chi tiết làm nổi bật các khấp kín về cấu trúc/địa tầng và một dạng hình sườn tương ứng với một châu thổ hình quạt ở xa. Vị trí của vùng chuyển tiếp tam giác châu ở hướng Tây Nam được xác định bằng việc phân tích phổ tần số. Thành cát lớn

phân bố rộng khắp và các kênh rạch chỉ có thể phân biệt một cách tương đối.

Một số mặt cắt tần số được tạo ra trong khoảng trầm tích hạt vụn silic tuổi Eocene (hệ tầng Hibernia). Các mặt cắt này biểu thị cho một mô hình trầm tích lấn biển từ Tây Bắc xuống Đông Nam. Một nền được minh giải có thể liên kết với hình dạng trầm tích Eocene trong nền Ashmore, khu vực nhiều khả năng đã bị nâng lên và hoạt động như nguồn của các mạch trầm tích.

Các kênh rạch uốn khúc chằng chịt được thấy khá rõ tại vị trí phía trên khoảng trầm tích hạt vụn silic, bên trong khu vực nền có thể là dấu hiệu kiến tạo của một cửa sông.

Hệ thống kênh rạch được thấy rõ rệt trong thời kỳ trầm tích hạt vụn silic tại đáy trầm tích Miocene, có thể liên quan tới hệ tầng cát kết Oliver. Việc sử dụng màu sắc hiển thị cho phép phân biệt các dạng nguồn trầm tích khác nhau như tạo thành quạt châu thổ, từ dòng chảy thẳng đến dòng chảy phân nhánh hay uốn khúc. Các nguồn trầm tích này tập trung ở phía Nam nên có thể nguồn trầm tích

cung cấp chủ yếu theo hướng từ Tây Bắc tới Đông Nam.

Kết luận

Bằng việc sử dụng tài liệu địa chấn 3D băng thông rộng, hình ảnh phổ tần số đã thể hiện được các tương đá tại khu vực nghiên cứu thăm dò trong Paleogene, phát hiện các tập Neogene để hỗ trợ khả năng tìm kiếm tiềm năng hydrocarbon trong các tầng triển vọng Cenozoic ở bể Browse và Bonaparte.

Quạt châu thổ Paleocene cho thấy đặc tính pha trộn của một lượng lớn trầm tích vận chuyển và sự giới hạn của hệ thống tạo kênh ngòi, với nguồn trầm tích rõ ràng từ phía Tây Nam và môi trường biển ở vùng ngoại biên.

Các mặt cắt tuổi Eocene và trẻ hơn cho thấy các mô hình và tương đá có thể liên quan tới quá trình tiến hóa động học của biển sâu, với các tập trầm tích nông ở trên và trầm tích khu vực bờ biển có thể bị ảnh hưởng bởi sự nâng lên và phát triển các điều kiện lục địa tạm thời. Trầm tích hạt vụn được cung cấp chủ yếu từ kết quả của sự giảm mực nước cơ sở và các thời kỳ biển thoái tiếp sau đó. Các dấu hiệu địa chấn chỉ ra nguồn trầm tích được cung cấp từ thềm lục địa chính và nền Ashmore.

Các mặt cắt tầng chứa trong Cenozoic xuất hiện tại một số giếng khoan trong bể Bonaparte với các bẫy tiềm năng đã được phát hiện bằng phân tích phổ tần số từ tài liệu địa chấn 3D chất lượng cao.

Nguyễn Anh Tuấn (theo Offshore)

SẢN LƯỢNG KHAI THÁC TẠI VỊNH MEXICO TIẾP TỤC TĂNG

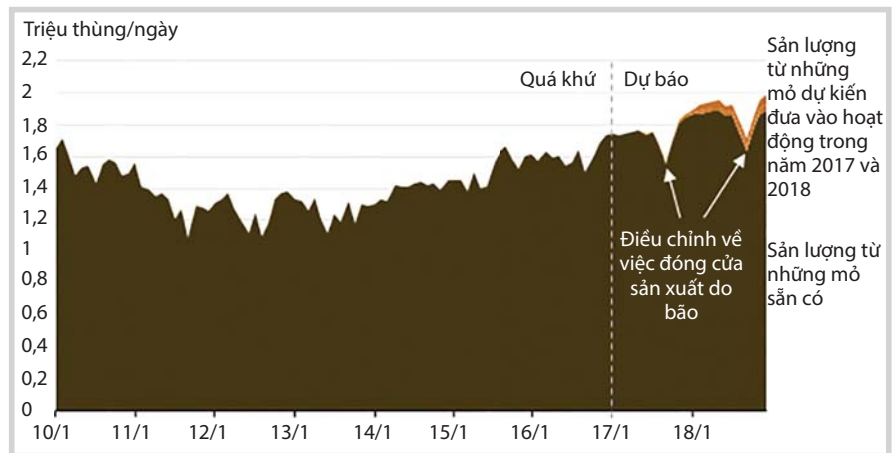
Vịnh Mexico, cả trên bờ và ngoài khơi, là một trong những khu vực quan trọng nhất xét về các nguồn năng lượng và cơ sở hạ tầng. Sản lượng khai thác ngoài khơi của vịnh Mexico chiếm 17% tổng sản lượng dầu thô và 5% tổng sản lượng khí khô của Mỹ. Các nhà máy lọc dầu tại khu vực vịnh Mexico chiếm trên 45% tổng công suất lọc dầu và 51% tổng công suất chế biến khí của Mỹ.

Sản lượng dầu thô của Mỹ tại Vịnh Mexico đạt mức cao 1,6 triệu thùng/ngày vào năm 2016, nhiều hơn mức sản lượng đỉnh năm 2009 là hơn 44.000 thùng/ngày. Tháng 1/2017, sản lượng dầu thô của Mỹ tại vịnh Mexico tăng tháng thứ 4 liên tiếp, lên mức 1,7 triệu thùng/ngày [1]. Theo Báo cáo về triển vọng năng lượng ngắn hạn (Short-Term Energy Outlook - STEO) mới nhất của EIA công bố, sản lượng dầu tại vịnh Mexico dự kiến tiếp tục tăng trong năm 2018.

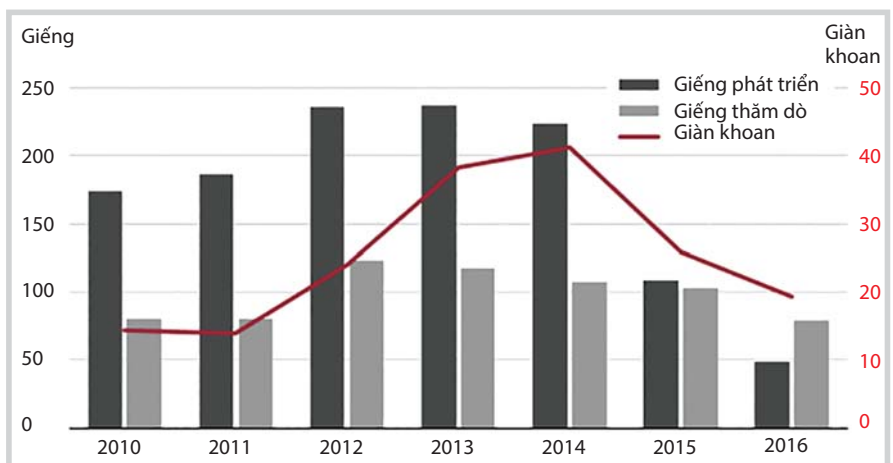
Năm 2016, 8 dự án đã đưa vào khai thác, góp phần nâng cao sản lượng khai thác tại khu vực vịnh Mexico. Dự kiến 7 dự án khác sẽ được đưa vào hoạt động cuối năm 2018. Dựa trên số liệu khai thác dự kiến tại các mỏ mới và mỏ hiện có, sản lượng dầu thô hàng năm tại vịnh Mexico sẽ có thể tăng lên mức trung bình khoảng 1,7 triệu thùng/ngày vào năm 2017 và 1,9 triệu thùng/ngày vào năm 2018.

Việc giá dầu thô tăng lên gần đây không tác động nhiều đến hoạt động tại vịnh Mexico. Số lượng giàn khoan đã giảm đáng kể sau khi Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) thông báo về việc cắt giảm sản lượng vào cuối năm 2016. Sau khi giá dầu thô Brent giảm, số giàn khoan hoạt động tại vịnh Mexico đã giảm từ mức trung bình 55 giàn (năm 2014), xuống còn 22 giàn (năm 2016). Số lượng giếng phát triển và giếng thăm dò đã liên tục giảm bắt đầu từ năm 2012.

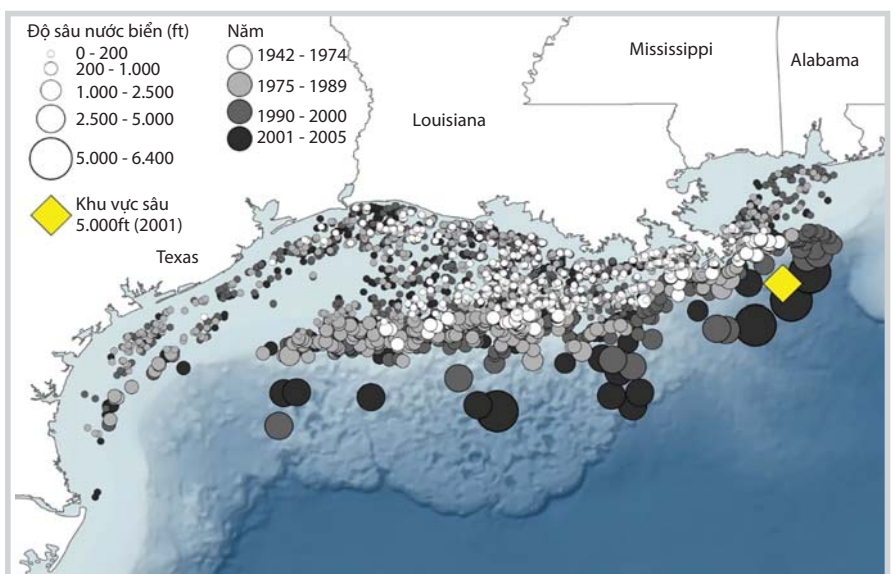
Trong bối cảnh giá dầu thấp như hiện nay, các giếng thăm dò cho phép các công ty khai thác xác



Hình 1. Biểu đồ sản lượng dầu thô của Mỹ tại vịnh Mexico. Nguồn: EIA



Hình 2. Số lượng giàn khoan, các giếng thăm dò và phát triển ở vịnh Mexico. Nguồn: EIA



Hình 3. Bản đồ khu vực nước sâu vịnh Mexico. Nguồn: deepseanews

Bảng 1. Hoạt động của các giàn khoan hiện tại và dự kiến tại khu vực nước sâu vịnh Mexico

Khu vực nước sâu tại vịnh Mexico (2016)

Tên mỏ	Nhà điều hành	Dự án liên kết	Độ sâu (ft)	Năm phát hiện
Gunflint	Noble Energy	Freedom	6.138	2008
Heidelberg	Anadarko	Heidelberg	5.271	2009
Julia	ExxonMobil	Jack/St.Malo	7.087	2007
Kodiak	BP	Devils Tower	5.006	2008
Stones	Shell	Turritella	9.556	2005
Thunder Horse South Expansion	BP	Thunder Horse	6.050	1999
Wide Berth	Apache	Baldpate	3.700	2009
Caesar/Tonga Phase II	Anadarko	Caesar/Tonga	5.000	2003

Dự kiến khu vực nước sâu tại vịnh Mexico (2017 - 2018)

Tên mỏ	Nhà điều hành	Độ sâu (ft)	Năm phát hiện	Dự kiến đưa vào hoạt động
Son of Bluto 2	LLOG	6.461	2012	2017
Horn Mountain Deep	Freeport McMoran	5.400	2015	2017
Amethyst	Stone Energy	1.200	2014	2018
Atlantis North	BP	7.128	1998	2018
Stampede-Knotty Head	Hess	3.557	2005	2018
Stampede-Pony	Hess	3.497	2006	2018
Otis	LLOG	3.800	2014	2018

Nguồn: EIA

định các khu vực có triển vọng trong trường hợp giá dầu tăng trở lại. Trữ lượng ước tính từ các phát hiện từ khoan thăm dò có thể làm tăng giá trị tài sản của các công ty thăm dò khai thác. Các giếng thăm dò được khoan với mục đích tìm kiếm các bể chứa mới (ở một khu vực mới hoặc ở một mỏ đã biết). Khi có phát hiện mới, các giếng phát triển sẽ được khoan nhằm tối đa hóa sản lượng từ cấu tạo này, dựa trên các điều kiện địa chất, kinh tế và tiến độ của dự án.

Trong những năm gần đây, số giếng phát triển đã giảm nhanh hơn nhiều so với số giếng thăm dò. Điều này cho thấy các nhà điều hành đang chờ đợi giá dầu thô tăng trở lại để đưa các phát hiện này vào khai thác. Sự bất ổn trên thị trường dầu mỏ có thể vẫn ảnh hưởng đến kế hoạch dài hạn, các hoạt động ở vịnh Mexico cũng như việc thay đổi tiến độ của các dự án trong tương lai.

Theo số liệu của Baker Hughes [2] vào ngày 18/8/2017, số lượng

giàn khoan đang hoạt động tại vịnh Mexico còn 16 giàn, giảm 2 giàn so với cùng kỳ năm trước. Tổng số giàn khoan của Mỹ, trên bờ và ngoài khơi, giảm 3 giàn xuống còn 946 giàn, trong đó số lượng giàn khoan dầu giảm 5 giàn xuống 763 giàn, số lượng giàn khoan khí tăng 1 giàn lên 182 giàn.

Năm 2014 là năm kỷ lục về các phát hiện dầu khí lớn tại khu vực nước sâu vịnh Mexico, với các phát hiện Anchor và Guadalupe của Chevron trong khu vực Green Canyon và Keathley Canyon; Rydberg của Shell tại khu vực Mississippi Canyon; giếng Leon của Repsol cũng nằm trong khu vực Keathley Canyon. Theo Thomas Shattuck, chuyên gia phân tích lĩnh vực thăm dò khai thác của Wood Mackenzie, với điều kiện tự nhiên tại vịnh Mexico, cần khoảng 7 năm hoặc lâu hơn để đưa các phát hiện này vào khai thác, như trường hợp 2 mỏ Jack và St.Malo mới được đưa

vào khai thác sau gần 10 năm phát hiện.

Trong giai đoạn giá dầu duy trì ở mức thấp như hiện nay, Thomas Shattuck nhận định, vịnh Mexico là cuộc chơi lâu dài và vấn đề không phải là giá dầu năm nay hay năm sau mà cần có cái nhìn tổng quát toàn bộ quá trình và triển vọng trong suốt vòng đời của một dự án mà trong một số trường hợp có thể kéo dài vài thập kỷ.

Ngày 16/8/2017, Cục Quản lý Năng lượng Đại dương Mỹ (BOEM) đã tổ chức vòng đấu thầu 249 tại New Orleans, LA [4]. Tổng cộng có 99 hồ sơ dự thầu của 27 công ty bao gồm các công ty dầu quốc tế (IOC) và các nhà điều hành độc lập cho 90 lô trên diện tích 508.096 mẫu Anh tại vùng biển liên bang ngoài khơi Texas, Mississippi, Louisiana và Alabama. Khoảng 76 triệu mẫu Anh được gọi thầu tại các khu vực triển vọng nước nông và sâu, bao gồm East Breaks, Garden Banks, Alaminos Canyon,



Tàu khoan Noble Tom Madden chuẩn bị hậu cần trước chiến dịch khoan. Nguồn: Drilling Contractor

Keathley Canyon và Mississippi Canyon.

Vòng đấu thầu này gồm 14.220 lô mở, cách bờ từ 3 - 231 dặm ngoài khơi vịnh Mexico, có độ sâu từ 9 - 11.115ft. Hồ sơ dự thầu chủ yếu từ các công ty lớn như Shell, Chevron và Anadarko Petroleum, lần lượt với 19, 15 và 10 lần đấu thầu thành công. Total E&P USA đã đặt giá cao nhất cho một lô - 12,1 triệu USD cho Garden Banks 1003. Các IOC khác gồm Chevron, Shell và ExxonMobil, mỗi công ty đấu thầu thành công hơn 20 triệu USD. Statoil, LLOG và BP cũng đấu thầu nhiều lô với tổng giá trị hơn 1 triệu USD. Một số nhà điều hành độc lập như Houston Energy, Ridgewood Energy, Fieldwood Energy và Stone Energy Offshore đặt

các gói thầu nhỏ hơn. Tổng cộng, các nhà điều hành đã chào giá 137 triệu USD trong vòng đấu thầu này.

Vòng đấu thầu 249 là vòng đấu thầu ngoài khơi đầu tiên theo Chương trình quốc gia về đấu thầu dầu khí ngoài thềm lục địa (OCS) trong giai đoạn 2017 - 2022. Các điều khoản tài chính bao gồm thuế suất 12,5% đối với các lô có độ sâu ít hơn 200m và thuế suất 18,75% cho tất cả các lô khác trong vòng đấu thầu này. Thông qua vòng đấu thầu, dự kiến khu vực này sẽ phát triển khoảng 0,21 - 1,12 tỷ thùng dầu và 0,55 - 4,42 nghìn tỷ ft³ khí [4].

Trần Quốc Anh - Trần Linh Chi (tổng hợp)

Tài liệu tham khảo

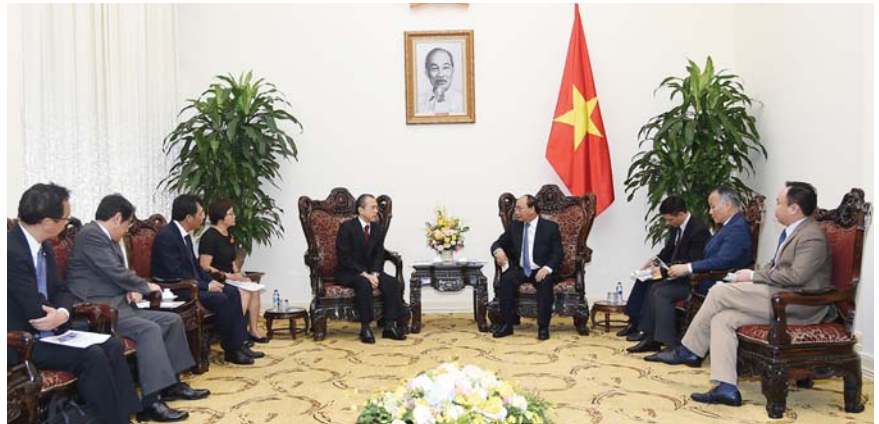
1. EIA. *Gulf of Mexico crude oil production, already at annual high, expected to keep increasing.* 12/4/2017.
2. Offshore. *US Gulf of Mexico drilling rig count falls by one.* 18/8/2017.
3. Kelli Ainsworth. *Eyes on the long term in US Gulf of Mexico.* 23/4/2015.
4. Drilling Contractor. *Gulf of Mexico Lease Sale 249 draws \$137 million in bids for 90 blocks.* 16/8/2017.

TIN TRONG NGÀNH

Thủ tướng Chính phủ tiếp Tổng giám đốc Tokyo Gas

Ngày 15/8/2017, tại trụ sở Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã tiếp ông Michiaki Hirose - Tổng giám đốc Tokyo Gas. Thủ tướng Chính phủ đánh giá cao Tokyo Gas và Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã hợp tác thành lập doanh nghiệp hoạt động trong lĩnh vực LNG và đưa ra chương trình hợp tác đầy triển vọng với Việt Nam.

Khẳng định hợp tác dầu khí là một trong những lĩnh vực ưu tiên trong hợp tác kinh tế Việt Nam và Nhật Bản, Thủ tướng Chính phủ mong muốn Tokyo Gas mở rộng kinh doanh lâu dài ở Việt Nam. Thủ tướng Chính phủ khẳng định quan điểm của Chính phủ Việt Nam là phát triển đồng bộ, hiệu quả ngành công nghiệp khí thông qua việc phát huy các nguồn lực trong nước và đẩy mạnh hợp tác quốc tế. Giải pháp để thực hiện Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc tiếp Tổng giám đốc Tokyo Gas Michiaki Hirose. Ảnh: VGP

nhấn mạnh việc tiếp tục nghiên cứu, sửa đổi, bổ sung, cập nhật các văn bản quy phạm pháp luật liên quan đến quản lý ngành công nghiệp khí Việt Nam phù hợp với hiện trạng phát triển ngành công nghiệp khí trong nước và thông lệ quốc tế; hoàn thiện chuyển đổi mô hình quản lý ngành công nghiệp khí Việt Nam theo hướng thị trường khí tự do.

Tổng giám đốc Tokyo Gas bày tỏ mong muốn Chính phủ Việt Nam

ủng hộ, hỗ trợ sự hợp tác giữa Tokyo Gas và PV GAS. Ông Michiaki Hirose cho biết sẽ cùng đối tác Việt Nam xây dựng kho cảng LNG Cái Mép - Thị Vải trở thành công trình hiện đại nhất ở Việt Nam trong lĩnh vực LNG. Tổng giám đốc Tokyo Gas khẳng định Việt Nam là đối tác quan trọng của Nhật Bản trong hợp tác về năng lượng và quan hệ hợp tác Việt Nam - Nhật Bản sẽ tạo tiền đề tốt cho Tokyo Gas triển khai dự án ở Việt Nam.

Đức Tuân

Cơ cấu tổ chức mới của Bộ Công Thương

Ngày 18/8/2017, Thủ tướng Chính phủ đã ký Nghị định số 98/2017/NĐ-CP quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương. Theo đó, cơ cấu tổ chức mới của Bộ Công Thương gồm 30 đơn vị, giảm 5 đơn vị so với cơ cấu tổ chức cũ được quy định trong Nghị định số 95/2012/NĐ-CP ngày 22/11/2012 của Chính phủ.

Về nhiệm vụ và quyền hạn trong lĩnh vực năng lượng (gồm: điện, than, dầu khí, năng lượng mới, năng lượng tái tạo và các năng lượng khác; sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả), Bộ Công Thương quản lý Nhà nước theo thẩm quyền về đầu tư xây dựng các dự án năng lượng; tổng hợp báo cáo tình hình sản xuất, kinh doanh về lĩnh vực năng lượng; công bố danh mục các công trình

năng lượng thuộc quy hoạch phát triển điện lực, công nghiệp than, dầu khí, năng lượng mới và năng lượng tái tạo để thu hút đầu tư xây dựng. Phê duyệt và quản lý việc thực hiện quy hoạch phát triển điện lực, quy hoạch năng lượng mới và năng lượng tái tạo của các tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương; phê duyệt quy hoạch bậc thang thủy điện. Phê duyệt kế hoạch khai thác sớm tại các mỏ dầu khí; kế hoạch đại cương phát triển mỏ dầu khí; kế hoạch thu dọn mỏ dầu khí; quyết định thu hồi mỏ dầu khí trong trường hợp nhà thầu không tiến hành phát triển mỏ và khai thác dầu khí theo thời gian quy định đã được phê duyệt; quyết định cho phép đốt bỏ khí đồng hành; quyết định gia hạn giai đoạn tìm kiếm thăm dò dầu khí theo quy định

của hợp đồng dầu khí; thực hiện các nhiệm vụ khác theo quy định của pháp luật về dầu khí.

Theo Nghị định số 98/2017/NĐ-CP, Bộ Công Thương tổ chức thực hiện lộ trình phát triển khoa học công nghệ, ứng dụng tiến bộ khoa học, công nghệ, ứng dụng công nghệ cao và đổi mới công nghệ trong ngành Công Thương; tổ chức thực hiện các hoạt động nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ, ứng dụng và phát triển công nghệ mới, công nghệ cao, phát triển thị trường công nghệ; đánh giá, thẩm định công nghệ các lĩnh vực thuộc phạm vi quản lý Nhà nước của Bộ theo thẩm quyền; tổ chức thực hiện hoạt động tiêu chuẩn hóa, đo lường chất lượng sản phẩm hàng hóa, sở hữu trí tuệ trong ngành Công Thương.

Ngọc Phương

BSR ký thỏa thuận hợp tác với Petrolimex



Lễ ký thỏa thuận hợp tác giữa BSR và Petrolimex. Ảnh: BSR

Ngày 10/8/2017, tại Hà Nội, Công ty TNHH MTV Lộc hóa dầu Bình Sơn (BSR) và Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam (Petrolimex) đã ký thỏa thuận hợp tác về việc tăng cường tiêu thụ sản phẩm xăng dầu của Nhà máy Lộc dầu Dung Quất.

Theo đó, Petrolimex và BSR mong muốn trở thành cổ đồng chiến lược của nhau thông qua việc Petrolimex mua cổ phần của BSR sau khi BSR tiến hành cổ phần hóa và hoàn thành bán cổ phần lần đầu ra công chúng. Với mong muốn trở thành đối tác chiến lược thông qua việc tham gia mua cổ phần của BSR, Petrolimex ưu tiên tiêu

thụ tối đa sản phẩm xăng dầu, LPG, các sản phẩm hóa dầu của Nhà máy Lộc dầu Dung Quất phục vụ nhu cầu sản xuất kinh doanh của Petrolimex. Đồng thời, BSR và Petrolimex sẽ hợp tác và ưu tiên để Petrolimex xuất khẩu sản phẩm của Nhà máy Lộc dầu Dung Quất vào thị trường Lào, Campuchia... Hai bên thống nhất hợp tác trong việc thuê và cho thuê kho xăng dầu thương mại để luân chuyển hàng hóa đáp ứng nhu cầu thị trường...

Tổng giám đốc BSR Trần Ngọc Nguyên cho biết: "BSR đang đẩy mạnh tiến trình cổ phần hóa, phần

đầu cuối năm 2017 sẽ IPO thành công. Khi cổ phần hóa, BSR sẽ có cơ hội hợp tác với đơn vị kinh doanh, phân phối sản phẩm nhằm đảm bảo ổn định đầu ra sản phẩm cũng như phát triển các sản phẩm mới. Từ đó tạo tiền đề để BSR cùng với khách hàng có những hợp tác chiến lược, những kế hoạch kinh doanh lâu dài cùng nhau phát triển ổn định và bền vững".

Sau hơn 7 năm đi vào hoạt động đến nay, BSR đã sản xuất và tiêu thụ hơn 47,2 triệu tấn sản phẩm (đáp ứng khoảng 40% nhu cầu xăng dầu trong nước), với tổng doanh thu đạt trên 36 tỷ USD, lợi nhuận đạt trên 15 nghìn tỷ đồng (tính đến hết Quý I/2017) và nộp ngân sách Nhà nước trên 7 tỷ USD. Nhà máy Lộc dầu Dung Quất đang sản xuất các sản phẩm xăng Mogas A92/95, nhiên liệu phản lực Jet A1, dầu hỏa, dầu diesel, dầu nhiên liệu đốt, khí hóa lỏng (LPG), propylene và hạt nhựa polypropylene...

Với hơn 60 năm kinh nghiệm trong lĩnh vực phân phối xăng dầu tại thị trường Việt Nam, Petrolimex là đơn vị chủ lực trong tiêu thụ và phân phối sản phẩm xăng dầu của Nhà máy Lộc dầu Dung Quất, với tỷ trọng chiếm khoảng 42 - 45%.

Hồng Minh

Nghiên cứu xây dựng kho LNG quy mô nhỏ tại Thái Bình

Ngày 18/8/2017, Ủy ban Nhân dân tỉnh Thái Bình đã làm việc với đoàn công tác của Công ty TNHH Tokyo Gas tại Việt Nam về vấn đề nghiên cứu khả năng hợp tác, xây dựng kho LNG quy mô nhỏ, kho nổi dự trữ và tái hóa khí tại tỉnh Thái Bình.

Khẳng định tầm quan trọng của công nghiệp khí đối với sự phát triển kinh tế, ông Nguyễn Hồng Diên - Chủ

tịch UBND tỉnh Thái Bình mong muốn Tokyo Gas đẩy nhanh quá trình xúc tiến đầu tư và là cầu nối để các doanh nghiệp lớn của Nhật Bản đến tìm hiểu, đầu tư vào tỉnh Thái Bình.

Đại diện Công ty TNHH Tokyo Gas tại Việt Nam trình bày khả năng, phương án xây dựng kho LNG quy mô nhỏ, kho nổi dự trữ và tái hóa khí tại tỉnh Thái Bình và đề xuất phương

án khả thi trong việc lựa chọn kho LNG.

Tokyo Gas là doanh nghiệp kinh doanh khí thiên nhiên lớn nhất Nhật Bản, hoạt động trong lĩnh vực thương nguồn, vận chuyển khí LNG bằng tàu chuyên dụng, có các hoạt động như tái hóa lỏng LNG, vận chuyển phân phối khí bằng hệ thống đường ống...

Hồng Nhung

NSRP nhập chuyển dầu thô đầu tiên từ Kuwait



Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn. Ảnh: NSRP

Công ty TNHH Lọc hóa dầu Nghi Sơn (NSRP) cho biết đã nhập chuyển dầu thô đầu tiên từ tàu chở dầu thô trọng tải siêu lớn Millennium, sau 18 ngày di chuyển trên biển, vượt qua hành trình 8.300km xuất phát từ cảng Mina Al Ahmadi của Kuwait. Dầu thô được bơm từ tàu chở dầu qua phao rót dầu không bến (SPM), hệ thống ống phân phối (PLEM), đường ống dẫn dầu thô đến 3 trong 8 bể chứa dầu thô của NSRP (112.000m³/bể).

Tàu Millennium có trọng tải tối đa là 300.000DWT, chiều dài 330m, chiều rộng 58m. Đây cũng là tàu chở dầu thô có trọng tải lớn nhất cập cảng tại Việt Nam.

Ông Nguyễn Văn Thi, Trưởng Ban quản lý Khu kinh tế Nghi Sơn và các khu công nghiệp tỉnh Thanh Hóa cho

biết, sự kiện này đánh dấu mốc quan trọng trong quá trình chuẩn bị chạy thử của Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn.

Trước đó, ngày 8/8/2017, ông Nguyễn Đức Quyền, Phó Chủ tịch thường trực UBND tỉnh Thanh Hóa đã làm việc với NSRP về tình hình thực hiện các quy định của pháp luật về bảo vệ môi trường, tài nguyên nước, ứng phó sự cố tràn dầu, phòng cháy chữa cháy, an toàn phóng xạ và hóa chất tại Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn.

Kết quả kiểm tra thực tế cho thấy, NSRP đã nghiêm túc thực hiện các quy định của pháp luật về bảo vệ môi trường, đã thực hiện đầy đủ các quy định về xây dựng kế hoạch, thành lập các lực lượng và tổ chức diễn tập phòng cháy chữa cháy,

ứng phó sự cố tràn dầu. Đặc biệt, NSRP đã dành trên 480 triệu USD trong tổng mức đầu tư để xây dựng các công trình bảo vệ môi trường, phòng cháy chữa cháy.

Hiện tại Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn có 2 hồ nước (thu gom nước bề mặt và thu gom nước thải), được lắp đặt hệ thống phân tích trực tuyến để phân tích thông số các chỉ tiêu như: lưu lượng dòng; độ pH; hàm lượng COD; hàm lượng clo dư...

Mẫu nước thải được lấy 3 lần/ngày, phân tích mẫu trực tuyến tại phòng điều khiển trung tâm, được xử lý theo đúng yêu cầu tiêu chuẩn chất lượng.

Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn được xây dựng tại Khu kinh tế Nghi Sơn, huyện Tĩnh Gia, Thanh Hóa là công trình trọng điểm quốc gia với tổng mức đầu tư 9,2 tỷ USD, lớn nhất Việt Nam tới thời điểm hiện nay.

Khi được đưa vào vận hành thương mại, mỗi tháng NSRP sẽ tiếp nhận 3 tàu dầu thô trọng tải lớn từ Kuwait. Với công suất chế biến 10 triệu tấn dầu thô/năm, Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn sẽ giúp Việt Nam chủ động sản xuất, đáp ứng nhu cầu xăng dầu trong nước và đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

Hồng Minh

Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1: Lắp đặt kết cấu thép Tổ máy số 1

Ngày 11/8/2017, Công ty CP Cơ khí Lắp máy Lilama (Lilama EMC) đã lắp đặt kết cấu thép, thiết bị SCR (selective catalytic reduction) & RAPH (rotary air pre-heater) Tổ máy số 1 Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1, tỉnh Sóc Trăng.

Tại Dự án Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1, Lilama EMC đảm nhận lắp đặt 2.300 tấn kết cấu thép, thiết

bị SCR, lắp đặt 6.500 tấn thiết bị kết cấu thép của gian turbine, bunker của Tổ máy số 2 và 1.400 tấn thiết bị khu vực nghiền than của Tổ máy số 1 với giá trị hợp đồng hơn 70 tỷ đồng.

Dự án Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1 có công suất 1.200MW (gồm 2 tổ máy), sử dụng công nghệ lò hơi đốt than phun, áp suất hơi siêu tới hạn.

Thúy Hằng



Lắp đặt kết cấu thép tại Tổ máy số 1. Ảnh: Lilama

Triển khai hiệu quả chương trình thực hành tiết kiệm, chống lãng phí

Theo chương trình thực hành tiết kiệm, chống lãng phí năm 2017, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ tập trung đẩy mạnh thực hành tiết kiệm, chống lãng phí trong 5 lĩnh vực hoạt động sản xuất kinh doanh chính và tập trung cho các dự án trọng điểm về dầu khí, đưa vào vận hành, khai thác hiệu quả các dự án hoàn thành trong năm 2017 và các năm tiếp theo. Tập trung xây dựng và triển khai thực hiện quyết liệt, đồng bộ các giải pháp để nâng cao hiệu quả thực hành tiết kiệm, chống lãng phí nhằm phát huy tối đa, hiệu quả mọi nguồn lực để hoàn thành các chỉ tiêu kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2017. Thực hiện triệt để tiết kiệm năng lượng, vật tư, chi phí đầu vào; ứng dụng công nghệ mới để nâng cao chất lượng, sức cạnh tranh hàng hóa dịch vụ, tiết kiệm chi phí sản xuất kinh doanh; đăng ký và thực hiện tiết giảm chi phí quản lý từ 5% trở lên...

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị tiếp tục rà soát, sửa đổi, bổ sung các định mức kinh tế kỹ thuật về tiêu hao nguyên, nhiên liệu, vật liệu; định mức lao động, tiền lương; định mức khai thác và sử



Mô Bạch Hồ. Ảnh: Minh Trí

dụng máy móc, thiết bị cho phù hợp với điều kiện và tình hình thực tế. Các đơn vị có biện pháp cụ thể để nâng cao hiệu quả công tác quản trị doanh nghiệp, phấn đấu tăng năng suất lao động, giảm giá thành, nâng cao khả năng cạnh tranh của sản phẩm trên thị trường; tìm biện pháp mở rộng thị trường, thị phần tiêu thụ sản phẩm... Tối ưu hóa quy trình sản xuất kinh

doanh, nâng cao hiệu suất vận hành các nhà máy, nâng cao hiệu quả sửa chữa, tối ưu hóa dự phòng vật tư, phụ tùng chiến lược tránh tổn động vốn; có sự phối hợp chặt chẽ giữa nhà máy trong việc sử dụng hiệu quả vật tư dự phòng, tránh tồn kho, tiết kiệm chi phí; phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật...

Quang Minh

Hội thảo khoa học về tầng chứa turbidite

Ngày 18/8/2017, tại Tp. Hồ Chí Minh, Hội Dầu khí Việt Nam (VPA) đã phối hợp với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tổ chức Hội thảo "Tầng chứa turbidite - Tiềm năng chứa dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam".

Tại Hội thảo, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã trình bày kết quả nghiên cứu về sự phân bố của trầm tích nước sâu ở các bể trầm tích Đệ Tam Việt Nam; đặc điểm, ảnh hưởng của diaper sét đến các thành tạo

trầm tích turbidite biển sâu, khu vực trung tâm bể Sông Hồng; đặc điểm trầm tích turbidite tuổi Miocene muộn - Pliocene bể Phú Khánh. Hội thảo đã thảo luận về các vấn đề: áp dụng phương pháp AVO để nghiên cứu đặc điểm vỉa khí turbidite tuổi Miocene muộn khu vực mỏ Mộc Tinh, Lô 05-3 bể Nam Côn Sơn (Biển Đông POC); đánh giá khả năng tồn tại vỉa chứa dạng turbidite khu vực nước sâu Lô MD-4, bể Tanintharyi,

Myanmar (PVEP Overseas); phương pháp nghịch đảo địa chấn để dự báo đặc tính vỉa chứa dầu khí tại mỏ Hải Thạch, bể Nam Côn Sơn (Biển Đông POC); đánh giá vỉa chứa turbidite khu vực Lô 04-1 và bài học kinh nghiệm trong công tác thăm dò (Vietsovpetro); phương pháp nghiên cứu, đánh giá tiềm năng dầu khí của dạng vỉa địa tầng và vỉa kết hợp - đối tượng thăm dò mới, triển vọng trong Lô 100 - 101/04.

Quang Minh

Bảo dưỡng sửa chữa định kỳ Hệ thống khí PM3 - Cà Mau

Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đang tiến hành bảo dưỡng sửa chữa lớn định kỳ (5 năm/lần) Hệ thống khí PM3 - Cà Mau để đảm bảo hệ thống vận hành an toàn, ổn định và hiệu quả. Thời gian bảo dưỡng sửa chữa bắt đầu từ ngày 17/8/2017 và dự kiến hoàn thành ngày 30/8/2017.

Đợt bảo dưỡng sửa chữa lần này có gần 130 đầu công việc như: bảo dưỡng hệ thống gia nhiệt bằng nước; đại tu các van điều áp; bảo dưỡng sửa chữa hệ thống đốc tại Trung tâm Phân phối khí, bồn chứa nước cứu hỏa TK-6007, cụm phóng/nhận thoi đường ống biển/bờ... Công tác bảo dưỡng sửa chữa cũng được triển khai



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

đồng thời tại cụm mỏ ở thượng nguồn do chủ mỏ Repsol quản lý, cùng các khách hàng hạ nguồn là Nhà máy Đạm Cà Mau, Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2.

Hệ thống đường ống PM3 - Cà Mau với gần 298km đường ống trên biển và 27km đường ống trên bờ; 3

trạm khí gồm: trạm tiếp bờ (land fall station), trạm van ngắt tuyến (line block valve), Trung tâm Phân phối khí Cà Mau có công suất thiết kế trên 2 tỷ m³ khí/năm, đưa khí từ mỏ PM3-CAA (bể Malay - Thổ Chu) về bờ.

Đình Toàn

Bảo dưỡng tổng thể Nhà máy Đạm Cà Mau



Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: PVCFC

Từ ngày 16/8/2017, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đã tạm dừng hoạt động Nhà máy Đạm Cà Mau để tiến hành bảo dưỡng tổng thể theo kế hoạch. Các cán bộ, kỹ sư và chuyên gia của PVCFC và các nhà thầu đã trực tiếp kiểm tra, sửa chữa các thiết bị và hệ thống công nghệ của Nhà máy Đạm Cà Mau nhằm đảm bảo Nhà máy vận hành ổn định, hiệu quả và an toàn ở công suất tối ưu.

Trước đó, PVCFC đã được

Haldor Topsoe A/S (Đan Mạch) - nhà cung cấp bản quyền công nghệ sản xuất ammonia (NH₃) trao tặng “Chứng chỉ vận hành xuất sắc” với kỷ lục hơn 300 ngày vận hành liên tục xưởng Ammonia, Nhà máy Đạm Cà Mau.

Theo kế hoạch, sau khi hoàn thành công tác bảo dưỡng và đưa Nhà máy Đạm Cà Mau vận hành trở lại (dự kiến vào ngày 31/8/2017), PVCFC sẽ cung cấp cho thị trường trên 270.000 tấn urea cho vụ Đông Xuân.

Bùi Hà

THANH NIÊN VỚI CÔNG TÁC SÁNG KIẾN, SÁNG CHẾ, CẢI TIẾN KỸ THUẬT, HỢP LÝ HÓA SẢN XUẤT

Ngày 16/8/2017, Đoàn TNCS Hồ Chí Minh Liên doanh Việt - Nga “Vietsovetropet” đã tổ chức Hội thảo chuyên đề “Thanh niên với công tác sáng kiến, sáng chế cải tiến kỹ thuật, hợp lý hóa sản xuất”. Hội thảo là cơ hội để đoàn viên thanh niên các đơn vị trao đổi, chia sẻ kinh nghiệm, đóng góp các ý tưởng, giải pháp để Vietsovetropet đẩy mạnh phong trào sáng kiến, sáng chế cải tiến kỹ thuật, hợp lý hóa sản xuất.

HỆ THỐNG QUẢN LÝ TÍCH HỢP NÂNG CAO NĂNG LỰC CẠNH TRANH

Ngày 11/8/2017, Xí nghiệp Dịch vụ Cảng và Cung ứng Vật tư Thiết bị, Liên doanh Việt - Nga “Vietsovetropet” đã tổ chức Hội thảo mở rộng phát triển công tác dịch vụ và đón nhận Chứng chỉ Hệ thống quản lý tích hợp từ DNV GL. Hệ thống quản lý tích hợp (ISO 9001, ISO 14001 và OHSAS 18001:2007) giúp Xí nghiệp nâng cao hiệu quả kinh doanh nhờ sử dụng hợp lý các nguồn lực, tiết kiệm chi phí; tạo lợi thế cạnh tranh khi cung cấp dịch vụ cảng, logistics, vận tải; kiểm soát rủi ro...

Nguyễn Thanh

TIN THẾ GIỚI

Shell tái khởi động Nhà máy Lọc dầu Pernis

Shell Nederland Raffinaderij BV bắt đầu kế hoạch tái khởi động Nhà máy Lọc dầu Pernis (công suất 404.000 thùng/ngày) và tổ hợp hóa dầu tại Rotterdam, Hà Lan sau sự cố mất điện vào cuối tháng 7/2017 dẫn đến hỏa hoạn, đóng cửa khu sản xuất và việc hydrogen fluoride phát tán tại nhà máy.

Ông Jos van Winsen - Giám đốc Nhà máy Lọc dầu Pernis cho biết Shell đã phân công nhiệm vụ cho các đơn vị hỗ trợ vào ngày 8/8/2017, dự kiến Nhà máy Lọc dầu Pernis sẽ hoạt động trở lại sau một vài tuần tới.

Pernis có một đội ngũ cố định gồm 120 nhân viên giám sát tại chỗ để theo dõi

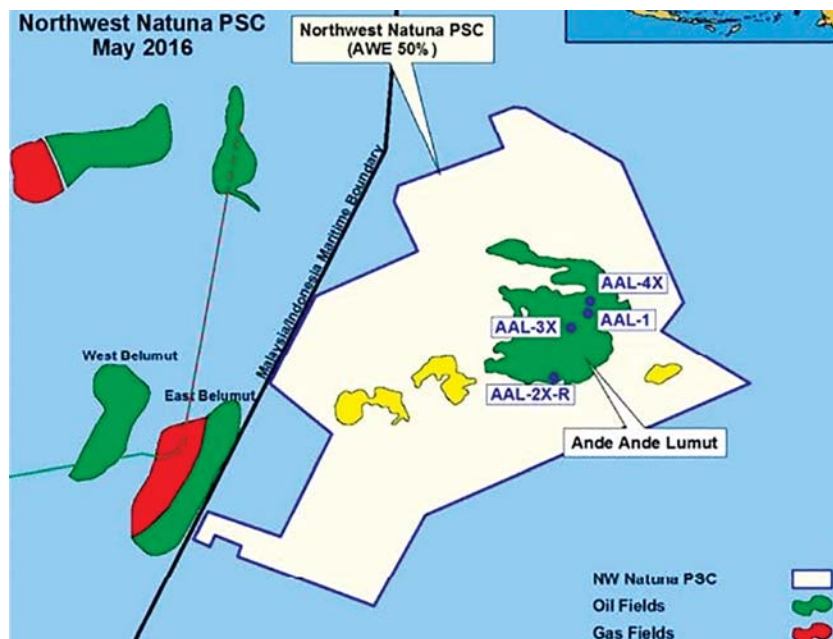


Nhà máy lọc dầu Pernis, Shell. Nguồn: OGJ

và kiểm soát các đơn vị chế tạo, đường ống và các thiết bị khác. Nhà điều hành cũng đã xác định tiến trình cụ thể cho toàn bộ hoạt động tại nhà máy.

Linh Chi (theo OGJ)

AWE phân loại trữ lượng dầu Ande Ande Lumut



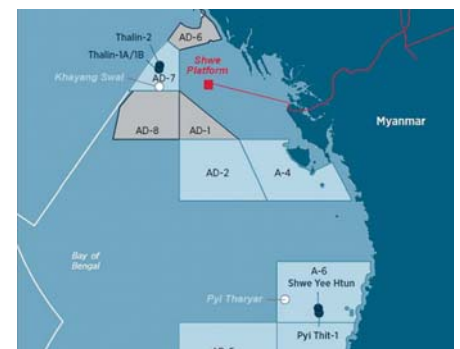
Bản đồ dự án phát triển dầu Ande Ande Lumut (AAL). Nguồn: OGJ

AWE Ltd. (Sydney) đã tái phân loại trữ lượng dầu 2P trong dự án phát triển dầu Ande Ande Lumut (AAL) phía Tây Bắc biển Natuna, Indonesia. AWE cho biết 24,57 triệu thùng dầu trữ lượng 2P được tái phân loại thành 2C do dự án bị trì hoãn, giá dầu sụt giảm.

AWE cho biết nhà điều hành dự án Santos đang tiến hành quy trình chuyển nhượng toàn bộ cổ phần của mình.

AWE đã mua 100% mỏ AAL vào đầu năm 2013 và sau đó chuyển nhượng một nửa cổ phần cùng quyền điều hành cho Santos vào tháng 11/2013. **Trần Anh (theo OGJ)**

WOODSIDE PHÁT HIỆN MỎ KHÍ ĐỐT THỨ BA NGOÀI KHƠI MYANMAR



Vị trí các lò khí khác ngoài khơi Myanmar. Nguồn: OGJ

Công ty Dầu khí Woodside, Perth cho biết đã phát hiện mỏ khí tự nhiên thứ 3 ngoài khơi Myanmar.

Giếng thăm dò Pyi Thit-1 được khoan tại Lô A-6 phía Nam bể Rakhine từ giữa tháng 6/2017, tổng chiều sâu khoan là 4.570m.

Pyi Thit là phát hiện thứ ba của Woodside trong khu vực, sau Shwe Yee Htun-1 tại Lô A-6 vào tháng 1/2016 và Thalin-1A tại Lô AD-7 vào tháng 2/2016.

Woodside nắm giữ 40% cổ phần tại Lô A-6 cùng với các đối tác MPRL E&P Pte. Ltd. (20% cổ phần) và Total E&P Myanmar (40% cổ phần).

Ngọc Anh (theo OGJ)

Shell cân nhắc nâng cấp Nhà máy Lọc dầu Rheinland



T toàn cảnh Nhà máy Lọc dầu Rheinland, Shell. Nguồn: OGJ

Ban giám đốc Shell Deutschland Oil GmbH (thuộc Royal Dutch Shell PLC) đang đánh giá khả năng nâng công suất chế biến của nhà máy lọc dầu tại Wesseling để tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Godorf thành Nhà máy Lọc

dầu Rheinland có công suất lớn nhất nước Đức (325.000 thùng/ngày).

Đầu tháng 8/2017, Ban quản lý nhà máy đã làm việc với chính quyền địa phương và các cơ quan quản lý môi trường để đưa ra kế hoạch sơ bộ cho dự án đầu tư nâng cấp cơ sở chế

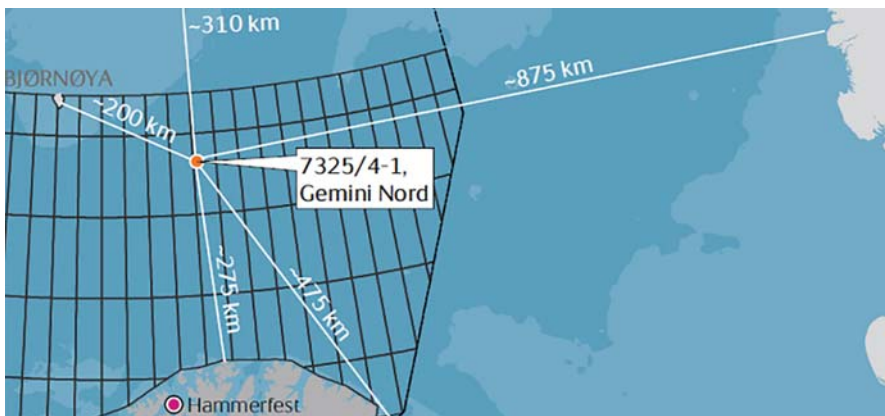
biến dầu khí tại Wesseling. Đây là giải pháp để đảm bảo nhiên liệu sản xuất đạt tiêu chuẩn về nồng độ lưu huỳnh đối với nhiên liệu hàng hải của Tổ chức Hàng hải Quốc tế (IMO) có hiệu lực ngày 1/1/2020.

Shell Deutschland xác nhận kế hoạch tiếp tục đàm phán với các bên liên quan về dự án hiện đại hóa, tuy nhiên không đưa ra mốc thời gian cụ thể.

Dự án này diễn ra ngay sau cuộc bỏ phiếu của Ủy ban Bảo vệ Môi trường Biển thuộc IMO để thông qua quy định về mức giới hạn nồng độ lưu huỳnh 0,5% đối với nhiên liệu hàng hải bắt đầu từ năm 2020.

Trần Anh (theo OGJ)

Statoil phát hiện mỏ khí tự nhiên ở biển Barent



Vị trí giếng Gemini North 7325/4-1. Nguồn: OGJ

Statoil ASA đã phát hiện một mỏ khí tự nhiên nhỏ ở biển Barent, cách phát hiện dầu Wisting khoảng 30km về phía Đông Bắc.

Giếng Gemini North 7325/4-1 được khoan theo giấy phép thăm dò 855 bằng thiết bị khoan bán chìm Songa Offshore AS's Songa Enabler tại độ sâu 447m nước.

Đây là phát hiện thứ ba trong chiến dịch thăm dò tại biển Barents trong năm 2017 của Statoil sau phát hiện dầu Kayak và phát hiện khí Blamann vào tháng 7/2017.

Phó Chủ tịch Statoil Jez Averty cho biết giếng được khoan nhằm xác định nguồn dầu bổ sung tại vùng lân cận phát hiện Wisting, nhưng cũng giống giếng Blamann trước đây, trong quá trình khoan lại phát hiện khí.

Đây là giếng khai thác đầu tiên trong giấy phép PL 855, đạt được tại vòng cấp phép thứ 23 trong năm 2016; trong đó nhà điều hành Statoil nắm giữ 55% cổ phần, OMV 25% và Petoro 20% cổ phần.

Ngọc Anh (theo OGJ)

CAIRN ENERGY PHÁT HIỆN DẦU NGOÀI KHƠI SENEGAL

Công ty Liên doanh Cairn Energy PLC đã tiếp nối thành công trong hoạt động ngoài khơi Senegal với phát hiện dầu tại giếng thăm dò SNE North-1 được khoan tại cấu tạo triển vọng Sirius phía Bắc mỏ dầu SNE.

Giếng SNE North-1 ở độ sâu 900m nước, khoảng 90km ngoài khơi thuộc Lô Sangomar Deep Offshore và cách giếng SNE-1 15km về phía Bắc.

Các mẫu dầu thu hồi được có tỷ trọng 35°, nhẹ hơn dầu tại SNE, cùng với nước và khí trên bề mặt.

Phân tích sơ bộ cho thấy SNE North-1 đã gặp cột khí khoảng 24m tại ít nhất 3 khoảng khoan. Trong đó, hơn 16m ở các vỉa chứa chất lượng cao.

Liên doanh đang xem xét khả năng khoan thăm dò vào năm 2018 tại khu vực hợp đồng khai thác chung Rufisque, Sangomar và Sangomar Deep.

Linh Chi (theo OGJ)

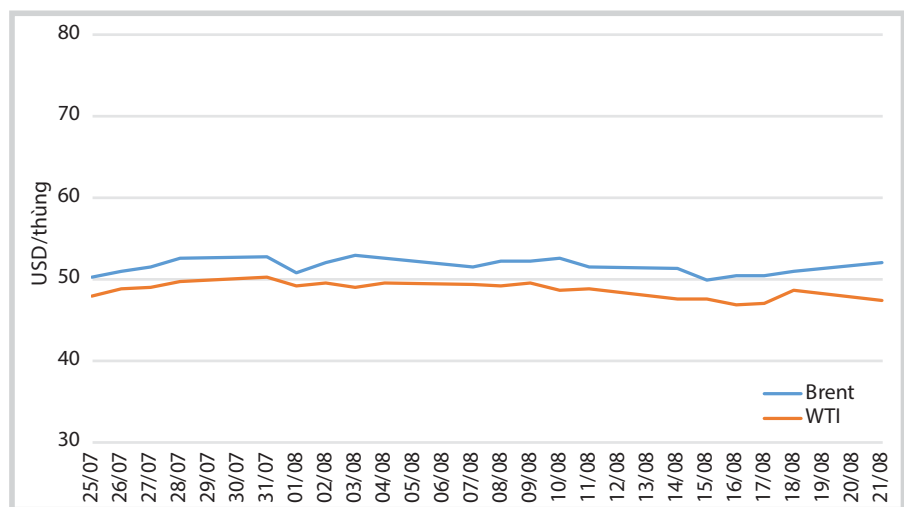


THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Giá dầu ngày càng “rẻ”

Giá dầu ngày càng giảm mạnh gây ảnh hưởng đến các quốc gia dầu mỏ nói riêng và thị trường dầu mỏ thế giới nói chung. Giá dầu trong năm qua dao động trong khoảng 40 - 50USD/thùng, thấp hơn một nửa so với mức trước khi sụt giảm đạt 147USD/thùng vào năm 2008. Cách mạng dầu đá phiến của Mỹ đã góp phần gây dư thừa nguồn cung trên toàn cầu. Theo Shell, điều này sẽ khiến giá dầu không thể tăng trở lại. Sự dư thừa nguồn cung kéo dài sẽ đe dọa chế độ quân chủ của Saudi Arabia với 70% thu nhập quốc dân dựa vào dầu mỏ. Các quốc gia dầu mỏ khác như Venezuela và Liên bang Nga cũng đang trong giai đoạn khủng hoảng kinh tế. Rabah Arezki, chuyên gia của Quỹ Tiền tệ Quốc tế nhận định nguồn cung khí tự nhiên ngày càng tăng cùng với cách mạng xe điện và việc đẩy mạnh phát triển năng lượng sạch để ngăn chặn biến đổi khí hậu sẽ hạn chế nhu cầu dầu mỏ trong tương lai gần. Thế giới sẽ chứng kiến sự gián đoạn lớn nhất từ trước đến nay của thị trường dầu mỏ.

Nguyên nhân chính gây ra tình trạng dư thừa năng lượng là sự gia tăng sản lượng dầu đá phiến. Các doanh nghiệp dầu khí ở Texas và Bắc Dakota đã đóng góp lớn cho



Hình 1. Diễn biến giá dầu từ ngày 25/7 - 21/8/2017. Nguồn: EIA

Bảng 1. Dự báo nhu cầu dầu thô toàn cầu năm 2017 và 2018

Đơn vị: Triệu thùng/ngày

	2017	Quý I/2018	Quý II/2018	Quý III/2018	Quý IV/2018	2018
Châu Mỹ	24,96	24,70	25,22	25,51	25,15	25,14
Gồm Mỹ	20,21	19,97	20,52	20,69	20,36	20,39
Châu Âu	14,12	13,84	14,03	14,51	14,26	14,16
Châu Á - Thái Bình Dương	8,11	8,58	7,68	7,75	8,33	8,08
Tổng OECD	47,18	47,11	46,93	47,77	47,74	47,39
Châu Á khác	13,18	13,29	13,65	13,34	13,80	13,52
Gồm Ấn Độ	4,52	4,73	4,64	4,41	4,94	4,68
Mỹ Latinh	6,52	6,36	6,62	6,91	6,55	6,61
Trung Đông	8,08	8,20	7,99	8,56	7,95	8,17
Châu Phi	4,20	4,35	4,30	4,25	4,38	4,32
Tổng các quốc gia đang phát triển	31,99	32,19	32,56	33,05	32,68	32,62
Liên Xô cũ	4,73	4,67	4,53	4,90	5,23	4,83
Châu Âu khác	0,72	0,73	0,69	0,73	0,82	0,74
Trung Quốc	11,87	11,93	12,22	12,09	12,49	12,18
Tổng các khu vực khác	17,32	17,33	17,43	17,72	18,54	17,76
Toàn cầu	96,49	96,63	96,93	98,55	98,96	97,77

Nguồn: Báo cáo thị trường dầu OPEC tháng 8/2017

nền công nghiệp dầu khí bằng việc tiên phong áp dụng kỹ thuật nứt vỉa thủy lực mới, làm tăng sản lượng khai thác dầu đá phiến. Sản lượng dầu thô

của Mỹ tăng từ 5,5 triệu thùng/ngày (2010) lên tới 9,2 triệu thùng (2016), tương đương sản lượng của Saudi Arabia. Nguồn cung dầu từ Iran và dầu



cát Canada cũng góp phần làm tăng sự dư thừa nguồn cung. Kết quả là người tiêu dùng Mỹ được hưởng giá xăng dầu thấp; nhưng với các quốc gia xuất khẩu dầu mỏ, đây là một điều đáng lo ngại. Tại Venezuela, giá dầu suy giảm đẩy nền kinh tế đất nước xuống vực thẳm, trong khi ở Liên bang Nga, giá dầu phải đạt trên

100 USD/thùng mới giúp nền kinh tế thoát khỏi tình trạng suy thoái.

Sự thích ứng của các công ty năng lượng

Ngày càng nhiều công ty dầu khí chuyển hướng đầu tư sang công nghệ năng lượng tái tạo. Total đã mua lại một số doanh nghiệp về pin

và năng lượng mặt trời. ExxonMobil đang đầu tư nghiên cứu nhiên liệu sinh học và pin nhiên liệu. Tuy nhiên, trong ngắn hạn, dầu sẽ vẫn là nguồn nhiên liệu chiếm ưu thế. Với xu hướng hiện đại hóa của thế giới, nhu cầu dầu mỏ sẽ không chạm mức cao nhất cho đến giữa năm 40 của thế kỷ XXI. Vì vậy, các công



Nguồn: Breakingenergy.com

ty dầu mỏ tiếp tục khai thác dầu. Sản lượng dầu của Mỹ dự kiến đạt 10 triệu thùng/ngày vào năm 2018, phá kỷ lục năm 1970.

Nếu Mỹ tiếp tục khai thác với sản lượng như dự đoán, sự chênh lệch cung-cầu dầu quá lớn sẽ đẩy giá dầu giảm xuống dưới mức chi phí khai thác tối thiểu ở Bắc Dakota

và Texas. Sau khi đạt được thỏa thuận và tiến hành cắt giảm sản lượng khai thác vào cuối năm 2016, tháng 5/2017, OPEC đã yêu cầu các công ty sản xuất dầu đá phiến Mỹ thực hiện cắt giảm sản lượng. Điều này đã chứng minh vị thế quan trọng của dầu đá phiến Mỹ trong thị trường dầu mỏ. Tom Pugh,

chuyên gia của Capital Economics nhận định: OPEC đã nhận thức được tầm ảnh hưởng của mình bị giảm sút, đồng thời cũng cho thấy dầu đá phiến sét đang là nguồn cung lớn trên thị trường.

Động thái của các quốc gia dầu mỏ

Trước đây khi giá dầu giảm mạnh, Saudi Arabia đã tác động OPEC để giảm sản lượng khai thác và đẩy giá lên. Tuy nhiên, lần này, Saudi Arabia, Libya, Kuwait và các nước khác trong OPEC chủ đích duy trì sản lượng trong 2 năm để giữ giá dầu thấp, nhằm cạnh tranh với các đối thủ tại Mỹ và Canada. Liên minh độc quyền (cartel) Trung Đông có lợi thế với các mỏ dầu khổng lồ, chi phí khai thác chỉ từ 8 - 10USD/thùng, thấp hơn nhiều so với chi phí khai thác dầu đá phiến (trên 54USD/thùng). Chiến lược này đã làm 123 công ty hoạt động tại Bắc Mỹ phá sản, nhưng lại khiến các công ty còn lại tăng cường áp dụng công nghệ, giảm chi phí khai thác xuống còn 40USD/thùng. Như vậy, Mỹ vẫn là một trong những nước sản xuất dầu lớn nhất thế giới với giá dầu tiếp tục duy trì ở mức thấp.

Ngày 8/8/2017, tại Abu Dhabi, Ủy ban kỹ thuật chung gồm Liên bang Nga, Kuwait và Saudi Arabia cùng các quan chức từ trụ sở của OPEC tại Vienna đã có cuộc gặp riêng với các quan chức Iraq, UAE, Kazakhstan và Malaysia. Sau cuộc họp kéo dài 2 ngày, OPEC cho biết các nhà sản xuất dầu mỏ khẳng định kéo dài cam kết cắt giảm sản lượng. Theo đó, OPEC cùng với Liên bang Nga và các nước sản xuất dầu mỏ khác sẽ duy trì việc cắt giảm sản lượng gần 1,8 triệu thùng/ngày cho đến tháng 3/2018 để giải quyết tình trạng dư thừa nguồn cung và đẩy giá dầu lên.

Thái tử Saudi Arabia Mohammed bin Salman đã đưa ra một kế hoạch mang tính cách mạng nhằm đưa quốc gia này thoát khỏi sự phụ thuộc vào dầu mỏ, với tên gọi "Tầm nhìn Saudi 2030" (Saudi Vision 2030). Trong đó, Saudi

Bảng 2. Sản lượng dầu thô trung bình 5 tháng đầu năm 2017 và sản lượng khí đốt tháng 5/2017

Nước	Sản lượng dầu thô (nghìn thùng/ngày)	Sản lượng khí đốt (nghìn tỷ ft ³)	Nước	Sản lượng dầu thô (nghìn thùng/ngày)	Sản lượng khí đốt (nghìn tỷ ft ³)
Argentina	479	104,9	Ai Cập	616	127,0
Bolivia	59	63,8	Guinea xích đạo	227	0,1
Brazil	2.606	84,0	Gabon	220	0,3
Canada	3.144	490,0	Libya	652	45,0
Columbia	850	30,0	Nigeria	1.418	70,0
Ecuador	532	1,0	Sudan	253	0,0
Mexico	2.023	162,8	Tunisia	44	7,5
Peru	42	36,0	Các nước châu Phi khác	236	7,8
Trinidad	73	107,1	Châu Phi	6.771	503,4
Mỹ	9.069	2.394,9	Bahrain	45	57,7
Venezuela	2.030	68,0	Iran	3.776	465,0
Các nước Mỹ Latinh khác	85	4,5	Iraq	4.456	89,4
Tây Bán cầu	20.992	3.547,2	Kuwait	2.710	51,6
Austria	15	4,4	Oman	971	86,0
Denmark	139	15,0	Qatar	612	670,0
Pháp	15	0,1	Saudi Arabia	9.918	250,0
Đức	45	20,3	Syria	20	14,0
Italia	80	13,5	UAE	2.938	165,0
Hà Lan	21	97,8	Yemen	30	0,0
Na Uy	1.686	328,4	Các nước Trung Đông khác	1	26,5
Thổ Nhĩ Kỳ	49	1,1	Trung Đông	25.477	1.875,2
Anh	1.015	118,6	Australia	263	339,9
Các nước Tây Âu khác	5	3,1	Brunei	107	37,0
Tây Âu	3.004	602,4	Trung Quốc	3.892	445,3
Azerbaijan	777	55,0	Ấn Độ	736	97,8
Croatia	14	5,0	Indonesia	826	218,0
Hungary	13	5,4	Nhật	11	14,5
Kazakhstan	1.721	151,9	Malaysia	664	200,0
Rumani	73	33,0	New Zealand	32	12,9
Nga	11.040	1.947,5	Pakistan	91	123,4
Các nước Liên xô cũ khác	373	377,8	Papua New Guinea	56	0,5
Các nước Đông Âu khác	67	20,2	Thái Lan	243	112,1
Đông Âu và Liên xô cũ	14.078	2.595,7	Việt Nam	283	33,0
Algeria	1.054	239,7	Các nước châu Á - Thái Bình Dương khác	38	115,8
Angola	1.638	4,0	Châu Á - Thái Bình Dương	7.224	1.750,1
Cameroon	90	2,0	Tổng thế giới	77.567	10.874,1
Congo	323	0,0	OPEC	31.734	2.118,8

Nguồn: Oil and Gas Journal 14/8/2017

Arabia có kế hoạch bán một phần Công ty Dầu mỏ Quốc gia Saudi Aramco với giá trị lên tới 2 nghìn tỷ USD. Số tiền này sẽ được đưa vào quỹ đầu tư quốc gia dành cho các dự án tài chính và cơ sở hạ tầng. Chính phủ Saudi Arabia cũng có kế hoạch

đầu tư mạnh vào khai thác vàng, phosphate, uranium và phát triển du lịch. Nhiều chuyên gia cho rằng mục tiêu đưa Saudi Arabia thoát khỏi sự phụ thuộc vào dầu mỏ của Thái tử Mohammed là không tưởng, một số khác lại nhận định kế hoạch này

là cần thiết nếu giá dầu vẫn còn duy trì ở mức thấp. Chuyên gia về kinh tế Trung Đông Bassem Snaije cho rằng Saudi Vision 2030 là một dự án tích cực, không chỉ là “tầm nhìn 2030”, mà là “nghĩa vụ 2030” của Saudi Arabia.

Trần Linh Chi (theo The Week)

Nâng cao hiệu quả sản xuất, bảo dưỡng và tăng tuổi thọ cho lò hơi A-4001A/B/C/D Nhà máy Lọc dầu Dung Quất bằng phương pháp dùng $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 5%



Bề mặt ống bộ hâm nước cấp I



Bề mặt ống sinh hơi, quá nhiệt

Sau 7 năm hoạt động, bề mặt truyền nhiệt phía khói của bộ hâm nước lò hơi A-4001A/B/C/D Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có lớp cặn dày từ 1 - 2,5mm, bên dưới lớp cặn có hiện tượng ăn mòn rỗ sâu khoảng 0,234mm, làm giảm hiệu suất thu hồi nhiệt của lò hơi; đặc biệt là bộ hâm nước làm việc ở nhiệt độ thấp nên dễ bị hư hỏng do muối acid đọng sương gây ăn mòn khi ngừng hoặc làm việc ở tải thấp. Hàng năm các lò hơi được kiểm tra, bảo dưỡng và làm sạch định kỳ nhưng ống tiếp nhiệt không có lối vào nên không thể vệ sinh được mà chỉ làm sạch được một số đoạn ống tại cửa chui (manhole) bộ hâm nước.

Nhằm giảm lượng nhiên liệu đốt và kéo dài tuổi thọ lò hơi, ông Nguyễn Thanh Tùng và các cộng

sự thuộc Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã đề xuất giải pháp làm sạch bề mặt ống tiếp nhiệt phía khói cho bộ hâm nước lò hơi bằng dung dịch $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 5%. Theo đó nhóm tác giả đã sử dụng: 1 thùng để hòa tan vôi bột thành dung dịch nước vôi có dung tích 3 - 5m³; 1 thùng để chứa và cấp nước vôi trong cho quá trình làm sạch có dung tích 3 - 5m³; 1 bơm cấp dung dịch nước vôi trong (bơm ly tâm) có áp suất làm việc 3 - 4kg/cm²; 1 bể thu hồi nước xả trung gian có dung tích 10 - 15m³; đường ống để kết nối; bộ phân tích pH cầm tay. Nhóm tác giả đã tiến hành tạo cửa chui mới tại vách tường phía Tây và bề mặt ống tiếp nhiệt phía khói của bộ hâm nước bằng $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 5% qua 2 giai đoạn. Giai đoạn 1 dùng ống phun

mềm di động tưới trực tiếp $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 5% lên mặt ống lớp trên, nước rửa chảy xuống rửa tiếp các ống phía dưới; cứ thế lần lượt làm sạch tất cả các ống lớp trên cùng của bộ hâm nước cấp I, sau đó tiếp tục làm sạch các ống bộ hâm nước cấp II; khi nước xả từ bộ hâm nước cấp II có độ pH = 7 và ổn định thì ống bộ hâm nước cấp II đã được làm sạch và quá trình rửa nước vôi kết thúc. Giai đoạn 2 rửa lại bằng nước service (bảo dưỡng) cho đến khi hệ thống ống bộ hâm nước đủ sạch sau đó tiến hành sấy khô và đưa lò vào sử dụng.

Ưu điểm của giải pháp này là sử dụng $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 5% - loại hóa chất không độc hại, dễ mua, có độ pH ≈ 11 nên sẽ trung hòa ngay acid sinh ra trong quá trình hòa tan muối/cặn trên bề mặt ống mà không gây ăn mòn kim loại ống trong quá trình súc rửa. Ống phun mềm di chuyển dễ dàng nên ống được làm sạch đều, không còn cặn sót trên ống gây ăn mòn cục bộ nhanh chóng, tránh được nguy cơ ống bị rò rỉ sau súc rửa vài năm. Nước rửa thu hồi có thành phần là muối vôi với độ pH = 7 có thể đưa về bể xử lý tại Phân xưởng 58 của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để xử lý mà không gây hại đến vi khuẩn xử lý nước.

Giải pháp dùng $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 5% làm sạch định kỳ bề mặt tiếp nhiệt phía khói bộ hâm nước sử dụng nguyên liệu sẵn có và không phải thuê nhà thầu nước ngoài đã làm lợi 8 tỷ đồng, giúp tiết kiệm chi phí bảo dưỡng và tăng tuổi thọ cho lò hơi, góp phần nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh cho BSR. Giải pháp được công nhận sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và có thể áp dụng để làm sạch cho các lò hơi của Phân xưởng 40 trong Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và các lò hơi ống nước tương tự trong và ngoài ngành.

Nguyễn Văn Thắng (giới thiệu)

Nghiên cứu các giải pháp công nghệ gia tăng hệ số thu hồi dầu khí cho đối tượng đá chứa móng nứt nẻ tại mỏ Bạch Hổ, bể Cửu Long



Vietsovpetro và Viện Dầu khí Việt Nam đã tiến hành thử nghiệm thành công trong việc bơm ép 250 tấn hóa phẩm cho đối tượng Oligocene mỏ Bạch Hổ. Ảnh: VSP

Sau 30 năm khai thác, sản lượng dầu của mỏ Bạch Hổ suy giảm mạnh, độ ngập nước tăng. Vì vậy, việc tìm kiếm các giải pháp phù hợp để tăng cường thu hồi dầu cho mỏ Bạch Hổ nói chung và cho đối tượng móng Bạch Hổ nói riêng là yêu cầu cấp thiết của công nghiệp khai thác dầu khí. Trong thực tế, Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” đã ứng dụng các phương pháp tăng cường thu hồi dầu như: bơm ép hydrocarbon, bơm ép khí - nước luân phiên, bơm ép hóa học... Tuy nhiên, do đối tượng khai thác tầng móng Bạch Hổ tại Việt Nam có cấu trúc địa chất, đặc điểm thấm chứa và tính chất dầu vỉa biến đổi rất

phức tạp, nên việc ứng dụng giải pháp này gặp rất nhiều khó khăn.

Trên cơ sở nghiên cứu ứng dụng công nghệ mới trong thu hồi dầu trên thế giới, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã thực hiện đề tài độc lập cấp nhà nước “Nghiên cứu các giải pháp công nghệ gia tăng hệ số thu hồi dầu khí cho đối tượng đá chứa móng nứt nẻ tại mỏ Bạch Hổ, bể Cửu Long”. Chủ biên ThS. Trịnh Thanh Sơn và các đồng nghiệp Viện Dầu khí Việt Nam đã tập trung nghiên cứu các giải pháp công nghệ gia tăng hệ số thu hồi dầu khí cho đối tượng đá chứa móng nứt nẻ tại

mỏ Bạch Hổ, bể Cửu Long; xác định được giải pháp công nghệ phù hợp cho gia tăng hệ số thu hồi của tầng móng mỏ Bạch Hổ; tổng hợp được các hệ hóa phẩm phù hợp để phục vụ cho giải pháp công nghệ gia tăng hệ số thu hồi dầu của tầng móng mỏ Bạch Hổ.

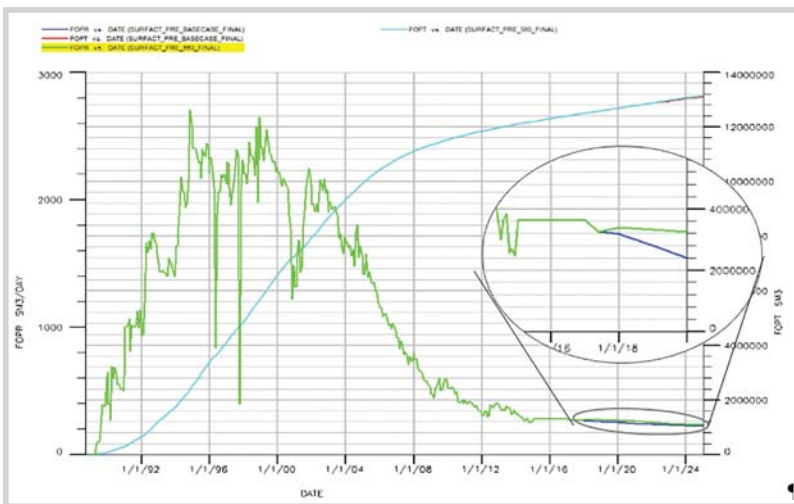
Cụ thể, nhóm tác giả đã nghiên cứu, xác định công nghệ tổng hợp và chế tạo hóa phẩm có khả năng tăng hệ số đẩy, quét dầu trong điều kiện khai thác dầu tầng móng mỏ Bạch Hổ (độ bất đồng nhất cao, nhiệt độ cao). Nghiên cứu tính toán và thiết lập được chế độ công nghệ



Hình 1. Hệ hóa phẩm 4 thành phần áp dụng cho bơm ép tăng cường thu hồi dầu



Hình 2. Vật liệu nano silica được chức năng hóa



Hình 3. Kết quả mô phỏng kết quả bơm ép hệ hóa phẩm hoạt tính bề mặt - nano silica cho đối tượng vòm Bắc mỏ Bạch Hổ

sử dụng hệ hóa phẩm phù hợp với điều kiện công nghệ khai thác của Vietsovpetro cho một cụm đối tượng cụ thể ở tầng móng mỏ Bạch Hổ, đồng thời xây dựng được mô hình mô phỏng xác định lượng dầu gia tăng và hiệu quả kinh tế kỹ thuật của quy trình công nghệ.

Nhóm tác giả đã phân tích hệ thống về điều kiện địa chất, đặc tính thạch học, đặc tính chất lưu trong vỉa, hiện trạng khai thác của đối tượng và cơ sở lý thuyết về nâng cao hệ số thu hồi dầu cùng với các phương pháp nghiên cứu hiện đại, chính xác. Nhóm tác giả

đã lựa chọn và phối chế thành công hệ hóa phẩm từ các chất hoạt tính bề mặt anion và không ion cùng với các phụ gia đáp ứng được các yêu cầu kỹ thuật để ra: khả năng chịu nhiệt (tới 140°C), chịu muối, giảm sức căng bề mặt giữa ranh giới dầu - nước, thay đổi tính dính ướt của dầu với đá chứa, có hiệu quả trong việc bơm ép tăng cường thu hồi dầu.

Để đáp ứng yêu cầu thực tiễn sản xuất, Vietsovpetro và Viện Dầu khí Việt Nam đã tiến hành thử nghiệm thành công trong việc bơm ép 250 tấn hóa phẩm trên cho đối tượng Oligocene

Bạch Hổ và cho hiệu quả tăng thu hồi dầu là 9.740 tấn dầu sau 8 tháng theo dõi. Trên cơ sở đề xuất của Viện Dầu khí Việt Nam, Bộ Công Thương đã đưa hệ hóa phẩm trên vào danh mục hàng hóa đã sản xuất được trong nước với tên thương mại VPI- SURF (số 1799/QĐ-BCT, ngày 19/5/2017).

Nhóm tác giả đã tổng hợp được vật liệu nano silica từ các nguồn khác nhau, có đặc tính kỹ thuật đáp ứng yêu cầu, đồng thời chức năng hóa bề mặt của vật liệu này để phối trộn với hệ hóa phẩm hoạt tính bề mặt nhằm nâng cao đặc tính kỹ thuật của hệ: cải thiện độ bền nhiệt, thời gian bền nhiệt, cải thiện đặc tính thấm của đá chứa.

Đồng thời, tối ưu hóa và chế tạo thành công tổ hợp hóa học chứa các chất hoạt tính bề mặt và vật liệu nano silica, đồng thời xây dựng quy trình đánh giá, áp dụng sản phẩm và tiến hành thử nghiệm hiệu quả bơm ép hệ hóa phẩm này trên mô hình vỉa. Kết quả thử nghiệm cho thấy, hệ hóa phẩm này có khả năng làm tăng hiệu quả đẩy dầu từ 6,5 - 10% trong các điều kiện thấm, rỗng khác nhau của đá móng.

Đồng thời, nhóm tác giả đã tiến hành mô phỏng quá trình bơm ép hệ hóa phẩm cho đối tượng vòm Bắc mỏ Bạch Hổ theo 3 phương án khác nhau. Kết quả mô phỏng chỉ ra rằng, việc bơm ép tổ hợp vật liệu hoạt tính bề mặt - nano silica có thể làm tăng hệ số thu hồi dầu của đối tượng thử nghiệm từ 0,17 - 0,25%. Từ kết quả nghiên cứu này, Viện Dầu khí Việt Nam đã chứng minh được giải pháp mang tính khả thi của giải pháp bơm ép tổ hợp chất hoạt tính bề mặt và vật liệu nano silica biến tính nhằm tăng cường thu hồi dầu cho đối tượng móng mỏ Bạch Hổ.

Viện Dầu khí Việt Nam cho biết đang triển khai chương trình nghiên cứu sản xuất thử nghiệm hệ hóa phẩm và sớm đưa vào áp dụng trong công nghiệp khai thác dầu khí.

Quang Minh (giới thiệu)

TT	KHÓA HỌC	Mã số	Thời lượng khóa học (ngày)	Thời gian dự kiến	Địa điểm	Ghi chú	
1	Quản lý dự án nâng cao (theo tiêu chuẩn quốc tế PMI)	EBA_2049	04	8-11/8	Hà Nội		
2	Địa tầng phân tập	EXP_3001	03	14-16/8	Tp. HCM		
3	Phân tích PVT via khí condensate	PRD_4016	05	14-18/8	Tp. HCM		
4	Phân tích bể trầm tích	EXP_2037	05	14-18/8	Tp. HCM		
5	Gas processing simulation	PRD_3011	03	16-18/8	Tp. HCM		
6	Công nghệ khai thác khí tự nhiên	PRD_2020	03	16-18/8	Tp. HCM		
7	Advanced well performance analysis and production optimization by Nodal Analysis	EXP_4063_E	05	21-25/8	Hà Nội	GV nước ngoài	
8	Ứng dụng phần mềm @risk trong phân tích đánh giá hiệu quả kinh tế dự án đầu tư phát triển mỏ dầu khí (Economic and financial evaluation of oil and gas project using @risk)	EBA_4009_E	04	22-25/8	Hà Nội	GV nước ngoài	
9	Văn hóa doanh nghiệp dầu khí	SSK_1011	02	24-25/8	Hà Nội		
10	Carbonate reservoir system in Southeast Asia	EXP_4044_E	03	28-30/8	Tp. HCM		
11	Hợp đồng EPC với nhà thầu nước ngoài	EXP_4068_E	04	8/2017	Tp. HCM		
12	Phân tích đánh giá triển vọng, rủi ro của cấu tạo. Phương án tìm kiếm thăm dò trên cơ sở kinh tế	EBA_2068	05	4-8/9	Hà Nội		
13	Đào tạo ISO 9001:2015	GEN_1026	01	13/9	Hà Nội		
14	Bí quyết đàm phán thương lượng hiệu quả	SSK_1044	02	14-15/9	Hà Nội		
15	Risk-based inspection planning (RBI) for offshore and marine facilities	PRD_4031_E	05	25-29/9	Tp. HCM	GV nước ngoài	
16	Advanced geochemistry in petroleum exploration (Địa hóa trong tìm kiếm thăm dò dầu khí nâng cao)	EXP_4058_E	05	25-29/9	Tp. HCM	GV nước ngoài	
17	Kỹ năng đàm phán, soạn thảo hợp đồng thương mại dầu khí	EBA_2069	03	9/2017	Hà Nội		
18	Well test analysis	PRD_3008	05	2-6/10	Tp. HCM		
19	Ứng dụng các phương pháp hóa học và hệ hóa phẩm để xử lý giếng nhằm mục đích sửa chữa hoặc tăng cường khai thác	MDS_4010_E	02	18-19/10	Hà Nội	GV nước ngoài	
20	Catalysts for clean fuel production from fossil fuels and from biomass	DWN_3004_E	05	16-20/10	Tp. HCM	GV nước ngoài	
21	EOR advanced course: Full practice of real EOR project which will describe more detail all implementary phases of one project which have done with oil field in the world	EXP_4067_E	05	10/2017	Hà Nội	GV nước ngoài	
22	Advanced log interpretation	Đào tạo kiến thức On the job training	EXP_4057_E	05	23-27/10	Hà Nội	GV nước ngoài
				05	11/2017	Hà Nội	
23	Minh giải tài liệu địa chấn nâng cao	EXP_4009	04	13-16/11	Hà Nội		
24	Seismic amplitude analysis and interpretation	EXP_4012_E	05	20-24/11	Hà Nội		
25	Gas and oil processing simulation and modeling	EXP_4066_E	03	11/2017	Hà Nội	GV nước ngoài	

Thông tin chi tiết xin liên hệ:

Trung tâm Đào tạo và Thông tin Dầu khí - Viện Dầu khí Việt Nam

Tại Hà Nội: Tầng 4, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam, Phường Yên Hòa, Quận Cầu Giấy

Tel: (84-24) 37843061/1408 | Fax: (84-24) 37824950 | Mobile: 0983653592 | Email: cpti@vpi.pvn.vn hoặc anhttp@vpi.pvn.vn

Tại TP. HCM: Số 04 Nguyễn Thông, Phường 7, Quận 3

Tel: (84-28) 39301394 | Mobile: 0909656998 / 0983820406 | Email: cpti.hcm@vpi.pvn.vn hoặc tampm.cpti@vpi.pvn.vn