DầuKhí

TẠP CHÍ CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM - PETROVIETNAM ■ SỐ 8 - 2014

ISSN-0866-854X

TẠP CHÍ Dầu Khí

TỔNG BIÊN TẬP
TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP
TS. Lê Mạnh Hùng
TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP
TS. Hoàng Ngọc Đang
TS. Nguyễn Minh Đạo
CN. Vũ Khánh Đông
TS. Nguyễn Anh Đức
ThS. Trần Hưng Hiển
ThS. Vũ Văn Nghiêm
ThS. Lê Ngọc Sơn
KS. Lê Hồng Thái
ThS. Nguyễn Văn Tuấn
TS. Phan Tiến Viễn
ThS. Trần Quốc Việt
TS. Nguyễn Tiến Vinh
TS. Nguyễn Hoàng Yến

THƯ KÝ TÒA SOẠN
ThS. Lê Văn Khoa
ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

PHỤ TRÁCH MỸ THUẬT
Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN
Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ
Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 173 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội
*Tel: 04-37727108 | 0982288671 * Fax: 04-37727107 * Email: tapchidk@vpi.pvn.vn*

Ảnh bìa: Công tác bảo dưỡng tổng thể tại Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: PVCFC

Giấy phép xuất bản số 100/GP - BTTTT của Bộ Thông tin và Truyền thông cấp ngày 15/4/2013

TIÊU ĐIỂM

TIÊU ĐIỂM

Phó Thủ tướng Vũ Văn Ninh:

KHAI THÁC TIỀM NĂNG CỤM CÔNG NGHIỆP KHÍ - ĐIỆN - ĐẠM CÀ MAU

Ngày 28/7/2014, Phó Thủ tướng Chính phủ Vũ Văn Ninh dẫn đầu đoàn công tác của Chính phủ đã đi thăm và làm việc tại Cụm công nghiệp Khí - Điện - Đạm Cà Mau. Tính từ ngày vận hành thương mại đến nay, sản lượng khí khai thác từ mỏ PM3 đạt trên 10 tỷ m³, sản xuất và cung cấp gần 48 tỷ kWh điện và 1,7 triệu tấn urea hạt đục.

Phó Thủ tướng Chính phủ Vũ Văn Ninh và đoàn công tác nghe báo cáo về kết quả sản xuất của Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: Phương Thảo

Trong chuyến công tác tại tỉnh Cà Mau, Phó Thủ tướng Chính phủ Vũ Văn Ninh và đoàn công tác của Chính phủ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã đi thăm và làm việc tại Nhà máy Đạm Cà Mau, Trung tâm Phân phối khí Cà Mau, thị sát công tác đại tu Nhà máy Điện Cà Mau 1, kiểm tra công tác vận hành tại Nhà máy Điện Cà Mau 2...

Sau hơn 10 năm đi vào hoạt động, Cụm công nghiệp Khí - Điện - Đạm Cà Mau đã góp phần phát triển kinh tế - xã hội tại vùng Đồng bằng sông Cửu Long nói chung và tỉnh Cà Mau nói riêng. Tính từ ngày vận hành thương mại đến nay, sản lượng khí khai thác từ mỏ PM3 đạt trên 10 tỷ m³, sản xuất và cung cấp gần 48 tỷ kWh điện và 1,7 triệu tấn urea hạt đục.

Trong đó, Dự án khí PM3-Cà Mau có công suất thiết kế 2 tỷ m³ khí/năm, tổng mức đầu tư 4.573 tỷ đồng (299,37 triệu USD), nhận khí từ mỏ PM3 đến Cà Mau. Tổng chiều dài đường ống là 325km (gồm 298km đường ống dưới biển và 27km đường ống trên bờ). Dự án bắt đầu cung cấp khí cho Nhà máy Điện Cà Mau 1 từ tháng 5/2007 và đến nay đã cung cấp hơn 10 tỷ m³ khí liên tục, ổn định cho các Nhà máy Điện Cà Mau 1 &2 và Nhà máy Đạm Cà Mau. Tổng doanh thu của dự án đạt trên 34.700 tỷ đồng.

Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2 có tổng công suất thiết kế 1.500MW, tổng mức đầu tư 14.049 tỷ đồng (883,43 triệu USD), có khả năng cung cấp trên 8 tỷ kWh điện/năm. Hai nhà máy được đưa vào vận hành thương mại từ năm 2008, kịp thời góp phần hạn chế sự thiếu hụt điện năng, đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước. Đến nay, Nhà máy Điện Cà Mau 1 &2 đã cung cấp trên 48 tỷ kWh điện cho lưới điện Quốc gia, tổng doanh thu đạt trên 72.000 tỷ đồng.

Nhà máy Đạm Cà Mau (Công ty TNHH MTV Phân bón Dầu khí Cà Mau - PVCFC quản lý) có công suất thiết kế 800.000 tấn/năm, áp dụng các công nghệ tiên tiến của thế giới: công nghệ sản xuất ammonia (Haldor Topsoe - Đan Mạch), công nghệ sản xuất urea (Snamprogetti - Italy) và công nghệ tạo hạt (Toyo Engineering Corporation - Nhật Bản). Sau hơn 2 năm đi vào hoạt động, Nhà máy đã sản xuất hơn 1,7 triệu tấn urea hạt đục, tổng doanh thu đạt hơn 13.800 tỷ đồng. Giá trị quyết toán của dự án là 700 triệu USD, thấp hơn 200 triệu USD so với dự toán tổng mức đầu tư. Việc Nhà máy Đạm Cà Mau đi vào hoạt động đúng tiến độ, cung ứng kịp thời sản phẩm ra thị trường đã góp phần ổn định nguồn phân bón phục vụ phát triển nông nghiệp ở khu vực Đồng bằng sông Cửu Long.

TIÊU ĐIỂM

Điểm sáng nội lực ở mỏ ĐẠI HÙNG

Mỏ Đại Hùng (Lô 05 - 1a) nằm ở khu vực nước sâu, xa bờ nhất của bể Nam Côn Sơn. Dự án phát triển mỏ Đại Hùng từng đối diện nhiều khó khăn bởi đây là mỏ nhỏ, cận biển, công nghệ khai thác ngầm phức tạp, chi phí đầu tư lớn và điều kiện thời tiết khắc nghiệt. Hợp đồng dầu khí mỏ Đại Hùng được ký năm 1993 (BHPP là nhà điều hành), song sau đó các nhà thầu nước ngoài đã rút khỏi dự án do không vượt qua được các thách thức về công nghệ và hiệu quả đầu tư không đạt như kỳ vọng; để lại toàn bộ phương tiện, thiết bị khai thác đã đầu tư với giá trượng trưng 1USD.

Từ tháng 10/2003, Chính phủ đã giao quyền trực tiếp tiến hành hoạt động dầu khí tại mỏ Đại Hùng cho Petrovietnam với trách nhiệm vận hành mỏ an toàn và đạt hiệu quả cao nhất. Với vai trò là nhà điều hành, tập thể cán bộ, kỹ sư Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và PVEP POC đã phát huy tinh thần lao động sáng tạo, dám nghĩ, dám làm, quyết tâm phát triển thành công mỏ Đại Hùng để đáp ứng nhu cầu năng lượng của đất nước; PVEP đã triển khai các hoạt động khoan thăm dò/thẩm lượng 2 giếng DH-14X và DH-15X và thử vỉa lại giếng DH-9X; giảm sát việc sửa chữa giàn DH-01; hoàn thiện các giếng khoan khai thác 8P, 9P, 10P, 7X và 12X và đầu thầu cung cấp dịch vụ, thiết bị, vật tư, đưa mỏ Đại Hùng khai thác trở lại từ đầu năm 2005...

PVEP đã lựa chọn phương án đầu tư chắc chắn, đảm bảo hiệu quả kinh tế nhất là cải tạo, nâng cấp, duy trì hoạt động giàn DH-01. Đồng thời, PVEP ứng dụng công nghệ phù hợp, linh hoạt, tối ưu nhất trong triển khai hoạt động khai thác mỏ, đầu tư nghiên cứu giá trị gia tăng trữ lượng và nâng cao hệ số thu hồi dầu. Năm 2009, để ăn phát triển tổng thể mỏ Đại Hùng đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt với tổng mức đầu tư điều chỉnh là 731,821 triệu USD gồm xây lắp giàn DH-02, khoan 11 giếng phát triển khai thác, xây dựng đường ống từ giàn đầu giếng về giàn DH-01, sửa chữa lớn giàn DH-01 và giao kế hoạch khai thác dòng dầu đầu tiên từ giàn DH-02 vào Quý IV/2011.

Vào 18 giờ 30 phút ngày 10/8/2011, dòng dầu đầu tiên từ giàn DH-02 đã được khai thác, sớm hơn kế hoạch Chính phủ giao 30 ngày. Đây là niềm tự hào của Ngành Dầu khí Việt Nam bởi giàn DH-02 là công trình dầu khí lớn đầu tiên cho vùng nước sâu do chính các kỹ sư, công nhân của Việt Nam chế tạo và lắp đặt. Dự án đã khẳng định khả năng làm chủ công nghệ, kỹ thuật xây lắp công trình khai thác dầu

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

14 ◆ Sử dụng phương pháp minh giải kết hợp tài liệu trọng lực, từ và địa chấn để xác định sự phân bố phun trào bazan núi lửa trên thềm lục địa Nam Trung Bộ và lân cận

22 ◆ Cấu trúc địa chất và hệ thống dầu khí khu vực quần đảo Hoàng Sa

29 ◆ Sử dụng phương pháp đo sâu điện xác định cấu trúc địa chất và quy mô phân bố của than trong trầm tích Đệ tam vùng trũng An Nhơn - Bình Định

35 ◆ Các phức hệ bào tử phấn hoa, tướng hữu cơ, môi trường lắng đọng và chu kỳ trầm tích đồng tách giãn Paleogene ở giếng khoan Enreca-3

40 ◆ Nghiên cứu ứng dụng công nghệ ngăn ngừa, ức chế lắng đọng paraffin trong các giếng gaslift sản lượng thấp bằng phương pháp hấp phụ phụ gia hạ điểm đông đặc PPD lên bề mặt đá vỉa

45 ◆ Nghiên cứu biến tính bentonite để xử lý nước thải nhiễm dầu trong công nghiệp dầu khí

52 ◆ Định hướng về cơ chế, chính sách khuyến khích nhà thầu dầu khí đầu tư các dự án nâng cao thu hồi dầu

59 ◆ Nghiên cứu sự ảnh hưởng của hàm lượng bùn đến hiệu suất xử lý nước thải bằng công nghệ SBR

DẦU KHÍ THẾ GIỚI

64 ◆ Liên bang Nga và chiến lược năng lượng hướng Đông

TIN TỨC - SỰ KIỆN

68 ◆ PVEP hợp tác với Solar trong bảo dưỡng sửa chữa turbine khí

69 ◆ Petrovietnam kiểm tra tiến độ thực hiện các dự án lọc hóa dầu

71 ◆ Hạ thủy chân đế và sàn khoan giàn H5 mỏ Tê Giác Trắng

72 ◆ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất nâng công suất lên 105%

73 ◆ Mozambique đầu tư 30 tỷ USD để sản xuất LNG

74 ◆ Nga đưa giàn khoan ngoài khơi lớn nhất thế giới vào hoạt động

CONTENTS

FOCUS

4 ◆ Deputy Prime Minister Vu Van Ninh: Ca Mau Gas-Power Fertilizer Complex's potential should be tapped

6 ◆ Internal strength - the spotlight in Dai Hung field

8 ◆ Emulation campaign launched across the oil and gas sector

10 ◆ Efficiency of maintenance and repair works to be enhanced

12 ◆ Sales of Dinh Vu polyester fibre to be boosted

SCIENTIFIC RESEARCH

14 ◆ Determination of volcanic basalt distribution in Vietnam's south-central continental shelf and adjacent areas based on integrated gravity, magnetic and seismic data

22 ◆ Geological setting and petroleum system in Hoang Sa archipelago area

29 ◆ The application of vertical electric sounding for defining geological structure and coal distribution in the Cenozoic sediments in An Nhon - Binh Dinh area, central Vietnam

35 ◆ Palynomorph assemblages, palynofacies, depositional environments and Paleogene syn-rift sedimentary sequences in the Enreca-3

40 ◆ Study on application of technology to prevent and inhibit paraffin deposition in low yield gas-lift wells by using the method of adsorption of pour point depressant (PPD) additives on the surface of reservoir rocks

45 ◆ Study on structural modification of bentonite for oily water treatment in the oil and gas industry

52 ◆ Orientation for incentive mechanisms and policies to encourage petroleum contractors to invest in enhanced oil recovery projects

59 ◆ A study on the effect of sludge concentrations on the efficiency of domestic wastewater treatment by SBR technology

OIL AND GAS AROUND THE WORLD

64 ◆ Russia and its Eastward Energy Strategy

NEWS

68 ◆ PVEP strengthens co-operation with Solar in gas turbine maintenance and repair

69 ◆ Petrovietnam inspects the progress of refinery and petrochemical projects

71 ◆ Load-out of jacket and rig floor of Te Giac Trang H5 drilling rig

73 ◆ Mozambique invests USD 30 billion to produce LNG

74 ◆ Russia operates world's biggest offshore drilling rig in the Arctic

Phó Thủ tướng Vũ Văn Ninh:

KHAI THÁC TIỀM NĂNG CỤM CÔNG NGHIỆP KHÍ - ĐIỆN - ĐẠM CÀ MAU

Ngày 28/7/2014, Phó Thủ tướng Chính phủ Vũ Văn Ninh dẫn đầu đoàn công tác của Chính phủ đã đi thăm và làm việc tại Cụm công nghiệp Khí - Điện - Đạm Cà Mau. Tính từ ngày vận hành thương mại đến nay, sản lượng khí khai thác từ mỏ PM3 đạt trên 10 tỷ m³, sản xuất và cung cấp gần 48 tỷ kWh điện và 1,7 triệu tấn urea hạt đục.

Phó Thủ tướng Chính phủ Vũ Văn Ninh và đoàn công tác nghe báo cáo về kết quả sản xuất của Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: Phương Thảo

Trong chuyến công tác tại tỉnh Cà Mau, Phó Thủ tướng Chính phủ Vũ Văn Ninh và đoàn công tác của Chính phủ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã đi thăm và làm việc tại Nhà máy Đạm Cà Mau, Trung tâm Phân phối khí Cà Mau, thị sát công tác đại tu Nhà máy Điện Cà Mau 1, kiểm tra công tác vận hành tại Nhà máy Điện Cà Mau 2...

Sau hơn 10 năm đi vào hoạt động, Cụm công nghiệp Khí - Điện - Đạm Cà Mau đã góp phần phát triển kinh tế - xã hội tại vùng Đồng bằng sông Cửu Long nói chung và tỉnh Cà Mau nói riêng. Tính từ ngày vận hành thương mại đến nay, sản lượng khí khai thác từ mỏ PM3 đạt trên 10 tỷ m^3, sản xuất và cung cấp gần 48 tỷ kWh điện và 1,7 triệu tấn urea hạt đục.

Trong đó, Dự án khí PM3-Cà Mau có công suất thiết kế 2 tỷ m^3 khí/năm, tổng mức đầu tư 4.573 tỷ đồng (299,37 triệu USD), nhận khí từ mỏ PM3 đến Cà Mau. Tổng chiều dài đường ống là 325km (gồm 298km đường ống dưới biển và 27km đường ống trên bờ). Dự án bắt đầu cung cấp khí cho Nhà máy Điện Cà Mau 1 từ tháng 5/2007 và đến nay đã cung cấp hơn 10 tỷ m^3 khí liên tục, ổn định cho các Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2 và Nhà máy Đạm Cà Mau. Tổng doanh thu của dự án đạt trên 34.700 tỷ đồng.

Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2 có tổng công suất thiết kế 1.500MW, tổng mức đầu tư 14.049 tỷ đồng (883,43 triệu USD), có khả năng cung cấp trên 8 tỷ kWh điện/năm. Hai nhà máy được đưa vào vận hành thương mại từ năm 2008, kịp thời góp phần hạn chế sự thiếu hụt điện năng, đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước. Đến nay, Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2 đã cung cấp trên 48 tỷ kWh điện cho lưới điện Quốc gia, tổng doanh thu đạt trên 72.000 tỷ đồng.

Nhà máy Đạm Cà Mau (Công ty TNHH MTV Phân bón Dầu khí Cà Mau - PVCFC quản lý) có công suất thiết kế 800.000 tấn/năm, áp dụng các công nghệ tiên tiến của thế giới: công nghệ sản xuất ammonia (Haldor Topsoe - Đan Mạch), công nghệ sản xuất urea (Snamprogetti - Italy) và công nghệ tạo hạt (Toyo Engineering Corporation - Nhật Bản). Sau hơn 2 năm đi vào hoạt động, Nhà máy đã sản xuất hơn 1,7 triệu tấn urea hạt đục, tổng doanh thu đạt hơn 13.800 tỷ đồng. Giá trị quyết toán của dự án là 700 triệu USD, thấp hơn 200 triệu USD so với dự toán tổng mức đầu tư. Việc Nhà máy Đạm Cà Mau đi vào hoạt động đúng tiến độ, cung ứng kịp thời sản phẩm ra thị trường đã góp phần ổn định nguồn phân bón phục vụ phát triển nông nghiệp ở khu vực Đồng bằng sông Cửu Long.

Phó Thủ tướng Chính phủ Vũ Văn Ninh thăm Trung tâm Phân phối khí Cà Mau. Ảnh: CTV

Cụm dự án Khí - Điện - Đạm Cà Mau được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt triển khai theo Quyết định số 776/QĐ-TTg ngày 26/6/2001 và giao Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (nay là Tập đoàn Dầu khí Việt Nam) làm chủ đầu tư, nhằm mục tiêu khai thác, sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên khí thiên nhiên của đất nước. Tổng vốn đầu tư xây dựng Cụm dự án trên 2 tỷ USD, gồm các dự án: Đường ống dẫn khí PM3-Cà Mau; Nhà máy Điện Cà Mau 1 và 2; Nhà máy Đạm Cà Mau cùng các công trình công nghiệp quan trọng khác. Đây là công trình có quy mô lớn và mang ý nghĩa chiến lược đối với việc bảo đảm an ninh năng lượng, an ninh lương thực cho đất nước.

Báo cáo với Phó Thủ tướng, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn cho biết, đến nay, Cụm công nghiệp Khí - Điện - Đạm Cà Mau đã đi vào hoạt động ổn định, góp phần thay đổi diện mạo cho nền kinh tế của vùng, hàng năm đóng góp trên 50% ngân sách tỉnh Cà Mau và hàng chục tỷ đồng cho công tác an sinh xã hội. Công trình đã khẳng định chủ trương đúng đắn của Đảng và Nhà nước trong việc hợp tác với nước láng giềng cùng khai thác, sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên khí thiên nhiên từ mỏ PM3-CAA, Hoa Mai, Cái Nước…; tạo động lực tăng trưởng, phát triển kinh tế - xã hội, đẩy mạnh chuyển dịch cơ cấu kinh tế của vùng Đồng bằng sông Cửu Long, tạo công ăn việc làm, cải thiện và tạo nguồn thu ổn định cho ngân sách Nhà nước và địa phương; đồng thời góp phần bảo đảm an ninh năng lượng, an ninh lương thực cho đất nước; giảm phụ thuộc vào việc nhập khẩu phân bón từ nước ngoài.

Phát biểu tại buổi làm việc, Phó Thủ tướng Chính phủ Vũ Văn Ninh đánh giá cao tinh thần lao động sáng tạo của cán bộ, công nhân viên Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam nói chung và Cụm công nghiệp nói riêng trong vận hành sản xuất, đáp ứng yêu cầu kỹ thuật công nghệ phức tạp, đóng góp vào sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước. Phó Thủ tướng nhấn mạnh: "Cụm dự án vẫn còn nhiều tiềm năng, cần tiếp tục nỗ lực khai thác, nâng cao khả năng quản trị doanh nghiệp để mang lại hiệu quả kinh tế cao hơn nữa".

Phó Thủ tướng Vũ Văn Ninh lưu ý tập thể cán bộ, công nhân viên Cụm công nghiệp Khí - Điện - Đạm Cà Mau cần tiếp tục phát huy kết quả đạt được, khắc phục khó khăn để hoàn thành tốt nhiệm vụ sản xuất kinh doanh; thực hiện tốt chủ trương của Chính phủ về cổ phần hóa doanh nghiệp Nhà nước với lộ trình cụ thể, bảo đảm hài hòa lợi ích của Nhà nước, doanh nghiệp và nhân dân.

Minh Thảo

Điểm sáng nội lực ở mỏ ĐẠI HÙNG

Mỏ Đại Hùng (Lô 05-1a) nằm ở khu vực nước sâu, xa bờ nhất của bể Nam Côn Sơn. Dự án phát triển mỏ Đại Hùng từng đối diện nhiều khó khăn bởi đây là mỏ nhỏ, cận biên, công nghệ khai thác ngầm phức tạp, chi phí đầu tư lớn và điều kiện thời tiết khắc nghiệt. Hợp đồng dầu khí mỏ Đại Hùng được ký năm 1993 (BHPP là nhà điều hành), song sau đó các nhà thầu nước ngoài đã rút khỏi dự án do không vượt qua được các thách thức về công nghệ và hiệu quả đầu tư không đạt như kỳ vọng; để lại toàn bộ phương tiện, thiết bị khai thác đã đầu tư với giá tượng trưng 1USD.

Từ tháng 10/2003, Chính phủ đã giao quyền trực tiếp tiến hành hoạt động dầu khí tại mỏ Đại Hùng cho Petrovietnam với trách nhiệm vận hành mỏ an toàn và đạt hiệu quả cao nhất. Với vai trò là nhà điều hành, tập thể cán bộ, kỹ sư Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và PVEP POC đã phát huy tinh thần lao động sáng tạo, dám nghĩ, dám làm, quyết tâm phát triển thành công mỏ Đại Hùng để đáp ứng nhu cầu năng lượng của đất nước. PVEP đã triển khai các hoạt động khoan thăm dò/thẩm lượng 2 giếng DH-14X và DH-15X và thử vỉa lại giếng DH-9X; giám sát việc sửa chữa giàn DH-01; hoàn thiện các giếng khoan khai thác 8P, 9P, 10P, 7X và 12X và đấu thầu cung cấp dịch vụ, thiết bị, vật tư, đưa mỏ Đại Hùng khai thác trở lại từ đầu năm 2005...

PVEP đã lựa chọn phương án đầu tư chắc chắn, đảm bảo hiệu quả kinh tế nhất là cải tạo, nâng cấp, duy trì hoạt động giàn DH-01. Đồng thời, PVEP ứng dụng công nghệ phù hợp, linh hoạt, tối ưu nhất trong triển khai hoạt động khai thác mỏ, đầu tư nghiên cứu gia tăng trữ lượng và nâng cao hệ số thu hồi dầu. Năm 2009, Đề án phát triển tổng thể mỏ Đại Hùng đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt với tổng mức đầu tư điều chỉnh là 731,821 triệu USD gồm xây lắp giàn DH-02, khoan 11 giếng phát triển khai thác, xây dựng đường ống từ giàn đầu giếng về giàn DH-01, sửa chữa lớn giàn DH-01 và giao kế hoạch khai thác dòng dầu đầu tiên từ giàn DH-02 vào Quý IV/2011.

Vào 18 giờ 30 phút ngày 10/8/2011, dòng dầu đầu tiên từ giàn DH-02 đã được khai thác, sớm hơn kế hoạch Chính phủ giao 50 ngày. Đây là niềm tự hào của Ngành Dầu khí Việt Nam bởi giàn DH-02 là công trình dầu khí lớn đầu tiên cho vùng nước sâu do chính các kỹ sư, công nhân của Việt Nam chế tạo và lắp đặt. Dự án đã khẳng định khả năng làm chủ công nghệ, kỹ thuật xây lắp công trình khai thác dầu

Ngày 2/8/2014, Phó Trưởng ban thường trực Ban Kinh tế Trung ương Phạm Xuân Đương dẫn đầu đoàn công tác đã đi thăm giàn Đại Hùng 01 (DH-01), có buổi làm việc với Công ty Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC) và Công ty CP Chế tạo Giàn khoan Dầu khí (PV Shipyard).

Cùng ngày, đoàn công tác của Ban Kinh tế Trung ương đã đi thăm và làm việc với Công ty CP Chế tạo Giàn khoan Dầu khí (PV Shipyard). Tổng giám đốc PV Shipyard Phan Tử Giang cho biết Công ty đang từng bước ổn định sản xuất, triển khai thực hiện dự án đóng mới chế tạo giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05, nâng cấp hoán cải giàn khoan Tam Đảo 02; chuẩn bị triển khai dự án giàn khoan nửa nổi nửa chìm và các dự án khác cho đối tác nước ngoài trong thời gian tới.

Để từng bước vươn ra thị trường thế giới, PV Shipyard kiến nghị Chính phủ và các Bộ, Ngành có chính sách hỗ trợ phát triển đồng bộ, đặc biệt trong phát triển ngành công nghiệp phụ trợ, đẩy mạnh công tác nghiên cứu khoa học phát triển, ứng dụng; xem xét quy định về việc chỉ sử dụng các giàn khoan chế tạo trong nước tham gia vào các chương trình khoan tại Việt Nam.

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn yêu cầu PV Shipyard phát huy nội lực để tiếp tục hoàn thiện, nâng cao kỹ thuật, sức sáng tạo trong chế tạo giàn khoan; phát triển nguồn nhân lực, tăng cường công tác đào tạo… để có thể cạnh tranh với thị trường khu vực và quốc tế trong thời gian tới.

khí ở vùng nước sâu, xa bờ của người Việt Nam, tiết kiệm cho đất nước nhiều triệu USD, trong đó chi phí quản lý, điều hành dự án chỉ bằng 1/3 so với việc thuê nhà điều hành nước ngoài. Đội ngũ lao động trên 300 người Việt Nam (nhân sự vận hành ngoài biển 112 người) đang đảm nhiệm toàn bộ các quy trình công việc phức tạp của hoạt động điều hành, khai thác ở mỏ Đại Hùng (trong đó có nhiều vị trí trước đây phải thuê chuyên gia nước ngoài) đã trở thành điểm sáng về phát huy nội lực của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Báo cáo với Lãnh đạo Ban Kinh tế Trung ương và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Giám đốc PVEP POC Hoàng Bá Cường cho biết Công ty đã đạt được kết quả quan trọng trong hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí tại mỏ Đại Hùng cũng như thăm dò, gia tăng trữ lượng tại các dự án dầu khí khác trong thời gian qua. Năm 2013, PVEP POC đã khai thác từ mỏ Đại Hùng 594.000 tấn dầu, doanh thu đạt trên 8.800 tỷ đồng (120% kế hoạch năm), nộp ngân sách Nhà nước 1.885 tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế là 1.500 tỷ đồng. Hoàn thành thu nổ gần 500km^2 địa chấn 3D mỏ Đại Hùng phục vụ cho nghiên cứu, đánh giá và xây dựng kế hoạch thăm dò mở rộng và cập nhật Kế hoạch phát triển mỏ Đại Hùng giai đoạn 2 và triển khai tiếp Dự án thu gom khí Đại Hùng, thực hiện nghiên cứu tiền phát triển các mỏ đã có phát hiện dầu khí… Tính từ đầu năm đến ngày 31/7/2014, PVEP POC đã đạt doanh thu gần 2 tỷ USD. Theo kế hoạch, từ ngày 15/8/2014 đến 31/5/2015, giàn DH-01 sẽ dừng khai thác để Công ty TNHH MTV Công nghiệp Tàu thủy Dung Quất (DQS) thực hiện công tác bảo dưỡng sửa chữa, đảm bảo duy trì vận hành khai thác. Đồng thời, PVEP POC duy trì chế độ khai thác tối ưu các giếng hiện có và tiếp tục đưa các giếng mới vào khai thác, đồng thời khẩn trương hoàn thành chương trình khoan thăm dò thẩm lượng mở rộng, cập nhật mô hình và kế hoạch phát triển mỏ đảm bảo gia tăng khả năng khai thác dầu cho toàn mỏ trong những năm tiếp theo.

Theo Tổng giám đốc PVEP Đỗ Văn Khạnh, mặc dù hoạt động trong điều kiện giàn khai thác đã cũ, thiếu thiết bị thay thế, nhưng PVEP POC đã tổ chức khai thác dầu khí từ mỏ Đại Hùng hiệu quả và tuyệt đối an toàn, đóng góp quan trọng vào thành công chung của PVEP.

Phát biểu chỉ đạo tại buổi làm việc, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn đánh giá cao cán bộ công nhân viên PVEP nói chung và PVEP POC nói riêng, trong điều kiện khó khăn đã tổ chức vận hành, khai thác có hiệu quả mỏ Đại Hùng. Thành công này khẳng định ý chí, bản lĩnh, tinh thần sáng tạo của người Việt Nam. Chủ tịch Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chỉ đạo PVEP/PVEP POC phối hợp chặt chẽ với DQS, thực hiện công tác bảo dưỡng sửa chữa giàn DH-01 đúng tiến độ, đảm bảo tiếp tục khai thác an toàn, hiệu quả.

Đánh giá cao kết quả Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã đạt được trong thời gian qua, Phó Trưởng ban thường trực Ban Kinh tế Trung ương Phạm Xuân Đương khẳng định Petrovietnam có đóng góp to lớn, quan trọng đối với sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước.

Mạnh Hòa

THI ĐUA NƯỚC RÚT
TRÊN CÁC CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ

Ý thức đầy đủ trách nhiệm quan trọng của Tập đoàn kinh tế hàng đầu đất nước, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã phát huy tinh thần đoàn kết, bản lĩnh, trí tuệ, sáng tạo, nỗ lực vượt qua thách thức, phấn đấu hoàn thành vượt mức kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2014, tạo đà vững chắc cho sự phát triển trong những năm tiếp theo. Trong 7 tháng đầu năm 2014, Petrovietnam đã khai thác 16,09 triệu tấn dầu quy đổi, đạt 62,6% kế hoạch năm Chính phủ giao.

Sản lượng khai thác của Petrovietnam năm 2014 ước đạt 27,18 triệu tấn dầu quy đổi. Ảnh: VSP

Sản lượng khai thác đạt 16,09 triệu tấn

Thách thức lớn của Petrovietnam là điều kiện triển khai các dự án dầu khí ngày càng khó khăn, nhất là tại các mỏ nhỏ, cận biên, khu vực nước sâu, xa bờ; sản lượng khai thác dầu khí tại các mỏ lớn tiếp tục suy giảm nhanh, khó dự báo chính xác; việc mở rộng tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí ở nước ngoài đòi hỏi nguồn vốn lớn và cạnh tranh gay gắt với các công ty dầu khí lớn trên thế giới… Với việc triển khai đồng bộ các giải pháp, Tập đoàn đã kiểm soát chặt chẽ tiến độ khảo sát địa chấn và khoan thăm dò/thẩm lượng, giám sát chặt chẽ động thái khai thác các mỏ, cập nhật mô hình địa chất/mô hình khai thác, tối ưu hóa chế độ khai thác/bơm ép, kiểm chế tốc độ ngập nước tại các mỏ… Kết quả trong 7 tháng đầu năm 2014, Petrovietnam đã khai thác 16,09 triệu tấn dầu quy đổi, đạt 62,6% kế hoạch năm Chính phủ giao, tăng 2,2% so với cùng kỳ năm 2013. Đồng thời, Tập đoàn đã sản xuất 9,55 tỷ kWh điện (61% kế hoạch năm), 2,88 triệu tấn xăng dầu (62% kế hoạch năm), 949 nghìn tấn đạm (62% kế hoạch năm - Nhà máy Đạm Phú Mỹ sản xuất 500 nghìn tấn, Nhà máy Đạm Cà Mau sản xuất 449 nghìn tấn). Sau đợt bảo dưỡng tổng thể lần thứ 2, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã hoạt động trở lại và vận hành đạt 100% công suất từ ngày 11/7/2014; sản xuất 2,94 triệu tấn sản phẩm, đạt 61% kế hoạch năm. Trong 7 tháng đầu năm, Petrovietnam đạt doanh thu 434 nghìn tỷ đồng, vượt 21% so với kế hoạch; nộp ngân sách Nhà nước 98,6 nghìn tỷ đồng, vượt 24% so với kế hoạch và tăng 1,8% so với cùng kỳ năm 2013.

Trong các tháng cuối năm 2014, Petrovietnam tập trung hoàn thành việc xây dựng Chiến lược phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035; kiểm soát chặt chẽ tiến độ triển khai các dự án, phối hợp với các nhà thầu dầu khí đảm bảo kế hoạch tìm kiếm, thăm dò dầu khí, phát triển mỏ và khai thác dầu khí theo đúng kế hoạch. Dự kiến, Tập đoàn sẽ ký 2 - 5 hợp đồng dầu khí mới, thi công 14 giếng khoan thăm dò/thẩm lượng và đưa 7 mỏ/công trình mới vào khai thác. Với nhịp độ sản xuất kinh doanh như hiện nay, sản lượng khai thác của Petrovietnam năm 2014 ước đạt 27,18 triệu tấn dầu quy đổi, trong đó 17,06 triệu tấn dầu thô và 10,12 tỷ m^3 khí.

Phát huy giá trị Văn hóa Dầu khí

Tại Lễ khai mạc Tuần lễ Văn hóa Dầu khí lần thứ VII tổ chức tại Hà Nội ngày 21/8/2014, Công đoàn Dầu khí Việt Nam đã phát động đợt thi đua nước rút, tập trung mọi nguồn lực, giải pháp, khắc phục khó khăn, quyết tâm hoàn thành vượt mức kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2014. Đẩy mạnh và thực hiện có hiệu quả Đề án Tái cơ cấu Tập

Đẩy mạnh phong trào thi đua lao động giỏi, lao động sáng tạo, phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật. Ảnh: PVGAS

đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2012 - 2015 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt và phương án tái cấu trúc của các đơn vị. Đẩy mạnh phong trào thi đua lao động giỏi, lao động sáng tạo, phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật, áp dụng khoa học công nghệ mới vào sản xuất nhằm nâng cao năng suất lao động, tiết giảm chi phí sản xuất, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, đảm bảo tăng trưởng bền vững. Duy trì có hiệu quả và bảo đảm tính thiết thực của các phong trào thi đua trên các dự án, công trình trọng điểm của Ngành, nhằm đảm bảo tiến độ, chất lượng, hiệu quả và an toàn lao động. Thực hiện nghiêm túc quy định của pháp luật về công tác an toàn, vệ sinh lao động, xây dựng tác phong lao động công nghiệp, duy trì công tác kiểm tra, giám sát an toàn trong lao động sản xuất, duy trì và phát triển phong trào "Xanh - sạch - đẹp". Đẩy mạnh nếp sống văn hóa, Văn hóa Dầu khí gắn với việc học tập và làm theo tấm gương đạo đức Hồ Chí Minh, thực hành tiết kiệm, chống lãng phí, chống tham nhũng, nâng cao uy tín, thương hiệu và năng lực cạnh tranh của mỗi đơn vị trong quá trình tái cấu trúc và hội nhập quốc tế.

Theo Chủ tịch Công đoàn Dầu khí Việt Nam Hồ Công Kỳ, cán bộ, công nhân viên toàn Ngành cần đoàn kết một lòng với tinh thần "tư duy mới, khí thế mới", hành động quyết liệt vì sự phát triển bền vững của Petrovietnam, đồng thời không ngừng bồi đắp và phát huy giá trị Văn hóa Dầu khí. Trong đó, trí tuệ là sức mạnh của sự phát triển, chuyên nghiệp là để ổn định và sáng tạo, hiện đại hội nhập là cơ hội để phát triển, nghĩa tình là chất keo gắn kết, truyền thống là điểm tựa để vượt qua thách thức.

Phát biểu tại Lễ khai mạc, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhấn mạnh Văn hóa Dầu khí luôn hướng tới mục tiêu hiệu quả sản xuất kinh doanh cao, phát triển bền vững, nâng cao đời sống cho người lao động. Đặc trưng của Văn hóa Dầu khí đã trở thành sức mạnh của Petrovietnam, góp phần xây dựng đất nước trong thời kỳ công nghiệp hóa, hiện đại hóa. Tổng giám đốc Đỗ Văn Hậu đề nghị, cán bộ công nhân viên toàn Ngành tiếp tục phát huy trí tuệ và nâng cao quyết tâm hoàn thành xuất sắc nhiệm vụ năm 2014, xây dựng Chiến lược phát triển của Tập đoàn đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035, góp phần đưa sự nghiệp Dầu khí phát triển bền vững.

Ngọc Linh

NÂNG CAO HIỆU QUẢ CÔNG TÁC BẢO DƯỠNG SỬA CHỮA

Ngày 15/8/2014, tại Quảng Ngãi, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã tổ chức "Hội thảo chia sẻ kinh nghiệm bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy" nhằm chia sẻ các vấn đề về kỹ thuật, công nghệ và kinh nghiệm sử dụng hiệu quả các nguồn lực.

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã nâng công suất lên 105% sau đợt bảo dưỡng tổng thể. Ảnh: BSR

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã có định hướng và đề án phát triển dịch vụ bảo dưỡng, sửa chữa các nhà máy, công trình đến năm 2015 tại Nghị quyết số 11749/NQ-DKVN và Nghị quyết số 3685/NQ-DKVN. Theo đó, Tập đoàn giao cho PVEIC/PVMC thực hiện bảo dưỡng sửa chữa hàng ngày, định kỳ và tổng thể của các nhà máy trong lĩnh vực chế biến dầu khí. Tuy nhiên, số lượng công việc PVEIC và PVMC (PMS) đáp ứng được không nhiều, công tác bảo dưỡng sửa chữa chủ yếu do các đơn vị chủ động tổ chức thực hiện.

Tại Hội thảo, các đại biểu đã tập trung thảo luận về chiến lược bảo dưỡng sửa chữa của các nhà máy thuộc lĩnh vực chế biến dầu khí của Petrovietnam, công tác quản lý vật tư phụ tùng dự phòng; chia sẻ kinh nghiệm kiểm tra ăn mòn, kỹ thuật phân tích hỏng hóc, xử lý sự cố; các giải pháp kỹ thuật, sáng kiến trong quá trình bảo dưỡng sửa chữa tổng thể và thường xuyên…

Theo Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR), nếu 5 năm trước (giai đoạn chạy thử) các hoạt động bảo dưỡng sửa chữa Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được thực hiện bởi nhà thầu TPC, thì đến nay BSR chủ động triển khai kỹ thuật và tự tổ chức thực hiện.

Trong đợt bảo dưỡng tổng thể Nhà máy Lọc dầu Dung Quất lần 2, trên 3.400 nhân sự chuyên nghiệp của BSR, các nhà thầu, đối tác đã thực hiện gần 7.000 đầu mục công việc, đảm bảo an ninh, an toàn, chất lượng và về trước tiến độ đề ra. Trong đó, việc bảo dưỡng các phân xưởng phụ trợ được chia thành 5 gói thầu chính: Cụm phân xưởng RFCC và cụm phân xưởng CDU; Cụm phân xưởng CCR, SRU, LCO, ETP; Nhà máy Polypropylene, hệ thống nước biển, các phân xưởng phụ trợ và bể chứa; Bảo dưỡng các thiết bị quay, thiết bị điện, thiết bị tự động hóa, một số thiết bị tĩnh đơn giản và đường ống dẫn dầu; Bảo dưỡng phao rót dầu không bến (SPM); sửa chữa khuyết tật khớp nối giãn nở nhiệt EX-101 ở Phân xưởng RFCC và đấu nối đầu chờ cho dự án SRU 2...

Kết quả, công tác bảo dưỡng tổng thể Nhà máy Lọc dầu Dung Quất lần 2 đã về đích sớm hơn kế hoạch 4 ngày, đưa Nhà máy vận hành 100% công suất vào ngày 11/7/2014, đảm bảo chất lượng, tuyệt đối an toàn. Nếu tính từ khi Nhà máy vận hành trở lại ở 65% công suất (từ ngày 29/6/2014), việc đưa Nhà máy vận hành sớm hơn kế hoạch đã giúp doanh thu của BSR tăng gần 2.800 tỷ đồng.

BSR đặt mục tiêu vận hành ổn định Nhà máy Lọc dầu Dung Quất bằng việc đảm bảo tin cậy thiết bị, tiết kiệm chi phí bằng việc quản lý hiệu quả các nguồn lực, cải tiến liên tục năng lực và kỹ năng của đội ngũ bảo dưỡng sửa chữa để đảm bảo an toàn và nâng cao hiệu suất, gia tăng lợi nhuận thông qua việc khai thác các kỹ thuật bảo dưỡng sửa chữa tiên tiến.

Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) cho biết, đã sử dụng phần mềm CMMS để số hóa công tác quản lý bảo dưỡng thiết bị Nhà máy Đạm Phú Mỹ; duy trì và nâng cao hiệu quả của hệ thống MMS System1, đồng thời nghiên cứu đưa các công cụ, kỹ thuật khác vào công tác theo dõi tình trạng thiết bị điện và tự động hóa (CBM); áp dụng RCA trong việc tìm nguyên nhân các hư hỏng của các thiết bị quan trọng của Nhà máy; áp dụng RBI trong việc theo dõi, kiểm tra và chẩn đoán tình trạng thiết bị tĩnh. Theo kế hoạch, PVFCCo sẽ áp dụng FMEA vào đánh giá rủi ro khả năng gây ra hư hỏng và đưa ra biện pháp

nhằm làm giảm và loại trừ hư hỏng; tối ưu hóa việc lập kế hoạch và lựa chọn hình thức bảo dưỡng hợp lý nhờ thực hiện PMO/RCM. Tổng công ty đã xây dựng và ban hành sách lược bảo dưỡng Nhà máy Đạm Phú Mỹ, quy định chi tiết cách thức quản lý các hoạt động bảo dưỡng, quản lý các thiết bị nhằm đảm bảo an toàn, duy trì sự vận hành ổn định, hiệu quả, đạt hiệu quả về mặt kinh tế và kỹ thuật.

Sau khi Nhà máy Xơ sợi Polyester Đình Vũ đi vào vận hành thương mại (ngày 29/5/2014), công tác bảo dưỡng sửa chữa được chuyển giao hoàn toàn cho Công ty CP Hóa dầu và Xơ sợi Dầu khí (PVTEX). Hiện Xưởng bảo dưỡng sửa chữa của PVTEX đang triển khai xây dựng cơ sở dữ liệu nguồn, chuẩn bị cho kế hoạch bảo dưỡng tổng thể sắp tới. PVTEX kiến nghị Tập đoàn đầu tư hệ thống phần mềm quản lý vật tư/công cụ/dụng cụ, có kết nối giữa các đơn vị trong lĩnh vực chế biến dầu khí, để các đơn vị nắm được tình hình, từ đó có thể hỗ trợ lẫn nhau khi cần thiết.

Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn (NCSP) định kỳ 5 năm/lần thực hiện công tác bảo dưỡng lớn để kiểm tra độ an toàn của các thiết bị quan trọng và sản xuất. Do khi bảo dưỡng phải dừng hoạt động dây chuyền khí Nam Côn Sơn, nên NCSP bị sức ép lớn phải rút ngắn tiến độ bảo dưỡng lớn, sớm cung cấp khí trở lại để giảm chi phí cho các nhà máy nhiệt điện. Công ty đã sử dụng phần mềm Capital Value Process (gồm 5 giai đoạn: đánh giá, lựa chọn, xác định, thực hiện và vận hành) để quản lý từ khi lập kế hoạch, chuẩn bị, đến khi thực hiện hoàn tất và đưa nhà máy vận hành trở lại một cách an toàn, tối ưu hóa cả về thời gian và chi phí.

Hội thảo cũng phân tích các thách thức trong công tác bảo dưỡng sửa chữa của Petrovietnam hiện nay như: chưa có chiến lược bảo dưỡng sửa chữa tổng thể cho các nhà máy thuộc lĩnh vực chế biến dầu khí; công tác bảo dưỡng sửa chữa đang ở cấp độ bảo dưỡng phòng ngừa (Preventive Maintenance - PM) và tiếp cận mức độ bảo dưỡng chẩn đoán (Predictive Maintenance - PdM); công tác xây dựng kế hoạch, thực hiện mua sắm và sử dụng các vật tư, phụ tùng vẫn còn có độ chênh khá lớn về thời gian và số lượng ở một số đầu mục công việc; các nhà máy khâu sau bố trí phân tán, ở xa các trung tâm dịch vụ kỹ thuật do đó sẽ hạn chế về hỗ trợ, chia sẻ nguồn lực, chưa đào tạo được đội ngũ kiểm tra, chẩn đoán thiết bị, máy móc có trình độ cao; vấn đề kiểm soát chi phí đã được quan tâm nhưng chưa quản lý tốt, mục tiêu cao nhất hiện vẫn là tiến độ và khối lượng…

Từ nhận thức thời gian ngừng máy luôn ảnh hưởng đến hiệu quả sản xuất (giảm sản lượng, tăng chi phí vận hành,…) do đó bảo dưỡng sửa chữa ngày càng phát triển để nâng cao độ tin cậy làm việc việc của máy móc giảm thiểu thời gian dừng máy thông qua việc áp dụng các công cụ như: bảo dưỡng tập trung vào độ tin cậy, bảo dưỡng năng suất tổng thể, phân tích lỗi nguyên nhân gốc rễ (RFCA)… Tại Hội thảo, nhiều ý kiến cho rằng cần thành lập công ty bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy khâu sau (đặc biệt trong tương lai Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, Long Sơn, Vũng Rô đi vào hoạt động), có hướng đào tạo nguồn nhân lực chuyên sâu về công tác bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy, phân loại cấp độ bảo dưỡng sửa chữa để chủ động trong các quá trình...

Trên cơ sở phân tích ma trận SWOT trong công tác bảo dưỡng sửa chữa trong lĩnh vực chế biến dầu khí, Ban Chế biến Dầu khí - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho rằng cần áp dụng các công cụ tiên tiến, hệ thống quản lý vật tư, phụ tùng dự phòng chung cho các nhà máy khâu sau; tăng cường giám sát, nâng cao hiệu quả công tác mua sắm vật tư, phụ tùng và thực hiện bảo dưỡng; phối hợp chặt chẽ giữa vận hành và bảo dưỡng. Áp dụng các công cụ phát hiện, mô phỏng tiên đoán chung cho các nhà máy có tính chất tương đồng để chia sẻ kinh phí, áp dụng các hệ thống và thiết bị phát hiện tình trạng ăn mòn cho các hệ thống công nghệ, thiết bị. Thiết lập kênh trao đổi giữa các chuyên gia về từng lĩnh vực cụ thể, chẩn đoán tình trạng thiết bị online; ký thỏa thuận giữa các đơn vị về hỗ trợ nhân lực, phương tiện kỹ thuật và vật tư, để có cơ sở quản lý và chia sẻ chi phí bảo dưỡng sửa chữa. Đặc biệt, phải kiểm soát chi phí bảo dưỡng sửa chữa và nhân lực trong khi vẫn phải đảm bảo độ tin cậy trong vận hành, phải thường xuyên đánh giá và hiệu chỉnh chiến lược bảo dưỡng sửa chữa của mỗi nhà máy.

Kết luận Hội thảo, TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị rà soát lại hiệu quả công tác bảo dưỡng sửa chữa. Lãnh đạo Tập đoàn lưu ý, nguồn vốn đầu tư cho các dự án lọc - hóa dầu rất lớn, do vậy các đơn vị cần đưa ra giải pháp để sử dụng nguồn lực hiệu quả nhất. Đây là vấn đề tái cơ cấu về tài nguyên cũng như con người. Các đơn vị tăng cường kết nối, phối hợp kịp thời trong công tác sửa chữa bảo dưỡng, xây dựng ngân hàng câu hỏi - trả lời... Phó Tổng giám đốc Lê Mạnh Hùng đề nghị, Ban Chế biến Dầu khí Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị xây dựng và quản trị chiến lược tổng thể về công tác bảo dưỡng sửa chữa của Tập đoàn, các đơn vị chủ động nghiên cứu mô hình tổ chức hoạt động bảo dưỡng sửa chữa theo từng bước, hợp nhất các nguồn lực, đặc biệt là nguồn lực con người...

Việt Hà

ĐẨY MẠNH CÔNG TÁC TIÊU THỤ SẢN PHẨM XƠ SỢI POLYESTER ĐÌNH VŨ

Từ khi đi vào vận hành thương mại đến ngày 7/8/2014, Nhà máy xơ sợi polyester Đình Vũ đã sản xuất hơn 15,5 nghìn tấn sản phẩm các loại và xuất bán trên 8,6 nghìn tấn ra thị trường. Trong đó, gần 5,5 nghìn tấn (63%) sản phẩm xuất khẩu sang thị trường châu Âu. Tuy nhiên, các doanh nghiệp dệt may trong nước dường như vẫn chưa sẵn sàng sử dụng sản phẩm xơ sợi nội địa.

Thứ trưởng Bộ Công Thương Hồ Thị Kim Thoa chủ trì cuộc họp. Ảnh: Phương Thảo

Xuất khẩu 63% sản lượng xơ sợi sang châu Âu

Tại cuộc họp đánh giá tình hình triển khai dự án và tiêu thụ sản phẩm Nhà máy xơ sợi polyester Đình Vũ ngày 7/8/2014, Thứ trưởng Bộ Công Thương Hồ Thị Kim Thoa khẳng định: Nhà máy có quy mô và suất đầu tư lớn, công nghệ tiên tiến cùng với hệ thống dây chuyền thiết bị hiện đại đã sản xuất ra sản phẩm xơ sợi nội địa chất lượng cao. Đây là chủ trương lớn của Chính phủ nhằm thực hiện chiến lược nâng cao tỷ lệ nội địa hóa sản phẩm Ngành Dệt may Việt Nam…

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết đã chính thức nghiệm thu có điều kiện, đưa Nhà máy sản xuất xơ sợi polyester Đình Vũ vào vận hành thương mại. Từ khi bắt đầu khởi động vận hành lại Nhà máy đến ngày 7/8/2014, Công ty CP Hóa dầu và Xơ sợi Dầu khí (PVTEX) đã sản xuất được hơn 15,5 nghìn tấn sản phẩm các loại và xuất bán hơn 8,6 nghìn tấn. Trong đó, gần 5,5 nghìn tấn (63%) sản phẩm xuất khẩu sang thị trường châu Âu.

Theo Tổng giám đốc PVTEX Phạm Anh Tuấn, Nhà máy sản xuất xơ sợi Polyester Đình Vũ đang vận hành ở 50% công suất thiết kế, sản lượng đạt 250 tấn/ngày tương đương 7.200 - 7.500 tấn/tháng. Chất lượng sản phẩm xơ sợi của PVTEX ngày càng ổn định, trên 90% đạt loại A theo tính chất cơ lý của bộ tiêu chuẩn cơ sở. Đồng thời, PVTEX chủ động hợp tác với các doanh nghiệp trong ngành dệt may đưa sản phẩm xơ PSF vào chạy thử; phối hợp với Viện Dệt may Việt Nam theo dõi, đánh giá toàn bộ quá trình chạy thử sản phẩm… Theo đánh giá của Viện Dệt may Việt Nam, chất lượng sản phẩm xơ sợi của PVTEX tương đương sản phẩm nhập khẩu từ Thái Lan (Thaipoly), Trung Quốc; một số chỉ tiêu vượt trội, năng suất vận hành cao hơn so với xơ nhập ngoại. Ông Phạm Anh Tuấn cũng cho biết thêm, Công ty đang từng bước thực hiện kế hoạch nâng công suất Nhà máy lên 90%, nhằm đạt tổng sản lượng 77,5 nghìn tấn trong năm 2014. PVTEX khẳng định đội ngũ vận hành đang dần làm chủ công nghệ và sẽ tiếp tục hoàn thiện, cải tiến công nghệ để đáp ứng yêu cầu ngày càng cao của các đơn vị kéo sợi, dệt kim trong nước.

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dệt may Việt Nam Trần Quang Nghị khẳng định PVTEX là sản phẩm của sự hợp tác toàn diện giữa Petrovietnam và Vinatex trên cơ sở nội địa hóa sản phẩm của Ngành Dệt may Việt Nam. Trên thực tế, Petrovietnam với tư cách doanh nghiệp đầu tàu đã hỗ trợ các doanh nghiệp khác, các địa phương cùng phát triển. Trong đó, Nhà máy sản xuất xơ sợi Polyester Đình Vũ là phương án hỗ trợ cụ thể cho Ngành Dệt may Việt Nam để chủ động nguyên liệu đầu vào, tránh thất thoát ngoại tệ, đảm bảo tính tại chỗ cho nguồn nguyên liệu. Chủ tịch Vinatex yêu cầu các đơn vị trong Ngành tích cực tiêu thụ sản phẩm xơ sợi Đình Vũ, sử dụng xơ của PVTEX vào các sản phẩm sợi pha polyester với tỷ trọng thấp (CVC, TR, TCM…). Đây chính là hành động thiết thực để hưởng ứng Cuộc vận động "Người Việt Nam ưu tiên dùng hàng Việt Nam" do Bộ

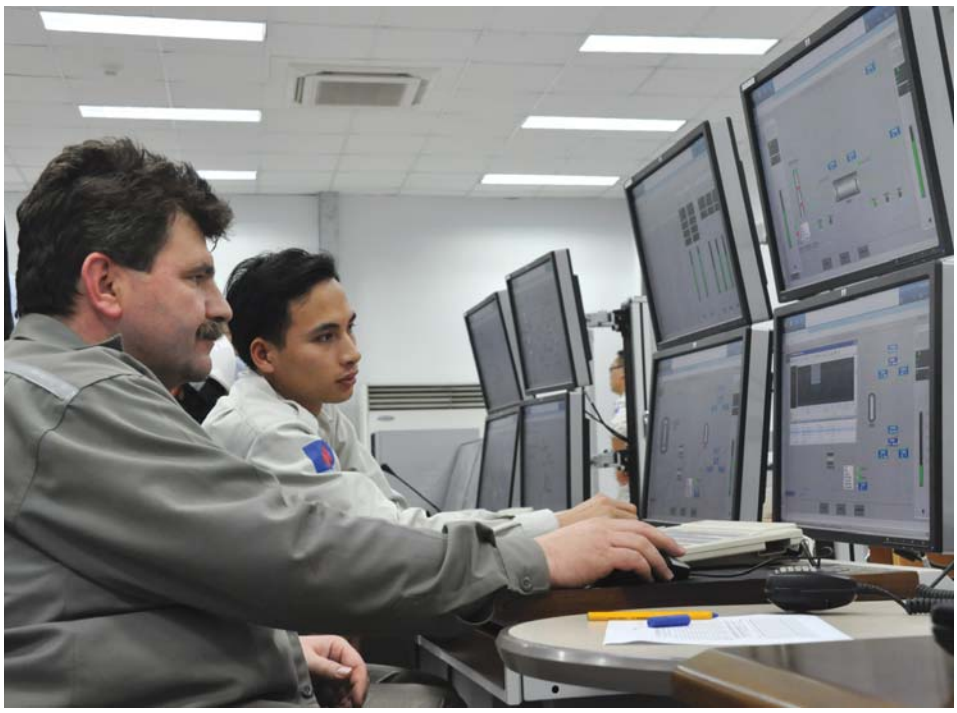
Chính trị phát động. Đồng thời, ông Trần Quang Nghị yêu cầu PVTEX tiếp tục nghiên cứu các biện pháp nhằm nâng cao chất lượng xơ sợi theo tiêu chuẩn Hàn Quốc, Nhật Bản, đáp ứng yêu cầu sản xuất các sản phẩm dệt may xuất khẩu.

Theo Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp dệt may đến 2015 và định hướng 2020, tỷ lệ nội địa hóa nguyên/phụ liệu bông, sợi, vải sản xuất trong nước phải đạt từ 50% (2010) lên 60% (2015) và 70% vào năm 2020.

Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Sinh Khang khẳng định, Petrovietnam đang tích cực tập trung mọi nguồn lực để hỗ trợ PVTEX về tài chính, quản trị, nhân lực, xúc tiến thương mại… nhằm bảo đảm Nhà máy sản xuất xơ sợi polyester Đình Vũ vận hành ổn định, liên tục và đạt hiệu quả cao nhất.

Kết luận cuộc họp, Thứ trưởng Bộ Công Thương Hồ Thị Kim Thoa yêu cầu các đơn vị liên quan tích cực phối hợp để giải quyết hàng tồn kho, nâng sản lượng của Nhà máy sản xuất xơ sợi polyester Đình Vũ lên trên 82%. PV TEX xây dựng chính sách giá thành, phương thức bán hàng, hỗ trợ kỹ thuật… cho khách hàng, hộ tiêu thụ. Bộ Công Thương giao Vụ Thị trường trong nước làm đầu mối kết nối giữa PVTEX và các đơn vị dệt may trong nước.

Nhà máy sản xuất xơ sợi polyester Đình Vũ do PV TEX làm chủ đầu tư, có công suất thiết kế 175.000 tấn/năm (tương đương 500 tấn xơ sợi/ngày), với tổng mức đầu tư trên 325 triệu USD. Đây là nhà máy sản xuất xơ sợi đầu tiên được xây dựng tại Việt Nam có quy mô đầu tư lớn, công nghệ tiên tiến của CHLB Đức và Thụy Sỹ, thiết bị hiện đại để sản xuất ra xơ sợi polyester phục vụ ngành dệt may Việt Nam.



Chuyên gia nước ngoài và kỹ sư Việt Nam tại Nhà máy xơ sợi polyester Đình Vũ. Ảnh: Tiến Dũng

Tiếp tục tối ưu hóa vận hành Nhà máy

Ngày 12/8/2014, TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chủ trì cuộc họp trực tuyến nghiên cứu phương án tối ưu hóa vận hành Nhà máy sản xuất xơ sợi Polyester Đình Vũ với mục tiêu giảm 10% chi phí vận hành trong năm 2014. Lãnh đạo Tập đoàn yêu cầu PVTEX tập trung nâng cao công suất vận hành và chất lượng sản phẩm, hướng tới đa dạng hóa sản phẩm và áp dụng các công nghệ pha trộn nguyên liệu để đạt hiệu quả kinh tế cao nhất.

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đề xuất một số giải pháp để giảm chi phí sản xuất như thay thế một phần nguyên liệu đầu vào PTA bằng QTA; thay thế nhiên liệu đốt LPG bằng CNG hoặc dầu FO; nhập LPG của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất… Để tăng doanh thu cho Nhà máy, VPI đề nghị PVTEX đầu tư sản xuất sản phẩm filament tiêu chuẩn và filament sợi mảnh do giá thành sản phẩm cao gấp 2 - 2,5 lần so với xơ PSF.

Trong chuyến công tác tại Hàn Quốc mới đây, Đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã đi thăm Nhà máy sản xuất xơ sợi Toray (Hàn Quốc) đang hoạt động rất hiệu quả, sử dụng nguyên liệu Qualified Teraphthalic Acid (QTA) có giá thành thấp hơn so với Pure Teraphthalic Acid (PTA) đang được sử dụng tại Nhà máy sản xuất xơ sợi Polyester Đình Vũ. Phó Tổng giám đốc Lê Mạnh Hùng đã làm việc với Sangnam - công ty chuyên sản xuất và cung cấp nguyên liệu QTA cho các nhà máy sản xuất xơ sợi tại Hàn Quốc và nước ngoài. Lãnh đạo Sangnam cam kết sẽ hỗ trợ tư vấn cho PVTEX về quy trình vận hành, công nghệ sản xuất xơ sợi sử dụng nguyên liệu QTA.

Phạm Hồng

SỬ DỤNG PHƯƠNG PHÁP MINH GIẢI KẾT HỢP TÀI LIỆU TRỌNG LỰC, TỪ VÀ ĐỊA CHẤN ĐỂ XÁC ĐỊNH SỰ PHÂN BỐ PHUN TRÀO BAZAN NÚI LỬA TRÊN THỀM LỤC ĐỊA NAM TRUNG BỘ VÀ LÂN CẬN

TS. Trần Tuấn Dũng
Viện Địa chất và Địa vật lý biển

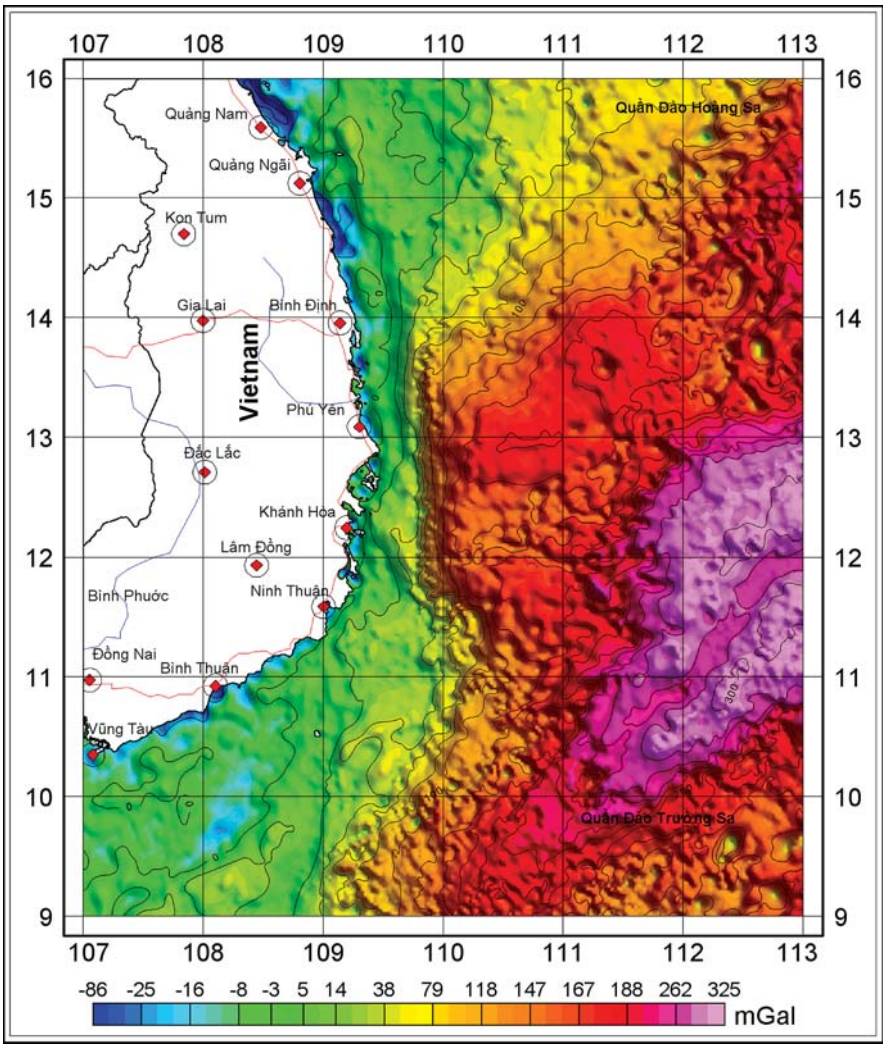
Tóm tắt

Hoạt động phun trào bazan núi lửa trên thềm lục địa và biển Đông xảy ra khá mạnh, song rất khó xác định phạm vi, vị trí không gian. Bài báo giới thiệu phương pháp chuyển từ ở vĩ độ thấp về xích đạo nhằm tạo mối tương quan tốt hơn giữa dị thường và nguồn gây dị thường từ; phương pháp lọc trường tần số cao để phân tách trường trọng lực, từ và các thông tin về phun trào bazan núi lửa ở phần trên của vỏ trái đất; phương pháp gradient toàn phần 3D xác định vị trí không gian các khối mật độ, từ tính cao. Tác giả đã xác định sự phân bố phun trào bazan núi lửa bằng phép phân tích tương quan đa chiều giữa trường trọng lực và trường từ tần số cao với trường trọng số gradient toàn phần 3D. Kết quả nghiên cứu được kiểm chứng bằng một số tài liệu địa chấn và giếng khoan hiện có trong khu vực nghiên cứu.

Từ khóa: *Phương pháp chuyển từ về xích đạo, lọc trường theo tần số gradient toàn phần 3D, phun trào bazan núi lửa, thềm lục địa Nam Trung Bộ.*

1. Giới thiệu

Biển Đông hình thành sau sự va chạm giữa các mảng Ấn Độ và Âu - Á. Một số bồn trũng được mở theo kiểu kéo tách (pull-apart) gây ra hiện tượng tách giãn vỏ thạch quyển, chia cắt các mảnh tiểu lục địa... Quá trình mở biển Đông dẫn đến kiểu tách giãn đại dương hình thành nên các bồn trũng. Tách giãn chấm dứt vào cuối thời kỳ Miocene, sau sự va chạm giữa các thành tạo vùng Bắc Palawan với cung đảo Tây Philippines và giữa đảo Đài Loan với lục địa Trung Hoa. Giai đoạn đầu của quá trình tách giãn thạch quyển thường kèm theo hoạt động magma (phun trào lẫn xâm nhập). Tuy nhiên, ở biển Đông hoạt động núi lửa khá rầm rộ sau tách giãn và phun trào xuất hiện không chỉ trong khu vực biển Đông mà còn nhiều nơi khác ở Đông Nam Á. Hoạt động núi lửa xuyên cắt thềm đại dương và các tiểu lục địa như Hoàng Sa, Trường Sa, Reed Bank và sản sinh các tầng bazan nội mảng tại một số vùng trên biển Đông.



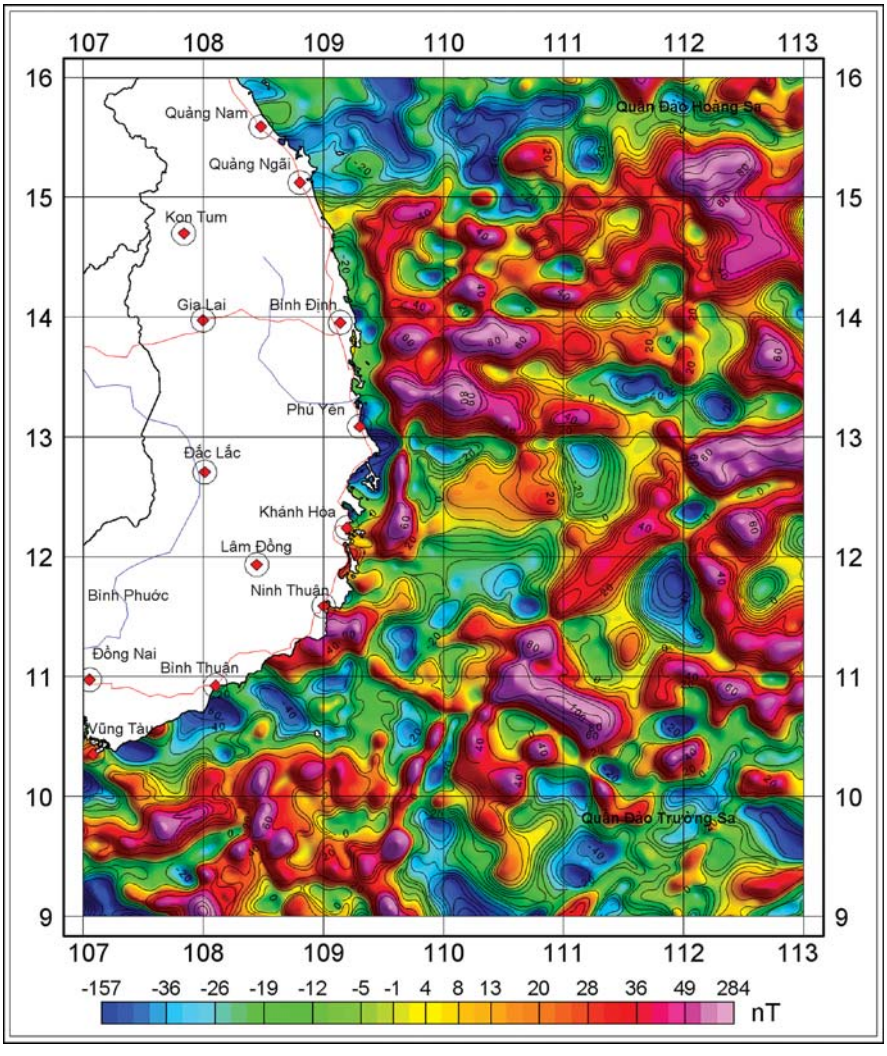
Hình 1. *Dị thường trọng lực Bughe*

Nhiều ý kiến cho rằng quá trình mở biển Đông phức tạp hơn nhiều so với các tài liệu hiện có. Theo kết quả địa nhiệt và trọng lực, mức độ sụt lún vô cùng chậm hoặc các dòng nhiệt xâm nhập từ dưới lên rất cao. Quan hệ thời gian và không gian của hoạt động phun trào sau tách giãn không rõ ràng, số liệu địa vật lý không thống nhất, do đó chưa xác định động lực chủ đạo cho hoạt động phun trào là sự nâng lên của manti hay tách giãn thạch quyển [13, 15].

Các hoạt động núi lửa xảy ra trong nhiều pha và phun trào bazan núi lửa phát triển rộng rãi trên biển Đông và các rìa lục địa. Các phun trào bazan núi lửa tuổi Mesozoic muộn chủ yếu là đá granite tập trung ở rìa phía Bắc biển Đông, thềm lục địa Đông Dương và khu vực quần đảo Hoàng Sa. Các loại phun trào núi lửa Cenozoic chủ yếu là bazan, phổ biến ở rìa lục địa và vỏ đại dương. Nhìn chung, đặc điểm phân bố phun trào bazan núi lửa có mối quan hệ chặt chẽ với quá trình hoạt động kiến tạo - địa động lực khu vực biển Đông [10, 13].

Phun trào bazan núi lửa là nguyên nhân chính gây ra các dị thường trọng lực, từ địa phương. Dựa trên sự khác biệt về mật độ và từ tính giữa phun trào bazan núi lửa và trầm tích, nhiều nhà khoa học đã sử dụng các phương pháp địa vật lý như trọng lực và từ, địa chấn để xác định nhận dạng phun trào bazan núi lửa. Tuy nhiên, do hoạt động kiến tạo phức tạp, sự khác biệt lớn về cấu trúc vỏ trái đất, sự đa dạng của các loại đất đá, sự biến đổi trường địa vật lý ở vĩ độ thấp, việc áp dụng các phương pháp địa vật lý thông thường hoặc đơn lẻ sẽ không đạt hiệu quả tốt. Vì vậy, cần phải áp dụng được một tổ hợp phương pháp minh giải hiệu quả đối với các tài liệu trọng lực và từ có kết hợp so sánh với tài liệu địa chấn, giếng khoan [10, 17].

Nhằm loại bỏ các sai số của dị thường từ ở vĩ độ thấp do góc lệch và góc nghiêng từ hóa, một số nhà khoa học đã đưa ra các phương pháp biến đổi trường từ về cực hoặc về xích đạo trong miền không gian và miền tần số, có độ tin cậy cao [7, 17]. Việc áp dụng các bộ lọc tần thấp, tần cao cho phép xác định dị thường trọng lực, từ khu vực và dị thường địa phương. Ở đây, các dị thường địa phương - dị thường tần cao được sử dụng để giải thích, xác định phân bố phun trào bazan núi lửa [10, 12]. Phương pháp gradient toàn phần 3D thường được sử dụng để xác định vị trí không gian của các khối phun trào bazan núi lửa [3].



Hình 2. *Dị thường trọng lực từ ΔTa*

Nguồn tài liệu trọng lực, từ, địa chấn trên vùng biển Việt Nam chủ yếu từ các chuyến đo trực tiếp trên biển của các công ty địa vật lý Liên bang Nga, Việt Nam, Pháp, Đức, Mỹ, Nhật Bản. Trong các đề tài cấp Nhà nước thuộc chương trình nghiên cứu biển do Viện Địa chất và Địa vật lý biển chủ trì (như KHCN-06-12, KC-09-02…) đã thu thập, xử lý và bổ sung mới kết quả nghiên cứu về trường địa vật lý rất có giá trị trên khu vực thềm lục địa Việt Nam và lân cận [1, 19].

Bên cạnh đó, tác giả còn sử dụng nguồn số liệu đo đạc chủ động từ vệ tinh kết hợp với đo đạc trực tiếp trên biển. Trong đó, mạng lưới số liệu dị thường trọng lực, từ mới nhất do các nhà khoa học Mỹ xây dựng với độ chi tiết đạt đến 1’x

1' (Sandwell and Smith V21.1) [16], độ sâu các đại dương trên thế giới 2,5 x 2,5km (Hình 1, 2, 3). Tài liệu trường từ (EMAG2) của Trung tâm Dữ liệu Quốc gia Mỹ (USNDC) là kết quả của dự án hợp tác toàn cầu về dữ liệu địa vật lý, thường xuyên được cập nhật, bổ sung mới. Đây là nguồn số liệu địa vật lý có độ phân giải đồng đều nhất, độ bao phủ rộng, độ chính xác cao, được sử dụng hiệu quả cho các nghiên cứu cấu trúc địa chất trên biển Đông [16, 19]. Khu vực nghiên cứu tác giả lựa chọn trong phạm vi từ 107 - 113° kinh Đông và 9 - 16° vĩ Bắc.

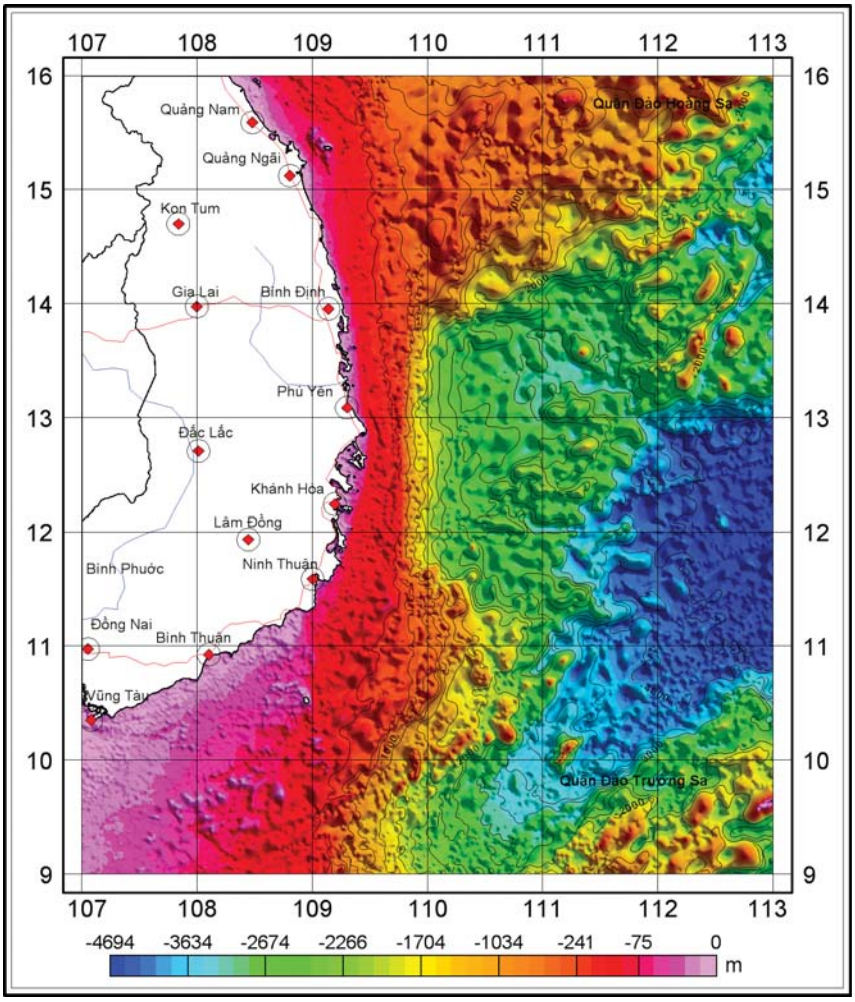
Ngoài ra, tác giả tham khảo, sử dụng các nguồn tài liệu địa chấn từ các dự án khảo sát thăm dò dầu khí trong và ngoài nước như VOR93, TC93, CSL07, PK08… [14].

2. Phương pháp áp dụng

Nghiên cứu xác định phân bố các loại phun trào bazan núi lửa (kể cả phun trào hay xâm nhập) trên biển Đông cần có cái nhìn tổng thể nhất về cấu trúc địa chất và mối tương quan với phun trào bazan núi lửa ở những giai đoạn khác nhau. Đặc biệt, cần áp dụng tổ hợp các phương pháp địa vật lý để hiệu chỉnh trường dị thường tương quan tốt với đối tượng gây dị thường; để phân tách các dị thường gây ra bởi phun trào bazan núi lửa gần bề mặt; để xác định phạm vi, vị trí không gian của các đối tượng gây dị thường.

2.1. Chuyển từ về xích đạo

Việc phân tích định lượng tài liệu từ ở Việt Nam gặp khó khăn do hiện tượng từ hóa nghiêng, vị trí dị thường và nguồn gây dị thường không trùng nhau ở vùng vĩ độ cao. Vì thế, muốn xác định chính xác các vật thể dị từ, cần thực hiện phép chuyển trường về cực. Tuy nhiên, phép biến đổi đó khá phức tạp và khó hội tụ ở vùng vĩ độ thấp, do toán tử chuyển trường về cực



Hình 3. *Độ sâu đáy biển*

không ổn định, khuếch đại cả nhiễu có trong số liệu quan sát và thường tạo nên các dị thường giả dạng kéo dài lấn át tín hiệu hữu ích [8].

Trong khi đó, vùng nghiên cứu nằm ở vĩ độ thấp, gần xích đạo - nơi độ từ hóa nghiêng và dị thường từ có mối tương quan kém với đối tượng địa chất gây dị thường. Vì vậy, tác giả sử dụng phương pháp chuyển từ về xích đạo. Đây là phương pháp mới áp dụng cho vùng vĩ độ từ thấp nhằm hiệu chỉnh vị trí dị thường từ về trùng tốt nhất với nguồn gây ra chúng, khiến việc minh giải dị thường từ dễ dàng hơn mà không làm mất đi ý nghĩa địa vật lý [5, 7, 17].

Trong nghiên cứu này, tác giả áp dụng phương pháp chuyển từ về xích đạo trong công trình [7, 17]. Góc lệch từ và góc nghiêng từ hóa được tính cho điểm trung tâm của khu vực nghiên cứu [6].

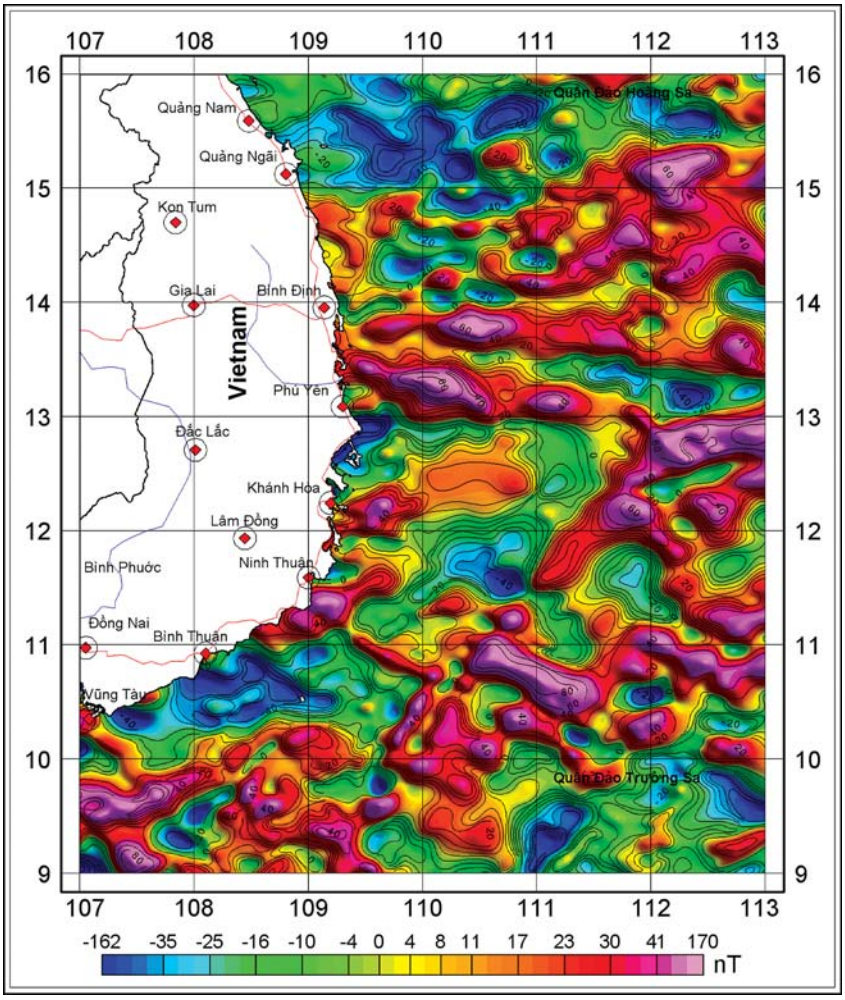
Hàm tính chuyển trường từ về cực được biểu diễn như sau [5, 7]:

$$L(\theta)=\frac{\left[sin(I)-i\,cos(I)\times cos(D-\theta)\right]^2\times\left[-cos^2(D-\theta)\right]}{\left[sin^2(Ia)+cos^2(Ia)\times cos^2(D-\theta)\right]\times\left[sin^2(I)+cos^2(I)\times cos^2(D-\theta)\right]} \quad (1)$$

Trong đó:

D: Góc lệch từ; I: Góc từ khuynh;

q: Hướng sóng; Ia: Góc hiệu chỉnh biên độ.



Hình 4. *Dị thường từ đã tính chuyển về xích đạo*

Hình 4 là bức tranh dị thường từ sau khi đã tính chuyển về xích đạo. So sánh số liệu trên Hình 4 với số liệu ban đầu trong Hình 2, có thể thấy dị thường từ sau khi tính chuyển về xích đạo đã có sự thay đổi mạnh cả về phương phát triển và độ lớn (Hình 4).

2.2. Lọc trường theo tần số

Trong nghiên cứu này, phương pháp lọc trường theo tần số phân tách dị thường trọng lực, từ gây bởi các đối tượng địa chất tầng nông ra khỏi trường tổng để xác định ranh giới và vị trí không gian của các phun trào bazan núi lửa phát triển ở phần trên của vỏ trái đất.

Trường trọng lực Bughe được lọc với các bước sóng λ khác nhau bởi phần mềm FIV [12].

Với các bước sóng được lựa chọn, dị thường trọng lực tần thấp được tính theo công thức sau [12]:

Với bộ lọc Gauss:

$$\Delta g_{LPF}(x,y) = \frac{1}{(2\Pi)^2}\int_{-\infty}^{\infty}\int_{-\infty}^{\infty}\Delta g(\lambda_x,\lambda_y)p(\lambda_{cutoff})\,exp[i(\lambda_x x+\lambda_y y)]d\lambda_x d\lambda_y \quad (2)$$

Trong đó:

Δg: Trường trọng lực Bughe;

Δg_{LPF}: Giá trị lọc trường tần số thấp;

λ_{cutoff}: Bước sóng tách lọc.

Trong các bước tiếp theo, có tính đến trường tần số cao, giá trị thu được bằng cách lấy trường dị thường tổng Bughe trừ đi trường tần số thấp ở công thức (2):

$$\Delta g_{HPF} = \Delta g - \Delta g_{LPF} \quad (3)$$

Sau khi đã lọc tần với các bước sóng λ khác nhau, dị thường trọng lực tương ứng với các bước sóng nói trên sẽ được sử dụng để tính toán và minh giải các cấu trúc địa chất ở các chiều sâu khác nhau.

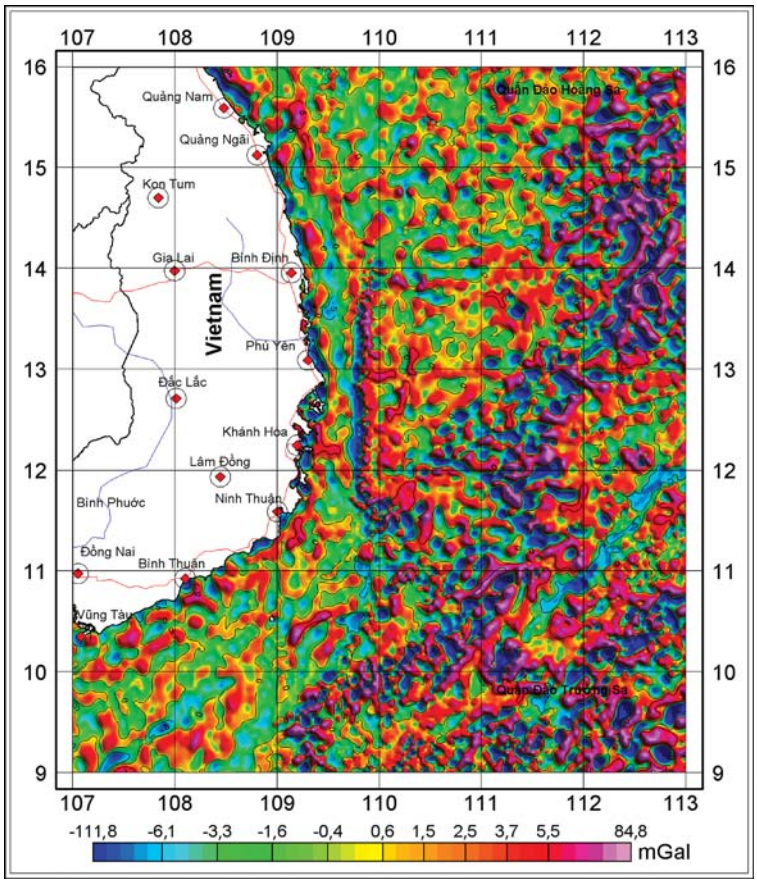
Ở đây, dị thường trọng lực, dị thường từ tần cao được tính cho toàn bộ khu vực với bộ lọc Gauss theo nghiên cứu [12] với bước sóng lọc λ. Với mỗi bước sóng lọc λ sẽ cho một bức tranh phân bố trường ở các độ sâu khác nhau. So sánh trường lọc tần cao ở các bước sóng λ nhất định cho thấy, dị thường trọng lực, từ tương ứng với bước sóng λ = 50km (Hình 5, 6) có mối liên quan khá chặt chẽ với các đối tượng địa chất ở tầng nông. Vì thế, chúng được sử dụng để xây dựng mô hình 3D gradient toàn phần tính toán xác định vị trí, phạm vi các phun trào bazan núi lửa.

2.3. Gradient toàn phần 3D

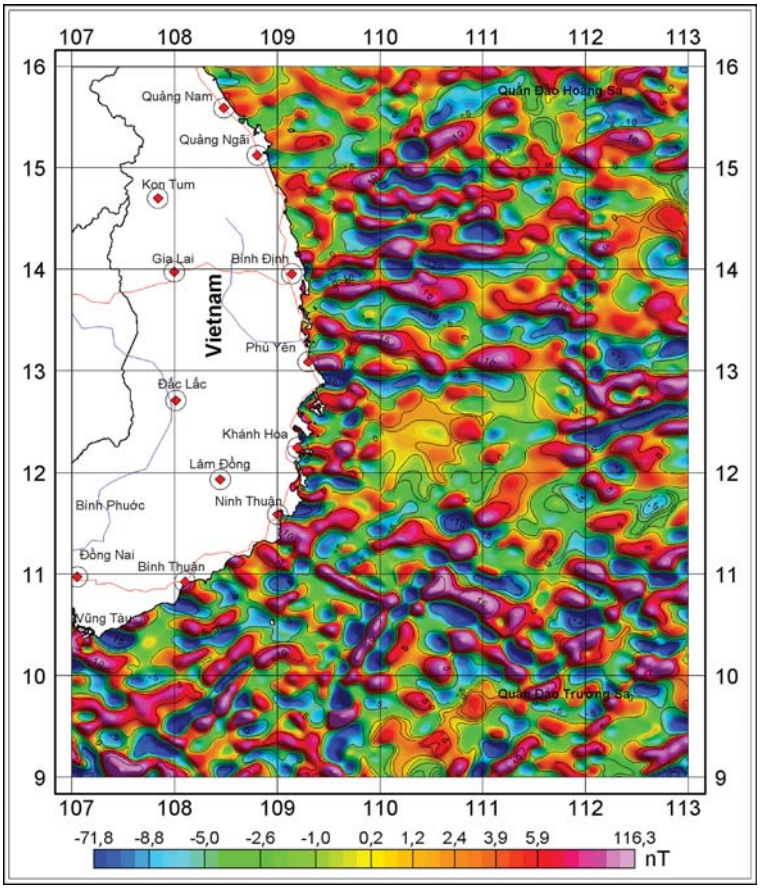
Phương pháp gradient toàn phần 3D dị thường trọng lực, từ trường được sử dụng để xác định phạm vi, vị trí cũng như là chiều sâu tới đối tượng gây dị thường. Trong nghiên cứu này, tác giả chọn phương pháp được trình bày trong nghiên cứu [3] xác định gradient toàn phần 3D dị thường trọng lực, từ cho khu vực nghiên cứu. Công thức tính gradient toàn phần 3D được biểu diễn như sau:

$$Gra\ (x,\ y) = \sqrt{\left(\frac{\partial A}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial A}{\partial y}\right)^2 + \left(\frac{\partial A}{\partial z}\right)^2} \quad (4)$$

A: Dị thường trọng lực hoặc từ.



Hình 5. *Dị thường trọng lực tần cao bước sóng lọc λ = 50km*



Hình 6. *Dị thường từ tần cao bước sóng lọc λ = 50km*

Phương pháp gradient toàn phần 3D dị thường trọng lực và từ cho thấy sự phân dị khá rõ nét về phân bố không gian các phun trào bazan núi lửa (ở phần trên của vỏ trái đất). Tuy nhiên, để giảm bớt tính đa trị và nâng cao mức độ tin cậy của phương pháp, cần phải có sự đánh giá phân tích tổng hợp với các tài liệu địa chất - địa vật lý khác. Kết quả tính toán gradient toàn phần 3D thể hiện trên Hình 7, 8.

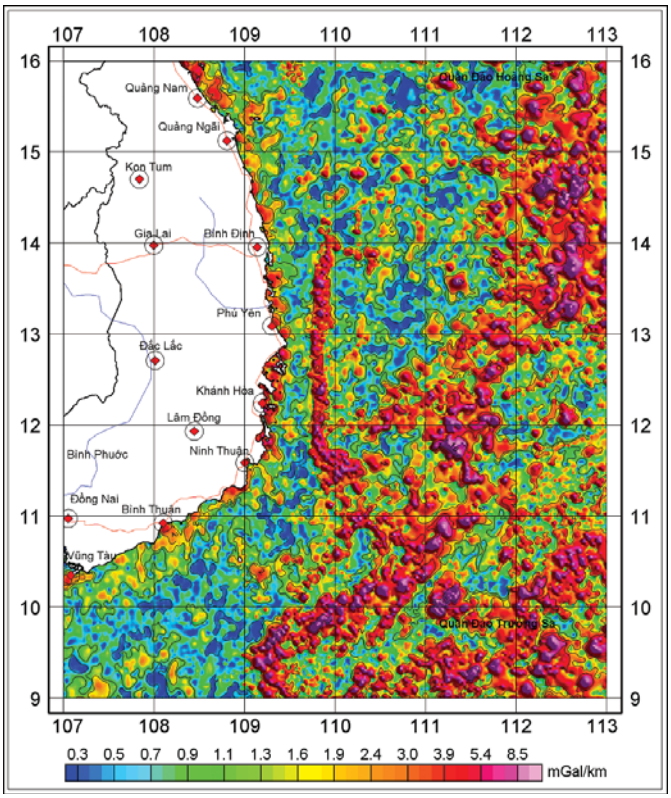
3. Kết quả và thảo luận

Trên khu vực nghiên cứu, phun trào bazan núi lửa có mật độ cao và từ tính mạnh hơn đối với môi trường đất đá xung quanh. Với các phun trào bazan núi lửa có thành phần khác nhau thì có sự thay đổi tương đối về giá trị mật độ và từ tính. Qua phân tích so sánh với các nguồn tài liệu khác [2, 8, 13, 14], tác giả thấy rằng phun trào bazan núi lửa trong khu vực có mật độ biến đổi trong khoảng từ 2,63 - 2,87g/cm^3, từ tính có giá trị biến đổi trong phạm vi từ +50 đến +170nT.

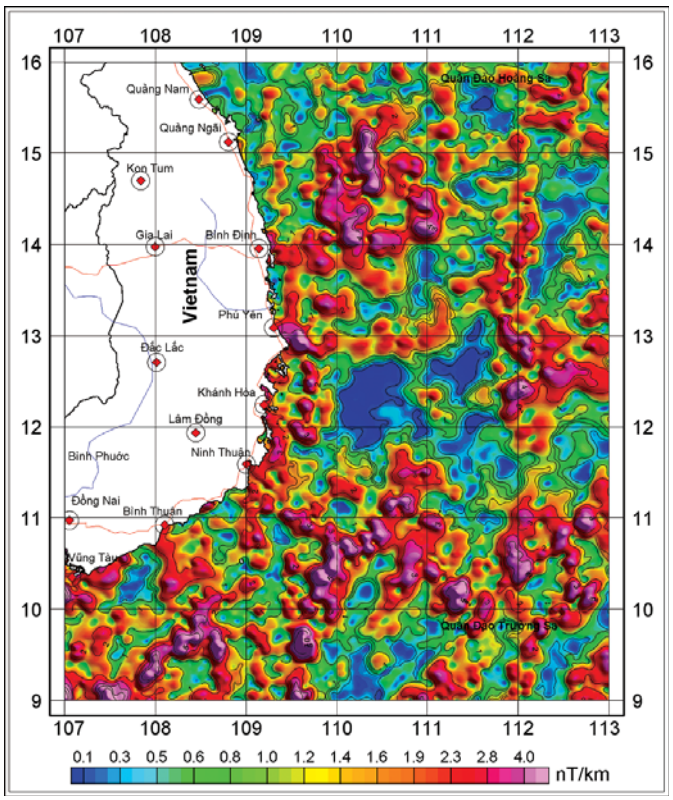
Từ kết quả thu được, tác giả thực hiện phép tích hợp thông tin về đặc điểm phân bố dị thường trọng lực, từ và gradient toàn phần trong mối tương quan 3D xác định mức độ tương quan giữa chúng. Hệ số tương quan đa chiều thu được có giá trị biến đổi trong khoảng từ -0,71 đến +0,63 (Hình 9a). Kết hợp cùng với các tài liệu địa chấn, giếng khoan [2, 8, 13, 14] (Hình 9b), tác giả đã đánh giá, phân cấp tương quan, từ đó đưa ra được bức tranh chi tiết về phân bố không gian của phun trào bazan núi lửa trên khu vực thềm lục địa Nam Trung Bộ và lân cận (Hình 10).

Qua nghiên cứu, so sánh với kết quả của một số công trình nghiên cứu trước đó về phun trào bazan núi lửa trên biển Đông, tác giả thấy có sự trùng hợp đáng kể. Các vùng phân bố chủ yếu của phun trào bazan núi lửa được chia sơ lược thành các khu vực: đới nâng rìa lục địa Trung Bộ, Tư Chính - Vũng Mây, đới phá hủy vát mỏng Tây Nam trũng sâu biển Đông.

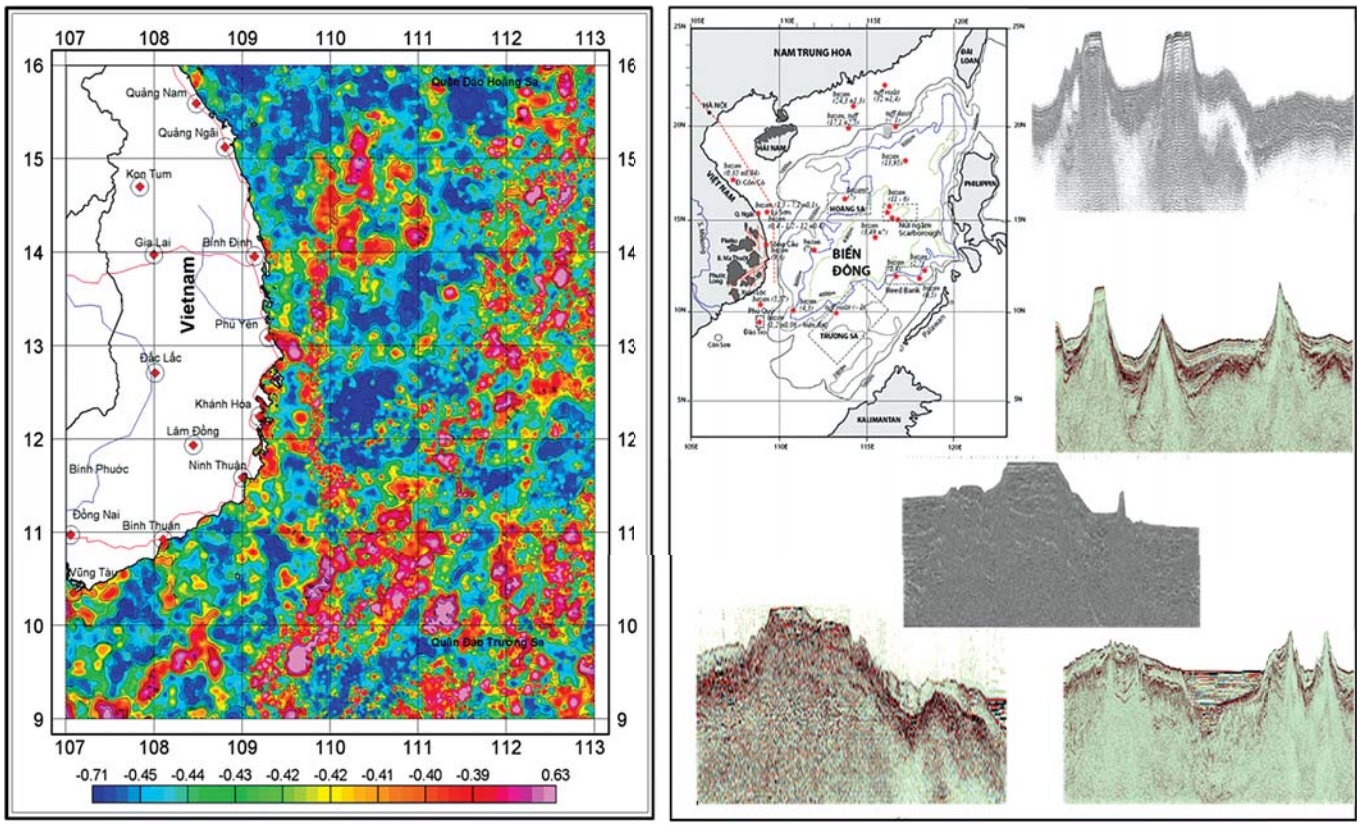
Trong Hình 10, vùng được khoanh dấu màu đỏ là vùng có tương quan tốt giữa phun trào bazan núi lửa và các trường địa vật lý - có



Hình 7. *Gradient toàn phần 3D trường trọng lực*

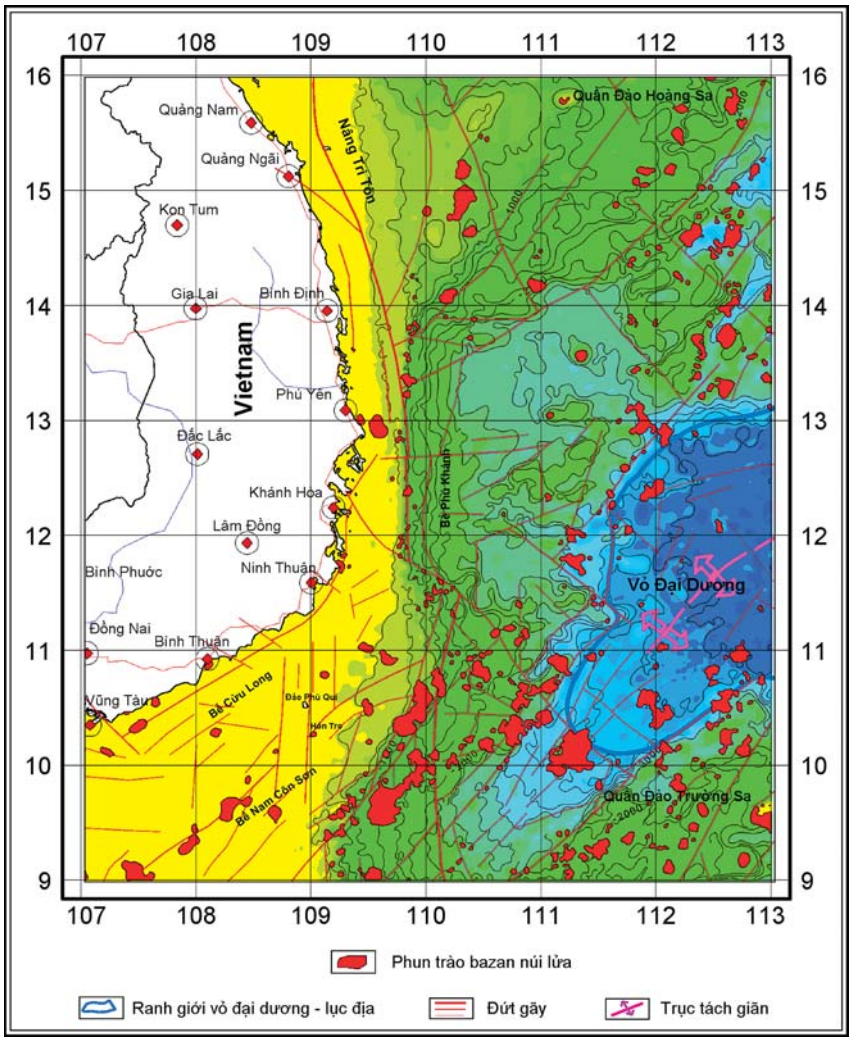


Hình 8. *Gradient toàn phần 3D trường từ*



(a) *(b)*

Hình 9. *Hệ số tương quan không gian giữa trường trọng lực, từ tần số cao và trường trọng số gradient toàn phần 3D với phân bố phun trào bazan núi lửa (a); Phun trào bazan núi lửa biểu hiện trên tài liệu địa chấn và giếng khoan (b)*



Hình 10. *Phân bố phun trào bazan núi lửa trên thềm lục địa Nam Trung Bộ và lân cận*

hệ số tương quan lớn. Khu vực này được đánh giá là vị trí không gian của các phun trào bazan núi lửa - có mật độ cao và từ tính mạnh.

Ngoài ra, qua phân tích không gian bức tranh dị thường trọng lực, từ và mối tương quan với gradient toàn phần, tác giả cho rằng sự phân bố phun trào bazan núi lửa có thể còn chịu ảnh hưởng bởi các cấu trúc sâu bên dưới.

4. Kết luận

Nghiên cứu đã áp dụng hiệu quả tổ hợp các phương pháp địa vật lý xác định phân bố phun trào bazan núi lửa. Phương pháp chuyển từ về xích đạo ở vĩ độ thấp tạo nên mối tương quan tốt hơn giữa dị thường và nguồn gây dị thường từ. Phương pháp lọc trường tần số cao đã phân tách tốt dị thường trọng lực, từ và các thông tin về phun trào bazan núi lửa ở phần trên của vỏ trái đất. Phương pháp gradient toàn phần 3D xác định tin cậy vị trí không gian các khối mật độ, từ tính cao.

Phương pháp phân tích tương quan đa chiều giữa trường trọng lực và trường từ tần số cao với trường trọng số gradient toàn phần 3D cho phép xác định khá chính xác phạm vi cũng như vị trí không gian của phun trào bazan núi lửa. Để xác định chính xác sự phân bố phun trào bazan núi lửa, cần áp dụng tổ hợp phương pháp địa vật lý và các tài liệu địa chấn, địa hóa, tài liệu giếng khoan…

Tài liệu tham khảo

1. Bùi Công Quế và nnk. *Nguy hiểm động đất và sóng thần ở vùng ven biển Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học Tự nhiên và Công nghệ. Hà Nội. 2010: 312 trang.

2. Martin F.J.Flower, Ming Zhang, Chu-Yung Chen, Kan Tu, Guanghong Xie. *Post-spreading quaternary basalts from Hainan island*. Chemical Geology. 1992; 97: p. 65 - 87.

3. Hakim Saibi, Jun Nishijima, Sachio Ehara, Essam Aboud. *Integrated gradient interpretation techniques for 2D and 3D gravity data interpretation*. Earth Planets Space. 2006; 58: p. 815 - 821.

4. http://geomag.org/models/emag2.html.

5. http://geosoft.com/media/uploads/resources/technical-papers/.

6. http://www.ngdc.noaa.gov/geomag-web/#declination.

7. Karoly I.Kis. *Transfer properties of the reduction of magnetic anomalies to the pole and to the equator*. Geophysics. 1990; 55(9): p. 1141 - 1147.

8. Lê Huy Minh, Lưu Việt Hùng, Võ Thanh Sơn. *Chuyển trường về cực từ bản đồ dị thường từ hàng không Việt Nam*. Viện Vật lý Địa cầu. 2003.

9. Martin F.J.Flower, Tung-Yi Lee, Ching-Hua Lo, Sun-Lin Chung, Chin-Yu Chen, Pei-Ling Wang, Wen-Pin Lin, Nguyen Hoang, Cung Thuong Chi, Nguyen Trong Yem. *$^{40}Ar/^{39}Ar$ dating result of Neogene basalts in Vietnam and its tectonic implication*. Mantle Dynamics and Plate Interactions in East Asia. 1998; 27: p. 317 - 330.

10. Li Shu-Ling, Meng Xiao-Hong, Guo Liang-Hui, Yao Chang-Li, Chen Zhao-Xi, Li He-Qun. *Gravity and magnetic anomalies field characteristics in the South China Sea and its application for interpretation of igneous rocks*. Applied Geophysics. 2010; 7(4): p. 295 - 305.

11. M.W.McElhinny. *Palaeomagnetism and plate tectonics (Chapter 1: Presents an introduction to the geomagnetic field)*. Cambridge University Press. 1973: 368 pages.

12. Mikhail Kaban. *Development of geophysical software: solution of direct and inverse gravity problems (2D and 3D spherical cases), dynamic modelling of the Earth's mantle, cross-spectral (admittance) technique*. GFZ German Research Centre for Geosciences, Section 1.3, Earth System Modelling. 2005.

13. Nguyễn Hoàng, Phan Trọng Trịnh. *Tổng hợp đặc điểm thạch học và địa hóa đá núi lửa Neogen - Đệ tứ và động lực manti khu vực Biển Đông và các vùng lân cận*. Viện Địa chất. 2010.

14. Nguyễn Trọng Tín. *Nghiên cứu cấu trúc địa chất và đánh giá tiềm năng dầu khí các Khu vực Trường Sa và Tư Chính - Vũng Mây*. Báo cáo tổng kết Đề tài KC.09-25/06-10. 2009 - 2010.

15. Phùng Văn Phách, Bùi Công Quế. *Một số luận giải từ các tài liệu địa vật lý về cấu trúc và lịch sử phát triển vỏ đại dương trên biển Đông*. Tạp chí Khoa học Công nghệ biển. 2001; 3(1).

16. David Sandwell, Emmanuel Garcia, Khalid Soofi, Paul Wessel, Michael Chandler, Walter H.F.Smith. *Towards 1-mGal accuracy in global marine gravity from CryoSat-2, Envisat, and Jason-1*. The Leading Edge. 2013; 32: p. 892 - 899.

17. Sudhir Jain. *Total magnetic field reduction - the pole or equator? A model study*. Canadian Journal of Exploration in Geophysics. 1988; 24(2): p 185 - 192.

18. Trần Tuấn Dũng. *Đặc điểm cấu trúc kiến tạo khu vực nước sâu biển Đông Việt Nam trên cơ sở minh giải tổng hợp các tài liệu trọng lực và từ*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học - Công nghệ "Trí tuệ Dầu khí Việt Nam - Hội nhập và phát triển bền vững". 2013: trang 55 - 66.

19. Trần Tuấn Dũng, Nguyễn Quang Minh, Vũ Thu Anh. *Ảnh hưởng địa hình đáy biển lên dị thường trọng lực trên khu vực Biển Đông và lân cận*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Quốc tế Biển Đông 2012: 90 năm các hoạt động hải dương học trên vùng biển Việt Nam và lân cận. 2012.

Determination of volcanic basalt distribution in Vietnam's south-central continental shelf and adjacent areas based on integrated gravity, magnetic and seismic data

Tran Tuan Dung
Institute of Marine Geology and Geophysics

Summary

Volcanic basalt eruption activities in Vietnam's continental shelf and the East Sea are very strong. However, it is difficult to define their ranges and spatial locations. This article presents the method of reduction to the equator of magnetic anomaly in low latitudes to bring out a better correlation between magnetic anomalies and their sources; the high-frequency filtering method which is used to separate gravity and magnetic anomalies as well as information about the volcanic basalts in the upper part of the Earth's crust; and the 3D total gradient method to define the spatial location of high density and magnetic bodies. The distribution of eruptive volcanic basalts is determined by multi-dimensional correlation analysis between high frequency gravity and magnetic anomalies with weighted 3D total gradients. The achieved results are checked and confirmed by existing boreholes and seismic data in the study area.

Key words: *Reduction to the equator of magnetic anomaly, frequency filtering, 3D total gradient, Volcanic basalt, Vietnam's continental shelf.*

CẤU TRÚC ĐỊA CHẤT VÀ HỆ THỐNG DẦU KHÍ KHU VỰC QUẦN ĐẢO HOÀNG SA

ThS. Nguyễn Văn Phòng, KS. Nguyễn Danh Lam
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Vùng quần đảo Hoàng Sa nằm ở vùng nước sâu của thềm lục địa và vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam với độ sâu nước biển từ 1.000 - 3.000m. Mặc dù đã phát hiện cụm bể trầm tích Đệ Tam trong khu vực và các phát hiện dầu khí công nghiệp ở bể Sông Hồng, Nam Côn Sơn nhưng chưa có giếng khoan thăm dò và ít nghiên cứu về tiềm năng dầu khí. Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu mới nhất của nhóm tác giả về cấu trúc địa chất, lịch sử phát triển địa chất, phân tích triển vọng dầu khí khu vực quần đảo Hoàng Sa bằng phương pháp play trên cơ sở tổng hợp, minh giải các tài liệu hiện có.

Từ khóa: *Cấu trúc địa chất, hệ thống dầu khí, quần đảo Hoàng Sa.*

1. Giới thiệu

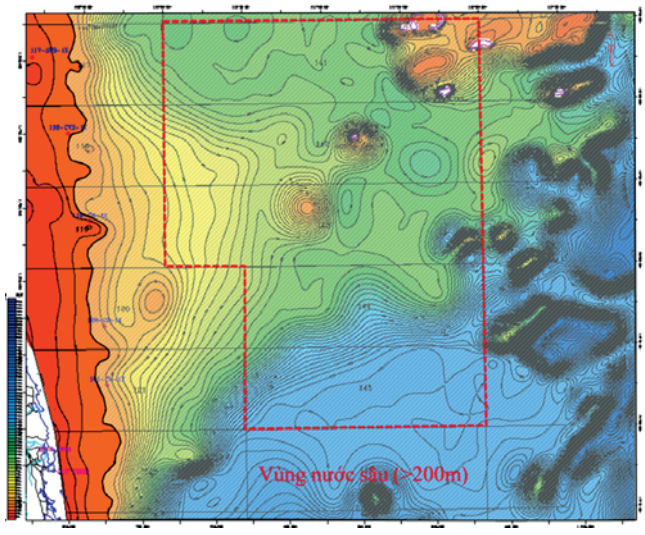
Vùng nghiên cứu khu vực quần đảo Hoàng Sa nằm ngoài khơi các tỉnh từ Quảng Trị đến Bình Định, bao gồm từ Lô 140 đến Lô 146 (Hình 1). Vùng phía Đông các lô này thuộc phía Đông thềm lục địa miền Trung Việt Nam trải dài từ vĩ tuyến 13°20' đến vĩ tuyến 17° Bắc. Vùng nghiên cứu nằm trên phần nước sâu của thềm lục địa đồng thời thuộc vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam với độ sâu nước biển thay đổi từ 1.000 - 3.000m và có các đảo nổi như: Tri Tôn, Bạch Quy, Hoàng Sa và Bông Bay.

Thời Pháp thuộc (năm 1925) một số nghiên cứu đã được tiến hành ở vùng quần đảo Hoàng Sa và khu vực Bắc Trung Bộ.

Từ năm 1969 - 1970, Việt Nam đã tiến hành khảo sát trên 12.000km tuyến địa chấn 2D kết hợp với khảo sát từ, trọng lượng hàng không ở thềm lục địa miền Nam Việt Nam (Công ty Ray Geophysical Mandrel thực hiện). Từ năm 1973 - 1974, Việt Nam đã hợp tác Western Geophysical và Geophysical Services Inc. (Mỹ) khảo sát địa chấn 2D. Trong đó, dự án WA74-HS (3.373 km) khảo sát khu vực từ ngoài khơi bờ biển miền Trung bao trùm quần đảo Hoàng Sa của Việt Nam, gồm các lô dầu khí hiện nay là 141, 142, 143, 144; dự án WA74-PKB (5.328km) khảo sát ven biển Phú Khánh.

Trong giai đoạn 1985 - 1993, Petrovietnam đã thực hiện đề án khảo sát địa chấn 2D khu vực miền Trung sử dụng tàu Malugin (Liên Xô cũ) cùng Công ty NOPEC (Na Uy) thu nổ 3,317km các tuyến địa chấn 2D kết hợp với tài liệu từ và trọng lực từ vĩ tuyến 10 - 15° Bắc, bao gồm cả khu vực Hoàng Sa và phụ cận. Năm 1993, Đại học Tổng hợp Hà Nội và Đại học Paris VI (Pháp) đã sử dụng tàu Atalante để thực hiện chương trình khảo sát "Ponaga" đo trọng lực, từ và thu nổ địa chấn nông kết hợp lấy mẫu tầng mặt ở vùng biển Hoàng Sa, miền Trung và Đông Nam Việt Nam.

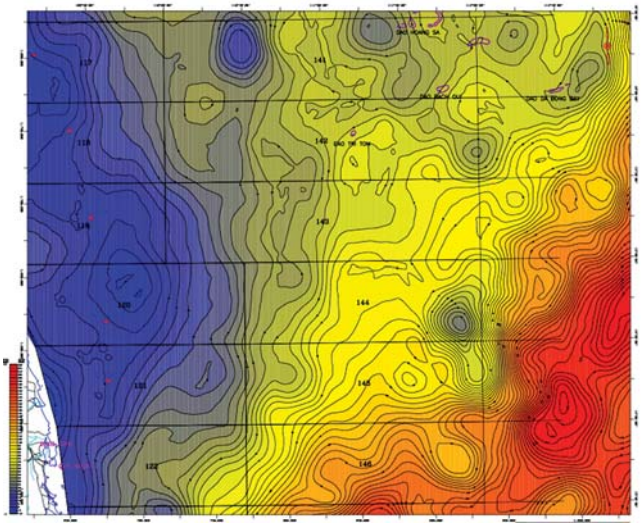
Đặc biệt, Việt Nam đã liên tục có các nghiên cứu như: Báo cáo minh giải tài liệu địa vật lý nhằm nghiên cứu cấu trúc địa chất và đánh giá triển vọng dầu khí khu vực quần đảo Hoàng Sa và khu vực miền Trung. Báo cáo đã minh giải tài liệu địa chấn 2D băng giấy, xây dựng bản đồ các tầng cấu trúc chính. Một số cấu tạo đã được phát hiện như: Hoàng Tử A, Hoàng Tử B, Bông Bay, Bạch Quy, Cồn Đá Lồi, Ốc Tai Voi. Nghiên cứu cấu trúc địa chất và địa động lực làm cơ sở đánh giá tiềm năng dầu khí ở các vùng biển sâu và xa bờ của Việt Nam, báo cáo đã đề cập đến đới nâng Quy Nhơn. Báo cáo "Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam" do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thực hiện đã giới thiệu 4 bản đồ cấu trúc khổ A4 cho các tầng: nóc móng, nóc Oligocene, nóc Miocene dưới và nóc Miocene giữa: giới thiệu bản vẽ phân bố cấu tạo triển vọng và các đới cấu trúc. Báo cáo đánh giá tiềm năng dầu khí khu vực Tây Nam Hoàng Sa, các Lô 140 - 143, thềm lục địa Việt Nam đã xây dựng bộ bản đồ cấu trúc theo thời gian và độ sâu cho 5 tầng phản xạ chính; đã phát hiện các cấu tạo và bước



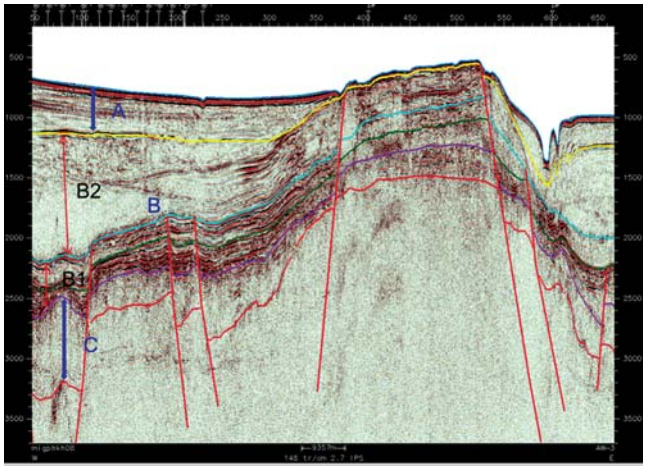
Hình 1. *Vị trí khu vực quần đảo Hoàng Sa*

đầu tính toán trữ lượng tiềm năng cho khu vực Hoàng Sa. Báo cáo cũng dự báo sự tồn tại của các trũng Đệ Tam ở khu vực Đông Nam Hoàng Sa với bề dày trầm tích Đệ Tam dự báo từ 2.000 - 4.000m và phía Nam vùng Lô 143 với bề dày trầm tích Đệ Tam được dự báo là hơn 4.000m.

Liên tục từ năm 2007 đến nay, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã thực hiện nhiều dự án thu nổ tài liệu địa chấn 2D mới với chất lượng cao và đan dày, khảo sát toàn thềm lục địa Việt Nam (Công ty TGS-OPEC của Na Uy thực hiện); phía Đông bể Phú Khánh (Công ty PGS của Singapore thực hiện); các khảo sát CSL-07, PV-08, PK-10, PVN12 ở khu vực Hoàng Sa và lân cận. Trong tháng 4/2014, Petrovietnam đã cùng với Murphy Oil (Mỹ) hoàn thành toàn bộ khảo sát hơn 5.000km tuyến địa chấn 2D ở khu vực Nam Hoàng Sa. Song song với công tác khảo sát, thăm dò dầu khí ngoài thực địa, Petrovietnam đã tiến hành nhiều nghiên cứu, tổng hợp, minh giải tài liệu địa chất, địa vật lý hiện có nhằm chính xác hóa cấu trúc địa chất, đánh giá tiềm năng dầu khí toàn thềm lục địa và vùng đặc quyền kinh tế của



Hình 2. *Bản đồ trường trọng lực*



Hình 3. *Phân tập địa chấn thể hiện trên lát cắt*

Việt Nam. Tại khu vực quần đảo Hoàng Sa, các hoạt động tìm kiếm thăm dò dầu khí diễn ra sôi nổi ở khu vực phía Tây Bắc và Tây (khu vực Nam bể Sông Hồng); phía Tây Nam và Nam (khu vực bể Phú Khánh và Nam Côn Sơn) và đã có các phát hiện dầu và khí quan trọng.

2. Cấu trúc địa chất

2.1. Kết quả minh giải tài liệu từ, trọng lực [3]

Trũng Đông Tri Tôn và các trũng địa phương khác thuộc đới phân dị Đông Bắc Hoàng Sa và Nam Hoàng Sa được thể hiện tốt trên tài liệu từ và trọng lực. Tuy nhiên, do chất lượng tài liệu khu vực quần đảo Hoàng Sa hạn chế nên các cấu trúc như đới nâng Tri Tôn, địa hào Quảng Ngãi thể hiện trên tài liệu từ thuyết phục hơn tài liệu trọng lực.

Trường dị thường trọng lực Bughe vùng quần đảo Hoàng Sa phân dị mạnh với các dị thường âm và dương đẳng thước, quy mô lớn nằm xen kẽ nhau. Trong phạm vi quần đảo, các dị thường dương xuất hiện ở các khu vực phía Nam, Đông Nam trong khi các dị thường âm chiếm ưu thế ở phía Bắc, Đông Bắc quần đảo. Cụm đảo Hoàng Sa, các đảo Bạch Quy, Đá Bắc nằm trong dải dị thường âm.

Trong báo cáo này, càng xa bờ chất lượng tài liệu trọng lực càng cao và có thể dùng để chính xác hóa các cấu trúc sâu hay các cấu trúc có kích thước tương đối lớn (Hình 2).

2.2. Kết quả minh giải tài liệu địa chấn [3, 4,5]

Từ kết quả nghiên cứu bể Sông Hồng, lát cắt địa chấn của trầm tích Đệ Tam được chia làm 3 tập chính (Hình 3) gồm:

- Tập C tương ứng với trầm tích Paleogene (đã được xác minh bằng tài liệu địa chấn ở giếng khoan). Trên mặt cắt địa chấn, tập C tương ứng với tập địa chấn có biên độ thay đổi đôi chỗ có phản xạ mạnh. Tập này có đặc trưng là độ liên tục kém và tần số thấp. Tập C phần lớn có phản xạ dạng phân kỳ hoặc phản xạ tự do. Trầm tích thuộc tập C quan sát thấy lấp đầy trong các địa hào hoặc bán địa hào ở khu vực nghiên cứu và có tuổi Paleogene.

- Tập B tương ứng với trầm tích tuổi Miocene. Đây là tập địa chấn có phản xạ mạnh cho tới rất mạnh. Phản xạ của tập B có độ liên tục tốt hơn tập A. Trong vùng nghiên cứu, tập B được chia thành hai phụ tập nhỏ hơn là B1 và B2 (Hình 3). Phụ tập B1 tương ứng với trầm tích có tuổi Miocene sớm, Miocene giữa với sự phát triển mạnh mẽ của đá vôi. Đây là tập có biên độ phản xạ mạnh nhất trong lát cắt. Các dấu hiệu tựa đáy và chống nóc là khá phổ biến trong tập này. Hình dạng phản xạ thường là phân kỳ. Phụ tập B2 khác với phụ tập B1, có biên độ phản xạ yếu hơn. Tập này khá đồng nhất với phản xạ gần song song.

- Tập A tương ứng với trầm tích Pliocene và Đệ Tứ, trong vùng nghiên cứu tập này khá mỏng, đặc trưng bởi phản xạ gần như song song và khá đồng nhất.

Các tập địa chấn khu vực cụm bể Hoàng Sa tương đồng với phía Nam bể Sông Hồng (đới nâng Tri Tôn), song lại khá khác biệt với khu vực Bãi Cỏ Rong (quần đảo Trường Sa). Khu vực Hoàng Sa tồn tại nhiều cấu tạo có phát triển đá vôi dạng san hô đã bị chôn vùi (khả năng chắn tốt hơn) so với khu vực Trường Sa (Hình 4).

2.2.1. Tầng móng âm học

Cả ba giếng khoan gần khu vực quần đảo Hoàng Sa đều chưa khoan tới móng. Theo tác giả Đỗ Bạt và nnk (2001), móng đã được xác định ở các giếng khoan Lô 112, 104 và 115. Tuy nhiên, nhóm tác giả chỉ liên kết tầng móng chủ yếu từ hai giếng khoan 112-BT-1X và 115A-1X. Nói chung, móng âm học được liên kết khá tin cậy, ngoại trừ khu vực có tầng đá vôi Miocene giữa dày tạo ra phản xạ mạnh làm cho năng lượng sóng phản xạ tới bề mặt móng âm học không đủ mạnh để có thể thấy phản xạ trên mặt cắt thời gian (Hình 5). Những đoạn lát cắt (có móng âm học nằm quá sâu hoặc có hoạt động mạnh mẽ của núi lửa) không thấy sóng phản xạ từ bề mặt móng âm học trên mặt cắt thời gian. Ngoài ra, còn phải kể đến ảnh hưởng của sóng phản xạ nhiều lần (vì đây là vùng nước sâu). Nhìn chung, móng âm học được liên kết có độ tin cậy từ tốt đến kém.

2.2.2. Nóc Oligocene

Là ranh giới bất chỉnh hợp (giếng khoan 119-CH-1X, 118-CVX-1X), tầng nóc Oligocene được liên kết ra khu vực Hoàng Sa từ các giếng khoan này trên cơ sở phân tập địa chấn như đã trình bày ở phần trên. Ở khu vực có đá vôi Miocene trong lát cắt hoặc núi lửa thì nóc Oligocene khó liên kết ngay cả trên tài liệu địa chấn 2D mới (Hình 4 và 5). Ở nơi trầm tích Paleogene lấp đầy các bán địa hào, việc liên kết nóc Oligocene có cơ sở hơn.

2.2.3. Nóc Miocene dưới

Tầng này thay đổi từ mặt chỉnh hợp tới bất chỉnh hợp góc (khu vực cọc 200 tới cọc 250 tuyến AW2). Nóc Miocene dưới là nóc tập địa chấn có phản xạ liên tục hơn tập Oligocene ở bên dưới. Tầng nóc Miocene dưới được liên kết với độ tin cậy không cao hơn nóc Oligocene. Hai tầng phản xạ này được liên kết bảo đảm tính khu vực nhưng không có độ tin cậy cao.

2.2.4. Nóc Miocene giữa

Khác với nóc Oligocene và nóc Miocene dưới, tầng nóc Miocene giữa được định nghĩa là nóc tập đá vôi Miocene giữa mở rộng nên tầng này đã được liên kết với độ tin cậy cao hơn nhiều. Tuy nhiên, ở những khu vực không phát triển đá vôi thì tầng phản xạ này có thể được liên kết không chính xác. Đặc biệt ở khu vực khi đá vôi ám tiêu tiếp tục phát triển sang Miocene trên thì việc liên kết nóc Miocene giữa là không thể tiến hành được. Trong trường hợp này, nóc đá vôi đôi khi được cho là nóc Miocene giữa dẫn đến bản đồ nóc Miocene giữa bị dồn ép (ví dụ tuyến AW2 cắt tuyến AW16).

2.2.5. Nóc Miocene trên

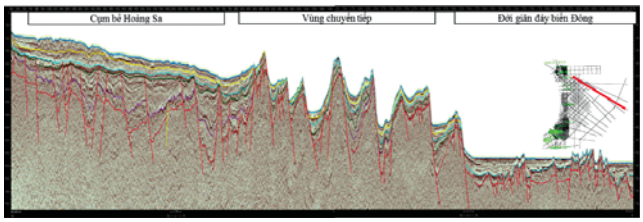
Đây là ranh giới thay đổi từ bất chỉnh hợp tới chỉnh hợp. Tầng phản xạ này được liên kết với độ tin cậy thay đổi từ cao cho tới mất liên kết (tuyến AW2 vùng cọc 300 đến hết tuyến).

Trên cơ sở minh giải toàn bộ tài liệu địa chấn 2D, các bản đồ cấu trúc đã được xây dựng với các tỷ lệ 1:100.000 và 1:500.000. Khu vực nghiên cứu có độ sâu nước thay đổi lớn từ vài trăm tới gần 3.000m (Hình 1, 4 và 5). Sự thay đổi chiều sâu nước biển có ảnh hưởng rất lớn đến đường cong chuyển đổi thời gian sang độ sâu. Việc sử dụng một hàm để chuyển đổi thời gian sang độ sâu sẽ dẫn đến bản đồ bị sai lệch. Để giải quyết vấn đề này, khối tốc độ (Hình 6) được xây dựng trên cơ sở dựa vào tốc độ địa chấn 2D đã hiệu chỉnh định hướng nhờ tài liệu ở các giếng khoan. Mô hình tốc độ này được sử dụng để chuyển đổi các bản đồ cấu trúc từ miền thời gian sang miền độ sâu.

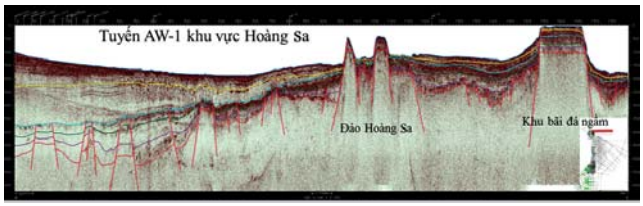
2.3. Đặc điểm cấu trúc kiến tạo [3, 6]

Ở phần phía Nam bể Sông Hồng, độ sâu móng âm học được ghi nhận hơn 10km (Hình 7). Đứt gãy có hướng chủ yếu là Tây Bắc - Đông Nam tới Bắc - Nam.

Nằm về phía Tây của vùng nghiên cứu là địa hào

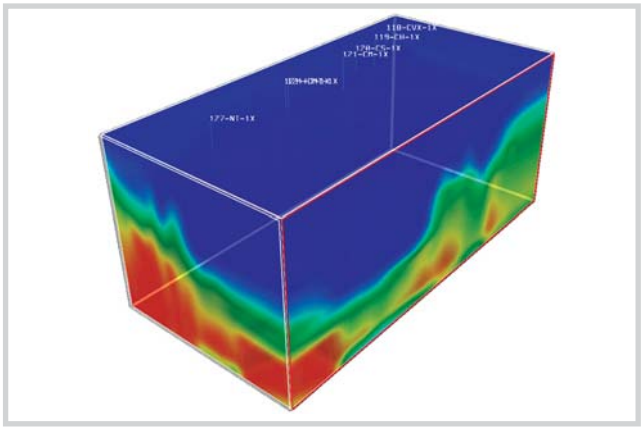


Hình 4. *Tuyến địa chấn đi qua khu vực Hoàng Sa đến đới giãn đáy biển Đông*

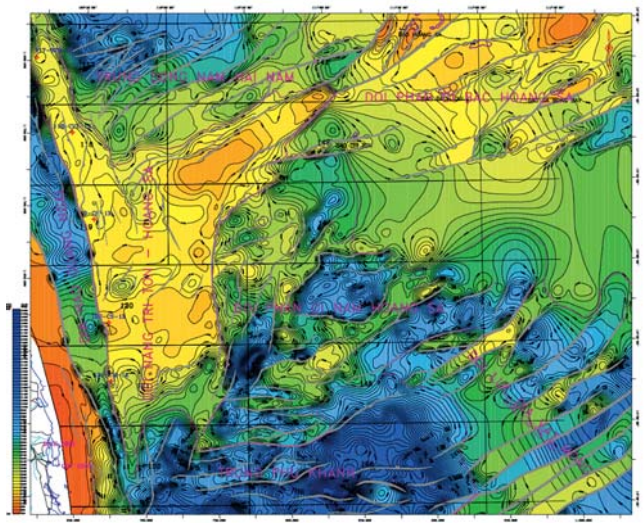


Hình 5. *Tuyến địa chấn đi qua khu vực phía Bắc Hoàng Sa [9]*

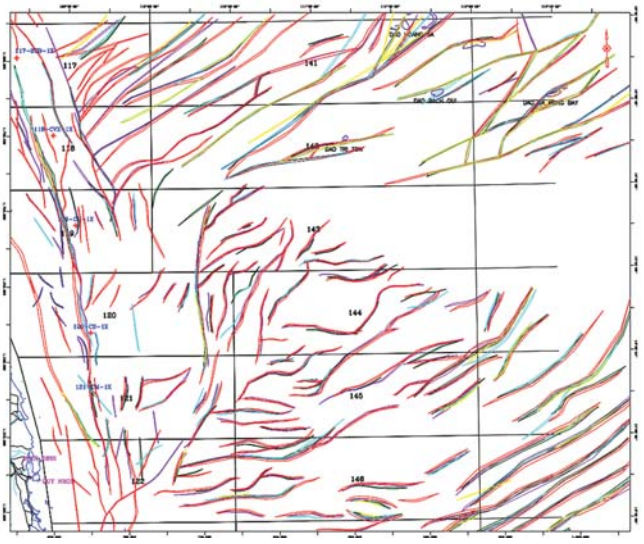
Quảng Ngãi, bề dày trầm tích mỏng hơn phần phía Nam bể Sông Hồng nhưng cũng đạt từ 6 - 7km. Đứt gãy có hướng thay đổi từ hướng Tây Bắc - Đông Nam tới hướng gần Bắc - Nam ở phía Nam (Hình 8).



Hình 6. *Mô hình tốc độ chuyển đổi thời gian sang độ sâu [9]*



Hình 7. *Phân vùng cấu trúc trên bản đồ nóc móng*



Hình 8. *Bản đồ phân bố hệ thống đứt gãy*

Đới nâng Tri Tôn Hoàng Sa gồm: Nâng Tri Tôn (có hướng Tây Bắc - Đông Nam với đá vôi phát triển mạnh trong tập Tri Tôn); nâng Hoàng Sa (có hướng Tây Nam - Đông Bắc, đá vôi phát triển mạnh ở lát cắt Miocene). Tuy nhiên, nâng Tri Tôn chìm dần về phía Tây Bắc và nâng Hoàng Sa nâng dần về phía Đông Bắc.

Trũng Đông Tri Tôn có bề dày trầm tích tới hơn 10km. Đứt gãy chủ yếu có phương Đông Bắc - Tây Nam. Đây là vùng tách giãn mạnh vào thời kỳ Oligocene, tạo ra các khối đứt gãy sụt bậc. Trầm tích lấp đầy tuổi Oligocene có nhiều khả năng có tướng đầm hồ.

Đới phân dị Đông Bắc Hoàng Sa bao gồm các trũng và nâng địa phương. Các trũng địa phương đều có bề dày trầm tích mỏng, không tới 3.000m, phân bố hẹp nên rất ít có khả năng có tầng sinh đạt tới ngưỡng trưởng thành.

Đới phân dị Nam Hoàng Sa bao gồm các trũng địa phương dạng đẳng hướng tới Đông Bắc - Tây Nam, xen với các vùng nâng. Chiều dày trầm tích của các trũng này đạt tới 9.000m, dày hơn bể Phú Khánh cũng như trũng Đông Tri Tôn hay địa hào Quảng Ngãi. Mặc dù diện tích không lớn nhưng lát cắt trầm tích Oligocene tương đối dày được cho là nhiều khả năng có sét đầm hồ sẽ cho khả năng sinh thành và di dịch dầu, khí tốt của yếu tố cấu trúc này trong khu vực nghiên cứu.

Đới tách giãn (đới nâng Khánh Hòa với vỏ lục địa vát mỏng) với vỏ lục địa thoái hóa nằm ở phía Đông Nam vùng nghiên cứu. Ảnh hưởng trực tiếp của quá trình hoạt động kiến tạo tách giãn biển Đông, đây là vùng có các trũng địa phương dạng bán địa hào hẹp có hướng Đông Bắc - Tây Nam. Trầm tích lấp đầy các trũng địa phương này thường mỏng và trầm tích trẻ chiếm ưu thế dần khi đi về phía Đông Nam (phía trục tách giãn Biển Đông). Khả năng sinh dầu khí giảm dần về phía Đông và Đông Nam.

Trũng Quảng Ngãi là trũng hẹp, khả năng sinh khí từ trung bình đến kém.

Trong khu vực nghiên cứu một phần đứt gãy kết thúc hoạt động ở cuối thời Miocene giữa. Nhưng khác với phần phía Tây (phần nước nông), ở đây địa hình đáy biển bị phân cắt mạnh mẽ, xuất hiện nhiều rãnh, kênh ngầm với biên độ lớn và mật độ cao. Các đứt gãy phát triển và tái hoạt động với cường độ cao vào thời kỳ Pliocene - Đệ Tứ. Hoạt động tân kiến tạo mạnh mẽ này cũng có thể là tiền đề tốt cho các tích tụ khí hydrate trong khu vực.

Trong vùng nghiên cứu tồn tại ba pha hoạt động đứt gãy chính. Pha đầu xảy ra vào thời kỳ Oligocene. Pha thứ hai xảy ra vào cuối Miocene giữa (với hàng loạt đứt gãy

kết thúc vào cuối lát cắt Miocene giữa của lát cắt). Pha thứ ba cũng không kém phần mạnh là pha hoạt động rất trẻ mà hệ quả là rất nhiều đứt gãy trong vùng còn có biên độ dịch chuyển tới đáy biển (biên độ dịch chuyển phần trên lát cắt rất nhỏ).

Bản đồ phân bố đứt gãy cho thấy phần lớn đứt gãy có hướng Đông Bắc - Tây Nam. Phân biệt hẳn với phần Nam bể Sông Hồng, địa hào Quảng Ngãi và đới nâng Tri Tôn (Hình 8).

2.4. Lịch sử phát triển địa chất [1, 2, 3, 4, 6]

Giai đoạn Eocene?- Oligocene (giai đoạn tạo rift): Quá trình tạo rift của các bể trầm tích Đệ Tam vùng quần đảo Hoàng Sa có thể đã xảy ra vào đầu thời kỳ Oligocene hay Eocene (trên mặt cắt liên kết chưa thấy có dấu hiệu thuyết phục nào của sự tồn tại trầm tích Eocene). Đây là kết quả của mảng Úc - Ấn va chạm với mảng Á - Âu và đới hút chìm Philippines. Hệ quả là pha hoạt động mạnh của đứt gãy Sông Hồng, xoay theo chiều kim đồng hồ của vi mảng Đông Dương. Tuy nhiên, hai hoạt động kiến tạo trên ảnh hưởng và để lại dấu ấn không đồng đều trên khu vực nghiên cứu. Trong khi phía Tây của khu vực nghiên cứu chịu ảnh hưởng của hoạt động của hệ thống đứt gãy Sông Hồng là chủ yếu thì phần phía Đông của vùng nghiên cứu lại chịu ảnh hưởng chủ yếu của hoạt động tách giãn biển Đông.

Hệ quả tạo ra hệ thống đứt gãy sụt bậc ở trũng Đông Tri Tôn và được lấp đầy bởi trầm tích được cho là có tướng đầm hồ ven biển tuổi Eocene - Oligocene.

Đới phân dị Hoàng Sa và bể Phú Khánh được hình thành trong giai đoạn này ảnh hưởng chủ yếu của hoạt động tách giãn biển Đông, hình thành các trũng từ đẳng hướng chuyển qua có hướng Đông Bắc - Tây Nam. Nguồn vật liệu trầm tích ngoài hướng chính từ phía Tây (phía đất liền) còn có các đới nâng địa phương. Kết hợp phân tích địa chấn địa tầng và các kết quả địa chất dầu khí ở các giếng khoan phía Tây vùng nghiên cứu, mô hình tướng đá cổ địa lý của lát cắt trầm tích tuổi Eocene? - Oligocene vùng nghiên cứu (Hình 9).

Cuối Oligocene đánh dấu bằng giai đoạn nén ép của vùng nghiên cứu, với dấu vết là bất chỉnh hợp cuối Oligocene.

Giai đoạn Miocene sớm - hiện tại (giai đoạn sau rift) được chia ra hai phụ giai đoạn: Miocene và Pliocene - Đệ Tứ.

Giai đoạn Miocene gồm hai giai đoạn là Miocene sớm đến Miocene giữa và Miocene giữa đến Miocene muộn.

Giai đoạn Miocene sớm: Sau giai đoạn nén ép, nâng lên vào cuối Oligocene, vùng nghiên cứu chỉ có các sụt lún nhẹ nhưng mang tính khu vực hơn thời kỳ tuổi Oligocene. Lát cắt trầm tích được bảo tồn cho tới nay của giai đoạn này có bề dày không lớn (phần dưới tập địa chấn B1). Các trũng trầm tích tuổi Miocene sớm chủ yếu tập trung ở khu vực bể Phú Khánh và bể Sông Hồng. Do biển Đông đã được mở rộng đáng kể nên trầm tích chuyển qua tướng biển ở các trung tâm trầm tích (Hình 9).

Giai đoạn Miocene giữa là thời kỳ mức độ hoạt động sụt lún giảm đáng kể trong khu vực nghiên cứu. Hoạt động sụt lún chỉ thể hiện rõ ở dải hẹp phía Tây và khu vực Đông Nam, địa hào Quảng Ngãi và trũng Đông Tri Tôn. Phân tích địa chấn cũng cho thấy đây là tập biển đứng, trong điều kiện đó đá vôi và đá vôi ám tiêu san hô phát triển mạnh trên các đới nâng tương đối và trở thành tầng chứa tốt trong khu vực.

Giai đoạn Miocene muộn là giai đoạn sụt lún mạnh của một số khu vực như trũng Đông Tri Tôn với lát cắt trầm tích tới 1,5s, đây là thời kỳ biển mở rộng mạnh mẽ ở cả khu vực bể Phú Khánh, trũng Đông Tri Tôn và địa hào Quảng Ngãi. Lát cắt trầm tích tập B2 của vùng nghiên cứu khá mỏng chưa tới 0,5s, có thể là do nguồn trầm tích hạn chế chứ không phải do bể không hoạt động sụt lún. Dấu hiệu trên mặt cắt địa chấn phần lớn tập này là phản xạ tự do với biên độ rất yếu, tướng trầm tích chủ yếu chuyển qua trầm tích tướng biển sâu.

Giai đoạn Pliocene đến hiện tại: Kết quả của hoạt động tách giãn làm cho khu vực nghiên cứu trở thành vùng biển sâu (ngoại trừ một số diện tích nhỏ có phát triển đá vôi ám tiêu san hô). Tuy nhiên, vùng nghiên cứu nằm xa nguồn vật liệu trầm tích nên lát cắt ứng với giai đoạn này rất mỏng.

3. Đánh giá tài nguyên dầu khí - Phân tích play [3, 6]

Trên cơ sở tổng hợp các nghiên cứu về địa chất, địa vật lý, đặc biệt là về hệ thống dầu khí khu vực cụm bể Hoàng Sa và các play đã được chứng minh ở các bể lân cận như Sông Hồng, Phú Khánh, Nam Côn Sơn và Cửu Long, có thể thấy khu vực bể Hoàng Sa gồm 3 play tiềm năng chính: cát kết Oligocene (play 2), cát kết Miocene (play 3) và carbonate Miocene (play 4) (Bảng 1).

3.1. Play cát kết Oligocene

Play cát kết tuổi Oligocene đã được chứng minh ở các bể lân cận như Cửu Long và Nam Côn Sơn. Gần khu vực nghiên cứu, dầu đã được phát hiện trong cát kết Oligocene ở cấu tạo Bạch Trĩ.

Tầng sinh tuổi Oligocene được cho là nguồn cung cấp dầu khí cho play này.

Đá chứa tuổi Oligocene trong khu vực lân cận đã phát hiện cát kết tướng lục địa, sông, biển ven bờ và cát lấp đầy thung lũng cổ với chất lượng đá chứa không tốt. Ngoại trừ trường hợp có độ rỗng do rửa trôi, đa số đá chứa Oligocene có độ rỗng < 10%.

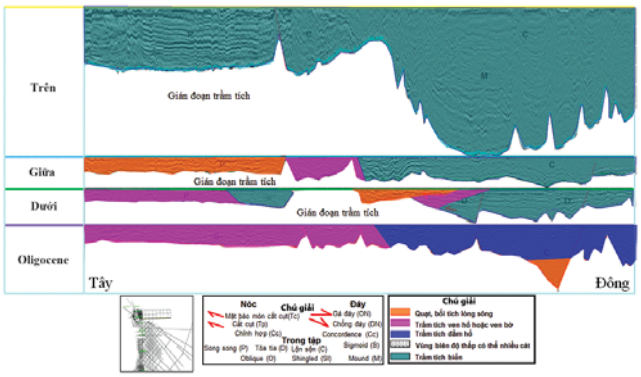
Các tập cát Oligocene được chắn nóc bởi các tập sét nằm xen kẽ với các tập cát trong tầng.

Dạng bẫy là các bẫy cấu tạo (các bẫy kế thừa khối nhô móng, khối đứt gãy nghiêng/xoay) và bẫy địa tầng (các vát nhọn địa tầng).

Rủi ro lớn nhất đối với loại play này là phạm vi phân bố của các thân cát theo diện và do nằm ở chiều sâu lớn, bị nén ép nên độ rỗng kém hơn, thay đổi tướng nhanh.

3.2. Play cát kết Miocene

Play cát kết Miocene gồm các play phụ: phụ play Miocene dưới, phụ play Miocene giữa. Ở cụm bể Hoàng Sa, cát kết Miocene trên không được cho là play tiềm năng do nằm ở độ sâu không lớn, bề dày trầm tích Pliocene rất mỏng nên yếu tố chắn không được đảm bảo. Cát kết Miocene dưới và giữa gặp trong tất cả các bể trầm tích Đệ Tam ở Việt Nam.



Hình 9. *Mặt cắt lịch sử trầm tích phục hồi theo tuyến AW3*

Đá mẹ tiềm năng là đá sét giàu vật chất hữu cơ trong Oligocene và Miocene sớm.

Đá chứa của play cát kết Miocene gồm cát kết biển ven bờ tới biển nông, biển thềm ngoài. Cát kết dạng dòng bùn rối hay quạt ngầm được cho là tầng chứa chính của phụ play Miocene trên - Pliocene.

Đá chắn là các tập sét xen kẽ với các tập cát trong hệ tầng và tập sét biển Miocene trên - Pliocene.

Bẫy cấu tạo gồm các nếp lồi, các khối đứt gãy nghiêng/xoay. Bẫy hình thành trong giai đoạn nghịch đảo và nâng lên của bể vào cuối Miocene giữa. Ngoài ra, bẫy còn là các nếp lồi biên độ nhỏ hình thành do trầm tích Miocene phủ lên trên các khối nâng địa phương phát triển trong pha đồng tạo rift. Bẫy địa tầng bao gồm các khép kín do vát nhọn địa tầng của các thân cát tựa vào các vách của địa lũy, các nếp lồi, đơn nghiêng rộng và do vỉa chứa bị bào mòn, cắt cụt.

Rủi ro lớn nhất đối với loại play này là thời gian tạo bẫy muộn để đón pha dịch chuyển dầu khí, đặc biệt là các cấu tạo hình thành trong giai đoạn nghịch đảo vào cuối Miocene.

3.3. Play carbonate Miocene

Play đá vôi và carbonate ám tiêu san hô phát triển trên các khối nâng. Play carbonate Miocene đã được xác minh chứa khí ở phần Đông bể Nam Côn Sơn, phát hiện dầu ở phía Nam bể Sông Hồng (giếng khoan 120-CS-1X), bể Phú Khánh (giếng khoan 124-CMT-1X) và mới đây nhất là phát hiện khí ở giếng khoan 118-CVX-2X. Ở khu vực Hoàng Sa, đá vôi phát triển khá phổ biến từ cuối Miocene sớm tới hiện tại.

Bảng 1. *Các dạng play tồn tại ở các bể trầm tích Đệ tam Việt Nam [7]*

<table>
<tr><th>Play</th><th>Bể
Play code</th><th>Miền võng
Hà Nội</th><th>Sông
Hồng</th><th>Phú
Khánh</th><th>Cửu
Long</th><th>Nam Côn
Sơn</th><th>Tư Chính -
Vũng Mây</th><th>Malay -
Thổ Chu</th></tr>
<tr><td rowspan="4">Pliocene

Miocene trên</td><td>3d</td><td></td><td rowspan="2">Turbidite</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>3d</td><td></td><td></td><td></td><td>Turbidite</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>3c</td><td>Clastics</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>4 (carb)</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="2">Carbonate</td><td></td></tr>
<tr><td>Miocene giữa</td><td>3b/4 (carb)</td><td rowspan="2">Clastics</td><td>Xác minh</td><td>Xác minh</td><td>Xác minh</td><td colspan="3" rowspan="2">Clastics</td></tr>
<tr><td>Miocene dưới</td><td>3b/4 (carb)</td><td></td><td>Xác minh</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">Oligocene</td><td>2d</td><td></td><td colspan="5">Bẫy địa tầng</td><td></td></tr>
<tr><td>2c</td><td colspan="5">Bồi tích châu thổ, biển nông</td><td></td></tr>
<tr><td>2b</td><td></td><td colspan="6">Bồi tích châu thổ, đầm hồ</td></tr>
<tr><td>2a</td><td></td><td colspan="5">Bồi tích châu thổ, cửa sông</td><td></td></tr>
<tr><td>Móng nứt nẻ
trước Đệ tam</td><td>1</td><td colspan="5">Móng nứt nẻ trước Đệ tam</td><td></td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>Xác minh</td><td></td><td>Xác minh</td><td>Xác minh</td><td></td><td></td></tr>
</table>

Hydrocarbon được sinh ra từ sét đầm hồ tuổi Oligocene dịch chuyển theo đứt gãy lên và sét/than tam giác châu hoặc đá carbonate/sét vôi biển nông Miocene dưới là nguồn cung cấp cho play này.

Đá chứa là đá vôi ám tiêu tuổi Miocene giữa - muộn.

Đá chắn nằm phủ trực tiếp lên trên đá vôi Miocene giữa - muộn là sét biển Miocene muộn - Pliocene. Tuy nhiên, một số khối đá vôi phát triển lên tới tận bề mặt không có tầng chắn nên rủi ro rất cao tương tự như khu vực bãi Cỏ Rong của vùng quần đảo Trường Sa.

Bẫy là loại bẫy địa tầng - khối xây carbonate hoặc các thể độc lập trên các khối đứt gãy nghiêng.

Rủi ro lớn nhất của play này trong khu vực là tầng chắn. Các cấu tạo khối xây carbonate chôn vùi tuổi Miocene giữa là đối tượng triển vọng. Ngoài ra còn có rủi ro về nạp bẫy do thời gian hình thành tầng chắn phủ trên cho các bẫy loại này muộn.

4. Kết luận

Lần đầu tiên Việt Nam nghiên cứu, phát hiện một cách đầy đủ cụm các bể trầm tích Đệ Tam dày 10.000m và lát cắt Oligocene đạt tới 4.000m, độ sâu hiện tại tới 11.000m ở khu vực quần đảo Hoàng Sa.

Hệ thống dầu khí khu vực nghiên cứu được nhận định như sau: các tầng sinh chính là sét đầm hồ (có thể có tướng vũng vịnh) tuổi Oligocene, sét Miocene sớm. Tầng chứa là cát tuổi từ Oligocene đến Pliocene-Q, đá vôi tuổi Miocene sớm - giữa nứt nẻ, móng phong hóa nứt nẻ. Tầng chắn là sét, sét than tuổi Oligocene, sét Miocene và đặc biệt là sét Pliocene-Q.

Các cấu trúc bậc 2 đã được xác minh và phát hiện: đới nâng Tri Tôn, trũng Đông Tri Tôn, đới phân dị Bắc Hoàng Sa, đới phân dị Nam Hoàng Sa và đới nâng Khánh Hòa với vỏ lục địa vát mỏng, trong đó đới phân dị Nam Hoàng Sa và đới nâng Tri Tôn được đánh giá là có triển vọng hơn.

Cần tiếp tục nghiên cứu, làm rõ hơn khả năng sinh dầu khí, khả năng chắn, bẫy và đá chứa.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Huy Quý và nnk. *Nghiên cứu cấu trúc địa chất và địa động lực làm cơ sở đánh giá tiềm năng dầu khí ở các vùng biển sâu và xa bờ*. Đề tài nghiên cứu cấp Nhà nước KC.09-06. 2004.

2. Nguyễn Quý Hùng và nnk. *Minh giải tài liệu địa vật lý khu vực nhằm nghiên cứu cấu trúc địa chất và đánh giá triển vọng dầu khí khu vực quần đảo Hoàng Sa và phần miền Trung*. Viện Dầu khí Việt Nam. 1997.

3. Nguyễn Văn Phòng. *Đánh giá tiềm năng dầu khí khu vực Tây Nam Hoàng Sa, các Lô 140 - 143, thềm lục địa Việt Nam*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2008.

4. Nguyễn Mạnh Hùng và nnk. *Nghiên cứu cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí bể Phú Khánh trên cơ sở tài liệu địa chấn, địa vật lý, khoan thăm dò tới tháng 12/2009*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2010.

5. Đỗ Bạt và nnk. *Định danh và liên kết địa tầng trầm tích Đệ Tam thềm lục địa Việt Nam*. Viện Dầu khí Việt Nam 2001.

6. Nguyễn Văn Phòng và nnk. *Địa chất và tiềm năng dầu khí cụm bể Hoàng Sa*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2012.

Geological setting and petroleum system in Hoang Sa archipelago area

Nguyen Van Phong, Nguyen Danh Lam
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Hoang Sa archipelago is located off the north-east coast of Vietnam with the water depth ranging from 1,000 to 3,000m. There are some Tertiary basins in this area and a number of oil and gas fields have been found in Song Hong, Nam Con Son and Phu Khanh basins. However, only a few researches have been conducted and still no exploration well exists in the area. This paper presents an updated overview of the geological setting, geological development history and hydrocarbon potential of Hoang Sa archipelago area based on available data using the play concept.

Key words: *Geological setting, petroleum system, Hoang Sa archipelago (Paracel islands).*

SỬ DỤNG PHƯƠNG PHÁP ĐO SÂU ĐIỆN XÁC ĐỊNH CẤU TRÚC ĐỊA CHẤT VÀ QUY MÔ PHÂN BỐ CỦA THAN TRONG TRẦM TÍCH ĐỆ TAM VÙNG TRŨNG AN NHƠN - BÌNH ĐỊNH

ThS. Hoàng Anh Tuấn[1], TS. Trịnh Xuân Cường[1], ThS. Nguyễn Quang Tuấn[1]
ThS. Nguyễn Đức Quận[2], TS. Đỗ Văn Nhuận[3]
[1]Viện Dầu khí Việt Nam
[2]Liên đoàn Địa chất Trung - Trung Bộ
[3]Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội

Tóm tắt

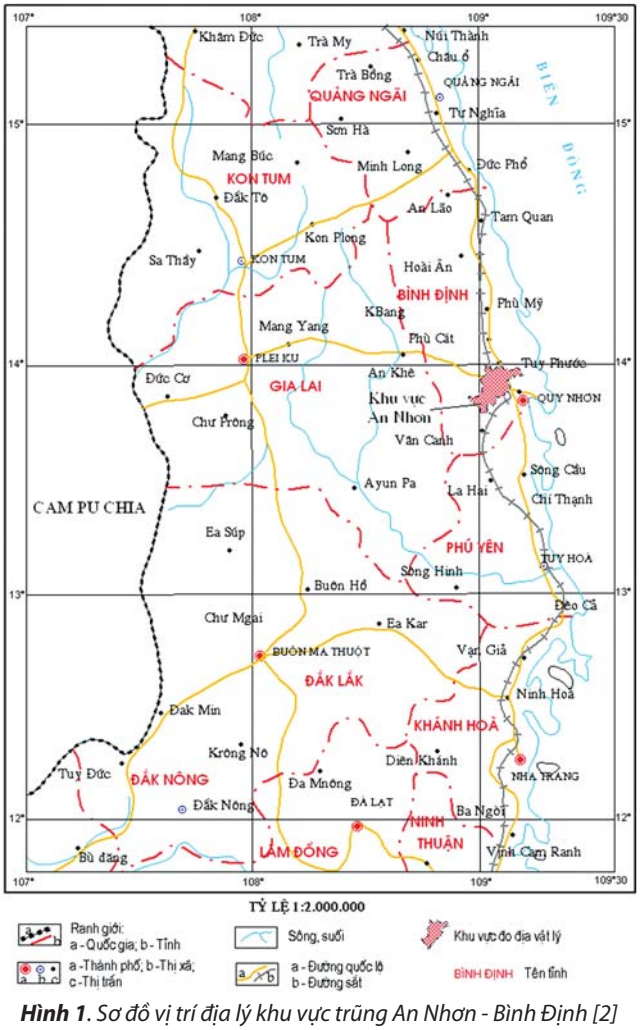
Trũng Đệ Tam An Nhơn - Bình Định (miền Trung Việt Nam), là một trong những khu vực được quan tâm nghiên cứu tìm kiếm, thăm dò khí than hiện nay. Tại đây, giếng khoan quan trắc thủy văn số 21 đã bắt gặp các tập than nâu nằm xen kẹp các lớp trầm tích Đệ Tam, với tổng bề dày hơn 10m. Trong bài báo này, nhóm tác giả trình bày đặc điểm cấu trúc địa chất và dự báo sự tồn tại, khả năng sinh khí của các vỉa than trong trầm tích Đệ Tam trên cơ sở tài liệu đo sâu điện vùng trũng An Nhơn - Bình Định, kết hợp với nghiên cứu tổng hợp về địa chất khu vực. Kết quả nghiên cứu đã chỉ ra sự có mặt của các vỉa than nâu mỏng xen kẹp với đá trầm tích, phân bố trên diện tích khoảng 8km². Trữ lượng than tiềm năng dự báo xấp xỉ 90 triệu tấn và có khả năng sinh ra 400 triệu m³ khí tại chỗ.

Từ khóa: *Đo sâu điện, Đệ Tam, Miocene trên, hệ tầng Sông Ba, vỉa than nâu, khí than, An Nhơn - Bình Định.*

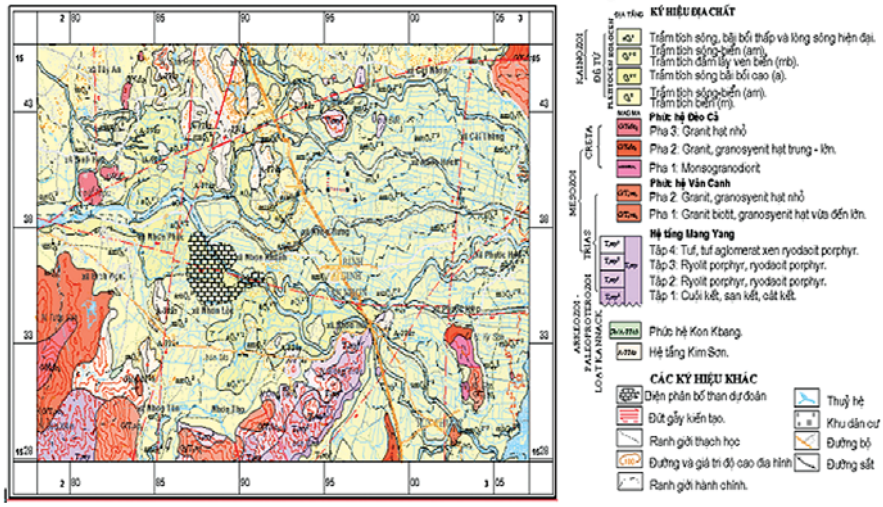
1. Mở đầu

Hiện nay, các nhà thầu/công ty dầu khí đặc biệt quan tâm đến việc mở rộng tìm kiếm các nguồn năng lượng phi truyền thống (trong đó có khí than - CBM) để bù đắp cho sự thiếu hụt nguồn tài nguyên dầu khí truyền thống. Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã nghiên cứu, tìm kiếm khí than trong trầm tích Đệ Tam ở các khu vực tiềm năng trên đất liền. Các nghiên cứu từ trước đến nay chỉ ra rằng, than trong trầm tích Đệ Tam của Việt Nam phân bố tập trung chủ yếu tại khu vực miền võng Hà Nội [8]. Tuy nhiên, rải rác trên các đồng bằng châu thổ và duyên hải khác (Thanh Hóa, Hà Tĩnh, Nghệ An, Quảng Bình, Bình Định…) cũng tồn tại các dấu hiệu liên quan đến sự tồn tại của than trong trầm tích Đệ Tam. Trong đó, đáng chú ý là khu vực trũng An Nhơn - Bình Định (lỗ khoan 21) đã phát hiện các tập than có tổng chiều dày ước đạt xấp xỉ 10m, có ánh kim mạnh, vết vỡ vỏ chai... Đây là những dấu hiệu tiền đề, dự báo sự tồn tại của than và khí than.

Dựa vào đặc điểm địa chất khu vực và các dấu hiệu khả quan thu được, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao Viện Dầu khí Việt Nam triển khai các nghiên cứu chi tiết, nhằm xác định hình thái cấu trúc và bề dày trầm tích Đệ Tam trũng An Nhơn - Bình Định, dự báo sự phân bố của các vỉa than và sơ bộ đánh giá khả năng sinh khí từ các tập than đó.



Hình 1*. Sơ đồ vị trí địa lý khu vực trũng An Nhơn - Bình Định [2]*



Hình 2. *Bản đồ Địa chất vùng trũng An Nhơn - Bình Định [2]*

TUỔI ĐỊA CHẤT			CHIỀU DÀY (M)	CỘT ĐỊA TẦNG	ĐẶC ĐIỂM THẠCH HỌC
GIỚI	HỆ	THỐNG			
KAINOZOI (KZ)	ĐỆ TỨ (Q)	HOLOCEN (Q_2)	1 - 20,3		Trầm tích sông hiện đại (a): cuội, sạn, cát đa khoáng.
					Trầm tích sông biển (am): cát, bột, sét, màu nâu vàng, xám xanh.
					Trầm tích sông bãi bồi cao (a): cuội, sạn, sỏi.
		PLEIST OCEN (Q_1)			Trầm tích sông biển (am): sét màu nâu vàng loang lổ
					Biển (m): cát bột màu trắng xám xen lẫn cuội bị laterite hóa mạnh.
	NEOGEN (N)	NEOGEN (N_1)	15 - 490		Hệ tầng Sông Ba (N_1^3sb) Thành phần gồm các lớp bột kết xen kẹp mỏng cát kết, cát sạn kết có màu nâu, xám tro, xám xanh. Giữa các lớp sét kết, bột kết, đôi chỗ trong vùng có xen kẹp vỉa than nâu, dạng thấu kính, có chiều dày khoảng 5,5m.
					Cấu trúc đá móng có mặt các thành tạo địa chất sau: Địa tầng - Hệ tầng Mang Yang (T_2my): Thành phần gồm: cuội kết, cát kết, sét kết, ryolite, felsit và tuf của chúng. Dày 500 - 600m. - Hệ tầng Kim Sơn (A-PPks): Plagiogneis biotite có granat, đá phiến thạch anh-biotite-silimanite chứa graphite. Dày 203 - 1200m Magma - Phức hệ Đèo cả (G/Kđc): Garanite hạt nhỏ, garanite, granosyenite hạt vừa đến lớn. Monsogranodiorite - Phức hệ Vân Canh (G/T_2vc): Granite biotite, granosyenite hạt từ nhỏ đến lớn. - Phức hệ Kon Kbang (Gb/A-PPkb) Gabronorite, metangabronorite, gabbro, metangbro

Hình 3*. Cột địa tầng tổng hợp khu vực An Nhơn - Bình Định [2]*

2. Đặc điểm địa chất khu vực

Nghiên cứu địa chất khu vực trũng An Nhơn - Bình Định trước đây được tiến hành chủ yếu dựa trên công tác đo vẽ bản đồ địa chất tỷ lệ 1/200.000 và 1/50.000, kết hợp với các nghiên cứu địa vật lý và khảo sát thực địa, do các đơn vị thuộc Tổng cục Địa chất tiến hành. Tổng hợp kết quả các nghiên cứu [1, 4, 6, 7] cho thấy, đặc điểm kiến tạo và địa tầng trầm tích của khu vực có những nét đáng chú ý như sau:

2.1. Đặc điểm kiến tạo

Tại khu vực đồng bằng An Nhơn - Bình Định đã có các hoạt động kiến tạo phá hủy xảy ra khá mạnh hình thành nên hai hệ thống đứt gãy chính, phát triển mạnh thành đới kéo dài từ vài km đến 50 - 70km, đóng vai trò quan trọng trong lịch sử phát triển kiến tạo vùng (Hình 2), đó là:

- Hệ thống đứt gãy phương kinh tuyến.

- Hệ thống đứt gãy phương Đông Bắc - Tây Nam.

2.2. Đặc điểm địa tầng - trầm tích

Các thành tạo địa chất có mặt trong vùng (Hình 3) bao gồm:

- Hệ tầng Kim Sơn (A-PP*ks*): phân bố chủ yếu ở phía Bắc, phần ít hơn ở phía Tây Nam. Thành phần bao gồm: đá phiến thạch anh - biotite - silimanite, quazit - graphite.

- Hệ tầng Mang Yang (T_2*my*): phân bố chủ yếu ở khu vực phía Nam, phần ít hơn phân bố ở phía Bắc. Hệ tầng Mang Yang có 4 tập, thành phần chủ yếu gồm: cuội kết, cát kết, đá phiến sét - silic, rhyolite, felsite, tuf.

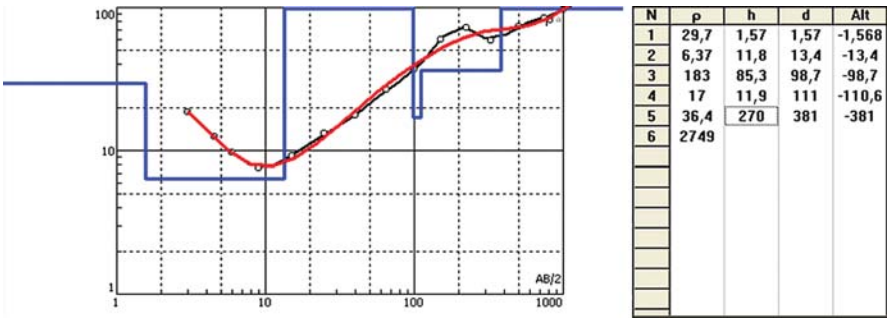
- Hệ tầng Sông Ba (N_1^3*sb*): phân bố chủ yếu ở vùng trũng An Nhơn, với thành phần chủ yếu là sét kết, bột kết, cát kết màu xám trắng, xám xanh.

***Bảng 1**. Kết quả đo thực nghiệm tại lỗ khoan 21 so với kết quả phân tích [2]*

TT	Lớp	Bề dày (m)		Ghi chú
		Tài liệu lỗ khoan 21	Kết quả phân tích	
1	Lớp phủ Đệ tứ	12,4	13,4	Đường cong phân tích thể hiện lớp (1 + 2)
2	Lớp than nâu xen kẹp các lớp sét kết trong Đệ tam	11,9	13,0	Đường cong phân tích thể hiện lớp thứ 4, điện trở suất 14Ωm

Trong hệ tầng nhiều nơi có xen kẹp các vỉa than nâu, bề dày mỏng.

- Trầm tích Đệ Tứ không phân chia (Q): gồm các trầm tích bở rời cuội, sỏi, cát, bột, sét, phân bố trong các thung lũng, sông suối và đồng bằng. Thành phần thường ở phần dưới là cuội, cuội tảng, cát thô, dần lên trên là cát, cát pha sét. Ở phần cửa sông, đồng bằng phổ biến là các trầm tích hạt mịn, cát, bột, sét, sét pha cát, màu vàng, màu xám xanh, đôi nơi có xen kẹp những lớp sét bentonite.



***Hình 4**. Biểu đồ minh họa kết quả phân tích tài liệu đo [2]*

2.3. Magma xâm nhập

Đá magma xâm nhập khá phổ biến và đa dạng, chiếm một phần khá lớn trong diện tích nghiên cứu, bao gồm:

- Phức hệ Kon Kbang (Gb-A-PP*kb*) hiện diện thành khối nhỏ ở góc phía Tây Nam, với thành phần chủ yếu là các đá gabro, gabronorite.

- Phức hệ Vân Canh phân bố chủ yếu ở phía Nam, Tây Nam; phân dị nhiều pha, trên diện tích nghiên cứu có 2 pha chính:

+ Pha 1 ($\gamma\xi T_2 vc_1$) phân bố ở phía Nam, với thành phần gồm: granite biotite, granosyenite hạt vừa đến lớn.

+ Pha 2 ($\gamma\xi T_2 vc_2$) phân bố chủ yếu ở góc Tây Nam và một ít ở phía Đông Bắc, thành phần gồm: granite, granosyenite hạt nhỏ.

- Phức hệ Đèo Cả phân bố rải rác trong vùng, có 3 pha:

+ Pha 1($\gamma\delta K đc_1$) phân bố ở góc phía Đông Nam, thành phần chủ yếu là mosogranodiorite.

+ Pha 2 ($\gamma\zeta K đc_2$) phân bố thành các khối nhỏ ở góc phía Đông Bắc và Đông Nam, thành phần gồm: granite, granosyenite hạt vừa đến lớn.

+ Pha 3 ($\gamma K đc_3$) phân bố rải rác ở phía Tây, dạng đẳng thước, thấu kính nhỏ, thành phần gồm: granite biotite hạt nhỏ.

- Ngoài ra, khu vực còn có phức hệ Kon Kbang (Gb-A-PP*kb*) hiện diện thành khối nhỏ ở góc phía Tây Nam, thành phần chủ yếu là các đá gabro, gabronorite.

3. Kết quả đo sâu điện

Tại khu vực nghiên cứu, phương pháp đo sâu điện được sử dụng nhằm xác định bề dày các lớp trầm tích và dự báo sự phân bố của các vỉa than trong trầm tích Đệ Tam [2, 3, 5]. Diện tích nghiên cứu có móng kết tinh là các đá magma thuộc các phức hệ Vân Canh, Đại Lộc, Định Quán, Đèo Cả… có điện trở suất cao và phân dị rõ ràng so với các trầm tích phủ trên có tuổi Đệ Tam và Đệ Tứ. Các trầm tích này phân bố tương đối bằng phẳng, tạo thành các lớp nằm ngang, có bề mặt địa hình với góc nghiêng nhỏ hơn 5°. Đây là điều kiện thuận lợi để áp dụng phương pháp đo và tính toán các thông số liên quan.

3.1. Đo thực nghiệm tại lỗ khoan 21

Trước khi tiến hành đo chi tiết trên các tuyến đo thiết kế, nhóm tác giả đã thực hành đo thực nghiệm trên lỗ khoan 21 gặp than trước đây (Hình 4). Kết quả đo thực nghiệm cho thấy, có thể xác định được bề dày và điện trở suất tập chứa than, các tầng trầm tích, phân biệt được đặc điểm, hình thái cấu trúc của móng kết tinh. Tuy nhiên, các tham số về bề dày, vách trụ, vỉa than trong kết quả phân tích có sai số nhất định so với thực tế (Bảng 1).

3.2. Đo thực tế trên tuyến thiết kế

Đo trên tuyến thiết kế được thực hiện với bước đo 150 - 650m/điểm, phụ thuộc theo địa hình thực tế (Hình 5), gồm 6 tuyến đo sâu, chiều dài mỗi tuyến thay đổi từ 4.030 - 10.830m.

Tổng hợp kết quả đo và phân tích (Bảng 2) cho thấy, trên mặt cắt địa chất - địa vật lý phân chia rõ 3 lớp từ trên

xuống, gồm: lớp phủ trầm tích Đệ Tứ, lớp trầm tích Đệ Tam (Neogen) và tầng đá móng tươi cứng.

- Lớp trầm tích Đệ Tứ: bở rời nằm trên cùng, thành phần gồm: cuội, sỏi, cát, bột, sét… Trên đường cong đo sâu điện tương ứng với lớp trên cùng (nếu đường cong đo sâu 3 lớp) hoặc gộp 2 lớp đầu tiên của đường cong (nếu đường cong nhiều hơn 3 lớp).

- Lớp trầm tích Neogen nằm ở giữa, thành phần chủ yếu là sét kết, bột kết, cát kết màu xám trắng, xám xanh. Trong hệ tầng nhiều nơi có xen kẹp các vỉa than nâu, bề dày mỏng.

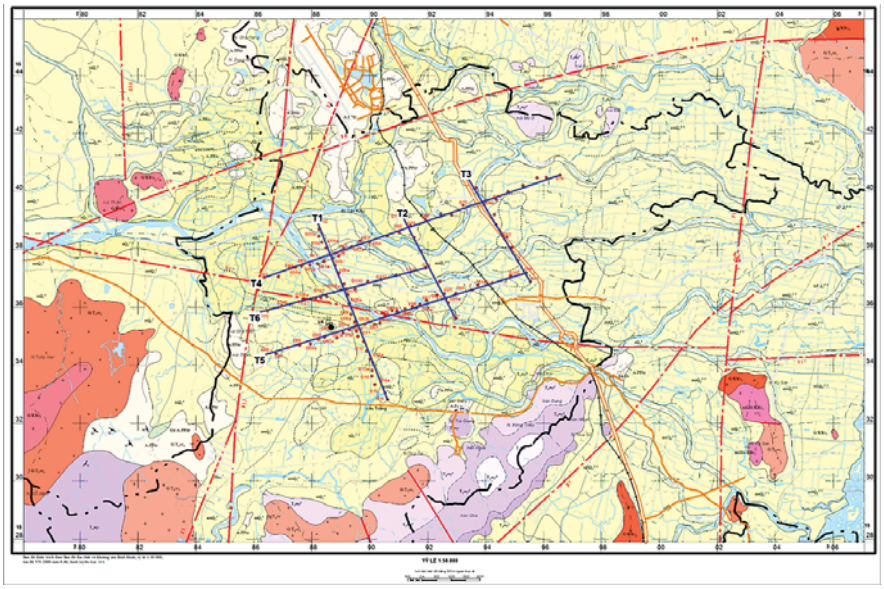
- Tầng đá móng tươi cứng: nằm dưới cùng, có điện trở suất cao nhất, dễ phân biệt với các lớp bên trên. Thông thường lớp này trên đường cong đo sâu điện được biểu thị bên nhánh phải đi lên của đường cong.

4. Đặc điểm cấu trúc bồn trũng, phân bố than và khả năng sinh khí than dựa trên kết quả đo sâu điện

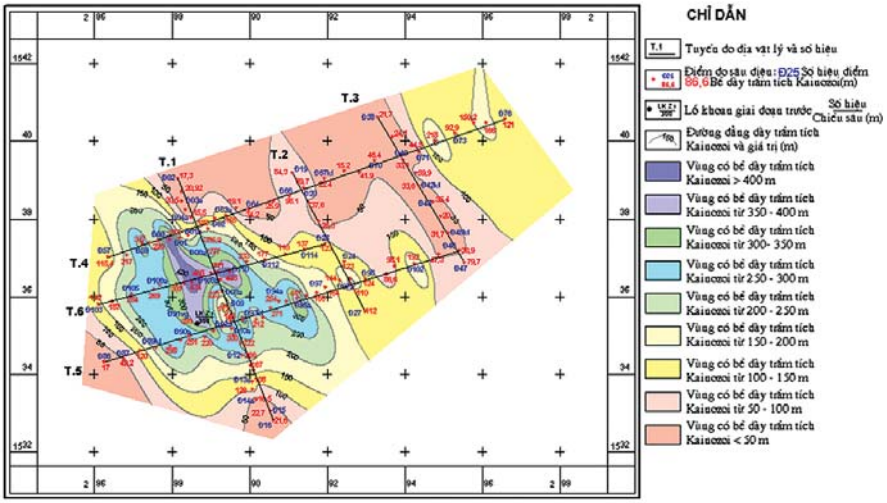
4.1. Đặc điểm cấu trúc trũng An Nhơn - Bình Định theo tài liệu đo sâu điện

Kết quả phân tích tài liệu đo cho thấy, vùng trũng An Nhơn - Bình Định được lấp đầy bởi các trầm tích Đệ Tứ và Đệ Tam tuổi Miocene muộn (N_1^3sb) hệ tầng Sông Ba, phủ trên đá móng. Đá móng có điện trở suất thay đổi lớn, từ 102 - 26.076Ωm. Các đá có điện trở suất lớn hơn 2.000Ωm có thể liên quan đến các khối magma xâm nhập hoặc đá phun trào rhyolite hệ tầng Mang Yang. Các đá có điện trở suất thấp, dự đoán liên quan đến các đá phiến của hệ tầng Kim Sơn.

Trầm tích tuổi Miocene muộn (N_1^3sb) hệ tầng Sông Ba



Hình 5. *Sơ đồ tuyến đo địa vật lý khu vực trũng An Nhơn - Bình Định [2]*



Hình 6. *Bản đồ đẳng dày trầm tích Đệ tam, vùng trũng An Nhơn - Bình Định [2]*

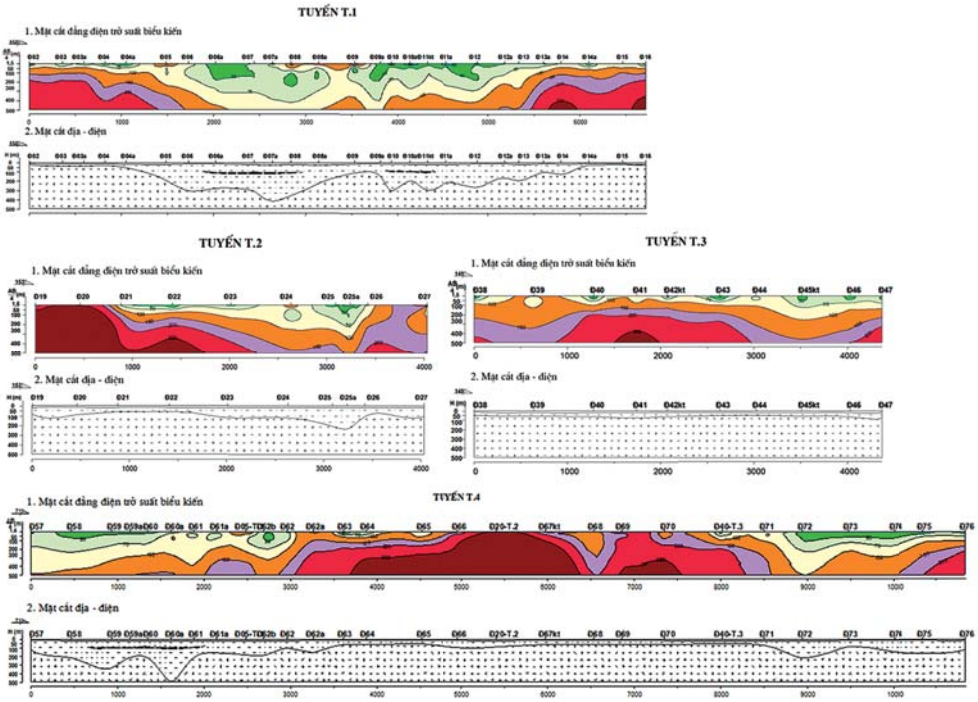
Bảng 2. *Phân chia các lớp theo kết quả phân tích tài liệu đo sâu điện [2]*

Tuyến	Lớp trầm tích Đệ tứ		Lớp trầm tích Đệ tam (Neogen)		Tập than nâu		Tầng móng	
	Bề dày trung bình (m)	Điện trở suất (Ωm)	Bề dày Trung bình (m)	Điện trở suất (Ωm)	Bề dày trung bình (m)	Điện trở suất trung bình (Ωm)	Chiều sâu đến móng trung bình (m)	Điện trở suất trung bình (Ωm)
T.1	8,2	4,1 - 466	161,6	3,8 - 543	11,6	7,8	169,8	1397
T.2	5,2	9,7 - 521	110,3	18,5 - 399	0,0	0,0	115,5	613
T.3	3,1	4 - 562	34,5	12,8 - 93,6	0,0	0,0	37,6	284
T.4	6,4	8,2 - 797	131	4,1 - 1096	11,0	8,5	137	1033
T.5	10,4	3,3 - 960	196	3,4 - 1385	10	11,7	206	3656
T.6	12	13,8 - 1268	265	5,5 - 257	13,2	10,4	277	1290

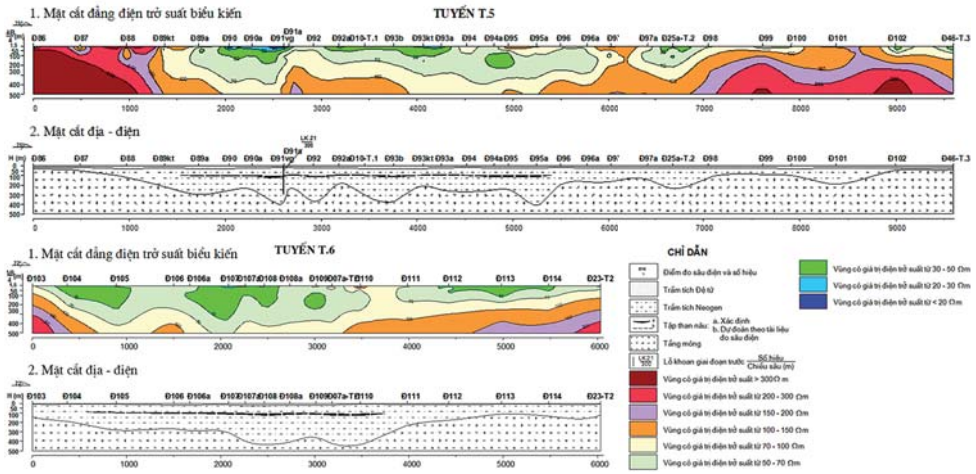
có bề dày thay đổi từ 15 - 490m, trung bình 163m. Diện tích có bề dày lớn hơn 200m phân bố chủ yếu ở phía Tây - Nam, nằm trên địa bàn xã Nhơn Lộc và Nhơn Khánh, thuộc thị xã An Nhơn, tỉnh Bình Định. Hình thái bồn trũng An Nhơn có dạng ellipsoid uốn lượn, trục kéo dài theo phương Tây Bắc - Đông Nam. Kích thước bồn trũng ước rộng 3km và dài 6,5km, diện tích tương ứng xấp xỉ 20km^2 (Hình 6).

4.2. Dự báo diện phân bố than và tính toán khả năng sinh khí than

Liên kết các điểm đo sâu điện rời rạc trên các tuyến với các điểm phân tích có biểu hiện thành tạo than, cho thấy diện phân bố than trên vùng trũng An Nhơn - Bình Định (Hình 7, 8).



Hình 7. *Mặt cắt địa điện các tuyến T.1, T.2, T.3, T.4 vùng trũng An Nhơn - Bình Định [2]*



Hình 8. *Mặt cắt địa điện các tuyến T.5, T.6, vùng trũng An Nhơn - Bình Định [2]*

Các tập chứa than có bề dày thay đổi từ 4,7 - 18m, bề dày trung bình 11m. Điện trở suất than thay đổi từ 2,5 - 27,7Ωm, trung bình 10,1Ωm. Vách than nằm ở độ sâu từ 90,1 - 110m và trụ than nằm ở độ sâu từ 94 - 125m. Diện phân bố của than trên diện tích ước chừng 8km^2. Tại khu vực trũng An Nhơn, tài nguyên than dự báo tiềm năng ước đạt xấp xỉ 90 triệu tấn. Theo kết quả nghiên cứu [8], độ chứa khí của than ở khu vực miền võng Hà Nội biến đổi từ 1,4m^3/tấn (mức thấp, khu vực Khoái Châu) đến 3,0m^3/tấn (mức trung bình, khu vực Kiến Xương - Tiền Hải) và 4,5m^3/tấn (mức cao, khu vực Phủ Cừ - Tiên Lữ).

Với các giá trị tham khảo trên, khả năng sinh khí than tại chỗ ở khu vực trũng An Nhơn được dự báo:

- Mức thấp: 1,4m^3/tấn x 87,4 triệu tấn ≈ 123 triệu m^3 khí.

- Mức trung bình: 3,0m^3/tấn x 87,4 triệu tấn ≈ 263 triệu m^3 khí.

- Mức cao: 4,5m^3/tấn x 87,4 triệu tấn ≈ 394 triệu m^3 khí.

Như vậy, có thể thấy, tiềm năng sinh khí than tại chỗ ở khu vực tương đối thấp (mức sinh cao nhất mới đạt xấp xỉ 394 triệu m^3), gần như không có ý nghĩa khai thác thương mại.

5. Kết luận

Tổng hợp các kết quả nghiên cứu, nhóm tác giả rút ra một số kết luận sau:

- Trũng An Nhơn - Bình Định được thành tạo, lấp đầy bởi các trầm tích Đệ Tứ và trầm tích Đệ Tam tuổi Miocene trên hệ tầng Sông Ba (N_1^3sb), có bề dày gần 500m. Trũng có dạng hình ellipsoid uốn lượn, kéo dài theo phương Tây Bắc - Đông Nam, diện tích tương đối nhỏ, xấp xỉ 20km^2.

- Tồn tại các lớp than trong trũng An Nhơn - Bình

Định, phân bố trên diện tích khoảng 8km^2. Đây là loại than nâu có bề dày từ 4,7 - 18m, trung bình 11m. Vách than nằm ở độ sâu từ 90 - 110m, trong khi trụ than nằm ở độ sâu 94 - 125m. Than có điện trở suất thay đổi từ 2,5 - 27,7Ωm, trung bình 10Ωm. Trữ lượng tiềm năng dự báo xấp xỉ 90 triệu tấn than, tương ứng với khả năng sinh khí than tại chỗ (mức cao) khoảng 400 triệu m^3.

- Phương pháp đo sâu điện áp dụng tương đối hiệu quả trong việc xác định bề dày trầm tích Đệ Tam, cấu trúc móng của bồn trũng, đồng thời dự đoán, khoanh định được diện phân bố than ở vùng trũng An Nhơn - Bình Định. Phương pháp này có ưu điểm về tính kinh tế, tuy nhiên cũng hạn chế về tính đa nghiệm của bài toán ngược trong phân tích. Do vậy, nếu kết hợp với phương pháp đo địa chấn nông hoặc khoan thông số sẽ giảm thiểu được các rủi ro khi tiến hành công tác tìm kiếm, thăm dò.

Tài liệu tham khảo

1. Đỗ Văn Hải và nnk. *Báo cáo kết quả lập bản đồ Địa chất thủy văn - Địa chất công trình vùng Quy Nhơn, Phù Mỹ, Bình Định*. Liên đoàn Địa chất Trung - Trung Bộ. 1994.

2. Hoàng Anh Tuấn và nnk. *Báo cáo tổng kết Đề tài nghiên cứu cấp Ngành "Nghiên cứu địa chất và đánh giá sơ bộ tiềm năng khí than trầm tích Đệ Tam khu vực đồng bằng An Nhơn - Bình Định"*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2013.

3. Nguyễn Trọng Nga và nnk. *Thăm dò điện phân giải cao*. Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội. 1997.

4. Nguyễn Văn Thuấn và nnk. *Tổng hợp, biên hội bản đồ địa chất - khoáng sản; đề xuất giải pháp đầu tư thăm dò, khai thác, sử dụng hợp lý một số loại tài nguyên khoáng sản có thế mạnh tại tỉnh Bình Định*. Sở Tài nguyên Môi trường Bình Định. 2008.

5. Phạm Năng Vũ và nnk. *Địa vật lý thăm dò, Tập I - Thăm dò điện*. Nhà xuất bản Đại học và Trung học chuyên nghiệp. 1979.

6. Trần Văn Sinh và nnk. *Báo cáo kết quả đo vẽ lập bản đồ địa chất - khoáng sản nhóm tờ Quy Nhơn tỷ lệ 1/50.000*. Liên đoàn Địa chất Trung - Trung Bộ. 1999.

7. Trần Văn Trị, Vũ Khúc và nnk. *Địa chất và Tài nguyên Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học Tự nhiên và Công nghệ. 2009.

8. Vũ Trụ và nnk. *Báo cáo tổng kết Đề tài nghiên cứu cấp Ngành "Đánh giá tiềm năng và khả năng khai thác khí than (CBM) tại dải Trung tâm miền võng Hà Nội (Phù Cừ - Tiên Hưng - Kiến Xương - Tiền Hải)"*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2012.

The application of vertical electric sounding for defining geological structure and coal distribution in the Cenozoic sediments in An Nhon - Binh Dinh area, central Vietnam

Hoang Anh Tuan[1], Trinh Xuan Cuong[1], Nguyen Quang Tuan[1]
Nguyen Duc Quan[2], Do Van Nhuan[3]
[1]Vietnam Petroleum Institute
[2]Mid-Central Geological Division (Quy Nhon - Binh Dinh)
[3]Hanoi University of Mining and Geology

Summary

This paper presents the results of studies on the geological features and the distribution of coal layers in the Cenozoic sediments in the An Nhon - Binh Dinh area. The results were based on the newly acquired vertical electric sounding data in combination with regional geological data taken from previous studies. The integrated results showed that the ellipsoid-shape Cenozoic An Nhon trough, covering an area of approximately 20km^2, was filled up by upper Miocene sediments of Song Ba formation with a series of thin-bedded coals. In general, the coaly accumulations are not considerably adequate for commercial exploitation, thus suggesting a poor potential of coal-bed methane (CBM) in the investigated area.

Key words: *Vertical electric sounding, Cenozoic, upper Miocene, Song Ba formation, thin-bedded coal, coal-bed methane (CBM), An Nhon - Binh Dinh.*

CÁC PHỨC HỆ BÀO TỬ PHẤN HOA, TƯỚNG HỮU CƠ, MÔI TRƯỜNG LẮNG ĐỌNG VÀ CHU KỲ TRẦM TÍCH ĐỒNG TÁCH GIÃN PALEOGENE Ở GIẾNG KHOAN ENRECA-3

ThS. Chu Đức Quang
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu kết quả phân tích phức hệ bào tử phấn hoa, tướng hữu cơ và môi trường lắng đọng trầm tích trong giếng khoan Enreca-3 phía Đông Nam đảo Bạch Long Vĩ. Đồng thời, tác giả sử dụng phần mềm CycloLog để phân tập trầm tích và đối chiếu với phương pháp phân tập cổ sinh địa tầng. Kết quả nghiên cứu cho thấy, môi trường lắng đọng trầm tích hồ nước ngọt sâu thành tạo trong giai đoạn Oligocene muộn và trầm tích của giếng khoan Enreca-3 thành tạo cùng thời gian với các trầm tích thuộc hệ tầng Trà Tân, bể Cửu Long.

Từ khóa: *Phức hệ bào tử phấn hoa, chu kỳ trầm tích đồng tách giãn Paleogene, giếng khoan Enreca-3, Oligocene muộn, Bạch Long Vĩ, Gothanipollis basensis, Verrutricolporites pachydermus.*

1. Giới thiệu

Một trong các hoạt động chính của dự án ENRECA, pha III là khoan giếng khoan Enreca-3 trên đảo Bạch Long Vĩ với chiều sâu 500m nhằm thu được các tài liệu có giá trị nhất về địa tầng trầm tích Paleogene phục vụ cho công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở bể Sông Hồng và các bể trầm tích Paleogene khác ở thềm lục địa Việt Nam [1, 9].

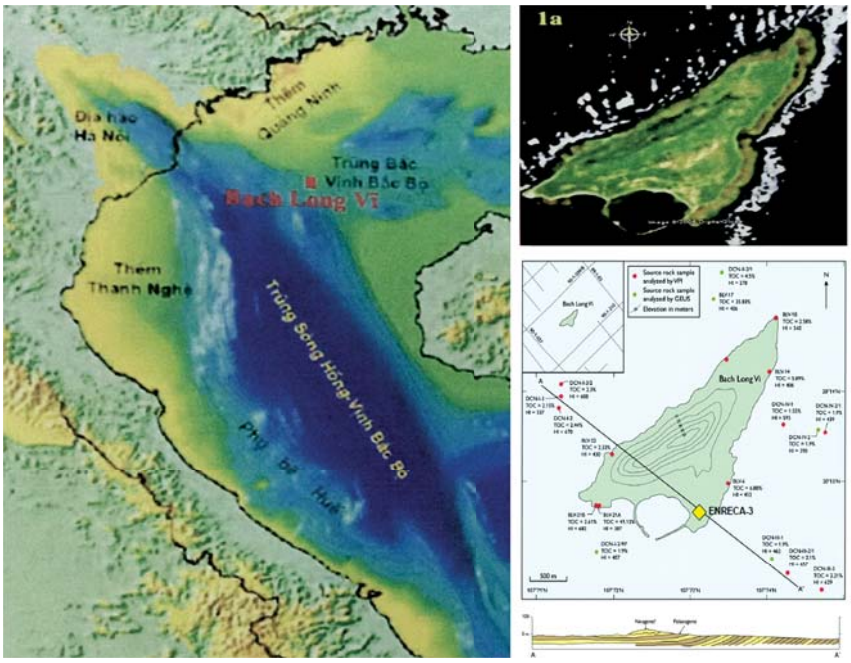
Giếng khoan nằm trên phần lộ ra của địa hào Paleogene liên kết với hệ thống trầm tích đồng tách giãn có tiềm năng sinh dầu khí cao. Quá trình nghịch đảo kiến tạo diễn ra từ Oligocene dẫn đến việc nâng lên và lộ ra bề mặt của địa hào, có tác giả xếp vào tuổi Miocene [8]. Các đá mẹ đầm hồ và than Paleogene lộ ra trên đảo được đánh giá là những đá mẹ chính trong khu vực. Đây là giếng khoan lấy mẫu toàn bộ, tỷ lệ mẫu lõi đạt 98% [1].

Kết quả phân tích cổ sinh địa tầng cho thấy các mẫu lõi trầm tích thu được tại giếng khoan này lắng đọng trong môi trường hồ nước sâu, thành phần chủ yếu là bùn kết màu xám nhạt đến đậm ở phía trên và phân lớp mỏng màu nâu nhạt ở phía dưới.

2. Phân tích bào tử phấn hoa và tướng hữu cơ

Tác giả phân tích chỉ tiêu bào tử phấn hoa và tướng hữu cơ cho 26 mẫu lõi có thành phần độ hạt mịn phân bố đều trong toàn bộ mặt cắt giếng khoan. Mẫu được giã nhỏ đến khi đạt kích thước 1 - 2mm và trọng lượng khoảng 10g. Sử dụng HCl 10% để phá thành phần carbonate; ngâm mẫu 18 giờ trong acid HF 50% để phá thành phần silicate; dùng HCl 36% nóng để xử lý keo CaF_2. Sau đó, tách hữu cơ bằng dung dịch nặng tỷ trọng 2,2g/cm^3; dán 1 tiêu bản cho phân tích tường hữu cơ; oxy hóa phần hữu cơ còn lại. Dán 2 tiêu bản (lamen 40mm x 22mm) cho phân tích bào tử phấn.

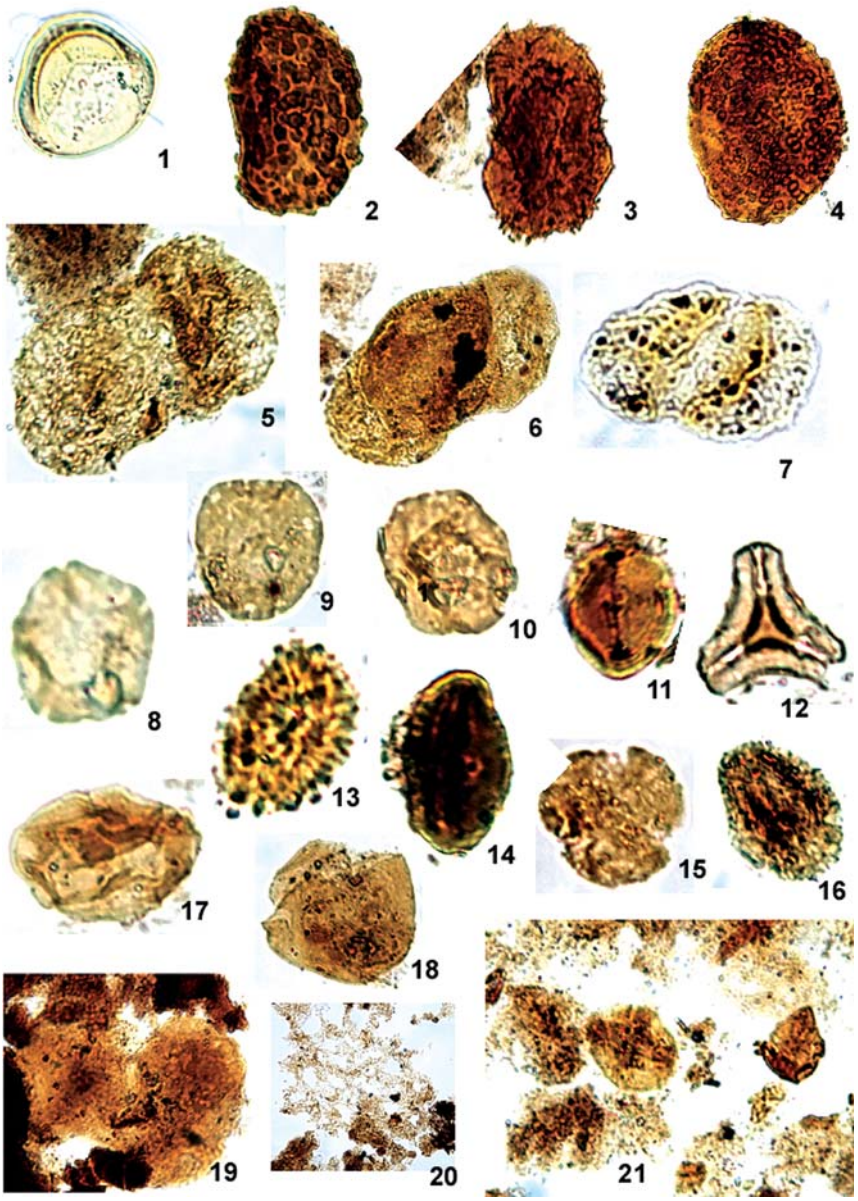
Khi phân tích bào tử phấn hoa, tác giả quan sát, đếm số lượng hóa thạch bào tử phấn và tảo trên cả 3 tiêu bản



Hình 1. *Sơ đồ địa chất và vị trí địa lý đảo Bạch Long Vĩ, biển Đông Việt Nam*

gia trên kính hiển vi sinh vật Axio Image A2. Tác giả quan sát hóa thạch trên toàn diện tích của tiêu bản mẫu với vật kính phóng đại 20 lần và thị kính phóng đại 10 lần. Khi xác định hóa thạch, tác giả sử dụng vật kính phóng đại 40 lần hoặc 100 lần (có dầu nhúng, chiết suất) và thị kính phóng đại 20 lần.

Phức hệ bào tử phấn hoa phong phú tìm thấy trong toàn bộ mặt cắt giếng khoan Enreca-3 (Hình 2 và 3) [2] gồm một số dạng chính như: *Acrostichum aureum, Crassoretitriletes nanhaiensis, Polypodiisporites perverrucatus, Pinuspollenites spp., Piceapollenites spp., Podocarpidites spp., Tsugapollenites spp., Cedripites spp., Alnipollenites verus, Alangiopollis spp., Caryapollenites sp., Florschuetzia trilobata, Gothanipollis basensis, Julanspollenites spp., Liquidambarpollenites spp., Palmae undiff., Tricolporopollentes spp., Tricolpollenites spp., Verrutricolporites pachydermus, Verrutricolporites spp., Botryococcus spp. Bosedinia infragranulata, Bosedinia granulate, Granodiscus staplinii*… Tổng số có 106 giống loài bào tử phấn và tảo được xác định [2, 3]. Hàm lượng vật chất hữu cơ trong đá rất cao và chủ yếu là thành phần hữu cơ vô định hình sapropel (Hình 3). Hình 2 là bản ảnh của một số hóa thạch chính xuất hiện trong các mẫu trầm tích giếng khoan Enreca-3.



1. *Acrostichum aureum*; 2. *Stenochlaena palustris*; 3. *Leptochyclus spp.*; 4. *Gemmamonoletes spp.*; 5. *Tsugapollenites spp.*; 6. *Piceapollenites spp.*; 7. *Podocarpidites spp.*; *Alnipollenites verus*; 9. *Caryapollenites spp.*; 10. *Liquidambarpollenites spp.*; 11. *Florschuetzia trilobata*; 12. *Gothanipollis basensis*; 13. *Oncosperma spp.*; 14. *Verrutricolporites pachydermus*; 15. *Tricolpites logicolpus*; 16. *Retitricoporites spp.*; 17. *Bosedinia infragranulata*; 18. *Bosedinia granulate*; 19. *Botryococcus spp.*; 20. *Pediastrum spp.*; 21. *Sapropel* và *Tricolporopollentes spp.*

Hình 2. *Bản ảnh chụp một số hóa thạch trong trầm tích giếng khoan Enreca-3, đảo Bạch Long Vĩ*

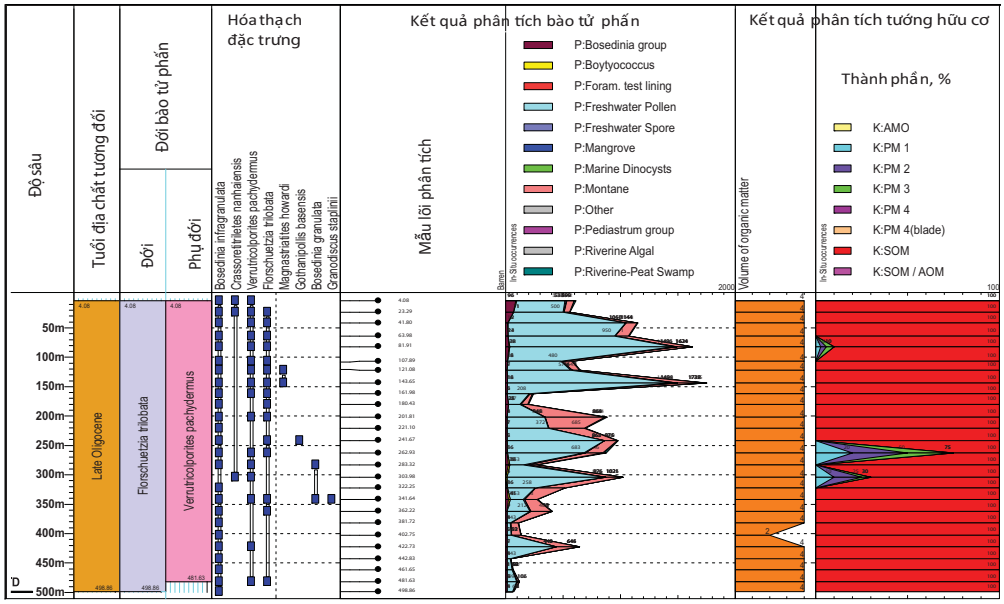
Tuổi Oligocene muộn của mặt cắt trầm tích giếng khoan Enreca-3 được xác định bằng tập hợp hóa thạch đặc trưng *Verrutricolporites pachydermus*, *Gothanipollis basensis*, *Bosedinia infragranulata*, *Pentapollis spp.*, trong đó đặc biệt là hóa thạch *Verrutricolporites pachydermus* định tuổi cho Oligocene muộn (Hình 3).

Phức hệ hóa thạch gồm các tảo trôi nổi *Botryococcus spp.*, *Pediastrum spp.*, *Bosedinia granulate, Bosedinia infragranulata, Bosedinia staplinii* [5, 6] là các bằng chứng cho thấy môi trường lắng đọng trầm tích hồ nước ngọt. Thành phần hữu cơ loại *Sapropel* (SOM) đạt 100% hầu hết trong tất cả các mẫu lõi phân tích là bằng chứng xác định trầm tích lắng đọng trong môi trường hồ nước sâu và điều kiện đáy yên tĩnh, năng lượng thấp. Sự phong phú của các hóa thạch ôn đới *Pinuspollolenites spp., Piceapollenites spp., Podocarpidites spp., Tsugapollenites spp., Liquidambarpollenites spp., Caryapollenites spp., Alnipollenites verus*… chỉ ra điều kiện khí hậu ôn đới trong giai đoạn Oligocene muộn ở miền Bắc Việt Nam. Do vậy, các giống,

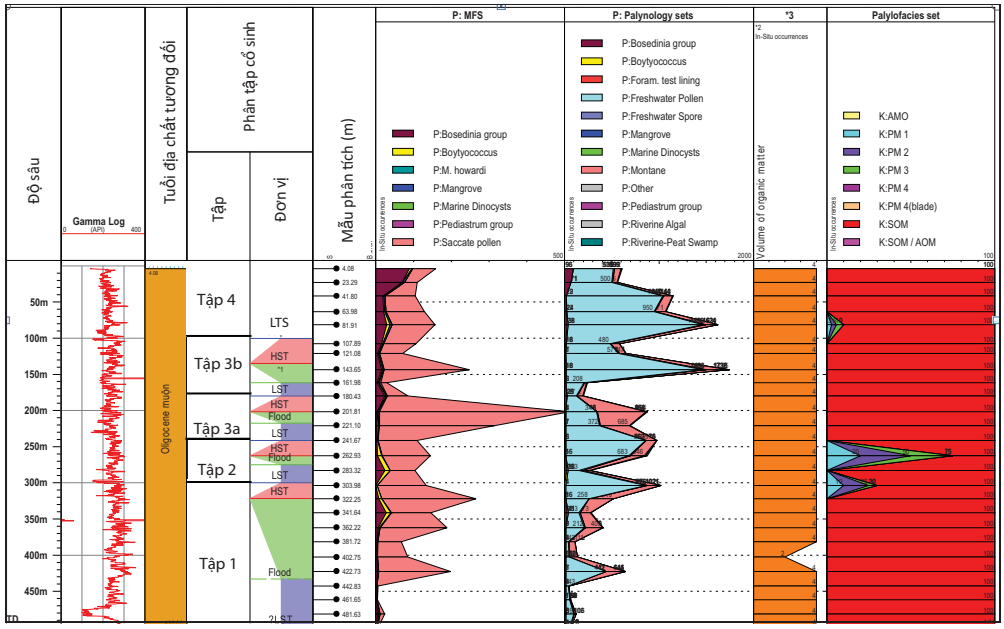
loài tảo phát triển trong môi trường hồ tìm thấy trong trầm tích giếng khoan Enreca-3 không phát triển phong phú bằng các trầm tích hồ tại bể Cửu Long, thềm lục địa phía Nam Việt Nam.

3. Phân tập trầm tích giếng khoan Enreca-3 bằng phần mềm Cyclo-Log

Trên cơ sở phức hệ hóa thạch bào tử phấn hoa (đặc biệt là nhóm có môi trường sinh thái sống thủy sinh, thực vật rừng ngập mặn và phấn hoa khóa tử), tác giả đã phân tập trầm tích theo minh giải phân tích bào tử phấn hoa và tướng hữu cơ (Hình 4). Kết quả, toàn bộ mặt cắt trầm tích giếng khoan Enreca-3 có thể phân định được 4 tập trầm tích, trong đó trầm tích tập 3 có thể chia nhỏ thành 2 phụ tập a và b. Mỗi tập trầm tích được phát triển từ thành hệ trầm tích thấp (Lowstand sytems tract), phát triển trong giai đoạn ngập lụt (flooding) và kết thúc bằng thành hệ trầm tích cao (Highstand sytems tract) được thể hiện bằng sự phát triển của phức hệ hóa thạch.



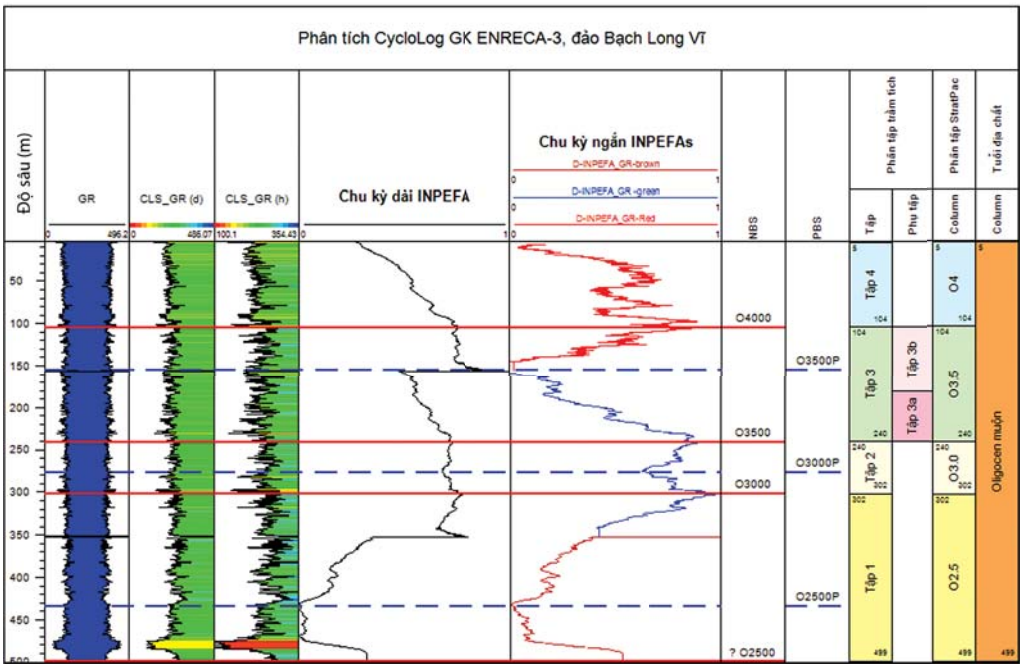
Hình 3. *Kết quả phân tích bào tử phấn và tướng hữu cơ trong mặt cắt giếng khoan Enreca-3*



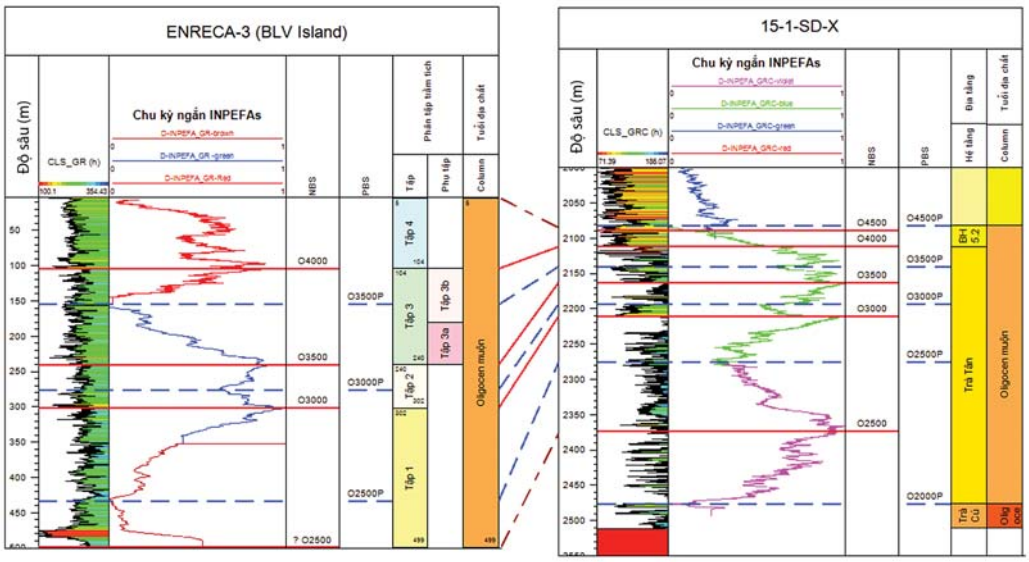
Hình 4. *Kết quả phân tập trầm tích theo cổ sinh địa tầng mặt cắt giếng khoan Enreca-3*

Phầm mềm CycloLog đã được sử dụng để xử lý và lọc đường cong gamma-ray trong giếng khoan để đưa ra đường cong INPEFA cho biết xu hướng phát triển trầm tích hạt thô và hạt mịn cho mặt cắt giếng khoan nghiên cứu. Mỗi chu kỳ StratPac (chu kỳ trầm tích theo xu hướng phát triển trầm tích hạt thô - mịn trong mặt cắt giếng khoan theo đường cong đo gamma-ray GR) được xác định bởi giới hạn của 2 bề mặt NBS (negative boundary surface) liên tiếp [7].

Kết quả phân tích CycloLog (Hình 5) cho thấy mặt cắt trầm tích giếng khoan Enreca-3 trong giai đoạn Oligocene muộn được phân định thành 4 chu kỳ có ranh giới bởi các bề mặt NBS O2500, NBS O3000, NBS O3500 và NBS O4000 tương ứng với các chu kỳ StratPacs là 2,5, 3,0, 3,5 và 4,0. Các bề mặt này có thể liên hệ với các trầm tích thành tạo trong hệ tầng Trà Tân ở bể Cửu Long cũng có thành phần sapropel rất cao. Toàn bộ mặt cắt trầm tích giếng khoan Enreca-3 có tương quan về thời gian thành tạo với hệ tầng Trà Tân; sự tương quan NBS O3000 là nóc tập D và NBS O4000 là nóc tập C (Hình 6) [3].



Hình 5. *Phân chia trầm tích phân tập theo phương pháp sử dụng phần mềm CycloLog*



Hình 6. *So sánh và liên kết các StratPac giữa các giếng khoan Enreca-3 và 15-1-SD-X*

So sánh kết quả phân tập trầm tích mặt cắt giếng khoan Enreca-3 bằng phương pháp cổ sinh địa tầng và phân tích CycloLog cho thấy ranh giới các tập lớn tương đối phù hợp với chu kỳ phát triển thực vật biến đổi theo sự phát triển của đặc điểm khí hậu. Chu kỳ trầm tích theo phân tích CycloLog phản ánh sự thay đổi theo xu hướng trầm tích hạt mịn hay theo xu hướng hạt thô phụ thuộc vào điều kiện khí hậu nóng lên hay lạnh đi. Tuy nhiên, trong chu kỳ bề mặt ranh giới địa tầng O3.5 của phân chia CycloLog thì phân tập theo cổ sinh địa tầng có thể phân chia thành 2 phân tập nhỏ hơn là tập 3a và 3b, phản ánh sự biến đổi khí hậu theo chu kỳ trong khoảng thời gian ngắn hơn.

3. Kết luận

Từ kết quả nghiên cứu cổ sinh địa tầng giếng khoan Enreca-3 trên cơ sở phân tích bào tử phấn hoa và tướng hữu cơ, tác giả kết luận toàn bộ mặt cắt trầm tích được thành tạo trong môi trường hồ nước ngọt sâu thuộc giai đoạn Oligocene muộn. Kết quả phân tập trầm tích mặt cắt giếng khoan Enreca-3 trên cơ sở chu kỳ phát triển thực vật biến đổi theo khí hậu và phương pháp xử lý đường cong Gamma-ray cho thấy chu kỳ phát triển xu hướng độ hạt trầm tích biến đổi theo điều kiện khí hậu (nóng lên hay lạnh đi).

Theo kết quả nghiên cứu, các trầm tích của giếng khoan Enreca-3 và hệ tầng Trà Tân, bể Cửu Long tương đồng về thời gian thành tạo và môi trường lắng đọng trầm tích. Tuy nhiên, do khí hậu miền Nam ấm hơn miền Bắc nên hệ thực vật thủy sinh trong trầm tích hệ tầng Trà Tân phát triển phong phú hơn các trầm tích trong giếng khoan Enreca-3.

Tài liệu tham khảo

1. Henrik I. Petersen. *Source rock evaluation of the Enreca-3 well: Bach Long Vi Island, Song Hong basin, Vietnam.* A contribution to the Enreca cooperation project between GEUS, VPI, HUMG, HUS and IGN. Geological Survey of Denmark and Greenland Danish Ministry of Climate, Energy and Building. 2013.

2. Viện Dầu khí Việt Nam. *Báo cáo phân tích cổ sinh giếng khoan Enreca-3*. VPI-Labs. 2013.

3. Viện Dầu khí Việt Nam. *Một số báo cáo phân tích cổ sinh trong thềm lục địa Việt Nam*. VPI-Labs.

4. J.Muller. *A palynological contribution to the history of the mangrove vegetation*. Ancient Pacific Floras: The pollen story. University of Hawaii Press. 1964: p 33 - 42.

5. R.J.Morley. *Palynology of tertiary and quaternary sediments in Southeast Asia*. Indonnesian Petroleum Association (6th Annual Convention Proceedings). 1977; 1: p. 255 - 276.

6. R.J.Morley. *Tertiary stratigraphic palynology in Southeast Asia: Current status and new directions*. Bulletin of the Geological Society of Malaysia. 1991; 28: p. 1 - 36.

7. Enres. *CycloLog, version 2010, Tutorial-part 1*. 2010.

8. Trần Văn Trị, Nguyễn Đình Uy, Đỗ Tuyết, Hoàng Hữu Quý, Lâm Thanh, Phạm Khả Tùy. *Địa chất đảo Bạch Long Vĩ. Tạp chí Địa chất*. 1977; 132: trang 1 - 11.

9. Tran Van Tri, Phung Van Phach. *Field trip guide for Bach Long Vi island*. 2012.

Palynomorph assemblages, palynofacies, depositional environments and Paleogene syn-rift sedimentary sequences in the Enreca-3

Chu Duc Quang
Vietnam Petroleum Institute

Summary

The article presents the results of analyses of the palynomorph assemblages and depositional environments in the Enreca-3 well in the South East of Bach Long Vi island. At the same time, the author also sets up and compares subdividing sequences by bio-stratigraphy and CycloLog analysis. The study results indicate that encountered sediments in the Enreca-3 well were deposited in the fresh water deep lacustrine environment in the late Oligocene. These sediments have the same age as Tra Tan formation in the Cuu Long basin.

Key words: *Palynomorph assemblage, Paleogene syn-rift sedimentary sequences, Enreca-3 well, Late Oligocene, Bach Long Vi island, Gothanipollis basensis, Verrutricolporites pachydermus.*

NGHIÊN CỨU ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ NGĂN NGỪA, ỨC CHẾ LẮNG ĐỌNG PARAFFIN TRONG CÁC GIẾNG GASLIFT SẢN LƯỢNG THẤP BẰNG PHƯƠNG PHÁP HẤP PHỤ PHỤ GIA HẠ ĐIỂM ĐÔNG ĐẶC PPD LÊN BỀ MẶT ĐÁ VỈA

ThS. Đỗ Quang Thịnh, CN. Phạm Thanh Đại, KS. Nguyễn Khánh Toản
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Dầu thô Việt Nam chủ yếu thuộc họ paraffinic với hàm lượng n-paraffin rắn cao, gây ra hiện tượng lắng đọng paraffin trong đường ống khai thác và đường ống vận chuyển dầu thô. Bài báo giới thiệu công nghệ ngăn ngừa, ức chế lắng đọng paraffin trong các giếng khai thác sản lượng thấp bằng phương pháp hấp phụ phụ gia hạ điểm đông đặc (PPD - pour point depressant) lên bề mặt đá vỉa. Kết quả nghiên cứu cho thấy công nghệ này phù hợp với điều kiện địa chất, khai thác, tính chất dầu thô mỏ Bạch Hổ và có khả năng áp dụng cho các giếng chưa được lắp đặt hệ thống đường ống bơm định lượng PPD.

Từ khóa: *Phụ gia hạ điểm đông đặc, ức chế lắng đọng paraffin, giếng gaslift, mỏ Bạch Hổ.*

Giới thiệu

Hiện tượng lắng đọng paraffin thường xảy ra trong quá trình khai thác các loại dầu thô có hàm lượng paraffin rắn cao và ở khu vực khai thác có nhiệt độ thấp. Nhiệt độ xuất hiện tinh thể sáp (hay điểm vẩn đục) là nhiệt độ mà tại đó paraffin bắt đầu kết tinh trong dầu lỏng. Khi nhiệt độ tiếp tục giảm, các hạt sáp đã kết tủa tương tác qua lại và hình thành mạng liên kết không gian. Đến nhiệt độ nhất định, dầu thô sẽ đông đặc và không chảy được nữa. Nhiệt độ này được gọi là điểm đông hay điểm đông đặc của dầu thô [7].

Sự suy giảm nhiệt độ có thể xảy ra trên thành giếng hoặc trên hệ thống vận chuyển do giãn nở khí hoặc tổn thất nhiệt qua ống chống, qua không gian vành xuyến, qua vùng vỉa xung quanh giếng và ra môi trường xung quanh đường ống vận chuyển (đất, nước, không khí). Trong suốt quá trình tích tụ, các tinh thể paraffin kết tinh từ dầu thô dưới dạng phân tử riêng biệt. Các tinh thể này tồn tại trong pha dầu lỏng dưới dạng pha phân tán và có xu hướng tạo vật thể rắn quanh mầm kết tinh là asphaltene, các hạt rắn tạp chất cơ học để hình thành các hạt có kích thước tương đối lớn. Lắng đọng paraffin thường là kết quả của các cơ chế: khuếch tán phân tử, phân tán trượt, chuyển động Brown, ảnh hưởng của trọng lực, ảnh hưởng của điện động học.

Sự xuất hiện của paraffin sẽ làm giảm đường kính ống khai thác và bề mặt đường ống vận chuyển; giảm hệ số thấm; cần áp lực đáng kể để khởi động lại dòng chảy; giảm đáng kể áp suất dòng chảy trên đường ống; hạn chế năng lực hoạt động của toàn bộ hệ thống khai thác. Đây là nguyên nhân dẫn đến giảm sản lượng khai thác, hạn chế khả năng vận chuyển dầu thô bằng đường ống; có thể gây tắc, ăn mòn đường ống; tốn chi phí do phải dừng hệ thống khai thác, vận chuyển để tiến hành xử lý lắng đọng paraffin...

Để giải quyết vấn đề này, các nghiên cứu đã được thực hiện, trong đó tập trung vào hai hướng chính: ngăn ngừa/hạn chế hiện tượng lắng đọng paraffin trong quá trình khai thác, vận chuyển dầu thô có hàm lượng paraffin rắn cao và loại bỏ lắng đọng paraffin. Tuy nhiên, chưa có công nghệ hay phương pháp ngăn ngừa lắng đọng nào có đạt hiệu quả tuyệt đối, vẫn xảy ra hiện tượng lắng đọng paraffin sau khi áp dụng các phương pháp ngăn ngừa. Vì vậy, để giải quyết vấn đề lắng đọng paraffin cần kết hợp nhiều phương pháp để đạt hiệu quả ngăn ngừa, xử lý cao nhất. Trong đó, ba phương pháp phổ biến được sử dụng trong ngành công nghiệp dầu khí để xử lý, ngăn ngừa lắng đọng paraffin là xử lý nhiệt, cơ học và hóa học.

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" chủ yếu áp dụng các phương pháp xử lý lắng đọng paraffin trong quá trình khai thác như: Xử lý bằng cơ học, xử lý bằng cách tuần hoàn dầu nóng, xử lý bằng hơi nước quá nhiệt. Ngoài ra, ở một số giếng khai thác được lắp đặt hệ thống đường ống bơm định lượng PPD vào dòng dầu khai thác ở độ sâu khoảng 2.000 - 2.500m để hạn chế hình thành lắng đọng paraffin trong ống khai thác. Tuy nhiên, số lượng giếng có

hệ thống đường ống bơm định lượng PPD này rất hạn chế và thường chỉ có ở các giếng được thiết kế sẵn từ lúc hoàn thiện giếng. Việc lắp đặt thêm hệ thống đường ống bơm định lượng PPD rất khó khăn và chi phí cao. Vì vậy, nhóm tác giả đã nghiên cứu ứng dụng phương pháp hấp phụ PPD lên bề mặt đá vỉa và đánh giá khả năng áp dụng cho các giếng chưa được lắp đặt hệ thống đường ống bơm định lượng PPD để ngăn ngừa, ức chế lắng đọng paraffin trong đường ống khai thác.

2. Công nghệ ngăn ngừa lắng đọng paraffin bằng phương pháp hấp phụ PPD lên bề mặt đá vỉa

2.1. Các yếu tố ảnh hưởng đến sự kết tinh và lắng đọng paraffin

Hiện tượng kết tinh paraffin xảy ra khi các phân tử paraffin có trong dầu thô đạt tới giới hạn hòa tan do sự thay đổi điều kiện cân bằng trong dầu, dẫn đến giảm khả năng hòa tan của paraffin. Giới hạn hòa tan của paraffin phụ thuộc vào nhiệt độ, thành phần dầu thô, áp suất... Một số yếu tố ảnh hưởng đến quá trình kết tinh paraffin bằng cách thay đổi giới hạn hòa tan của paraffin trong điều kiện nhiệt độ lên/xuống, một số yếu tố khác lại tạo điều kiện thuận lợi cho lắng đọng xảy ra. Những yếu tố ảnh hưởng tới hiện tượng kết tinh và lắng đọng paraffin gồm:

- Nhiệt độ là yếu tố quan trọng nhất ảnh hưởng tới quá trình kết tinh và lắng đọng paraffin do có ảnh hưởng trực tiếp tới khả năng hòa tan của paraffin. Khả năng hòa tan của paraffin tăng khi nhiệt độ tăng và giảm khi nhiệt độ giảm.

- Thành phần dầu thô gồm các hydrocarbon no, hydrocarbon thơm, nhựa và asphaltene… quyết định khả năng hình thành lắng đọng của các phân tử paraffin trong dầu thô nên ảnh hưởng tới độ ổn định của dầu thô.

- Áp suất: Khi áp suất giảm, các thành phần nhẹ sẽ bị bay hơi ra khỏi pha dầu lỏng, làm giảm khả năng hòa tan paraffin rắn của dầu. Độ hòa tan của paraffin trong dầu giảm khi áp suất giảm.

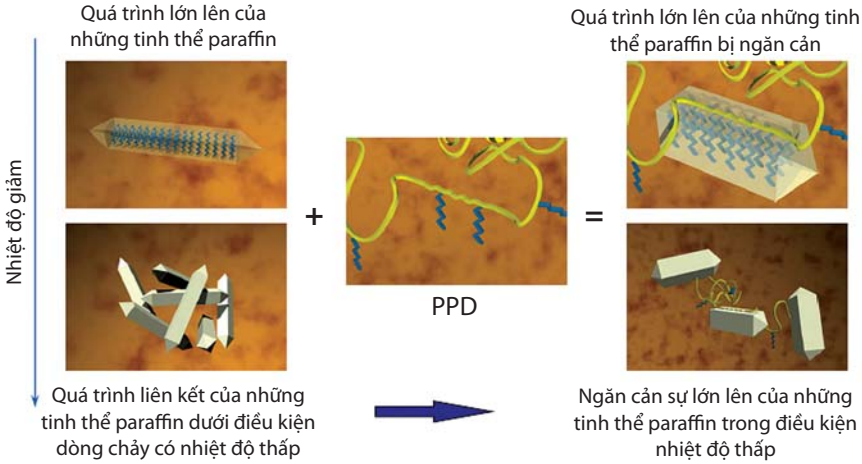
- Ngoài các yếu tố trên, một số yếu tố khác cũng có ảnh hưởng đến sự hình thành lắng đọng paraffin như: vận tốc dòng chảy, tỷ lệ khí - dầu và độ nhám của thành ống. Qua những nghiên cứu trong phòng thí nghiệm, nhóm tác giả thấy rằng, lắng đọng paraffin bị ảnh hưởng trong chế độ chảy tầng nhiều hơn trong chế độ chảy rối.

2.2. Cơ chế tác dụng của PPD và chất trợ hấp phụ (activator)

Các polymer có trong PPD (như Polyvinylacetate, Polyvinylacrylate...) khi hòa tan vào dầu thô sẽ đồng kết tinh với phân tử paraffin (Hình 1), giúp ngăn ngừa sự lớn lên của paraffin trong điều kiện nhiệt độ thấp.

Chất trợ hấp phụ (activator) có khả năng kết tủa hoặc tương tác với PPD ở dạng hòa tan trong dung dịch và di chuyển vào vỉa. Thành phần chính của activator là các alcohol và hỗn hợp của chúng. Khi cho PPD tương tác với activator sẽ xảy ra cơ chế hình thành gel, do hiện tượng kết hợp trong dung dịch polymer và do ái lực của phân tử polymer không giống với các dung môi khác.

Hòa tan PPD trong dung môi để tạo ra dung dịch PPD loãng và các phân tử polymer không thể liên kết với nhau. Do ái lực của phân tử alcohol trong activator và phân tử dung môi trong dung dịch PPD lớn hơn ái lực của phân tử dung môi và phân tử polymer nên khi cho activator vào dung dịch PPD, dung môi sẽ bị tách ra khỏi dung dịch PPD và PPD trở về trạng thái ban đầu là dung dịch polymer đậm đặc. Trong dung dịch đậm đặc, các đại phân tử (phân tử polymer) có thể tác dụng tương hỗ và tạo thành các chất kết hợp khi khả năng va chạm tương đối lớn. Đặc điểm của các chất kết hợp được tạo thành trong dung dịch polymer là nhờ các đại phân tử dài, uốn dẻo nên có thể tham gia vào thành phần của các chất kết hợp khác nhau, tạo thành mạng liên kết không gian trong dung dịch.

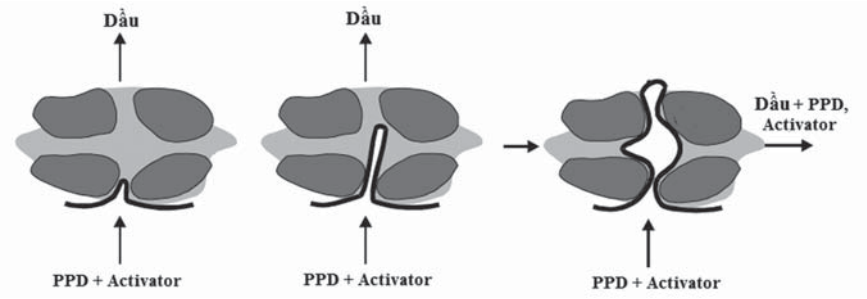


Hình 1. *Cơ chế ngăn ngừa lắng đọng paraffin của PPD*

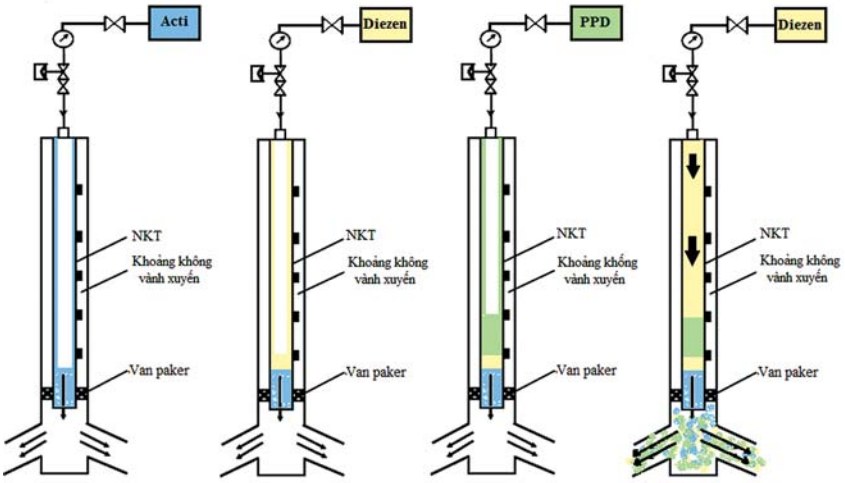
2.3. Công nghệ ngăn ngừa lắng đọng paraffin bằng phương pháp hấp phụ PPD

Công nghệ ngăn ngừa lắng đọng paraffin bằng phương pháp hấp phụ

PPD lên bề mặt đá vỉa ứng dụng khả năng giảm nhiệt độ đông đặc của dầu thô của hóa phẩm PPD và khả năng kết tủa PPD ra khỏi dung dịch của activator. Khi PPD (dạng hòa tan trong dung dịch) và activator tiếp xúc với nhau trong vỉa, lập tức hóa phẩm activator chuyển PPD từ dạng lỏng sang dạng gel, bám trên bề mặt đá vỉa, di chuyển vào các lỗ rỗng của đá vỉa (Hình 2). Khi dòng dầu khai thác chảy qua lớp đá vỉa này, PPD sẽ bị cuốn theo dòng dầu và hòa tan vào dầu thô, làm giảm nhiệt độ đông đặc của dòng dầu thô khai thác ngay trong vỉa. Do đó, ức chế quá trình hình thành lắng đọng paraffin trong ống khai thác.



Hình 2. *Quá trình chui vào bên trong lỗ rỗng đá vỉa của sản phẩm tương tác giữa PPD và hóa phẩm activator*



Hình 3. *Sơ đồ bơm hóa phẩm trong công nghệ ức chế lắng đọng paraffin bằng phương pháp hấp phụ PPD lên bề mặt đá vỉa đọng paraffin cho một giếng khai thác dầu*

2.2.1. Quy trình chế tạo hóa phẩm activator trong phòng thí nghiệm

Nhóm tác giả lựa chọn loại PPD phù hợp với dầu thô của giếng cần xử lý ức chế lắng đọng paraffin. Khảo sát khả năng tương tác của các loại alcohol riêng lẻ với loại PPD đã lựa chọn phù hợp với dầu của giếng cần tiến hành ức chế lắng đọng paraffin (đánh giá nhanh qua lượng gel thu được sau khi ly tâm hỗn hợp sản phẩm tương tác giữa PPD và alcohol và đặc điểm của sản phẩm tương tác). Từ đó, nhóm tác giả xác định các loại alcohol có khả năng tương tác tốt nhất với PPD lựa chọn. Phối trộn các loại alcohol đã lựa chọn được với thành phần và hàm lượng khác nhau để tạo thành các loại hóa phẩm activator khác nhau. Thử nghiệm, đánh giá khả năng tương tác của các mẫu hóa phẩm activator này với hóa phẩm PPD đã lựa chọn được.

2.2.2. Quy trình tiến hành công nghệ ức chế lắng đọng paraffin bằng phương pháp hấp phụ PPD lên bề mặt đá vỉa

Quy trình công nghệ ức chế lắng đọng paraffin được áp dụng cho một giếng khai thác dầu gồm 4 giai đoạn. Giai đoạn 1 là thu thập tài liệu về lịch sử xử lý lắng đọng paraffin của giếng; xác định đặc trưng hóa lý các đối tượng thuộc giếng, nhiệt độ đông đặc dầu, hàm lượng paraffin trong dầu, độ rỗng, độ thấm của đá vỉa; thử nghiệm lựa chọn loại PPD, hóa phẩm activator phù hợp với loại dầu. Tiếp theo là giai đoạn chuẩn bị, lên kế hoạch chi tiết cho cả quá trình áp dụng công nghệ; tính toán, chuẩn bị lượng hóa phẩm cần thiết như: PPD, hóa phẩm activator, dầu diesel; chuẩn bị bơm, thiết bị tạo hơi nước cho xử lý giếng trước khi áp dụng công nghệ, đường ống dẫn từ bơm tới miệng giếng; chuẩn bị nhân lực. Trong giai đoạn 3, tiến hành xử lý giếng bằng thiết bị tạo hơi nước áp lực cao, xử lý bằng dầu nóng, dung môi nóng...; tiến hành bơm ép các hóa phẩm cần thiết để ức chế lắng đọng paraffin theo chương trình bơm đã để ra từ trước. Giai đoạn 4 là theo dõi và đánh giá hiệu quả: theo dõi sản lượng giếng, tốc độ lắng đọng paraffin, theo dõi nhiệt độ lắng đọng của dầu ra khỏi giếng theo sản lượng khai thác; đánh giá hiệu quả kinh tế theo tình hình tiến hành thực tế (đã tính phát sinh trong quá trình tiến hành).

Trong đó, giai đoạn bơm ép xử lý, ngăn ngừa lắng đọng paraffin cần thực hiện 7 bước chi tiết:

- Bước 1: Loại bỏ lắng đọng trong đường ống khai thác.

- Bước 2: Khởi động lại giếng để loại bỏ toàn bộ dung môi hoặc các hóa phẩm sử dụng để làm sạch paraffin đã nhiễm bẩn và những lắng đọng paraffin bị hòa tan tới

thùng chứa (đã chuẩn bị khi lên kế hoạch bơm ép) đến khi không nhìn thấy lắng đọng bằng mắt thường.

- Bước 3: Bơm ép hóa phẩm activator vào giếng với tỷ lệ thể tích cần thiết (tính toán) so với hóa phẩm PPD.

- Bước 4: Bơm diesel hoặc dầu thô vào giếng để tạo ra bề mặt ngăn cách giữa hóa phẩm activator và chất hạ điểm đông đặc PPD.

- Bước 5: Lượng hóa phẩm PPD cần thiết được tính toán trước theo sản lượng giếng cần xử lý. Hóa phẩm PPD đã được pha loãng bằng diesel.

- Bước 6: Bơm ép mạnh diesel hoặc dầu thô vào giếng để đẩy toàn bộ hóa chất đã bơm trước đó vào giếng vào sâu trong vỉa.

+ Bước 7: Đóng giếng trong vòng 24 giờ. Khởi động khai thác trở lại và kiểm soát chất lượng sản phẩm (dầu thô).

Lượng hóa phẩm PPD cần sử dụng cho quá trình ức chế, ngăn ngừa lắng đọng paraffin trong các giếng khai thác bằng phương pháp hấp phụ PPD lên bề mặt đá vỉa được tính theo công thức sau:

$$\text{Thể tích PPD } (m^3) = \frac{(\text{ppm}) \times (\text{Quy}_{\text{dầu}}/\text{ngày đêm})}{(\text{f}) \times (1.000.000)}$$

Trong đó:

ppm: Hàm lượng PPD pha chế cần thiết để hạ nhiệt độ đông đặc của dầu xuống mức cho phép;

(t): Thời gian dự kiến từ lúc tiến hành công nghệ tới khi hóa phẩm hết tác dụng (ngày);

($Q_{dầu}$/ngày đêm): Năng suất dầu của giếng (m^3);

(f): Hệ số lý tưởng, f = 0,55 - 0,66.

Lượng activator/PPD được sử dụng theo tỷ lệ thích hợp.

3. Kết luận

Công nghệ ngăn ngừa, ức chế lắng đọng paraffin trong đường ống khai thác bằng phương pháp hấp phụ PPD lên bề mặt đá vỉa được nghiên cứu hoàn toàn khả thi và có thể áp dụng cho mỏ Bạch Hổ do phù hợp về công nghệ khai thác, đối tượng dầu thô và địa chất của mỏ Bạch Hổ.

Việc áp dụng công nghệ này vừa giúp giảm tần suất xử lý và chi phí xử lý lắng đọng paraffin vừa có thể giúp tăng sản lượng của giếng xử lý (do paraffin không lắng đọng trong đường ống khai thác). Vì vậy, việc đưa công nghệ này vào áp dụng trong thực tế khai thác dầu thô tại Việt Nam sẽ mang lại lợi ích rất lớn và đạt hiệu quả kinh tế cao.

Tài liệu tham khảo

1. Lê Phước Hảo. *Bài giảng công nghệ khai thác dầu khí*. Trường Đại học Bách khoa - Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2006.

2. Nguyễn Hữu Niếu, Trần Vĩnh Diệu. *Hóa lý polymer*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2004.

3. Vietsovpetro. *Tính lại trữ lượng dầu và khí hòa tan mỏ Bạch Hổ đến thời điểm 1/7/2011*. Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển. 2012.

4. H.Ilkin Bilgesu, Sam Ameri, Kashy Aminian, D.E. Della-Guistina. *A study on paraffin deposition and removal characteristics of Jacksonsburg-Stringtown oil, West Virginia*. 1999.

5. Tao Zhu, Jack A.Walker, J.Liang. *Evaluation of wax deposition and its control during production of Alaska North Slope oils*. University of Alaska. 2008.

6. Zoltán E.Heinemann. *Textbook series: Volume 1 - Fluid flow in porous media*. Montanuniversitat Leoben, Petroleum Engineering Department. 2005.

7. Ekeh Modesty Kelechukwu, Hikmat Said S.Al Salim, Abu Azam Mohd Yassin. *Influencing factors governing paraffin wax deposition during crude production*. International Journal of the Physical Sciences. 2010; 5(15): p. 2351 - 2362.

8. James P.Bill, Michael Volk. *Proposal for continued study of paraffin deposition in multiphase flowlines and wellbores*. University of Tulsa. 1999.

9. S.G.Johnsen, S.M.Hanetho, P.Tetlie, S.T.Johansen, M.A.Einarsrud, I.Kaus, C.R.Simon. *Studies of paraffin wax deposition on coated and non-coated steel surfaces*. Proceedings of International Conference on Heat Exchange Fouling and Cleaning, Greece. 5 - 10 June, 2011.

10. Thomas S.Golczynski, Elijah C.Kempton. *Understanding wax problems leads to deepwater flow assurance solutions*. (Deepwater technology trends in offshore oil and gas operations). World oil. 2006.

11. D.Vazquez, G.A.Mansoori. *Analysis of heavy organic deposits*. Department of Chemical Engineering, University of Illinois at Chicago. 2000.

12. G.Ali Mansoori. *Remediation of asphaltene and other heavy organic deposits in oil well and in pipelines*. Reservoir and Petroleum Engineering, SOCAR. 2010.

13. James B.Dobbs. *A unique method of paraffin control in production operations*. Society of Petroleum Engineers (SPE) Rocky Mountain Regional Meeting, Gillette, Wyoming. 15 - 18 May, 1999.

14. Sarkyt E.Kudaibergenov, Alexander G.Didukh, Zhanar E.Ibraeva, Larisa A.Bimendina, Francois Rullens, Michel Devillers, André Laschewsky. *A regular, hydrophobically modified polyampholyte as novel pour point depressant*. Journal of Applied Polymer Science. 2005; 98(5): p. 2101 - 2108.

15. Leo Noll. *Treating paraffin deposits in producing oil wells*. National Institute for Petroleum and Energy Research Bartlesville. 1992.

16. Cem Sarica, Michael Volk. *Tulsa University paraffin deposition projects*. The University of Tulsa, 2004.

Study on application of technology to prevent and inhibit paraffin deposition in low yield gas-lift wells using the method of adsorption of pour point depressant (PPD) additives on the surface of reservoir rocks

Do Quang Thinh, Pham Thanh Dai, Nguyen Khanh Toan
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Vietnamese crude oil is classified as paraffinic with high molecular weight (solid) n-paraffin, which causes paraffin deposition in production tubing and transportation pipelines. This paper presents a technology to prevent and inhibit paraffin deposition in low productive gas-lift wells by using the method of adsorption of PPD additives on the surface of reservoir rocks. The results proved that this technology is compatible with the geological conditions, production methods, and the properties of Bach Ho's crude oil, and can be used for wellbores which have not been equipped with PPD dosing pump systems.

Key words: *Paraffin deposition, pour point depressant, gas-lift well, Bach Ho field.*

NGHIÊN CỨU BIẾN TÍNH BENTONITE ĐỂ XỬ LÝ NƯỚC THẢI NHIỄM DẦU TRONG CÔNG NGHIỆP DẦU KHÍ

ThS. Vũ An, ThS. Phan Trọng Hiếu
ThS. Hoàng Mai Chi, TS. Nguyễn Tuấn Anh
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Trong bài báo này, nhóm tác giả đã nghiên cứu biến tính bentonite Bình Thuận bằng quá trình trao đổi các cation kim loại trong cấu trúc của bentonite với các cation ammonium hữu cơ (amin bậc 4) có mạch hydrocarbon dài để tăng mức độ ưa dầu cho bề mặt hấp phụ, nâng cao hiệu quả xử lý nước thải nhiễm dầu trong công nghiệp khai thác dầu khí. Các mẫu nước thải nhiễm dầu nhân tạo được mô phỏng trong phòng thí nghiệm của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) với hàm lượng dầu trong nước thải dao động từ 230 - 1.510mg/l. Từ kết quả phân tích đặc trưng sản phẩm bentonite biến tính (phương pháp vật lý XRD, FTIR, TGA) và thử nghiệm tính năng xử lý nước thải với các hàm lượng dầu khác nhau đưa ra điều kiện tối ưu để tổng hợp sản phẩm: tỷ lệ amin/bentonite 15%, nhiệt độ 40°C, thời gian 5 giờ và pH = 4. Bentonite biến tính hữu cơ (VPI-CL) có tính năng tương đương sản phẩm thương mại CETCO-RM10, hàm lượng dầu trong nước thải sau xử lý giảm xuống dưới 10ppm.

Từ khóa: *Biến tính bentonite, xử lý nước thải nhiễm dầu.*

1. Giới thiệu

Nước thải từ các công trình dầu khí trên biển chủ yếu là nước khai thác có thành phần đặc trưng gồm cặn cơ học (cát, sản phẩm ăn mòn…), các hợp chất hữu cơ (dầu thô), hóa phẩm khai thác (chất hoạt động bề mặt, chất ức chế ăn mòn, chất diệt khuẩn…). Hàm lượng dầu trong nước thải giàn khoan thường dao động từ 100 - 500mg/l, có khi lên tới 3.000mg/l [2, 9 - 11].

Nhằm đáp ứng tiêu chuẩn về môi trường, nước thải từ các công trình dầu khí trên biển sẽ được xử lý để giảm hàm lượng dầu xuống ngưỡng cho phép trước khi thải xuống biển (theo QCVN 35:2010/BTNMT là 40mg/l) [4]. Hiện nay, Viện Dầu khí Việt Nam đang triển khai nghiên cứu công nghệ nâng cao hiệu quả xử lý nước thải giàn khoan với mục tiêu giảm hàm lượng dầu xuống dưới 10 mg/l (QCVN 40:2011/BTNMT) [3]. Trong đó, công nghệ hấp phụ sử dụng hợp chất bentonite biến tính với amin bậc 4 (hexadecyltrimethyl ammonium bromide) là giải pháp làm sạch nước thải nhiễm dầu đạt hiệu quả kinh tế cao, đáp ứng được các yêu cầu khắt khe môi trường [12, 13]. Ưu điểm của phương pháp xử lý nước thải sử dụng bentonite biến tính là khả năng nhả dầu bị hấp phụ rất thấp theo thời gian nên có thể thải bỏ tại chỗ bentonite đã qua sử dụng.

Bản chất của quá trình biến tính là phản ứng trao đổi ion giữa bentonite và muối ammonium bậc 4. Do đó, nhóm tác giả lựa chọn bentonite Bình Thuận để chế tạo vật liệu xử lý nước thải do nó có khả năng trao đổi ion một cách dễ dàng (trong mạng lưới có nhiều cation hóa trị 1: Na^+, K^+) [5, 13, 14].

2. Quy trình biến tính bentonite và phương pháp phân tích

2.1. Vật liệu

Vật liệu: Bentonite Bình Thuận, Cethyl Trimethyl Ammonium Bromide - CTAB, NaOH 0,1N, HCl 0,1N và nước thải nhiễm dầu (hàm lượng dầu 230 - 1.510mg/l).

2.2. Quy trình biến tính bentonite và đánh giá chất lượng

Cho 3g bentonite vào 100ml nước, khuấy trong 5 giờ để sét trương nở tối đa, tạo huyền phù bentonite trong nước. Vừa khuấy, vừa cho dung dịch muối ammonium bậc 4 vào huyền phù bentonite ở nhiệt độ và thời gian xác định trên máy khuấy từ gia nhiệt. Lọc rửa phần chất rắn nhiều lần bằng dung dịch rượu: nước với tỷ lệ thể tích 1:1. Chất rắn không qua lọc được làm khô trong tủ sấy với thời gian 24 giờ ở 80°C, sau đó, đưa vào bình hút ẩm trong 2 giờ rồi lấy ra nghiền mịn sản phẩm.

Bảng 1. *Thành phần hóa học của bentonite Bình Thuận*

Thành phần hóa học	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	TiO_2	FeO	CaO	MgO	K_2O	Na_2O	CO_2
Hàm lượng (% trọng lượng)	68,4	9,26	2,1	0,49	0,48	5,8	1,51	1,26	1,87	3,31

Bảng 2. *Đặc tính hóa lý của CTAB*

Tên chỉ tiêu	Đơn vị	Yêu cầu đạt
Khối lượng riêng ở 20°C	g/cm^3	0,97 - 0,98
Nhiệt độ nóng chảy	°C	237 - 243
Nồng độ Micelle tới hạn (CMC)	mM	0,92 - 1
pH (dung dịch 10%)	-	2,8 - 3,2

Cho 15g bentonite biến tính vào 1 lít mẫu nước thải nhiễm dầu. Hỗn hợp được khuấy trộn bằng máy khuấy điện với tốc độ và thời gian xác định. Sau đó, lọc chân không để tách bentonite biến tính khỏi nước thải. Phần nước lọc được dùng để phân tích hàm lượng dầu bằng phương pháp biểu đồ phân bố 5520B - 1995.

Khả năng hấp phụ dầu của vật liệu được xác định bởi công thức:

$$Q_d = \frac{(C_0 - C)V}{m}$$

Trong đó:

Q_d: Độ hấp phụ dầu của vật liệu (ppm/g);

C_o và C: Nồng độ dầu trong nhũ tương ban đầu và nhũ tương sau khi xử lý (ppm);

V: Thể tích nhũ tương (l)

m: Khối lượng bentonite sử dụng (g).

2.2. Phương pháp phân tích

2.2.1. Phương pháp nhiễu xạ tia X (XRD) [1, 13, 14]

Xác định cấu trúc lớp bentonite và khoảng cách giữa các lớp (d_{001}) dựa vào vị trí peak nhiễu xạ trên giản đồ XRD. Sử dụng máy Rơnghen Siemens (Đức) trong điều kiện ống phát tia bằng Cu, bước sóng Kα = 1,5046Å, cường độ ống phát 35mA, điện áp 40KV, góc quét 2θ thay đổi từ 3 - 65°, phím lọc Ni để xác định phổ nhiễu xạ Rơnghen của mẫu bentonite.

2.2.2. Phương pháp phổ hấp thụ hồng ngoại (IR) [1, 13, 14]

Phương pháp phổ hồng ngoại được dùng để xác định các nhóm chức đặc trưng trong cấu trúc của bentonite và sét hữu cơ. Mức độ hấp phụ bức xạ hồng ngoại của các mẫu bentonite và sét hữu cơ tùy thuộc vào tần số dao động của các nhóm chức trong thành phần cấu trúc. Các mẫu bentonite và sét hữu cơ được sấy khô, nghiền mịn với KBr tinh khiết, ép viên và đo mẫu. Mẫu được ghi trên máy phổ hồng ngoại GX-PerkinElmer-USA trong vùng từ 400 - 4.000cm^{-1}.

2.2.3. Phương pháp phân tích nhiệt khối lượng [1, 13, 14]

Hàm lượng hữu cơ trong sét hữu cơ (%) của cation ammonium hữu cơ vào bentonite được xác định bằng hiệu các peak mất khối lượng trên giản đồ phân tích nhiệt của mẫu sét được chế hóa khi có mặt và không có mặt muối amoni. Giản đồ phân tích nhiệt của các sản phẩm sét hữu cơ và mẫu bentonite Bình Thuận (dùng để so sánh) được nhóm tác giả ghi trên máy Labsys TG/DSC Setaram (Pháp) với khoảng ghi từ nhiệt độ phòng đến 800°C, tốc độ nâng nhiệt độ 50°C/phút.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Đặc trưng của bentonite hữu cơ hóa

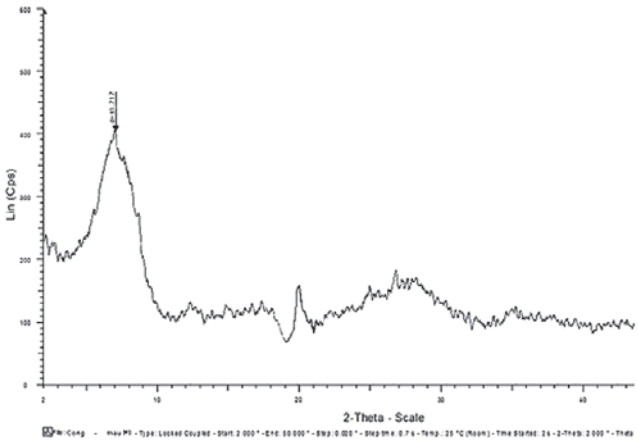
- *Kết quả đo nhiễu xạ tia X*

Cấu trúc lớp của bentonit và khoảng cách giữa các lớp (d_{001}) được xác định dựa vào vị trí đỉnh (peak) nhiễu xạ trên giản đồ XRD. Hình 1 và 2 biểu diễn giá trị d_{001} của bentonite tự nhiên và bentonite biến tính.

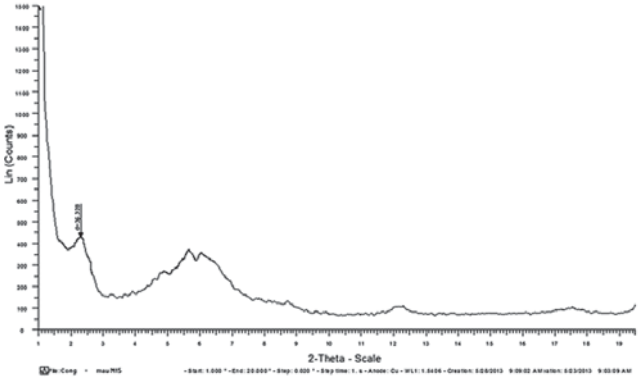
Đặc trưng của bentonite biến tính được khảo sát phân tích nhiễu xạ tia X (XRD) khoảng cách cơ sở d_{001}. Giá trị d_{001} này được dịch chuyển từ 11,717 sang 36,326A° tương ứng với sự chuyển hóa từ bentonite tự nhiên sang bentonite biến tính.

- *Phổ hồng ngoại (IR)*

Hình 3 và 4 là phổ IR của các mẫu bentonite tự nhiên



Hình 1. *Phổ nhiễu xạ tia X (XRD) của bentonite tự nhiên*



Hình 2. *Phổ nhiễu xạ tia X (XRD) của bentonite biến tính*

và bentonite biến tính. Bentonite tự nhiên có các peak đặc trưng cho khoáng sét smectitic tại 470,6; 524,6; 749,62; 918,05; 1033,77; 1635,52; 3417 và 3625,92cm^{-1} và không có các peak đặc trưng cho các nhóm hữu cơ ở 1464, 2827 (CH_2, CH_3), 2.909cm^{-1}(CH). Bentonite biến tính có các peak đặc trưng cho các khoáng sét, dù mật độ thấp. Đây là dấu hiệu đặc trưng cho tính ưa dầu của bentonite biến tính. Các peak của betonite biến tính đặc trưng cho các nhóm hữu cơ tại các số sóng 1473,51; 2854,45 và 2923,88cm^{-1}, rõ rệt hơn so với các peak ở bentonite tự nhiên. Các số sóng ứng với các nhóm CH_3; CH_2 và CH khẳng định nhóm alkylammonium được chèn vào giữa các lớp khoáng sét, cường độ thấp của các peak đặc trưng khoáng sét cho thấy bản chất ưa dầu của bentonite biến tính.

- *Phân tích nhiệt khối lượng (TGA)*

Từ giản đồ TGA cho thấy, mẫu bentonite thông thường bắt đầu phân hủy ở nhiệt độ 130,9°C (Hình 5), khối lượng giảm 10,47% (có thể là sự mất nước vật lý bình thường). Tại nhiệt độ 469,67°C xảy ra sự mất nước hoàn toàn trong cấu trúc của bentonite, khối lượng giảm 47,63%.

Trên giản đồ TGA của bentonie biến tính bằng CTAB (Hình 6) có 3 hiệu ứng mất khối lượng: tại nhiệt độ 112,47°C (khối lượng giảm 2,63%) có thể là sự mất nước vật lý bình thường, tại nhiệt độ 293,97°C (khối lượng giảm 15,71%) có thể do CTAB có trong bentonite phân hủy và tại nhiệt độ 436,39°C (khối lượng giảm 27,73%) là sự mất nước hoàn toàn trong cấu trúc bentonite.

Ngoài 2 lần giảm khối lượng (do sự mất nước vật lý và mất nước cấu trúc trong mạng lưới bentonite) giống giản đồ TGA của bentonite ban đầu, giản đồ TGA của bentonite được biến tính bằng CTAB có thêm 1 giai đoạn giảm khối lượng do quá trình phân hủy CTAB.

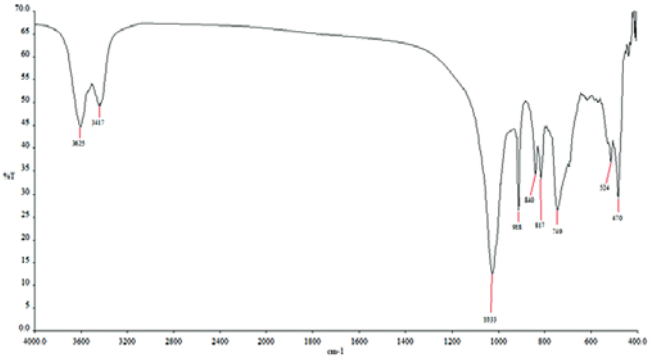
3.2. Khảo sát các yếu tố ảnh hưởng đến khả năng tách dầu của bentonite biến tính hữu cơ

Trong Bảng 3, nhóm tác giả khảo sát các yếu tố ảnh hưởng đến quá trình biến tính bentonite bởi tác nhân amin bậc 4 (CTAB).

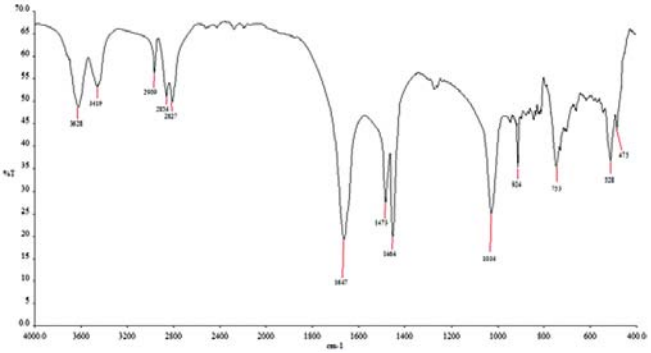
Sản phẩm thu được sau đó được đo phổ nhiễu xạ tia X để xác định khoảng cách d_{001} giữa các lớp bentonite và xác định khả năng hấp phụ dầu trong nước theo quy trình ở phần trên.

3.2.1. Ảnh hưởng của tỷ lệ amin/bentonite

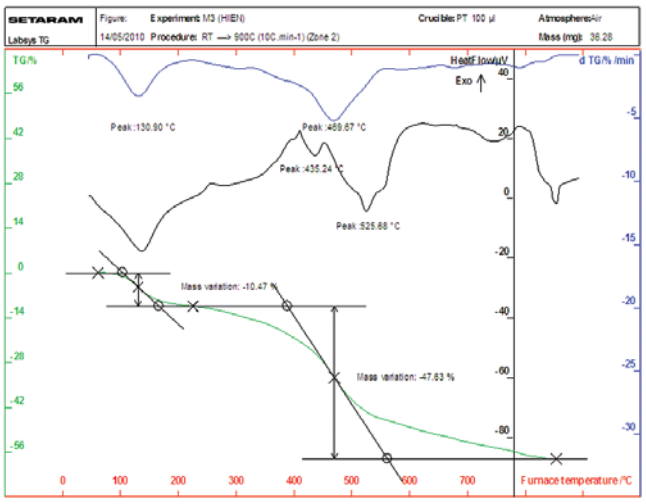
Theo Hình 7, khi tỷ lệ tác nhân chèn lớp/bentonite tăng thì khả năng hấp phụ dầu của vật liệu tăng. Khả năng



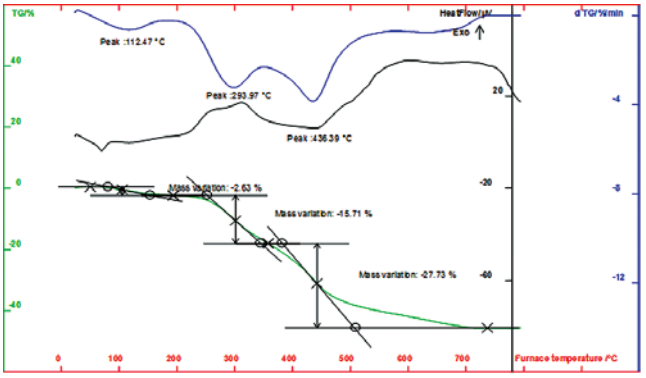
Hình 3. *Phổ IR của bentonite tự nhiên*



Hình 4. *Phổ IR của bentonite biến tính*



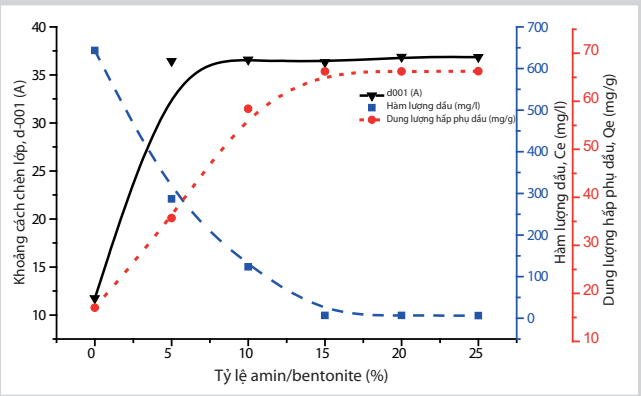
Hình 5. *Giản đồ TGA của mẫu bentonite ban đầu*



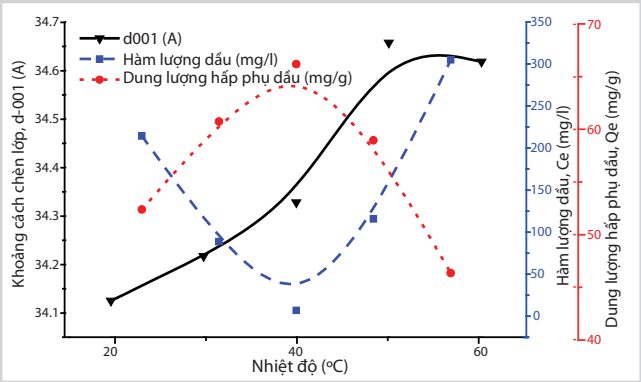
Hình 6. *Giản đồ TGA của mẫu bentonite biến tính bằng CTAB*

Bảng 3. *Các thông số ảnh hưởng tới quá trình biến tính bentonite*

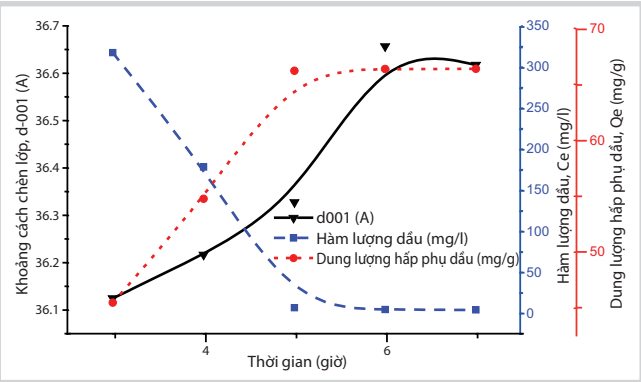
TT	Thông số	Đơn vị	Giá trị
1	Tỷ lệ amin/bentonite	%	0 - 25
2	Nhiệt độ	°C	20 - 60
3	Thời gian	giờ	3 - 7
4	pH	-	2 - 6



Hình 7. *Độ hấp phụ dầu khi tỷ lệ tác nhân chèn lớp/bentonite thay đổi*



Hình 8. *Độ hấp phụ dầu của bentonite hữu cơ khi nhiệt độ huyền phù hữu cơ thay đổi*



Hình 9. *Độ hấp phụ dầu khi thời gian khuấy thay đổi*

hấp phụ dầu của bentonite hữu cơ đạt 35,68mg/g (chèn lớp 5% CTAB) và tăng lên 58,44mg/g (chèn lớp bởi 10% CTAB). Khi tăng tỷ lệ tác nhân chèn lớp/bentonite, số lượng các phân tử hữu cơ đi vào giữa các lớp bentonite tăng lên khiến các lớp bentonite ưa dầu hơn nên dễ dàng hấp phụ các phân tử dầu có trong nước. Khả năng hấp phụ dầu của vật liệu gần như không thay đổi khi tỷ lệ tác nhân chèn lớp/bentonite vượt quá 15%.

Khoảng cách d_{001} không thay đổi khi tỷ lệ tác nhân chèn lớp/bentonite tăng lên. Giá trị d_{001} giữa các lớp bentonite khi được biến tính bằng CTAB ở khoảng 36 - 37Å đối với các giá trị tỷ lệ CTAB/bentonite. Nguyên nhân khiến khoảng cách d_{001} tăng lên là do phân tử CTAB chen vào giữa các lớp bentonite. Khi tỷ lệ CTAB/bentonite tăng thì số phân tử này cũng tăng lên, nhưng không xếp chồng lên nhau để làm tăng khoảng cách giữa các lớp bentonite. Vì vậy, khoảng cách d_{001} của bentonite được biến tính bởi 5% CTAB không khác biệt nhiều so với bentonite được biến tính bởi 15% CTAB.

Từ kết quả nghiên cứu, nhóm tác giả kết luận tác nhân chèn lớp phù hợp là CTAB và tỷ lệ tác nhân chèn lớp/bentonite là 15%.

3.2.2. Ảnh hưởng của nhiệt độ huyền phù

Kết quả nghiên cứu (Hình 8) cho thấy, khi nhiệt độ tăng thì khả năng hấp phụ dầu của bentonite hữu cơ tăng. Khi nhiệt độ tăng, tốc độ chuyển động của các phân tử tác nhân chèn lớp tăng theo khiến phản ứng trao đổi ion giữa cation ammonium bậc 4 và ion H^+ trong mạng lưới của lớp bentonite xảy ra nhanh hơn, nhiều tác nhân chèn lớp được đưa vào giữa các lớp bentonite. Điều này khiến cho d_{001} tăng lên làm khả năng hấp phụ dầu của bentonite tăng theo.

Tuy nhiên, khi nhiệt độ tiếp tục tăng, các cation ammonium bậc 4 có xu hướng di chuyển khỏi mạng lưới của bentonite. Khi đạt nhiệt độ nhất định (40°C), hai phản ứng này cân bằng, lượng ammonium bậc 4 có trong các lớp bentonite không thay đổi, tức là độ hấp phụ dầu không thay đổi.

Như vậy, nhiệt độ thích hợp của huyền phù là 40°C.

3.2.3. Ảnh hưởng của thời gian khuấy trộn

Theo kết quả thu được, độ hấp phụ dầu tăng khi thời gian khuấy giữa tác nhân chèn lớp và bentonite tăng lên. Độ hấp phụ dầu đạt 45,5 mg/g với thời gian khuấy 3 giờ và tăng lên 54,78 mg/g khi thời gian khuấy là 4 giờ. Khi tăng thời gian khuấy, số lượng tác nhân chèn lớp giữa các lớp bentonite tăng lên khiến bentonite ưa hữu cơ hơn và tăng khả năng hấp phụ dầu. Tuy nhiên, khi thời gian khuấy vượt quá 5 giờ thì độ hấp phụ dầu của vật liệu gần như không thay đổi và đạt giá trị ổn định khoảng 66,21mg/g. Sau 5 giờ, quá trình trao đổi ion giữa CTAB và bentonite đạt đến độ bão hòa, nếu tiếp tục tăng thời gian

thì khả năng hấp phụ dầu không thay đổi (Hình 9). Do vậy, thời gian thích hợp cho quá trình khuấy giữa huyền phù và tác nhân chèn lớp là 5 giờ.

3.2.4. Ảnh hưởng của pH (dung dịch CTAB)

Theo kết quả nghiên cứu, độ hấp phụ dầu của vật liệu giảm xuống khi giá trị pH của dung dịch CTAB tăng. Độ hấp phụ dầu đạt khoảng 66,21mg/g khi pH = 4, giảm xuống còn 49,71mg/g với pH = 5 và tiếp tục giảm xuống 24,32mg/g khi pH = 6, gần xấp xỉ với bentonite chưa biến tính (Hình 10). Nguyên nhân do khi pH tăng, số lượng các cation ammonium bậc 4 trong dung dịch CTAB giảm, số lượng các cation ammonium bậc 4 tham gia vào phản ứng trao đổi ion với bentonite ít đi, dẫn đến khả năng hấp phụ dầu của vật liệu giảm. Khi pH = 6 thì bentonite không có khả năng bị biến tính bằng CTAB (khoảng cách d và độ hấp phụ dầu tương đương với bentonite chưa bị biến tính). Độ hấp phụ dầu của vật liệu gần như không đổi khi giá trị pH < 4. Như vậy, giá trị pH thích hợp cho dung dịch CTAB = 4.

Kết quả nghiên cứu các yếu tố ảnh hưởng đến quá trình hữu cơ hóa bentonite được thể hiện trong Bảng 4.

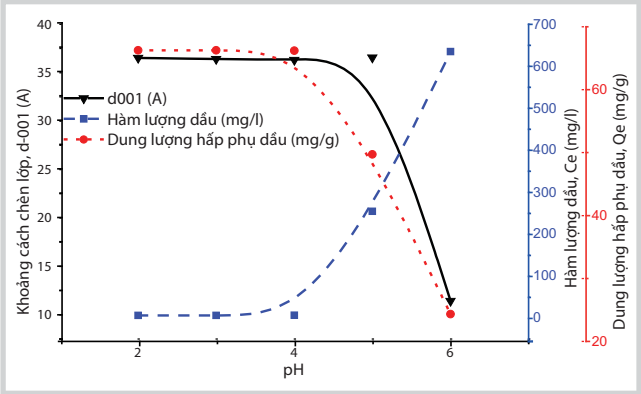
3.3. Đánh giá tính năng của hợp chất bentonite biến tính hữu cơ

3.3.1. Ảnh hưởng của nồng độ sử dụng của bentonite biến tính

Ảnh hưởng của nồng độ bentonite biến tính (VPI-CL; CETCO RM-10) lên khả năng hấp phụ dầu trong nước thải được tiến hành khảo sát ở hai giá trị có hàm lượng dầu ban đầu là 1.510mg/l và 230mg/l trong cùng điều kiện thí nghiệm với tốc độ máy khuấy 450 vòng/phút và thời gian xử lý 1 giờ.

Các Hình 11 - 12 biểu diễn ảnh hưởng của nồng độ bentonite biến tính được sử dụng (2g/l, 5g/l, 10g/l, 15g/l và 20g/l) đến hàm lượng dầu trong nước thải. Kết quả cho thấy, hàm lượng dầu trong các mẫu nước thải giảm xuống nhanh chóng khi hàm lượng bentonite biến tính (VPI-CL, CETCO RM-10) sử dụng tăng lên cho đến khi đạt tới giá trị khoảng 2g/l. Sau đó, khi tiếp tục tăng nồng độ bentonite biến tính lên 5 - 20g/l thì hàm lượng dầu trong nước thải tiếp tục giảm nhẹ và đạt tới giá trị ổn định khoảng 1mg/l (thấp hơn rất nhiều so với 10mg/l theo quy chuẩn nước thải công nghiệp QCVN 40:2011/BTNMT). Hiệu suất tách dầu cao nhất đạt 99,93% ứng với nồng độ bentonite biến tính được sử dụng khoảng 15 g/l.

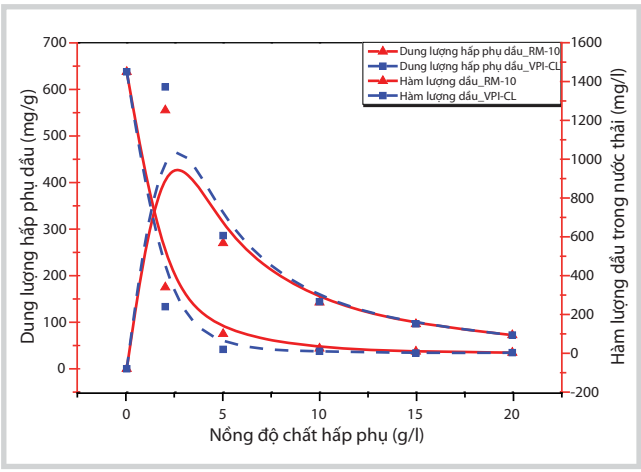
Kết quả nghiên cứu (Hình11 và 12) cho thấy bentonite biến tính hữu cơ có thể được sử dụng hiệu quả để loại bỏ dầu (230 - 1.510mg/l) trong nước thải.



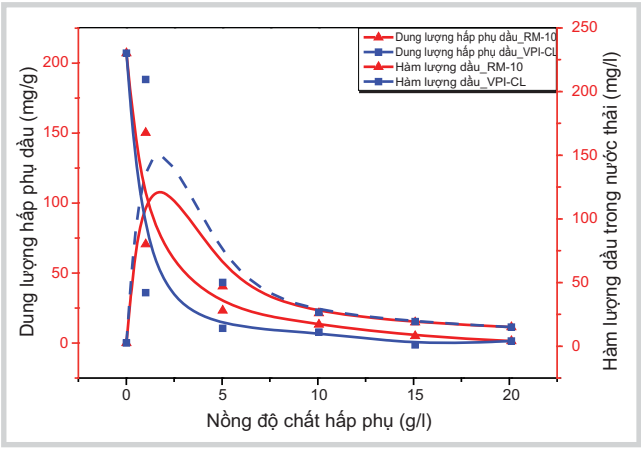
Hình 10. *Độ hấp phụ dầu của bentonite khi pH của dung dịch CTAB thay đổi*

Bảng 4. *Các thông số tối ưu đối với quá trình biến tính bentonite*

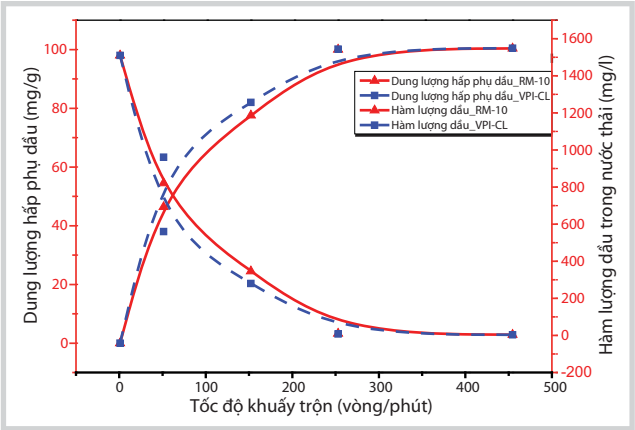
TT	Thông số	Đơn vị đo	Giá trị
1	Tỷ lệ amin/bentonite	%	15
2	Nhiệt độ	°C	40
3	Thời gian	Giờ	5
4	pH	-	4



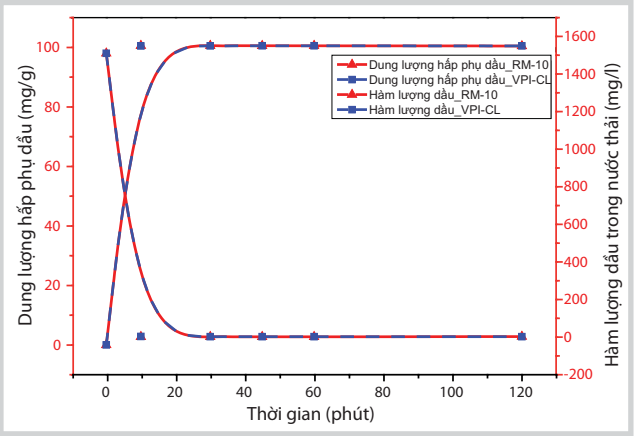
Hình 11. *Ảnh hưởng của nồng độ chất hấp phụ lên hàm lượng dầu trong nước thải (C_o = 1.510mg/l)*



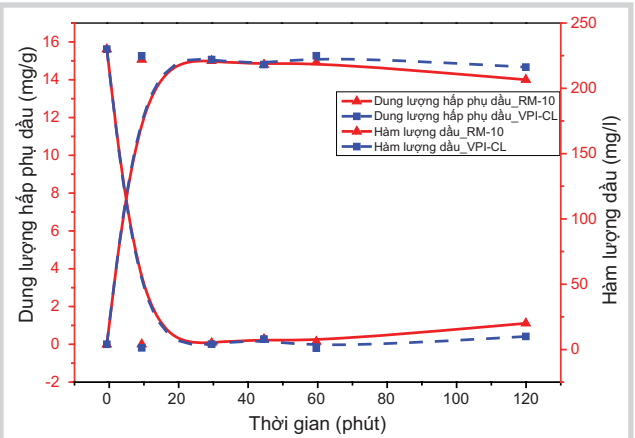
Hình12. *Ảnh hưởng của nồng độ chất hấp phụ lên hàm lượng dầu trong nước thải (C_o = 230mg/l)*



Hình 13. *Ảnh hưởng của tốc độ khuấy lên khả năng hấp phụ dầu*



Hình 14. *Thời gian cân bằng hấp phụ dầu bởi VPI-CL(C_o = 1.510mg/l)*



Hình 15. *Thời gian cân bằng hấp phụ dầu bởi VPI-CL (C_o = 230mg/l)*

3.3.2. Ảnh hưởng của tốc độ khuấy

Ảnh hưởng của tốc độ khuấy trộn đến khả năng hấp phụ dầu của bentonite biến tính (VPI-CL và CETCO RM-10) được tiến hành khảo sát tại 4 giá trị của tốc độ khuấy trộn 50, 150, 250, và 450 vòng/phút. Các thí nghiệm được khảo sát theo tại giá trị nồng độ dầu ban đầu là 1.510mg/l trong khoảng thời gian khuấy trộn là 0,5 giờ và lượng VPI-CL sử dụng là 15g trong 1 lít nước thải.

Hình 13 biểu diễn ảnh hưởng của tốc độ khuấy trộn đến khả năng hấp phụ dầu với nồng độ dầu ban dầu trong nước thải là 1.510mg/l. Nồng độ dầu giảm mạnh xuống dưới 8mg/l khi tốc độ khuấy đạt trên 250 vòng/phút và tiếp tục giảm xuống 3,2mg/l ở tốc độ khuấy 450 vòng/phút.

Kết quả thí nghiệm cho thấy hàm lượng dầu giảm khi tốc độ khuấy trộn tăng, do làm giảm trở lực đối với quá trình chuyển khối của dầu từ trong lòng thể tích nước thải đến bề mặt bentonite biến tính. Trở lực đối với quá trình chuyển khối do lớp khuếch tán bao quanh từng phần tử bentonite hữu cơ. Cơ chế chuyển khối của quá trình hấp phụ dầu bởi bentonite biến tính là một quá trình hai giai đoạn và có thể được mô tả như sự khuếch tán dầu từ trong lòng thể tích nhũ tương dầu/nước tới bề mặt bentonite biến tính và hấp phụ dầu trong cấu trúc xốp của bentonite biến tính.

3.3.3. Ảnh hưởng của thời gian

Ảnh hưởng của thời gian xử lý tới khả năng hấp phụ dầu của bentonite biến tính (VPI-CL và CETCO RM-10) được tiến hành thí nghiệm ở hai giá trị hàm lượng dầu ban đầu trong nước thải tương ứng là 1.510mg/l và 230mg/l trong cùng điều kiện thí nghiệm với nồng độ bentonite biến tính là 15g/l, tốc độ khuấy trộn 450 vòng/phút.

Các đồ thị Hình 14 và 15 biểu diễn ảnh hưởng của thời gian xử lý đến khả năng hấp phụ dầu trong nước thải của bentonite biến tính tương ứng với nồng độ dầu ban đầu lần lượt là 1.510 và 230mg/l.

Kết quả cho thấy hàm lượng dầu trong nước thải giảm xuống rất nhanh trong vòng 10 phút xử lý với bentonite biến tính. Sau đó, hàm lượng dầu tiếp tục giảm dần tới giá trị ổn định là 1,6mg/l và 1,2mg/l tương ứng với các nồng độ dầu ban đầu lần lượt là 1.510 và 230mg/l trong vòng 30 phút. Sự hấp phụ dầu bởi bentonite biến tính xảy ra theo hai giai đoạn hấp phụ nhanh và chậm. Ở giai đoạn nhanh (10 phút đầu) dầu trong nước thải khuếch tán từ trong dung dịch tới bề mặt bentonite biến tính. Sau đó, dầu trên bề mặt bentonite biến tính tiếp tục khuếch tán chậm vào trong các mao quản của bentonite biến tính cho tới đạt trạng thái bão hoà.

4. Kết luận

Nhóm tác giả đã nghiên cứu, tối ưu hóa điều kiện biến tính bentonite với tác nhân amin bậc 4 - CTAB (VPI-CL) có khả năng xử lý triệt để các hydrocarbon độc hại trong nước khai thác trước khi thải ra môi trường: tỷ lệ amin/bentonite 15/100, nhiệt độ 40°C, thời gian 5 giờ; pH = 4. Đồng thời, nhóm tác giả nghiên cứu điều kiện làm việc hiệu quả (khả năng tách dầu) của sản phẩm bentonite

biến tính: nhiệt độ thường, nồng độ 2 - 15g/l, tốc độ khuấy trộn 450 vòng/phút, thời gian 10 - 30 phút.

Kết quả thử nghiệm cho thấy, sản phẩm VPI-CL có hiệu quả xử lý dầu tương đương sản phẩm nhập ngoại (CETCO RM-10), giúp giảm hàm lượng dầu sau xử lý xuống dưới 10ppm.

Các kết quả nghiên cứu đánh giá khả năng xử lý nước thải giàn khoan bằng hệ hóa phẩm bentonite biến tính hữu cơ (VPI-CL) cho thấy công nghệ xử lý đơn giản dễ áp dụng (khuấy trộn), thời gian xử lý nhanh (10 phút) đảm bảo đáp ứng quá trình vận hành trên giàn, giảm thiểu kích thước trang thiết bị xử lý phù hợp với không gian làm việc hạn chế trên giàn. Trong trường hợp xử lý nước thải trên bờ, có thể hoàn nguyên thu hồi bentonite để tái sử dụng.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Hữu Đĩnh, Trần Thị Đà. *Ứng dụng một số phương pháp phổ nghiên cứu cấu trúc phân tử*. Nhà xuất bản Giáo dục. 1999.

2. Lê Hồng Quân. *Khảo sát và đề xuất phương án xây dựng cơ sở xử lý chất thải dầu khí khu vực Đông Nam Bộ*. Tạp chí Dầu khí. 2009; 9: trang 43 - 52.

3. Bộ Tài nguyên và Môi trường. *Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia về nước thải công nghiệp*. QCVN 40:2011/BTNMT. 28/12/2011.

4. Bộ Tài nguyên và Môi trường. *Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia về nước khai thác thải từ các công trình dầu khí trên biển*. QCVN 35: 2010/BTNMT. 29/12/2010.

5. Thân Văn Liên và nnk. *Làm giàu, làm sạch và hoạt hóa bentonite Di Linh - Lâm Đồng và bentonite Tuy Phong, Bình Thuận*. Hội nghị Khoa học và Công nghệ hạt nhân toàn quốc lần thứ VI, Đà Lạt. 10/2005.

6. G.R.Alther. *Hazardous materials management*. 1996: p. 45 - 47.

7. S.R.J.Robbins. *Standard methods for examination of water and wastewater (19th edition)*. American Public Health Association. 1995.

8. G. R.Alther. *Environmental solutions*.1996; 9: p. 22 - 25.

9. Chiraq V.Patel. *Management of produced water in oil and gas operations.* Master's thesis, Texas A&M University. 2004.

10. J.Daniel Arthur, Bruce G.Langhus, Chirag Patel. *Technical summary of oil & gas produced water treatment technologies*. All Consulting, LLC. 2005.

11. E.J.Sullivan, R.S.Bowman, L.Katz, K.Kinney. *Water treatment technology for oil and gas produced water*. VCH Publishers, Inc. 2004.

12. Ruben G.Carbonell. *Adsorption technology: A step-by-step approach to process evaluation and application.* AIChE Journal. 1986; 32(5): p. 875 - 876.

13. W.F.Janes, S.A.Boyd. *Clays and clay minerals*. 1991: p. 39, 428 - 436.

14. G.Lagaly. *Clay organic reactions, interactions.* Philosophical Transactions. Royal Society, England. 1984.

Study on structural modification of bentonite for oily water treatment in the oil and gas industry

Vu An, Phan Trong Hieu, Hoang Mai Chi, Nguyen Tuan Anh
Vietnam Petroleum Institute

Summary

The present study deals with the removal of oil from wastewater by organoclay in offshore processing platforms. The organoclay was prepared by combination of Binh Thuan bentonite with quaternary amine (hexadecyltrimethylammonium bromide). The wastewater samples were obtained from the preparation of artificial oily water in the Vietnam Petroleum Institute's laboratory, with the initial oil concentration of wastewater within a maximum range of 230-1510 mg/l.

XRD, TGA, and FTIR diagram of the prepared organoclay showed a considerable difference from those for natural bentonite which indicates the exchange of quaternary amine with Na+, K+ ions at the surface of bentonite. The concentration of oil in the wastewater samples decreased below 10 mg/l after treatment with organoclay. The results of processing wastewater with different oil concentrations showed that the optimal conditions for preparing organoclays are as followed: percentage of amine/bentonite: 15%, temperature: 40° C, time: 5h and pH: 4. On the evaluation of treating standard oily water samples, the same degree of oil decreasing ability was observed with the prepared bentonite and a commercial chemical (CETCO RM-10).

Key words: *Structural modification of bentonite, oily water treatment.*

ĐỊNH HƯỚNG VỀ CƠ CHẾ, CHÍNH SÁCH KHUYẾN KHÍCH NHÀ THẦU DẦU KHÍ ĐẦU TƯ CÁC DỰ ÁN NÂNG CAO THU HỒI DẦU

TS. Phan Ngọc Trung, TS. Nguyễn Hữu Trung, ThS. Phạm Kiều Quang
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Việc triển khai giải pháp nâng cao thu hồi dầu giúp nâng cao sản lượng khai thác, song đòi hỏi chi phí lớn, tiềm ẩn nhiều rủi ro do phụ thuộc vào việc lựa chọn phương pháp phù hợp, thời điểm áp dụng phương pháp nâng cao thu hồi dầu (EOR) và yếu tố "may mắn". Ngoài việc xác định các mỏ dầu có áp dụng được kỹ thuật EOR hay không, còn phải tính đến yếu tố kinh tế của dự án EOR. Trong khi đó, Việt Nam chưa có cơ chế, chính sách ưu đãi cho việc áp dụng EOR, do đó cần phải có một hành lang pháp lý để khuyến khích và tạo sự chủ động cho các nhà thầu sớm nghiên cứu ứng dụng giải pháp EOR. Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu tổng quan và thống nhất khái niệm về EOR, đồng thời đề xuất định hướng chính sách khuyến khích nhà thầu dầu khí đầu tư các dự án EOR ở Việt Nam.

Từ khóa: *Cải thiện thu hồi dầu, nâng cao thu hồi dầu, khai thác tam cấp.*

1. Định nghĩa về nâng cao thu hồi dầu

Các phương pháp EOR được áp dụng rộng rãi từ những năm 60, 70 và đầu những năm 80 của thế kỷ XX do giá dầu tăng cao, cần nâng cao sản lượng và hiệu quả khai thác mỏ. Thuật ngữ cải thiện thu hồi dầu (IOR) xuất hiện phổ biến vào cuối những năm 80 và đầu những năm 90 của thế kỷ trước, chú trọng đến hiệu quả kinh tế khi áp dụng các giải pháp khai thác dầu, trong đó có các giải pháp EOR [6]. Nguyên nhân do một số phương pháp EOR thất bại về mặt kỹ thuật và các lý do kinh tế (giá dầu giảm và cơ hội tìm ra mỏ dầu khí mới ở các khu vực khác).

Từ quan điểm năng lượng sử dụng trong quá trình khai thác dầu, các giai đoạn khai thác một mỏ dầu được chia thành ba cơ chế khai thác chính (Hình 1) [2, 14], miêu tả sản lượng khai thác dầu khí đặc trưng phụ thuộc thời gian tương ứng với các cơ chế khai thác được áp dụng.

1.1. Khai thác sơ cấp

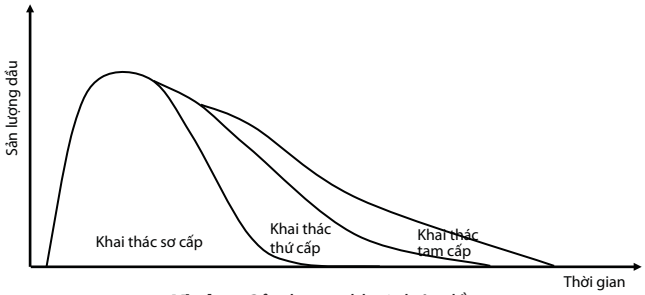
Trong giai đoạn sản xuất ban đầu, áp suất vỉa còn cao, dầu được khai thác nhờ sự dịch chuyển trong vỉa chứa bởi năng lượng nội tại của vỉa. Năng lượng tự nhiên của mỏ dầu chủ yếu là năng lượng đàn hồi của chất lưu và thành hệ đá chứa, năng lượng khí hòa tan, năng lượng mũ khí, năng lượng của nguồn nước vỉa và năng lượng tiềm năng của lực mao dẫn và lực hấp dẫn. Trong giai đoạn này đối với các mỏ không có nguồn nước vỉa và mũ khí hỗ trợ đủ mạnh, sản lượng khai thác giảm nhanh sau khi năng lượng vỉa yếu đi.

Tuy nhiên, trong nhiều trường hợp để tăng cường nhịp độ khai thác của mỏ khi năng lượng của vỉa yếu đi, người ta bổ sung năng lượng tại các giếng khai thác (sử dụng gaslift bơm ngầm, bơm piston…), cho phép khai thác sớm lượng dầu trên bề mặt nhưng lượng dầu thu hồi thêm không nhiều.

1.2. Khai thác thứ cấp

Giai đoạn khai thác thứ cấp thường được bắt đầu khi áp suất vỉa chứa trong giai đoạn khai thác sơ cấp giảm, kèm theo suy giảm sản lượng dầu khai thác. Năng lượng nội vỉa suy giảm khiến dầu thô không thể di chuyển đến các giếng khai thác. Để giải quyết vấn đề này, người ta tiến hành bơm ép các loại lưu thể (nước, khí) vào vỉa cụ thể nhằm duy trì, phục hồi hoặc tăng áp suất vỉa (cung cấp năng lượng cho vỉa từ bên ngoài). Tùy vào điều kiện của vỉa chứa dầu, các lưu thể được bơm vào có thể được lấy từ các vỉa/mỏ lân cận hoặc từ trên bề mặt cung cấp. Có ba hình thức duy trì áp suất vỉa là bơm ép nước, tái tuần hoàn bơm ép khí tạo mũ khí, bơm nước vào đáy vỉa và khí vào đỉnh vỉa đồng thời nhằm duy trì hoặc làm chậm mức độ giảm sản lượng khai thác.

Cần lưu ý rằng trong giai đoạn khai thác thứ cấp (phổ biến nhất là bơm ép nước) chỉ khai thác được phần dầu



Hình 1. *Sản lượng khai thác dầu*

linh động (mobile) trong vỉa. Do đó, sẽ đến thời điểm không thể thu hồi thêm dầu mặc dù vẫn bơm lưu thể vào trong vỉa, do các lực mao dẫn dầu dư bị kẹt lại trong vỉa dưới dạng dầu bất động (immobile) mà nguồn năng lượng bên ngoài dưới dạng lực nhớt không thể đẩy được dầu dư ra khỏi vỉa. Giá trị bão hòa dầu dư (Sor) tới hạn (bất động) phụ thuộc vào tính chất giữa pha chất lưu/nước đẩy và đặc trưng đá chứa. Như vậy, giá trị bão hòa dầu dư là giới hạn cuối cùng của thu hồi dầu thứ cấp bơm ép nước còn gọi là giới hạn kỹ thuật hay hệ số thu hồi kỹ thuật dầu cuối cùng (trước khi độ bão hòa dầu dư đạt giá trị tới hạn cần dừng khai thác thứ cấp để đảm bảo hiệu quả kinh tế). Giá trị hệ số thu hồi dầu cuối cùng của khai thác thứ cấp do yếu tố kinh tế chi phối và phụ thuộc vào sơ đồ phát triển mỏ (hay sơ đồ công nghệ). Từ đây, khái niệm tối ưu hóa khai thác thứ cấp (bơm ép nước) được phát triển, tập trung vào các giải pháp tăng cường thu hồi dầu giúp đẩy nhanh tốc độ khai thác và qua đó cải thiện thu hồi dầu thứ cấp và các chỉ tiêu kinh tế.

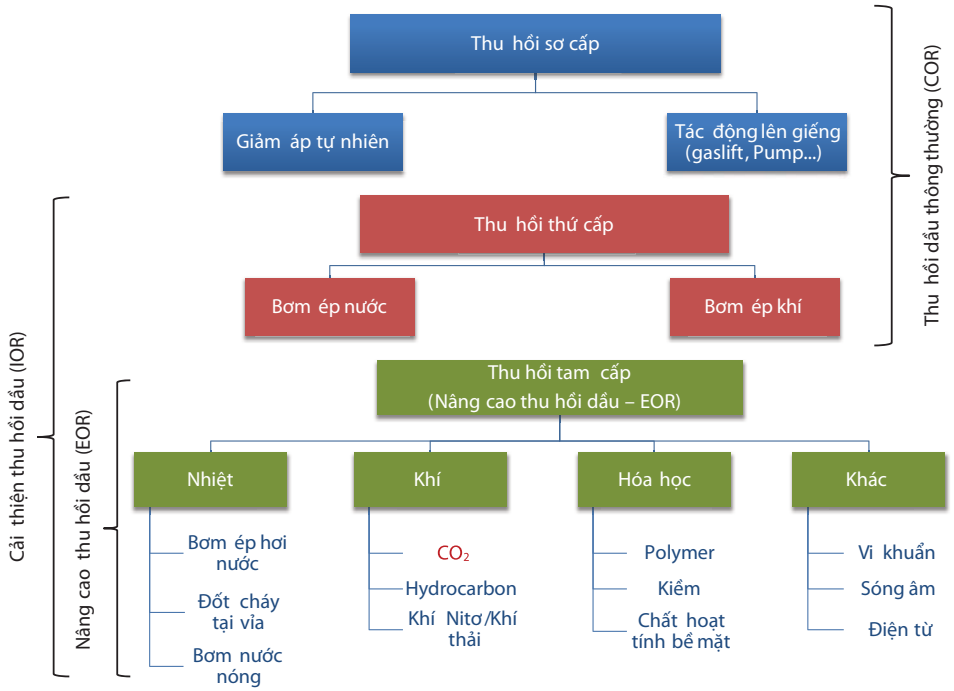
Trong giai đoạn thu hồi dầu sơ cấp và thu hồi dầu thứ cấp, dầu dịch chuyển trong vỉa và đưa lên bề mặt chủ yếu dựa vào năng lượng nội vỉa hoặc/và bổ sung từ bên ngoài vào bằng các kỹ thuật, công nghệ khai thác dầu không quá phức tạp nên được gọi là thu hồi dầu thông thường (COR).

1.3. Khai thác tam cấp

Khi nguồn năng lượng từ bên ngoài tác động vào vỉa không thể dịch chuyển dầu từ vỉa tới các giếng khai thác thì cần phải tác động để tăng hiệu suất quét, hiệu suất đẩy bằng cách thay đổi các đặc trưng cơ bản của chất lưu trong vỉa như: sức căng bề mặt, độ nhớt, tính dính ướt, tỷ số linh động... Các phương pháp nhiệt, khí, hóa học và phương pháp sử dụng vi khuẩn thường được sử dụng để thu hồi thêm dầu sau khi giai đoạn khai thác thứ cấp không hiệu quả. Các phương pháp áp dụng trong giai đoạn này được gọi là nâng cao thu hồi dầu (EOR).

Trong giai đoạn khai thác tam cấp, các giải pháp IOR (tương tự giai đoạn khai thác thứ cấp) cũng có thể được triển khai đồng thời nhằm gia tăng hiệu quả kinh tế cho dự án. Lưu ý rằng khai thác tam cấp - EOR để khai thác thêm phần dầu dư bất động trong vỉa, mà không thể thu hồi bằng các cơ chế khai thác thứ cấp thông thường. Do vậy, hiệu quả áp dụng khai thác tam cấp được xác định bằng phần dầu khai thác tăng thêm do giảm được giá trị dầu bất động Sor này.

Các phương pháp EOR chủ yếu được áp dụng cho giai đoạn thu hồi tam cấp, mặc dù một số phương pháp EOR có thể được sử dụng sớm hơn trong các giai đoạn khai thác dầu. *EOR là việc sử dụng các công nghệ khai thác để tăng lượng dầu có thể khai thác được từ một mỏ sau giai đoạn khai thác sơ cấp và thứ cấp. Các công nghệ này là các phương pháp hoặc tổ hợp phương pháp khí, nhiệt, hóa học hay vi khuẩn, để thu hồi dầu bị mắc kẹt trong những tập đá chứa dầu bằng cách làm giảm các lực giữ dầu ở trong lỗ rỗng của vỉa đá, làm giảm độ nhớt khác nhau giữa dầu và nước hoặc làm giảm các đặc tính của vỉa để dầu có thể dễ dàng được khai thác hơn.*



Hình 2. *Cơ chế thu hồi dầu [11]*

Với các biện pháp tác động từ bên ngoài vào vỉa dầu khí (bổ sung năng lượng, tạo tương tác chất lưu/vỉa…) nhằm tăng thêm lượng dầu khai thác ngoài lượng dầu khai thác nhờ năng lượng nội tại của vỉa được gọi chung là "cải thiện thu hồi dầu" (IOR). Như vậy, *IOR bao gồm các phương pháp EOR cũng như việc tái phát triển mỏ, khoan thêm giếng mới và việc ứng dụng các công nghệ giếng khoan, quản lý và kiểm soát vỉa một cách thông minh, các kỹ thuật giám sát vận hành vỉa tiên tiến và các ứng dụng cải tiến khác đối với quá trình khai thác dầu.*

2. Tiềm năng và lợi ích của việc triển khai dự án EOR

Việc áp dụng EOR sẽ làm gia tăng tổng sản lượng dầu khai thác được từ một vỉa, góp phần tăng doanh thu và lợi nhuận cho nhà thầu dầu khí và nước chủ nhà.

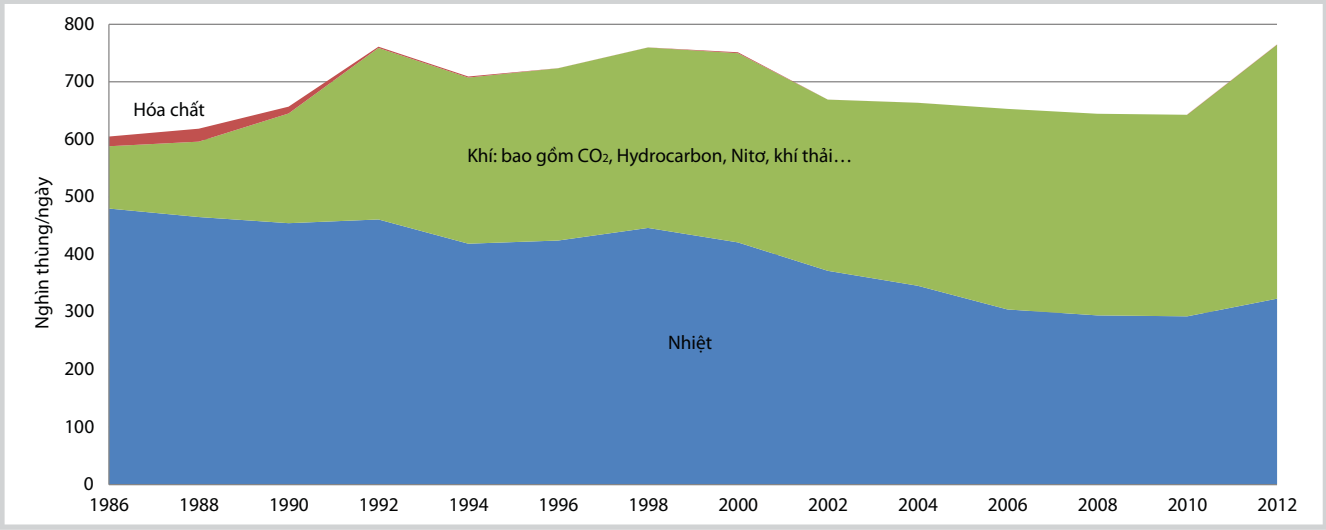
Mỹ là nước có sản lượng dầu khai thác tăng thêm nhờ các phương pháp EOR đứng đầu trên thế giới. Trong giai đoạn 1986 - 2012, Mỹ đã khai thác được khoảng 62,68 tỷ thùng dầu, trong đó sản lượng dầu khai thác được từ việc áp dụng các biện pháp EOR chiếm gần 6% tổng sản lượng đã khai thác (3,51 tỷ thùng dầu). Các dự án EOR ở Mỹ sử dụng nhiệt, hóa chất, khí (CO_2, hydrocarbon, nitơ, khí thải…) và vi khuẩn để nâng cao hệ số thu hồi dầu. Trong đó, Mỹ chủ yếu sử dụng nhiệt và khí để gia tăng sản lượng khai thác, đặc biệt là phương pháp bơm ép hơi nước và bơm ép CO_2 [8].

Canada đứng thứ 2 sau Mỹ về sản lượng dầu khai thác tăng thêm nhờ việc áp dụng các phương pháp EOR. Theo khảo sát của Oil & Gas Journal công bố năm 2012, Canada có 40 dự án EOR (70% dự án áp dụng phương pháp bơm ép khí và 25% dự án áp dụng phương pháp nhiệt). Trong số 28 dự án bơm ép khí, có 71,43% dự án áp dụng phương pháp bơm ép khí hydrocarbon trộn lẫn, các dự án CO_2 - EOR chỉ chiếm 21,43%.

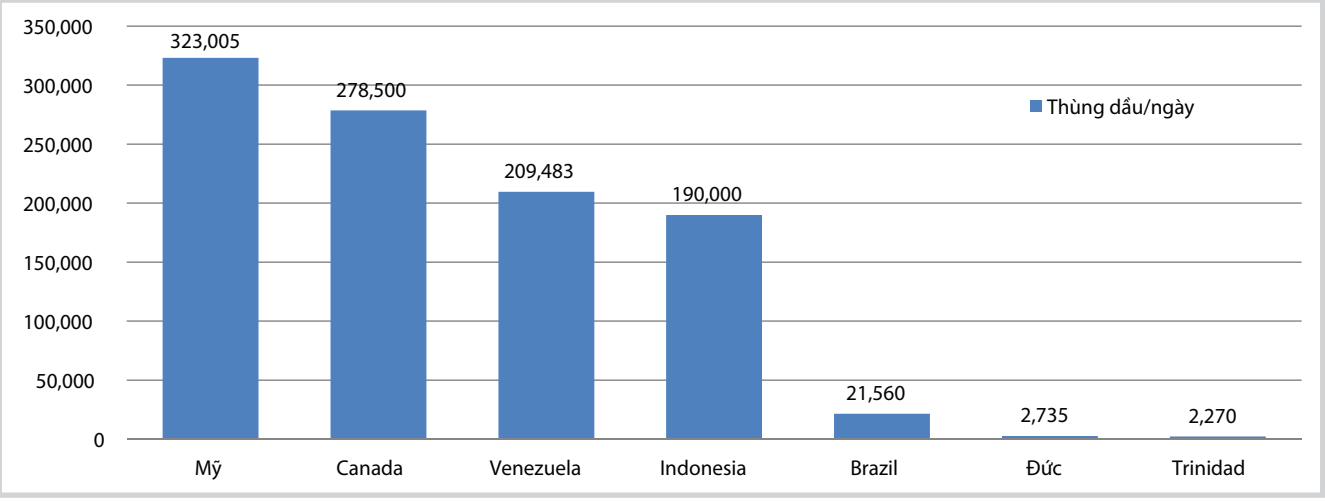
Indonesia có một dự án EOR song sản lượng dầu khai thác tăng thêm từ dự án EOR này rất cao. Mỏ Duri do PT Caltex điều hành áp dụng phương pháp nhiệt với sản lượng dầu khai thác tăng thêm năm 2012 là 190.000 thùng dầu/ngày [8].

Venezuela có khoảng 48 dự án EOR, trong đó chủ yếu áp dụng phương pháp nhiệt để nâng cao thu hồi dầu. Sản lượng khai thác tăng thêm từ việc áp dụng phương pháp nhiệt ở Venezuela là 209.483 thùng dầu/ngày [8].

Việt Nam đã bắt đầu nghiên cứu, triển khai thử nghiệm EOR trong hơn một thập kỷ qua. Tuy nhiên các



Hình 3. *Sản lượng dầu khai thác tăng thêm do áp dụng EOR của Mỹ [8]*



Hình 4. *Sản lượng dầu khai thác tăng thêm năm 2012 do áp dụng phương pháp nhiệt [8]*

dự án EOR ở Việt Nam còn khá khiêm tốn. Trên thực tế mới có đối tượng Miocene mỏ Rạng Đông vừa kết thúc triển khai ứng dụng phương pháp bơm ép hydrocarbon thử nghiệm và đã có kế hoạch triển khai bơm ép hydrocarbon trên toàn mỏ từ giữa tháng 9/2014 với lượng dầu khai thác tăng thêm dự kiến khoảng 10 triệu thùng dầu [12]. Tại mỏ Bạch Hổ, thử nghiệm bơm ép chất hoạt động bề mặt vi sinh hóa lý được thực hiện khá thành công ở một số khu vực thuộc đối tượng Miocene và bắt đầu mở rộng thử nghiệm ở đối tượng Oligocene [13], dự kiến cho phép thu hồi thêm một lượng dầu đáng kể. Một loạt các đối tượng/mỏ dầu khác đang được triển khai nghiên cứu áp dụng phương pháp EOR. Đáng lưu ý, phương pháp bơm ép hòa tan CO_2 đã được thử nghiệm tại đối tượng Miocene mỏ Rạng Đông và cho kết quả khả quan về mặt kỹ thuật. Phương pháp này sẽ mang lại lợi ích lớn khi được áp dụng kết hợp với nhiều mỏ/đối tượng khác nhằm giảm chi phí. Ước tính nếu áp dụng thành công phương pháp này tại các mỏ thuộc bể Cửu Long sẽ thu hồi thêm gần 200 triệu thùng dầu [12, 13]. Điều này cho thấy tiềm năng lớn của việc áp dụng EOR ở Việt Nam, không chỉ ở bể Cửu Long mà còn tại các bể khác, nơi có các mỏ dầu đang được khai thác.

3. Định hướng về cơ chế chính sách khuyến khích nhà thầu đầu tư EOR ở Việt Nam

3.1. Cơ chế EOR của một số nước trên thế giới

Để khuyến khích nhà thầu dầu khí thực hiện EOR, các nước trên thế giới đều tập trung vào cơ chế tài chính của hợp đồng dầu khí. Đối với các nước áp dụng hợp đồng PSC (như Indonesia, Malaysia, Myanmar và Trung Quốc), chính sách khuyến khích EOR tập trung vào việc tăng tỷ lệ dầu thu hồi chi phí, giảm thuế thu nhập, giảm thuế tài nguyên, tăng tỷ lệ nhà thầu được nhận trong phân chia dầu lãi đối với dầu khai thác tăng thêm.

Ở Indonesia, để khuyến khích các nhà thầu áp dụng EOR, Chính phủ Indonesia áp dụng hợp đồng EOR với các cơ chế khuyến khích cho dầu thu hồi chi phí, tỷ lệ phân chia dầu lãi và tỷ lệ DMO phải nộp cho Chính phủ. DMO là mức sản lượng tiêu thụ nội địa bắt buộc mà nhà thầu phải trả cho Chính phủ Indonesia từ phần dầu lãi được chia của mình. Mức sản lượng và giá dành cho tiêu thụ nội địa được quy định dựa vào thỏa thuận. Theo đó, dự án EOR ở Indonesia sẽ có tỷ lệ chi phí thu hồi cao hơn so với các dự án dầu khí thông thường, ngoài tỷ lệ chi phí thu hồi cho phép nhà thầu sẽ được thu hồi thêm phần chi phí đã bỏ ra với mức tối đa là 30%. Ví dụ dự án EOR ở mỏ Limau được thu hồi thêm 30%, ngoài mức 90% thu hồi chi phí như các dự án khác (30% chi phí thu hồi thêm không được khấu trừ thuế). Ngoài ra, Indonesia còn miễn thuế DMO trong 5 năm đầu tiên kể từ khi có sản lượng khai thác và có tỷ lệ thuế DMO thấp hơn so với quy định. Tỷ lệ DMO đối với các dự án EOR phụ thuộc vào đàm phán. Chẳng hạn dự án EOR ở mỏ dầu Limau có tỷ lệ DMO là 7,2%, và tỷ lệ phân chia dầu lãi nhà thầu được nhận là 71,154% đối với dầu thô khai thác tăng thêm [3, 9, 10].

Malaysia hiện đang bắt đầu quan tâm tới vấn đề EOR với cơ chế khuyến khích cho các dự án EOR tập trung vào chi phí đầu tư cho EOR. Theo đó 100% chi phí đầu tư cho dự án EOR được khấu trừ thuế thu nhập. Malaysia vẫn áp dụng hợp đồng PSC đối với các dự án EOR nhưng ở trong hợp đồng PSC này có bổ sung các điều khoản dành riêng cho EOR và được gọi là EOR PSC. Năm 2011, Shell Malaysia và Petronas đã ký 2 hợp đồng EOR - PSC để thực hiện 2 dự án EOR ngoài khơi bể Sarawak và Sabah với cam kết sẽ đầu tư 12 tỷ USD trong vòng 30 năm. Đối với các hợp đồng EOR đã ký và đang được triển khai ở Malaysia, các điều khoản tài chính khuyến khích dựa vào đàm phán [3, 7]. Trước đó, do chưa có cơ chế khuyến khích dành cho dự án EOR, nên các dự án EOR ở Malaysia mới chỉ được áp dụng thử nghiệm trong khuôn khổ hạn hẹp.

Myanmar áp dụng hợp đồng cải thiện thu hồi dầu (IOR) với các điều khoản phân chia dầu khí lãi dành cho nhà thầu cao hơn so với các hợp đồng PSC [5].

Trung Quốc có cơ chế tài chính ưu đãi cho các dự án dầu khí với thuế tài nguyên 5%, thuế thu nhập doanh nghiệp 25%. Đối với các dự án EOR, Trung Quốc áp dụng miễn 30% thuế tài nguyên [2].

Canada áp dụng hợp đồng tô nhượng và có cơ chế chính sách EOR riêng biệt so với các nước áp dụng hợp đồng PSC. Cơ chế chính sách tài chính đối với khai thác dầu khí của Canada tùy thuộc vào điều kiện và chính sách thu hút riêng của từng bang. Để khuyến khích các dự án EOR, mỗi bang của Canada có cơ chế giảm tiền thuê mỏ riêng. Alberta và Manitoba áp dụng công thức tính hệ số t điều chỉnh và hệ số dầu cấp 3 (TTEF) để giảm tiền thuê mỏ đối với sản lượng dầu khai thác tăng thêm do áp dụng phương pháp EOR. Trong khi đó, Saskatchewan áp dụng mức tiền thuê mỏ phải trả cố định đối với mức ưu đãi hơn cho các dự án EOR, giảm thuế phụ thu tài nguyên đối với sản lượng dầu khai thác tăng thêm từ các dự án EOR mới và dự án EOR mở rộng xuống còn 1,7% doanh thu tài nguyên dầu khí khai thác được [1].

3.2. Định hướng khuyến khích các nhà thầu dầu khí đầu tư cho EOR ở Việt Nam

Việc áp dụng EOR nếu thành công sẽ đem lại hiệu quả kinh tế cho nhà thầu và nước chủ nhà. Tuy nhiên, do việc triển khai tiềm ẩn nhiều rủi ro, nên Chính phủ cần có cơ chế chính sách ưu đãi hơn nữa để khuyến khích nhà thầu triển khai thực hiện các dự án EOR ở Việt Nam.

Để có căn cứ, cơ sở đưa ra các điều chỉnh phù hợp nhằm khuyến khích nhà thầu dầu khí đầu tư thực hiện EOR ở Việt Nam, nhóm tác giả đưa ra một bài toán giả định làm căn cứ tính toán. Giả sử một mỏ A ở Việt Nam đã đầu tư tìm kiếm thăm dò từ năm 1993, bắt đầu khai thác từ năm 1999. Đến năm 2012, các nhà thầu mỏ A quyết định đầu tư nâng cao thu hồi dầu, dự kiến dòng dầu khai thác tăng thêm từ năm 2015. Các thông số đầu vào về chi phí, sản lượng và tỷ lệ phân chia dầu lãi của nhà thầu thể hiện ở Bảng 1 và 2.

Nhóm tác giả áp dụng các điều khoản tài chính theo Luật Dầu khí của Việt Nam để tính toán hiệu quả kinh tế của mỏ A và EOR mỏ A. Kết quả tính toán cho thấy các điều khoản tài chính khuyến khích theo Luật số 19/2000/QH10 của Quốc hội ngày 9/6/2000 sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Dầu khí (Luật Dầu khí sửa đổi năm 2000) là ưu đãi và hấp dẫn nhất, thể hiện ở chỉ tiêu giá trị hiện tại thuần (NPV@10%) của nhà thầu đạt cao nhất là

Bảng 1. *Các thông số về chi phí sản lượng của EOR mỏ A*

Diễn giải	Mỏ A	EOR mỏ A
Tổng sản lượng khai thác (triệu thùng)	249,74	7,59
Dầu (triệu thùng)	239,20	7,59
Khí (tỷ ft^3 khí)	63,29	0,00
Tổng chi phí (triệu USD)	4.070,95	141,13
Sunk cost	674,45	0,00
Chi phí phát triển (Capex)	1.232,59	125,53
Chi phí vận hành (Opex)	2.011,88	8,10
Chi phí thu dọn mỏ	152,03	7,5

Bảng 2. *Phân chia dầu khí lãi của nhà thầu ở mỏ A*

TT	Sản lượng	Tỷ lệ phân chia dầu khí lãi của nhà thầu (%)
1	**Dầu (thùng/ngày)**	**Dầu lãi**
	< 20.000	70
	20.000 đến < 50.000	55
	50.000 đến < 75.000	45
	75.000 đến < 100.000	35
	> 100.000	25
2	**Khí (triệu scf)**	**Khí lãi**
	< 2,5	85
	2,5 đến < 5	70
	5 đến < 10	50
	> 10	35

6.244,73 triệu USD và phần nhà thầu nhận đạt cao nhất (8.300,3 triệu USD) chiếm 56,06% tổng doanh thu từ việc bán dầu và khí.

Khi nhà thầu đầu tư thêm cho EOR, hiệu quả kinh tế của mỏ A cao hơn so với khi không đầu tư cho EOR. NPV@10% của nhà thầu theo các điều khoản khuyến khích của Luật Dầu khí sửa đổi năm 2000 cao hơn 119,69 triệu USD so với trường hợp không đầu tư cho EOR. Tuy nhiên, việc đầu tư EOR còn tiềm ẩn nhiều rủi ro về chi phí đầu tư và sản lượng khai thác gia tăng… Do đó, nhóm tác giả tiến hành chạy độ nhạy cho sản lượng và chi phí từ 5 - 40%. Các kết quả tính toán cho thấy sản lượng dầu khai thác gia tăng có ảnh hưởng lớn nhất đến hiệu quả kinh tế của nhà thầu. Trong trường hợp sản lượng giảm 30% và chi phí tăng 30% thì hiệu quả kinh tế của nhà thầu đối với phần đầu tư tăng EOR bị giảm đáng kể. Và khi sản lượng giảm 40%, chi phí tăng 40% với các điều khoản tài chính khuyến khích của Luật Dầu khí không đảm bảo hiệu quả kinh tế cho nhà thầu. NPV@10% của nhà thầu trong trường hợp này là giá trị âm (-14,10 triệu USD).

Nguyên tắc đôi bên cùng có lợi (win-win) giữa nhà đầu tư và nước chủ nhà là nền tảng cơ bản để xây dựng/đề xuất chính sách khuyến khích. Để thu hút các nhà thầu triển khai dự án EOR, cần áp dụng điều khoản tài chính khuyến khích theo Luật Dầu khí sửa đổi năm 2000, từ đó điều chỉnh một số điều khoản tài chính của hợp đồng dầu khí. Nhóm tác giả nghiên cứu, đề xuất thay đổi các điều khoản: thuế tài nguyên, thu hồi chi phí, phân chia dầu lãi và thuế thu nhập của các điều khoản tài chính khuyến khích theo Luật Dầu khí sửa đổi năm 2000. Cụ thể, áp dụng mức thuế tài nguyên từ 4 - 7%; tăng tỷ lệ thu hồi chi phí tìm kiếm thăm dò, phát triển mỏ và khai thác dầu khí từ 70% lên mức tối thiểu là 75%; phân chia dầu lãi dành cho nhà thầu từ 70 - 90%; giảm thuế thu nhập doanh nghiệp từ 32% xuống còn 28%. Các tính toán của nhóm tác giả chỉ xét riêng cho chi phí và sản lượng khai thác tăng thêm do áp dụng các biện pháp EOR.

- Điều chỉnh thuế tài nguyên dầu khí: Thuế tài nguyên của Việt Nam được phân bổ trên cơ sở lũy tiến từng phần của tổng sản lượng dầu/khí thực khai thác bình quân mỗi ngày trên toàn bộ diện tích hợp đồng. NPV@10% của nhà thầu giảm 3,62% (nếu tăng thuế tài nguyên lên 6%) và giảm 5,43% (nếu tăng thuế tài nguyên lên 7%). Điều này cho thấy thuế tài nguyên có ảnh hưởng đến hiệu quả kinh tế của nhà thầu nhưng không nhiều. Khi điều chỉnh thuế tài nguyên từ 4% lên 6% và 7%, NPV@10% của nhà thầu vẫn đạt giá trị dương và đảm bảo hiệu quả kinh tế. Để khuyến khích các nhà thầu dầu khí đầu tư nâng cao thu

hồi dầu, nhóm tác giả đề xuất đối với các mức sản lượng dầu khai thác tăng thêm do áp dụng EOR sẽ áp dụng mức thuế tài nguyên 4 - 7%.

- Điều chỉnh tỷ lệ dầu thu hồi chi phí: Dầu thu hồi chi phí tìm kiếm thăm dò, phát triển mỏ và khai thác dầu khí có ảnh hưởng rất lớn đến hiệu quả kinh tế của dự án, để nhà thầu bù đắp các chi phí đầu tư và chi phí vận hành. Hiện tỷ lệ thu hồi chi phí của Malaysia và Indonesia giúp nhà thầu thu hồi vốn nhanh hơn so với Việt Nam. Do đó, nhóm tác giả đề xuất đối với chi phí đầu tư cho EOR sẽ áp dụng mức thu hồi chi phí 75 - 90% đối với sản lượng dầu khai thác tăng thêm.

- Phân chia dầu lãi dành cho nhà thầu: Phân chia dầu/khí lãi của Việt Nam dựa vào đàm phán. Tỷ lệ dầu lãi dành cho nhà thầu trong mỏ A là 70%, với tỷ lệ phân chia dầu lãi này NPV@10% của nhà thầu cao hơn 4,28 triệu USD so với khi áp dụng các điều khoản tài chính EOR Indonesia. Khi thay đổi tỷ lệ phân chia dầu lãi dành cho nhà thầu từ 70 - 90% cho thấy tỷ lệ phân chia dầu lãi có ảnh hưởng lớn đến hiệu quả kinh tế của nhà thầu. Trong trường hợp giữ nguyên các điều khoản tài chính khác, chỉ điều chỉnh tỷ lệ phân chia dầu lãi dành cho nhà thầu lên các mức 80%, 85% và 90%, NPV@10% của nhà thầu luôn đạt giá trị dương (kể cả trong trường hợp xấu nhất, sản lượng giảm 30%, chi phí tăng 30%). Trong các điều khoản tài chính của hợp đồng dầu khí Việt Nam, tỷ lệ phân chia dầu lãi có ảnh hưởng lớn nhất đến NPV@10% của nhà thầu. Nhóm tác giả đề nghị đối với sản lượng dầu khai thác tăng thêm do áp dụng biện pháp EOR, nhà thầu sẽ được nhận tỷ lệ chia dầu lãi 70 - 90%.

- Thuế xuất khẩu dầu thô: Việc áp dụng thuế xuất khẩu theo điều khoản tài chính khuyến khích của Luật Dầu khí sửa đổi năm 2000 giúp NPV@10% của nhà thầu tốt hơn so với EOR - Indonesia. Khi điều chỉnh thuế xuất khẩu dầu thô lên các mức 6%, 8%, 10% (đồng thời tăng tỷ lệ thu hồi chi phí và phân chia dầu lãi, giảm thuế thu nhập doanh nghiệp), nhà thầu vẫn đảm bảo hiệu quả kinh tế, kể cả trường hợp sản lượng giảm. Theo khuyến nghị của nhóm tác giả, thuế xuất khẩu dầu thô áp dụng đối với dự án EOR ở Việt Nam từ 4 - 10%.

- Thuế thu nhập doanh nghiệp: Việc giảm thuế thu nhập doanh nghiệp sẽ tăng hiệu quả kinh tế và giúp nhà thầu thu hồi vốn đầu tư nhanh hơn. Hiện sản lượng dầu khí khai thác trong nước đang có xu hướng giảm, để khuyến khích nhà thầu dầu khí đầu tư các biện pháp EOR nhằm tận thu dầu, nhóm tác giả đề xuất áp dụng thuế thu nhập doanh nghiệp đối với phần dầu lãi của nhà thầu từ sản lượng dầu khai thác tăng thêm do áp dụng các biện pháp EOR là 28% (trước khi hoàn vốn đầu tư cho EOR) và 32% (cho trường hợp sau khi hoàn vốn đầu tư cho EOR).

- Phụ thu dầu lãi: đối với các hợp đồng dầu khí ký trước ngày 1/1/2010 sẽ không phải chịu mức thuế phụ thu dầu lãi dành cho nhà thầu. Đối với các hợp đồng dầu khí ký sau ngày 1/1/2010 sẽ áp dụng thuế phụ thu dầu lãi dành cho dự án khuyến khích đầu tư.

4. Kết luận

Nhóm tác giả đề xuất lộ trình xây dựng cơ chế, chính sách khuyến khích nhà thầu dầu khí đầu tư các dự án EOR theo các bước sau:

- Bước 1: Khuyến khích nhà thầu dầu khí đang triển khai các hợp đồng dầu khí tại Việt Nam thực hiện các biện pháp EOR thông qua việc điều chỉnh phân chia dầu lãi và/hoặc kéo dài thời hạn hợp đồng dầu khí. Tỷ lệ phân chia dầu lãi của nhà thầu đối với dầu lãi khai thác tăng thêm do áp dụng EOR từ 70 - 90%.

- Bước 2: Tập trung điều chỉnh thu hồi chi phí và phụ thu dầu lãi (đối với các hợp đồng ký sau ngày 1/1/2010) theo hướng có lợi cho nhà thầu dầu khí. Trong 3 năm triển khai thực hiện giai đoạn 1 sẽ đề xuất Thủ tướng Chính phủ ban hành các điều chỉnh điều khoản tài chính sau:

+ Thu hồi chi phí: Việc đầu tư cho EOR có nhiều rủi ro, nhà thầu muốn thu hồi vốn đầu tư nhanh, do đó cần xem xét, đề xuất mức thu hồi chi phí áp dụng đối với sản lượng dầu khai thác tăng thêm do áp dụng EOR cao hơn mức hiện tại đang áp dụng với các dự án khuyến khích với mức thu hồi chi phí đề xuất từ 75 - 90%.

+ Phụ thu dầu lãi: Đối với các hợp đồng dầu khí ký sau ngày 1/1/2010 sẽ áp dụng thuế phụ thu dầu lãi dành cho dự án khuyến khích đầu tư theo Nghị định 100/2009/NĐ-CP của Chính phủ ban hành ngày 3/11/2009.

- Bước 3: Tập trung khuyến khích thông qua các sắc thuế. Sau khi hoàn thành giai đoạn 1 và giai đoạn 2 sẽ đề xuất Chính phủ trình Quốc hội ban hành các điều chỉnh điều khoản tài chính sau:

+ Thuế tài nguyên: Thuế tài nguyên áp dụng cho sản lượng dầu khai thác tăng thêm do áp dụng EOR từ 4 - 7%.

+ Thuế xuất khẩu dầu thô: Áp dụng mức thuế xuất khẩu từ 4 - 10% đối với sản lượng dầu khai thác tăng thêm do áp dụng EOR.

+ Thuế thu nhập doanh nghiệp: để giúp nhà thầu thu hồi nhanh vốn đầu tư cho EOR. Trước khi nhà thầu thu hồi hết vốn đầu tư cho EOR, thuế thu nhập doanh nghiệp áp dụng cho nhà thầu là 28% (mức thuế này chỉ áp dụng đối với lợi nhuận tăng thêm do áp dụng EOR). Sau khi nhà thầu đã thu hồi hết chi phí đầu tư cho EOR, thuế thu nhập dành cho nhà thầu sẽ tăng lên 32%.

Tài liệu tham khảo

1. Alberta Energy. *Oil and gas fiscal regimes Western Canadian provinces and territories*. 2006.

2. Tom Aage Jelmert, Nan Chang, Lars Høier. *Comparative study of different EOR methods*. Norwegian University of Science & Technology, Norway. 2010.

3. EY. *Global oil and gas tax guide*. 2013: p. 85 - 310.

4. Giang The Ha, Ngoc Dinh Tran, Huy Huu Vu, Sunao Takagi, Hiroshi Mitsuishi, Atsushi Hatakeyama, Tadao Uchiyama, Yoshiaki Ueda, Nguyen Van Toan, Phan Ngoc Trung, Nguyen Ngoc Hoan, Nguyen Huu Trung, Quan Dinh. *Design & implementation of CO_2 Huff-n-Puff operation in a Vietnam offshore field*. Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE. 11 - 14 November, 2012.

5. Htin Aung. *Production sharing contract (PSC) in Myanmar's upstream oil & gas sector.* 2012.

6. George J.Stosur, J.Roger Hite, Norman F.Carnahan, Karl Miller. *IOR and EOR: Effective communication requires a definition of terms.* JPT. June 2003: p. 16.

7. Malaysia Industrial Development Authority, Malaysia - Incentive for Investment. 2006.

8. Leena Koottungal. *2012 worldwide EOR survey*. Oil & Gas Journal. April 2, 2012: p. 57 - 70.

9. Anthony J.Anderson, Paul van der Aa. *Staring down the barrel - An investor survey of the Indonesian oil and gas industry.* Proceedings, Indonesian Petroleum Association, 36th Annual Convention & Exhibition. May 2012.

10. PWC. *Oil and gas in Indonesia: Investment and taxation guide*. 2012.

11. Sunil Kokal, Abdulaziz Al-Kaabi. *Enhanced oil recovery: challenges & opportunities.* World Petroleum Council. http://www.world-petroleum.org/. 2010.

12. Tadao Uchiyama, Yusuke Fujita, Yoshiaki Ueda, Aiko Nishizaki, Hiroshi Okabe, Sunao Takagi, Hiroshi Mitsuishi, Yohei Kawahara, Le Huy, Phan Ngoc Trung, Nguyen Huu Trung, Nguyen Van Toan, Nguyen Ngoc Hoan. *Evaluation of a Vietnam offshore CO_2 Huff'n' Puff test*. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA. 14 - 18 April, 2012.

13. Nguyễn Hữu Trung. *Nghiên cứu và ứng dụng EOR tại VPI, giải pháp đề xuất cho mỏ Bạch Hổ.* Hội thảo tăng cường thu hồi dầu. 2013.

14. Middle East Technical University. *Chapter I: Oil recovery methods.* www.metu.edu.tr.

Orientation for incentive mechanisms and policies to encourage petroleum contractors to invest in enhanced oil recovery projects

Phan Ngoc Trung, Nguyen Huu Trung, Pham Kieu Quang
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Enhanced oil recovery (EOR) projects can increase the amount of crude oil extracted. However, it is relatively expensive and risky, depending on the selection of appropriate EOR method, time of application and the Luck factor. In addition to determining the eligible fields for EOR application, the economic feasibility of EOR projects should also be taken into serious consideration. Due to the lack of incentive mechanism and policies for EOR in Vietnam, it is necessary to establish an effective regulatory framework to encourage contractors to apply EOR methods. This article summarises and unifies the concept for EOR and proposes the introduction of EOR incentives in Vietnam.

Key words: *Improved oil recovery, enhanced oil recovery, tertiary recovery.*

NGHIÊN CỨU SỰ ẢNH HƯỞNG CỦA HÀM LƯỢNG BÙN ĐẾN HIỆU SUẤT XỬ LÝ NƯỚC THẢI BẰNG CÔNG NGHỆ SBR

KS. Văn Thị Thu, KS. Võ Thị Mỹ Hạnh, TS. Đỗ Khắc Uẩn
Viện Khoa học và Công nghệ Môi trường - Đại học Bách khoa Hà Nội

Tóm tắt

Bài viết giới thiệu quy trình xử lý nước thải sinh hoạt bằng công nghệ phản ứng sinh học theo mẻ (Sequencing batch reactor - SBR) với quy mô nhỏ, trong đó chủ yếu nghiên cứu ảnh hưởng của hàm lượng bùn (MLSS) đến hiệu suất xử lý của hệ thống. Các thông số đầu vào của nước thải dao động khá lớn: COD từ 425 - 836mg/l; TN từ 61,3 - 82,7mg/l và TP từ 6,6 - 25,3mg/l. Kết quả thu được cho thấy ở hàm lượng bùn 1.000mg/l, hiệu suất xử lý COD, TN và TP lần lượt đạt 72,2%, 76,2% và 57,4%. Khi hàm lượng bùn tăng lên 2.000mg/l, hiệu suất xử lý COD, TN và TP cũng tăng lên tương ứng là 83,0%, 81,1% và 60,4%. Tuy nhiên, khi hàm lượng bùn tiếp tục tăng lên 3.000mg/l, hiệu suất xử lý COD và TN lại có xu hướng giảm, xuống còn 68,1% và 58,6%; hiệu suất xử lý TP tăng lên đến 68,4%. Chỉ số thể tích bùn (SVI) tương đối ổn định trong khoảng 63 - 72ml/g, cho thấy bùn lắng tốt. Dựa vào các kết quả thu được, nhóm tác giả cho rằng nên vận hành hệ thống SBR ở hàm lượng bùn 2.000mg/l để xử lý nước thải đạt hiệu quả cao.

Từ khóa: *Nước thải sinh hoạt, công nghệ phản ứng sinh học theo mẻ, bùn, hiệu suất xử lý.*

1. Đặt vấn đề

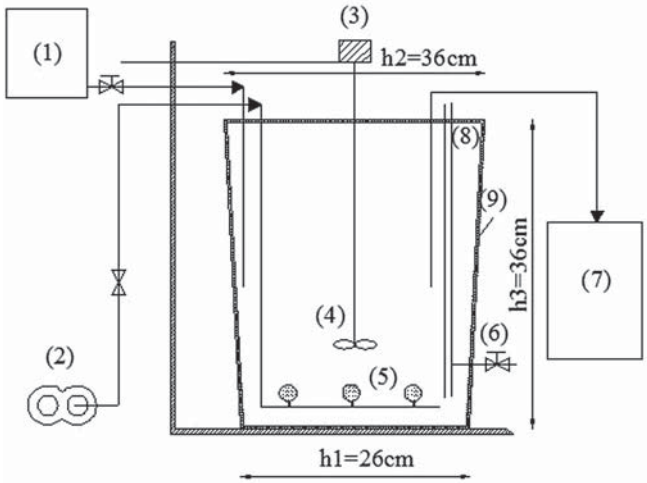
Ở Việt Nam, nước thải thường được xử lý theo các phương pháp truyền thống như đông keo tụ, lắng, hoặc tuyển nổi, sau đó qua xử lý sinh học yếm khí, hiếu khí... song hiệu quả thấp [1, 2, 3]. SBR là công nghệ xử lý nước thải bằng phương pháp sinh học đang được sử dụng rộng rãi trên thế giới hiện nay [4], với nguyên tắc vận hành gồm 4 giai đoạn nối tiếp nhau: nạp nước thải, xử lý, lắng và rút nước sau xử lý [5].

Ưu điểm lớn nhất của công nghệ SBR là tính linh động trong quá trình xử lý. Các quá trình xử lý sinh học, bao gồm xử lý BOD (Biochemical oxygen demand), quá trình nitrate hóa, khử nitrate, quá trình phân giải và hấp thụ phosphor đều diễn ra trong một bể xử lý và không cần bể lắng thứ cấp [6]. Các điều kiện yếm khí trong giai đoạn nạp nước thải và khuấy trộn sẽ giúp thực hiện quá trình khử nitrate và phân giải phosphor. Trong giai đoạn sục khí sẽ thực hiện quá trình nitrate hóa và quá trình hấp thụ phosphor vào sinh khối. Quá trình xử lý phosphor trong bể SBR phụ thuộc nhiều vào lượng chất hữu cơ đầu vào và lượng nitrate có trong bùn được giữ lại từ chu trình làm việc trước đó [7]. Quá trình xử lý phosphor có thể bị suy giảm nếu hàm lượng chất hữu cơ dòng vào thấp và lượng nitrate trong bùn cao [8]. Các quá trình nitrate hóa, khử nitrate và xử lý phosphor đều có liên quan chặt chẽ đến tải lượng hữu cơ thấp đối với hệ thống SBR. Nếu hàm lượng chất hữu cơ đầu vào tương đối ổn định, thì tải lượng hữu cơ sẽ phụ thuộc lớn vào hàm lượng bùn trong bể phản ứng.

2. Phương pháp nghiên cứu

2.1. Hệ thống thiết bị thí nghiệm

Nghiên cứu này sử dụng một hệ thống SBR quy mô nhỏ (Hình 1), chế tạo bằng polystyrene, thể tích làm việc của thiết bị là 12l. Trong mỗi chu trình làm việc, khoảng 5l nước được rút ra và bổ sung thêm 5l nước thải đầu vào (tỷ lệ khoảng 40%). Bùn trong thiết bị được duy trì ở trạng thái lơ lửng bằng máy khuấy. Quá trình sục khí được thực hiện bằng máy thổi khí thông qua 5 đầu phân phối khí. Nguồn nước thải được lọc qua lưới lọc 200µm để loại bỏ các tạp chất lớn trước khi đưa vào bể phản ứng. Thành phần đặc trưng của nước thải bao gồm COD 425 - 836mg/l; TN 61,3 -



(1) Bể chứa nước thải, (2) Máy thổi khí, (3) Máy khuấy, (4) Cánh khuấy (5) Quả phân phối khí, (6) Đường thải bùn, (7) Bể chứa nước sau xử lý (8) Ống xiphông, (9) Bể SBR

Hình 1. *Hệ thống SBR dùng trong nghiên cứu*

82,7mg/l; NH_4^+ 48,8 - 76,1mg/l; NO_3^- nhỏ hơn 0,05mg/l; TP 6,6 - 25,3mg/l và pH 7,2 - 8,4. Hệ thống vận hành và được kiểm soát tự động nhờ các rơle điều khiển theo thời gian. Các thí nghiệm được tiến hành ở nhiệt độ phòng và thực hiện trong khoảng 110 ngày.

2.2. Vận hành hệ thống SBR

Hệ thống được vận hành trong 1 chu trình 4 giai đoạn luân phiên: nạp nước thải/tháo nước sạch, phản ứng và lắng. Các giai đoạn được phân chia phụ thuộc vào nồng độ oxy hòa tan trong thiết bị, gồm các giai đoạn yếm khí, thiếu khí và hiếu khí. Nước thải sinh hoạt được nạp vào từ đáy của thiết bị. Nghiên cứu tiến hành qua 3 giai đoạn tương ứng với các dải hàm lượng bùn được duy trì ở các mức khác nhau: 1.000mg/l, 2.000mg/l và 3.000mg/l. Một lượng bùn được rút ra hàng ngày để duy trì hàm lượng bùn trong bể tương đối ổn định. Các điều kiện vận hành khác và mục đích của từng điều kiện được tổng hợp trong Bảng 1.

2.3. Phương pháp phân tích

Mẫu đầu vào và đầu ra của hệ thống được lấy hàng ngày và hầu hết được phân tích ngay trong ngày. Một số trường hợp mẫu được bảo quản ở nhiệt độ 4°C trong chai polyethylene để phân tích sau đó. Các thông số phân tích, đo đạc gồm: nitrate, ammonia, TN, TP, COD, TSS, MLSS, MLVSS và SVI. Tất cả các mẫu được phân tích sau khi lọc qua giấy lọc 0,45µm. Các phương pháp phân tích dùng trong nghiên cứu này đều tuân thủ theo phương pháp chuẩn trong các TCVN và trong tài liệu APHA [9]. Ngoài ra, pH và DO cũng được giám sát thường xuyên bằng các thiết bị đo nhanh (Meter Toledo AG).

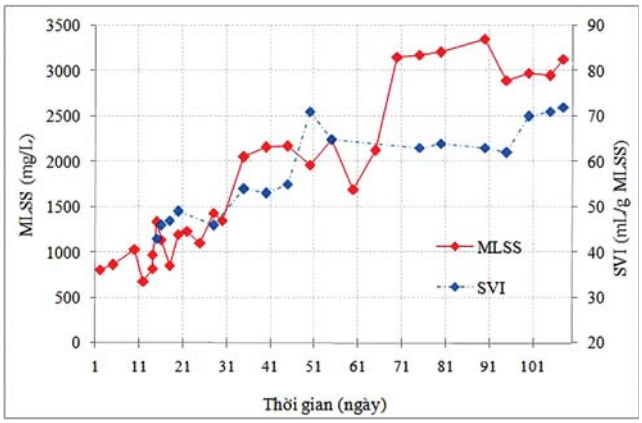
3. Kết quả và thảo luận

3.1. Sự biến thiên hàm lượng bùn và khả năng lắng của bùn

Hình 2 biểu diễn sự biến thiên của hàm lượng bùn (MLSS) và chỉ số thể tích bùn (SVI) trong quá trình nghiên cứu. Nghiên cứu dự kiến vận hành tại ba mức hàm lượng bùn khác nhau, từ 1.000mg/l, 2.000mg/l và 3.000mg/l. Tuy nhiên, hàm lượng bùn thực tế biến động khác biệt một chút so với giá trị ban đầu, cụ thể hàm lượng bùn dao động trong các khoảng giá trị tương ứng từ 860 - 1.350mg/l, 1.960 - 2.250mg/l và 2.890 - 3.350 mg/l. Chỉ số thể tích bùn được đo đạc để đánh giá khả năng lắng của bùn. Kết quả cho thấy bùn lắng tốt trong toàn bộ thời gian thực nghiệm. Chỉ số thể tích bùn trung bình dao động trong khoảng 43 - 72ml/g hàm lượng bùn (Hình 2), tương đương giá trị chỉ số thể thích bùn thu được của bùn dạng hạt, thường nằm trong khoảng 30 - 80ml/g hàm lượng bùn [8]. Tỷ lệ bùn hoạt tính trong hỗn hợp bùn (MLVSS/MLSS) cũng được xác định và kết quả thu được trong khoảng 0,71 - 0,79. Giá trị thu được thấp hơn một chút so với bùn hoạt tính thông thường (0,8 - 0,85) [10].

3.2. Ảnh hưởng của hàm lượng bùn đến hiệu suất xử lý COD

Ảnh hưởng của hàm lượng bùn đến hiệu suất xử lý COD được thể hiện trên Hình 3. Hiệu suất xử lý COD được tính dựa vào công thức sau:



Hình 2. *Sự biến thiên hàm lượng bùn và chỉ số thể tích bùn*

Bảng 1. *Đặc trưng vận hành của mỗi giai đoạn*

TT	Các giai đoạn	Điều kiện	Mục đích
1	Nạp nước thải/rút nước sau xử lý	Nạp nước thải vào/rút nước sạch ra, không sục khí và không khuấy trộn, t = 5/0,5 giờ	Bổ sung nước thải vào hệ thống và tháo nước ra khỏi hệ thống sau quá trình xử lý khi đạt hiệu quả xử lý COD, khử nitrate và xử lý phosphor ở các giai đoạn khác nhau
2	Khuấy trộn	Không nạp nước thải, không sục khí, bật máy khuấy trộn, t = 2 giờ	Khuấy trộn nhằm ngăn ngừa hiện tượng bùn lắng, để thực hiện quá trình khử nitrate và xử lý COD
3	Quá trình sục khí	Bật máy thổi khí và máy khuấy, ngừng nạp nước thải, t = 10 giờ	Nhằm cung cấp oxy và duy trì hàm lượng oxy hòa tan trong nước DO = 2mg/l, cho quá trình nitrate hóa và hấp thụ phosphor cũng như xử lý COD nhờ các điều kiện hiếu khí, đồng thời đảo trộn ngăn ngừa bùn lắng
4	Lắng	Không khuấy trộn, không sục khí và không nạp nước thải, t = 2 giờ	Thực hiện quá trình lắng bùn, chất rắn lơ lửng đảm bảo nước sau xử lý đạt chất lượng cao

$$\eta_{COD} = \frac{COD_v - COD_r}{COD_v} \times 100\ \%$$

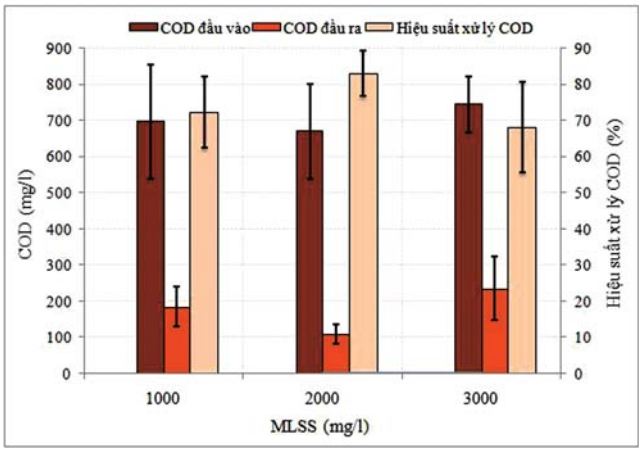
Trong đó:

COD_v: Nồng độ COD trong dòng vào (mg/l);

COD_r: Nồng độ COD trong dòng sau xử lý (mg/l).

Hình 3 cho thấy nồng độ COD dòng vào dao động khá lớn, từ 425 - 836mg/l (khi hàm lượng bùn được duy trì ở 1.000mg/l), 490 - 812mg/l (với hàm lượng bùn 2.000 mg/l) và 648 - 834 mg/l (ở hàm lượng bùn 3.000mg/l). Giá trị COD dòng ra và hiệu suất xử lý cũng thay đổi lớn. COD trong dòng ra dao động trong khoảng 135,4 - 266,7mg/l (hàm lượng bùn 1.000mg/l); 75,6 - 138mg/l (hàm lượng bùn 2.000mg/l) và 108 - 345mg/l (hàm lượng bùn 3.000mg/l). Hiệu suất xử lý COD tương ứng lần lượt là 54,6 - 89,2% (hàm lượng bùn 1.000mg/l); 74,9 - 90,6% (hàm lượng bùn 2.000mg/l), 53,7 - 84,8% (hàm lượng bùn 3.000mg/l).

Như vậy, khi hàm lượng bùn tăng từ 1.000 - 2.000mg/l, hiệu suất xử lý COD cũng tăng từ 72,2% - 83%. Tuy nhiên, hiệu suất xử lý COD suy giảm xuống còn 68,1% khi hàm lượng bùn tăng lên 3.000mg/l. Tỷ lệ F/M (khối lượng cơ chất/khối lượng bùn hoạt tính) đối với các mức hàm lượng bùn 1.000mg/l, 2.000mg/l và 3.000mg/l lần lượt là 0,15; 0,14 và 0,16mg COD/mg MLVSS.d. Sự khác biệt về tỷ lệ F/M trong mỗi giai đoạn là rất nhỏ. Tuy nhiên, khi hàm lượng bùn tăng lên đến 3.000mg/l sẽ dẫn đến việc tiêu thụ nhiều cơ chất hơn so với hệ thống vận hành ở các dải hàm lượng bùn 1.000mg/l và 2.000mg/l. Hàm lượng bùn càng lớn, thì lượng oxy tiêu tốn cho hệ thống càng lớn. Tuy nhiên, trong quá trình vận hành, tốc độ sục khí được duy trì tương đối ổn định nên sẽ gây ảnh hưởng đến quá trình xử lý COD. Bên cạnh đó, hàm lượng bùn càng lớn thì hệ số phân hủy nội sinh càng lớn [6], nếu hàm lượng bùn đạt 3.000mg/l thì việc tách bùn ra khỏi nước thải càng khó, khiến COD dòng ra cao và làm giảm hiệu suất xử lý COD.



Hình 3. *Ảnh hưởng của hàm lượng bùn đến hiệu suất xử lý COD*

3.3. Ảnh hưởng của hàm lượng bùn đến hiệu suất xử lý TN

Hình 4 biểu diễn ảnh hưởng của hàm lượng bùn đến hiệu suất xử lý TN. Hiệu suất xử lý TN được tính dựa vào công thức sau:

$$\eta_{TN} = \frac{TN_v - TN_r}{TN_v} \times 100\ \%$$

Trong đó:

TN_v: Nồng độ TN trong dòng vào (mg/l);

TN_r: Nồng độ TN trong dòng sau xử lý (mg/l).

Kết quả Hình 4 cho thấy, TN trong dòng vào tương ứng với các điều kiện hàm lượng bùn lần lượt là 66,9 - 82,4mg/l (hàm lượng bùn 1.000mg/l); 61,3 - 82,7mg/l (hàm lượng bùn 2.000mg/l) và 65,9 - 82,1mg/l (hàm lượng bùn 3.000mg/l). Các giá trị này cao hơn so với đặc trưng TN trong nước thải sinh hoạt thông dụng (thường khoảng 40 - 50mg/l [11]). Hiệu suất xử lý TN ở 3 khoảng hàm lượng bùn khác nhau thay đổi khá lớn trong khoảng 60,6 - 86,8% (hàm lượng bùn 1.000mg/l); 67,9 - 95,5% (hàm lượng bùn 2.000mg/l) và 50,4 - 61,1% (hàm lượng bùn 3.000mg/l). Nồng độ TN tương ứng trong dòng ra lần lượt trong khoảng 8,8 - 28,1mg/l (hàm lượng bùn 1.000 mg/l); 3,4 - 20,5mg/l (hàm lượng bùn 1.000 mg/l); 26,4 - 39,0mg/l (hàm lượng bùn 1.000mg/l).

Về mặt lý thuyết, hàm lượng bùn càng cao thì quá trình nitrate hóa càng tốt trong giai đoạn sục khí [12]. Tuy nhiên, Hình 4 cho thấy khi tăng từ 1.000 - 2.000mg/l, hiệu suất xử lý TN trung bình tăng từ 76,2% lên 81,1%. TN trong dòng ra tương ứng là 19 và 13,6mg/l. Khi hàm lượng bùn tăng lên 3.000mg/l, hiệu suất xử lý TN lại giảm xuống còn 55,7% và TN trong dòng ra là 33,8mg/l. Quá trình xử lý nitơ gồm hai giai đoạn: (1) ammonia được chuyển hóa thành nitrate trong điều kiện hiếu khí (quá trình nitrate hóa); (2) nitrate được hình thành trong quá trình nitrate được khử thành nitơ trong điều kiện thiếu khí (quá trình khử nitrate) [13]. Trong nước thải sinh hoạt, ammonia thường chiếm 65 - 70% TN [14]. Tuy nhiên, trong mẫu nước thải sinh hoạt nghiên cứu, ammonia trong dòng vào khá cao, khoảng 48,8 - 65,6mg/l, chiếm khoảng 80% TN, trong khi đó, nitrate dòng vào hầu như không đáng kể. Trong giai đoạn hệ thống vận hành ở hàm lượng bùn 1.000mg/l và 2.000mg/l, nồng độ ammonia sau giai đoạn sục khí rất thấp, thấp hơn 2,5mg/l. Điều đó cho thấy quá trình nitrate hóa trong giai đoạn này diễn ra rất tốt. Khi hệ thống vận hành ở hàm lượng bùn 3.000mg/l, ammonia trong dòng vào đột ngột tăng lên trên 76,1mg/l (chiếm khoảng 94% TN). Sau giai đoạn sục khí, ammonia dòng ra vẫn rất cao (trên 30mg/l), nước sau xử lý vẫn còn mùi ammonia. Điều

đó chứng tỏ quá trình nitrate hóa trong giai đoạn này không tốt, dẫn đến làm giảm quá trình xử lý nitơ. Do đó, ở khoảng hàm lượng bùn 3.000mg/l, cần phải tăng lưu lượng sục khí nhằm tăng cả quá trình xử lý COD và quá trình nitrate hóa.

3.4. Ảnh hưởng của hàm lượng bùn đến hiệu suất xử lý TP

Ảnh hưởng của hàm lượng bùn đến hiệu suất xử lý TP được thể hiện ở Hình 5.

Hiệu suất xử lý TP được ước tính theo công thức sau:

$$\eta_{TP} = \frac{TP_v - TP_r}{TP_v} \times 100\ \%$$

Trong đó:

TP_v: Nồng độ TP trong dòng vào (mg/l):

TP_r: Nồng độ TP trong dòng sau xử lý (mg/l).

Quá trình xử lý phosphor chủ yếu là đi vào bùn và thải ra khỏi hệ thống. Kết quả Hình 5 cho thấy, hiệu suất xử lý TP tăng khi tăng hàm lượng bùn. Hiệu suất xử lý TP trung bình ở 3 mức hàm lượng bùn lần lượt là 57,4%; 60,4% và 68,4%. TP trong dòng ra tương ứng là 7,3mg/l; 9,4mg/l và 7,4mg/l. Hiệu suất xử lý TP đạt được tương đối cao (68,4%), nhưng vẫn thấp hơn nhiều so với kết quả của nghiên cứu khác (trên 90%) [14].

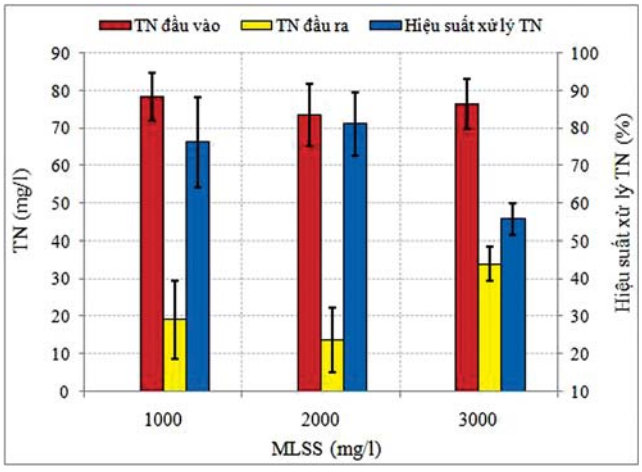
Kết quả cũng cho thấy TP trong dòng vào dao động lớn, từ 6,61 - 25,3mg/l (hàm lượng bùn 1.000mg/l); 20,6 - 24,2mg/l (hàm lượng bùn 2.000mg/l) và 20,1 - 25,1mg/l (hàm lượng bùn 3.000mg/l). Thành phần phosphor trong bùn cũng được xác định hàng tuần. Kết quả cho thấy, thành phần này khoảng 5,01 - 5,74%. Trong quá trình Phostrip thành phần phosphor thường chỉ đạt khoảng 2,5% [15] và trong quá trình bùn hoạt tính thông thường chỉ đạt khoảng 1,3 - 2,0% [16]. Kết quả phân tích cho thấy các vi khuẩn xử lý phosphor đã tích tụ trong bùn dẫn đến làm tăng hiệu suất xử lý TP ở điều kiện hàm lượng bùn cao.

4. Kết luận

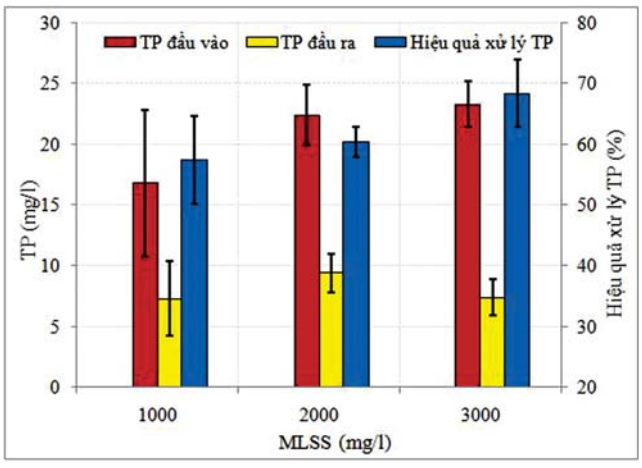
Nước thải sinh hoạt có thể được xử lý hiệu quả bằng công nghệ phản ứng sinh học theo mẻ.. Hàm lượng bùn trong hệ thống ảnh hưởng lớn đến hiệu suất xử lý. Khi hàm lượng bùn tăng từ 1.000 - 2.000mg/l, hiệu suất xử lý COD và TN tăng tương ứng từ 72,2 - 83% và từ 76,2 - 81,1%. Tuy nhiên, hiệu suất xử lý COD và TN lại giảm xuống còn 68,1% và 55,7% khi hàm lượng bùn tiếp tục tăng lên 3.000mg/l. Trong khi đó, hiệu suất xử lý TP được duy trì tương đối ổn định trong suốt quá trình nghiên cứu. Hiệu suất xử lý TP tăng từ 57,4 - 68,4% khi hàm lượng bùn tăng từ 1.000mg/l lên 3.000mg/l. Kết quả nghiên cứu cho thấy hàm lượng bùn càng cao càng có lợi cho các vi khuẩn xử lý phosphor. Khả năng lắng của bùn tương đối tốt, các chỉ số thể tích bùn trung bình dao động trong khoảng 43 - 72ml/g hàm lượng bùn. Từ các kết quả cho thấy hàm lượng bùn 2.000mg/l là điều kiện thích hợp để vận hành hệ thống công nghệ xử lý nước thải SBR. Ở điều kiện này, chất lượng nước thải sau xử lý đạt QCVN 14:2008/BTNMT, cột B. Các kết quả trong nghiên cứu này góp phần cung cấp nhiều thông tin có giá trị cho việc áp dụng công nghệ SBR để xử lý các nguồn nước thải sinh hoạt nói chung và nước thải sinh hoạt của ngành công nghiệp dầu khí nói riêng.

Tài liệu tham khảo

1. Trần Thị Vân Thủy. *Nghiên cứu quản lý nước thải nhiễm dầu từ tàu biển tại các vùng cảng biển Hải Phòng - Quảng Ninh theo Luật Bảo vệ Môi trường Việt Nam và Công ước MARPOL 73/78*. Luận văn Thạc sĩ Công nghệ Môi trường, Đại học Bách khoa Hà Nội. 2012.



Hình 4. *Ảnh hưởng của hàm lượng bùn đến hiệu suất xử lý TN*



Hình 5. *Ảnh hưởng của hàm lượng bùn đến hiệu suất xử lý TP*

2. Tổng cục Môi trường. *Báo cáo quan trắc và phân tích môi trường biển phía Bắc Nam năm 2011*. 2011.

3. Do Khac Uan. *Potential application of membrane bioreactor (MBR) technology for treatment of oily and petrochemical wastewater in Vietnam - An overview*. Petrovietnam Journal. 2013; 6: p. 64 - 71.

4. Mohini Singh, R.K.Srivastava. *Sequencing batch reactor technology for biological wastewater treatment: a review*. Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering. 2011; 6(1): p. 3 - 13.

5. B.Teichgräber, D.Schreff, C.Ekkerlein, P.A.Wilderer. *SBR technology in Germany - an overview*. Water Science and Technology. 2001; 43(3): p. 323 - 330.

6. H.Steinmetz, J.Wiese, T.G.Schmitt. *Efficiency of SBR technology in municipal wastewater treatment plants*. Water Science and Technology. 2002; 46(4 - 5): p. 293 - 299.

7. E.Debik, N.Manav. *Sequence optimization in a sequencing batch reactor for biological nutrient removal from domestic wastewater*. Bioprocess and Biosystems Engineering. 2010; 33(5): p. 533 - 540.

8. F.Y.Chen, Y.Q.Liu, J.H.Tay, P.Ning. *Operational strategies for nitrogen removal in granular sequencing batch reactor*. Journal of Hazardous Materials. 2011; 189(1 - 2): p. 342 - 348.

9. American Public Health Association. *Standard methods for the examination of water and wastewater (21st edition)*. 2005.

10. George Tchobanoglous, Franklin L.Burton, H.David Stensel. *Wastewater engineering: Treatment, disposal and reuse (4th edition)*. McGraw-Hill Science, New York, USA. 2002. 1848 pages.

11. C.P.Leslie Grady Jr., Glent T.Daigger, Henry C.Lim. *Biological wastewater treatment (2nd edition)*. Marcel Dekker, New York, USA. 1999.

12. Yue-Mei Lin, Joo-Hwa Tay, Yu Liu, Yung-Tse Hung. *Biological nitrification and denitrification processes*. Hanbook of Environmental Engineering Biological treatment processes. Humana Press. 2009; 8: p. 539 - 588.

13. Baikun Li, Shannon Irvin. *The comparison of alkalinity and ORP as indicators for nitrification and denitrification in a sequencing batch reactor*. Biochemical Engineering Journal. 2007; 34(3): p. 248 - 255

14. X.Li, D.Gao, H.Liang, L.Liu, Y.Fu. *Phosphorus removal characteristics of granular and flocculent sludge in SBR*. Applied Microbiology and Biotechnology. 2012; 94(1): p. 231 - 326.

15. Wen-Tso Liu, Takashi Mino, Tomonori Matsuo, Kazunori Nakamura. *Biological phosphorus removal processes - Effect of ph on anaerobic substrate metabolism*. Water Science and Technology. 1996; 34(1 - 2): p. 25 - 32.

16. Robert J.Seviour, Takashi Mino, Motoharu Onuki. *The microbiology of biological phosphorus removal in activated sludge systems*. FEMS Microbiology Reviews. 2003; 27(1): p. 99 - 127.

A study on the effect of sludge concentrations on the efficiency of wastewater treatment by SBR technology

Van Thi Thu, Vo Thi My Hanh, Do Khac Uan

School of Environmental Science and Technology, Hanoi University of Science and Technology

Summary

In this study, a lab-scale SBR system was used to treat wastewater. In particular, the effect of sludge concentrations (MLSS) on the system treatment efficiency was examined. The influent wastewater parameters were varied largely, i.e. COD concentration of 425 - 836mg/l; TN concentration of 61.3 - 82.7mg/l, and TP concentration of 6,6 - 25,3mg/l. The observed results showed that at the MLSS level of 1,000mg/l, the treatment efficiencies of COD, TN, and TP were about 72.2%, 76.2%, and 57.4%, respectively. It was interesting that when MLSS was increased to 2,000mg/l, the treatment efficiencies of COD, TN, and TP were increased up to 83.0%, 81.1%, and 60.4%, respectively. However, when MLSS was continuously increased to 3,000mg/l, the treatment efficiencies of COD and TN were decreased down to 68.1% and 58.6%, respectively. Whereas, the TP removal efficiency was increased up to 68.4%. The SVI was relatively stable and was in the range of 63 - 72mL/g MLSS. It meant that the sludge was settled well. Based on the findings, the MLSS concentration of 2,000mg/l would be a proper condition for operating the SBR system to treat domestic wastewater.

Key words: *Wastewater, sequencing batch reactor, sludge, treatment efficiency.*

LIÊN BANG NGA
VÀ CHIẾN LƯỢC NĂNG LƯỢNG HƯỚNG ĐÔNG

Đối với Liên bang Nga, khu vực Đông Á không chỉ là thị trường mới để xuất khẩu năng lượng mà còn là cơ hội để phát triển vùng Đông Siberia và Viễn Đông. Nga đang từng bước đa dạng hóa thị trường, xây dựng hệ thống đường ống và phát triển các mỏ dầu khí ở Siberia và Viễn Đông để tiếp cận các thị trường châu Á - Thái Bình Dương.

Khu vực Đông Á gồm 18 nền kinh tế, trong đó 7 nền kinh tế thuộc Đông Bắc Á và 11 nền kinh tế thuộc Đông Nam Á, chiếm khoảng 1/3 dân số thế giới, gần 30% tổng thương mại và mỗi năm thu hút gần 1/3 tổng FDI toàn cầu. Đông Á có hai nền kinh tế quan trọng hàng đầu thế giới (sau Mỹ) là Trung Quốc và Nhật Bản, với tổng sản phẩm quốc nội (GDP) năm 2013 trên 14.000 tỷ USD. Tính đến hết Quý I/2014, Trung Quốc đã vươn lên thành nước đứng đầu thế giới về xuất khẩu và dự trữ ngoại tệ với tổng giá trị gần 4 nghìn tỷ USD. Kim ngạch thương mại của Nga với các nước châu Á hiện mới chỉ ở mức khiêm tốn 150 tỷ USD, bằng 1/3 so với trao đổi thương mại Nga - châu Âu. Trong khi trục chính trị đang xoay về châu Á, dòng chảy chính của kinh tế thế giới đang chuyển về châu Á - Thái Bình Dương, khu vực Đông Á đang trở thành tâm điểm của sự dịch chuyển.

Đối với Liên bang Nga, khu vực Đông Á không chỉ là thị trường mới để xuất khẩu năng lượng mà còn là cơ hội để phát triển vùng Đông Siberia và Viễn Đông. Mặc dù đang có bất đồng với châu Âu về vấn đề Ukraine, nhưng Nga luôn muốn duy trì thị trường truyền thống này và muốn sử dụng các hợp đồng năng lượng làm công cụ chính trị. Với chính sách năng lượng hướng Đông, Nga đang tăng cường vị trí của mình ở khu vực châu Á - Thái Bình Dương nói chung, Đông Á nói riêng. Khu vực này được đánh giá là thị trường tiềm năng bởi các điểm phục vụ cho việc xuất khẩu đa dạng, nhu cầu từ thị trường tăng nhanh, dễ tiếp cận và mở rộng khả năng đầu tư, dễ ứng dụng công nghệ. Trên thực tế, Nga đang từng bước chiếm lĩnh vai trò là nước cung cấp năng lượng chính cho hai quốc gia nhập khẩu năng lượng hàng đầu thế giới là Trung Quốc và Nhật Bản. Nhất là trong bối cảnh hiện nay khi xuất khẩu năng lượng của các nước Arab, vịnh Persian Trung Á sang khu vực Đông Á và từ Nga sang châu Âu đang bị giảm sút. Đặc biệt nếu quan hệ Trung - Mỹ xấu đi, Mỹ và các đồng minh có thể đóng cửa eo biển Malacca. Hơn nữa, nếu chỉ với vai trò là đối tác cung cấp nguồn năng lượng tại khu vực

Đường ống dẫn dầu ESPO trong Chính sách năng lượng hướng Đông của Nga

này thì Nga vẫn chưa thể hiện được vai trò người tham gia chính. Nếu Trung Quốc với ngành công nghiệp có nguồn nhân công giá rẻ, Nhật Bản và Hàn Quốc là những nhà cung cấp công nghệ cao thì Nga vẫn chưa thể hiện được vai trò to lớn như vậy trong nền kinh tế của khu vực.

Quan hệ Nga - Trung trong chính sách năng lượng đóng vai trò rất quan trọng với kim ngạch song phương lên tới hàng chục tỷ USD/năm (năm 2013 là hơn 90 tỷ USD). Hàng năm, đầu tư của Trung Quốc vào Nga liên tục gia tăng, đặc biệt là đầu tư trong lĩnh vực năng lượng. Lực hấp dẫn về kinh tế từ Trung Quốc và cuộc khủng hoảng ở Ukraine dường như đã tạo ra chất xúc tác để tăng cường quan hệ giữa Moscow và Bắc Kinh. Cả Nga và Trung Quốc hiện nay đều muốn đẩy mạnh hợp tác hơn nữa để có những gắn kết về lợi ích lâu dài. Quan hệ Nga - Trung trong lĩnh vực dầu mỏ được củng cố và phát triển từ năm 2008 với Biên bản ghi nhớ về việc tương trợ và hợp tác trong lĩnh vực dầu mỏ. Nga đã xây xong đường ống quan trọng dẫn dầu xuất khẩu xuyên Siberia đến bờ Thái Bình Dương (ESPO) và kết nối với Trung Quốc. Một dấu ấn hợp tác thành công là việc ký kết hợp tác xuất khẩu dầu của Nga sang Trung Quốc bằng đường ống ESPO trong suốt 20 năm từ năm 2011 với khối lượng khoảng 15 triệu tấn/năm và liên doanh xây dựng Nhà máy Lọc hóa dầu Thiên Tân. Theo kế hoạch, dự án đường ống ESPO sẽ tăng công suất lên 80 triệu tấn/năm đến năm 2030.

Đối với Nhật Bản, Nga đang gia tăng xuất khẩu dầu mỏ và khí đốt hóa lỏng. Tập đoàn Gazprom (Nga), Royal Dutch Shell (Hà Lan) và Mitsui, Mitsubishi của Nhật Bản (chung vốn 22,5% cổ phần) đang tham gia dự án đường ống dẫn khí "Sakhalin-2" và Nhật Bản là nước sử dụng phần lớn thành phẩm cuối cùng của dự án đường ống dẫn khí hóa lỏng này. Ngoài ra, Nga đang tăng thêm ảnh hưởng tại bán đảo Triều Tiên với kế hoạch đường cung cấp khí đốt cho Hàn Quốc đi qua lãnh thổ Triều Tiên, tham gia vào dự án xây dựng tuyến đường sắt nối cảng Najin của Triều Tiên với Khasan thuộc vùng Viễn Đông Nga, khi hình thành đây là "con đường tơ lụa" kết nối hai châu lục Âu - Á.

Tận dụng ưu thế của một cường quốc có lãnh thổ rộng lớn trải dài từ châu Âu sang Thái Bình Dương, Nga đã và đang tiến hành chính sách hướng Đông để tạo sự cân bằng thay vì chỉ tập trung vào Tây Âu như trước đây. Khu vực Đông Á mà rộng hơn là khu vực châu Á - Thái Bình Dương đang tăng trưởng mạnh với nhu cầu sử dụng

năng lượng ngày một cao đang trở thành giao điểm về lợi ích quốc tế và các nước lớn. Hiện Nga đã vượt qua Saudi Arabia để giữ vị trí đứng đầu thế giới về khai thác dầu khí, đồng thời Moscow và Iran đang sở hữu 60% trữ lượng khí đốt tự nhiên của thế giới. Do đó, trong tương lai Nga sẽ chiếm vị trí ảnh hưởng số một từ châu Âu cho đến Thái Bình Dương, đặc biệt không chỉ trong lĩnh vực năng lượng mà cả kinh tế và chính trị.

Chiến lược năng lượng hướng Đông của Nga là một chiến lược then chốt, dự kiến sẽ hình thành các tổ hợp năng lượng trên vùng Viễn Đông nối liền với khu vực Đông Á đến châu Á - Thái Bình Dương và trên bờ biển, thềm lục địa biển phía Bắc nước Nga.

Chính sách xuất khẩu quan trọng của Nga trong giai đoạn 2030 là đa dạng hóa thị trường theo các dạng năng lượng và theo khu vực. Trong tương lai, Nga sẽ vẫn giữ lại thị trường Tây và Trung Âu và nguồn năng lượng chiếm ưu thế vẫn là dầu mỏ. Mục tiêu chính trong chiến lược đa dạng hóa thị trường xuất khẩu của Nga là các thị trường mới ở châu Á - Thái Bình Dương. Do vậy, Moscow đặt mục tiêu đến năm 2030 đạt 26 - 27% xuất khẩu tài nguyên năng lượng, 22 - 25% xuất khẩu dầu thô và 19 - 20% xuất khẩu khí thiên nhiên sang khu vực này. Hiện Nga đang lên kế hoạch khai thác nguồn tài nguyên và phát triển hạ tầng ở phía Đông.

Bên cạnh đó, Nga đẩy mạnh hợp tác trong lĩnh vực công nghệ năng lượng, đặc biệt công nghệ năng lượng tái tạo và tiết kiệm năng lượng với các nước châu Á - Thái Bình Dương. Mở rộng việc tiếp cận các nguồn năng lượng ở nước ngoài và tăng thị phần nhập khẩu và tỷ lệ sở hữu của các công ty dầu khí Nga ở nước ngoài; mở rộng thị trường tiêu thụ các hàng hóa công nghệ cao và các bí quyết công nghệ mà Nga đang sở hữu; nghiên cứu để phát triển kinh doanh các lĩnh vực này tại Nga.

Chiến lược đưa ra vấn đề an ninh năng lượng là yếu tố then chốt của an ninh các quốc gia chung và nằm trong chính sách kinh tế quốc gia của các nước lớn như: Trung Quốc, Nhật Bản, Hàn Quốc, Ấn Độ và Pakistan. Hiện nay an ninh năng lượng gắn liền với khủng hoảng các yếu tố của chính sách năng lượng, đây không những là vấn đề quốc gia mà còn là vấn đề khu vực và toàn cầu. Trong tương lai, với chiến lược này Nga dự định sẽ thành lập một số cơ chế mới để đảm bảo về vấn đề an ninh năng lượng khu vực, trong đó có cân nhắc đến lợi ích lâu dài của Nga như là nhà cung cấp năng lượng chính trong khu vực: Đối thoại năng lượng Nga - APEC hoặc Liên minh Á Âu - APEC;

Lắp đặt đường ống dẫn khí Sakhalin-2. Ảnh: Gazprom

chuẩn bị một thỏa thuận về vấn đề hợp tác trong lĩnh vực năng lượng của các nước APEC, đảm bảo an ninh năng lượng, an ninh kinh tế và an ninh chính trị và bảo vệ môi trường trong khu vực… Trong đó, Nga dự kiến sẽ đưa ra thảo luận trong khu vực một số vấn đề sau: Thỏa thuận về chính sách năng lượng (chiến lược) của các nước trong khu vực (ý tưởng, mục tiêu, khối lượng, điều kiện); Thỏa thuận về các chương trình phát triển năng lượng quốc gia và các thỏa thuận quốc tế có liên quan; Thỏa thuận về các dự án phát triển hạ tầng năng lượng và giao thông; Thỏa thuận về các chương trình phát triển (phổ biến) các công nghệ tiên tiến trong lĩnh vực năng lượng; Thành lập trung tâm phân tích - khoa học về các vấn đề chính sách năng lượng và an ninh năng lượng trong khuôn khổ liên kết các Viện nghiên cứu trong khu vực Đông Bắc Á, châu Á - Thái Bình Dương.

Để phát triển kinh tế vùng phía Đông Siberia và Viễn Đông, Nga xác định cần thực hiện các nhiệm vụ cấp cao và thực hiện các siêu dự án. Một trong các siêu dự án có thể là dự án tổ hợp phát triển hạ tầng năng lượng và giao thông khu vực như một phần hành lang giao thông quốc gia từ Viễn Đông đến các nước phía Đông. Một biện pháp có thể thực hiện khả thi là bằng hình thức đầu tư "Năng lượng đổi hạ tầng".

Chiến lược vạch ra các tuyến đường vận chuyển dầu sang hướng Đông gồm: (1) Vận chuyển dầu sang vùng duyên hải Thái Bình Dương hoặc sang biên giới Trung Quốc bằng hệ thống đường sắt; (2) Bơm dầu thô trực tiếp tới các cảng xuất khẩu ở Thái Bình Dương thông qua dự án Sakhalin hoàn thành năm 2007; (3) Qua đường ống dẫn dầu Đông Siberia - Thái Bình Dương (ESPO) bắt đầu từ các vựa dầu ở Tây Siberia của Nga kéo dài khoảng 4.800km đến cảng Kozmino ở Thái Bình Dương; (4) Đường ống dẫn dầu khác từ Nga đến Trung Quốc dài 964km đến thẳng khu lọc dầu Daqing ở Đông Bắc Trung Quốc. Trong đó, dự án (1) và (2) cho phép Nga xuất khẩu từ 250.000 - 500.000 thùng dầu/ngày đến các thị trường châu Á.

Trong lĩnh vực cung cấp khí đốt, mạng lưới cung cấp khí đốt từ Nga đến các thị trường Đông Á và châu Á - Thái Bình Dương trong giai đoạn đến năm 2030 ước đạt 70 - 80 tỷ m^3. Nga dự định xây dựng một hệ thống vận chuyển khí đốt sang phía Đông từ 4 trung tâm khai thác khí Sakhalin, Yakutsk, Yrkut và Krasnodar. Và khi chứng minh được hiệu quả kinh tế, hệ thống này sẽ được kết nối vào hệ thống cung cấp khí đốt thống nhất toàn Nga (ESG). Nga đã và đang xây dựng 2 tuyến đường cung cấp khí đốt Đông và Tây với khối lượng xuất khẩu tương ứng khoảng 30 và 38 tỷ m3. Tuyến phía Tây từ Tây Siberia, từ các mỏ Nadum-Pur-Taz qua Novokuznetsk đến phía Tây biên giới Nga - Trung Quốc. Tuyến phía Đông, từ vùng Viễn Đông và Sakhalin dự kiến sang Trung Quốc và Hàn Quốc với khối lượng khoảng 25 - 50 tỷ m^3/năm. Dự kiến kết nối các mỏ của trung tâm khai thác khí Yakutsk hoặc Yrkut qua đường ống trung chuyển đến Khabarovsk. Trung Quốc đã chớp thời cơ này, tận dụng chính sách phát triển hạ tầng của Nga để tăng cường đầu tư vào khu vực Viễn Đông. Đặc biệt, Trung Quốc đề nghị đầu tư 10 tỷ USD vào các giếng dầu tại Đông Siberia.

Trong lĩnh vực xuất khẩu than đá, Nga dự kiến sẽ tăng khối lượng xuất khẩu sang các nước châu Á - Thái Bình Dương từ 25 triệu tấn/năm như hiện nay lên 56 - 60 triệu tấn vào năm 2015. Lĩnh vực than đá đã trở thành một hướng hợp tác mới giữa Nga và Trung Quốc trong môi trường năng lượng. Ngân hàng Xuất nhập khẩu Trung Quốc (China Eximbank) đã ký Thỏa thuận khung về dự án tài chính trong lĩnh vực khai thác than đá của Nga phục vụ cho việc xuất khẩu sang Trung Quốc. Khối lượng than đá thương mại trong 5 năm gần đây đạt khoảng 15 triệu tấn/năm, và dự kiến đến năm 2030 sẽ tăng lên 20 triệu tấn/năm. Ngoài ra, Nga và Trung Quốc dự định hợp tác trong công nghệ khai thác than đá.

Trong lĩnh vực điện, Trung Quốc nhập khẩu từ Nga khoảng 7 - 10 tỷ kWh điện (2014) và dự kiến đến năm 2030 sẽ tăng lên 60 - 80 tỷ kWh/năm. Nga cũng cho biết, việc cung cấp điện cho Hàn Quốc có thể bắt đầu sau năm 2015 và đến năm 2030 có thể đạt 10 - 15 tỷ kWh điện/năm.

Chiến lược năng lượng hướng Đông của Nga là cơ hội để Việt Nam xây dựng và phát triển chính sách năng lượng quốc gia. Trong những năm gần đây, một số đối tác lớn của Nga đã và đang tham gia vào các dự án hợp tác tìm kiếm, thăm dò trên thềm lục địa và các dự án khâu sau tại Việt Nam.

Đây là cơ hội để Việt Nam tham gia các cơ chế liên minh trong lĩnh vực năng lượng của Nga và các nước trong khu vực Đông Á và châu Á - Thái Bình Dương. Với vai trò là nước lớn và thế mạnh về các nguồn năng lượng, Nga sẽ hình thành các liên minh và cơ chế hợp tác khu vực hoặc nhóm các nước cung cấp và tiêu thụ nhằm hỗ trợ chiến lược năng lượng hướng Đông của Nga. Do vậy, Việt Nam cần tích cực tham gia để thu hút lợi ích từ các cơ chế này, một mặt đảm bảo an ninh năng lượng, một mặt liên kết phục vụ cho các nhiệm vụ kinh tế - chính trị khác.

Nguyễn Văn Ban

TIN TRONG NGÀNH

PVEP hợp tác với Solar trong bảo dưỡng sửa chữa turbine khí

Lễ ký Thỏa thuận khung giữa PVEP, Cuu Long JOC với Solar. Ảnh: PVEP

Ngày 5/8/2014, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã ký Thỏa thuận khung (Master Maintenance Services Agreement - MMSA) với Solar Turbines - đối tác chuyên sản xuất, cung cấp các turbine khí và các dịch vụ sửa chữa, bảo trì liên quan trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí. Phó Tổng giám đốc thường trực PVEP TS. Ngô Hữu Hải, Giám đốc Solar Turbines Keith Barnett và Tổng giám đốc Cuu Long JOC Nguyễn Văn Quế đại diện các bên ký kết Thỏa thuận này.

Theo Thỏa thuận, Solar sẽ cung cấp các thiết bị liên quan tới turbine khí, dịch vụ bảo trì, xử lý sự cố sau bán hàng, cung cấp phụ tùng chính hãng và thực hiện công tác giám sát bảo dưỡng kỹ thuật định kỳ, đại tu, thay thế cho động cơ turbine khí, đảm bảo ngăn ngừa các sự cố hư hỏng, bất thường, nhanh chóng xử lý các tình huống sự cố, linh hoạt hơn trong chia sẻ nguồn nhân lực và phụ tùng thay thế. Đặc biệt, việc liên kết các khách hàng nhỏ lẻ thành chuỗi khách hàng tại cùng thị trường sẽ giúp nâng cao chất lượng cung ứng dịch vụ với chi phí tối ưu. Từ đó, góp phần nâng cao thời gian làm việc của các thiết bị turbine khí, đảm bảo thời gian khai thác của các mỏ đạt hiệu quả tốt nhất, giảm chi phí bảo dưỡng sửa chữa thiết bị tại các dự án PVEP đầu tư so với các Thỏa thuận khung mà các nhà điều hành ký riêng với Solar trước đây. Trong giai đoạn đầu, PVEP sẽ phối hợp với Solar thực hiện bảo trì 21 turbine khí trong thời gian 5 năm, dự kiến tiết kiệm chi phí 7,5 triệu USD - 10,5 triệu USD so với cách làm như hiện nay.

Với việc ký kết Thỏa thuận khung với Solar, PVEP đã trở thành đơn vị tiên phong trong việc triển khai các sáng kiến về quản trị các thiết bị dầu khí, nhằm tối ưu hóa các hoạt động bảo dưỡng sửa chữa và nâng cao hiệu quả khai thác dầu khí tại các dự án của PVEP/PVN và các nhà điều hành tại Việt Nam.

Vũ Đình

Sản lượng dầu khai thác từ mỏ Pirana đạt trên 1 triệu thùng

Vào lúc 5 giờ 20 phút (giờ Peru) ngày 14/8/2014, mỏ Pirana (thuộc dự án Lô 67 Peru) đã đạt mốc khai thác 1 triệu thùng dầu sau gần 8 tháng (230 ngày) khai thác dòng dầu thương mại đầu tiên (27/12/2013). Thành công này khẳng định quyết tâm vượt thách thức của cán bộ công nhân viên PVEP Peru, sự hợp tác hiệu quả giữa Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và Perenco, tạo động lực tích cực cho các dự án đầu tư ở nước ngoài do PVEP đang triển khai.

Dự án Lô 67 có diện tích 1.019km^2 nằm ở phía Tây Bắc Peru, gồm 3 cụm mỏ: Dorado, Pirana, Paiche; được phát hiện năm 1998 với trữ lượng thu hồi ước tính 210 triệu thùng dầu. Đây là dự án khai thác dầu nặng với yêu cầu cao về công nghệ khai thác, xử lý, vận chuyển, vị trí nằm sâu trong rừng Amazon, cơ sở hạ tầng không thuận lợi, xa căn cứ hậu cần và khu dân cư, thời tiết khắc nghiệt. Lô 67 đang được khai thác với sản lượng ổn định ở mức trên 6.000 thùng dầu/ngày. PVEP và Perenco đang triển

Mỏ Pirana thuộc dự án Lô 67 Peru. Ảnh: PVEP

khai các giải pháp để tăng sản lượng lên 12.000 thùng/ngày vào năm 2015. Dự kiến, Lô 67 sẽ cho sản lượng đỉnh khoảng 60.000 thùng dầu/ngày vào cuối năm 2018 và đầu năm 2019.

Đình Nhân

Petrovietnam kiểm tra tiến độ thực hiện các dự án lọc hóa dầu

Đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với các đối tác tại Nhật Bản. Ảnh: PVN

Từ ngày 2 - 8/8/2014, đoàn công tác của Petrovietnam do TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam dẫn đầu đã làm việc với các đối tác tại Nhật Bản và Hàn Quốc về tiến độ thực hiện Hợp đồng EPC Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn; Dự án bổ sung phân xưởng thu hồi lưu huỳnh và công tác lập DFS cho Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; tìm kiếm cơ hội hợp tác, đầu tư cho các dự án khâu sau của Petrovietnam.

Tại Nhật Bản, Phó Tổng giám đốc Lê Mạnh Hùng đã nghe báo cáo về tình hình thực hiện Dự án Lọc hóa dầu Nghi Sơn và làm việc với Lãnh đạo liên danh Nhà thầu JGCS (gồm JGC và Chyoda - thực hiện chủ yếu các phân xưởng công nghệ chính của Nhà máy). Tính đến nay, Dự án đã triển khai được 12/40 tháng theo tiến độ quy định trong hợp đồng EPC, khối lượng công việc hoàn thành đạt 10,55%. Công ty TNHH Lọc hóa dầu Nghi Sơn (NSRP) đã phối hợp chặt chẽ với JGCS để hoàn thành công tác chọn nhà chế tạo (vendors) và thầu phụ, đồng thời triển khai các giải pháp khôi phục tiến độ bị chậm (chủ yếu ở phần chế tạo vật tư thiết bị), phấn đấu hoàn thành cơ khí (MC) vào tháng thứ 40 của Hợp đồng EPC...

Phó Tổng giám đốc Lê Mạnh Hùng yêu cầu các nhà thầu EPC lập kế hoạch lấy lại tiến độ dự án, tăng cường sự phối hợp, phân rõ trách nhiệm và làm tốt công tác giao diện giữa các hạng mục của các nhà thầu, phân rõ trách nhiệm của chủ đầu tư và nhà thầu EPC trong quá trình chạy thử; các phát sinh và tối ưu nhằm đảm bảo chất lượng, tiến độ của Dự án; đề nghị các nhà thầu EPC sử dụng tối đa các nhà thầu phụ của Petrovietnam.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã làm việc với nhà thầu JGC về tình hình thực hiện Dự án bổ sung phân xưởng thu hồi lưu huỳnh (SRU) và công tác nghiên cứu lập DFS cho Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Phó Tổng giám đốc Lê Mạnh Hùng đề nghị JGC sớm đẩy nhanh tiến độ hoàn thiện phân xưởng SRU theo đúng Hợp đồng đã ký để Nhà máy chế biến dầu thô có hàm lượng lưu huỳnh cao hơn.

Tại Hàn Quốc, Phó Tổng giám đốc Lê Mạnh Hùng đã làm việc với các nhà thầu GS E&C và SK E&C về tình hình triển khai các hạng mục (phụ trợ, năng lượng, nước thải và bồn bể chứa…) trong Hợp đồng EPC Dự án Lọc hóa dầu Nghi Sơn và đôn đốc các nhà thầu tăng cường phối hợp, đẩy nhanh tiến độ của dự án. Đoàn công tác đã làm việc với Daewoo International về cơ hội hợp tác trong các dự án khâu sau, đặc biệt là lĩnh vực hóa dầu như: sản xuất phân bón, xơ sợi, chất dẻo tổng hợp…

Nguyễn Tư

Giàn PV Drilling I thực hiện chiến dịch khoan cho Cuu Long JOC

Ngày 2/8/2014, tại Tp. Nha Trang, Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã ký Thỏa thuận gia hạn Hợp đồng cung cấp giàn khoan tự nâng PV Drilling I cho Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC). Theo đó, giàn khoan PV Drilling I sẽ thực hiện chiến dịch khoan phát triển mỏ Sư Tử Nâu, Sư Tử Trắng của Cuu Long JOC. Dự kiến, chiến dịch khoan sẽ bắt đầu từ giữa Quý III/2014 và kéo dài trong 2 năm.

Giàn khoan PV Drilling I đã thực hiện các chiến dịch khoan của Cuu Long JOC từ năm 2011 với các hợp đồng thời hạn 1 năm và liên tục được gia hạn sau đó. Đây là lần đầu tiên tại Việt Nam một hợp đồng cung cấp giàn khoan tự nâng với thời hạn 2 năm được ký kết. Hợp đồng này sẽ góp phần tạo dựng uy tín thương hiệu, năng lực vận hành

Lễ ký Thỏa thuận gia hạn hợp đồng giữa đại diện lãnh đạo PV Drilling và Cuu Long JOC. Ảnh: PVD

giàn khoan và đảm bảo PV Drilling hoàn thành vượt mức kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2014.

Ngọc Anh

Hạ thủy khối thượng tầng giàn khai thác Sư Tử Nâu

Khối thượng tầng giàn khai thác Sư Tử Nâu. Ảnh: PTSC

Ngày 22/8/2014, tại Tp. Vũng Tàu đã diễn ra Lễ hạ thủy và vận chuyển các khối thượng tầng giàn khai thác Sư Tử Nâu. Đây là dự án do Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC - với tỷ lệ tham gia góp vốn PVEP 50%, ConocoPhilips Vietnam 23,25%, KNOC 14,25%, SK Innovation 9% và Geopetrol 3,5%) làm chủ đầu tư, Công ty TNHH MTV Dịch vụ Cơ khí Hàng hải PTSC (PTSC M&C) làm tổng thầu EPCI (gồm thiết kế, mua sắm, thi công, vận chuyển, lắp đặt, đấu nối và chạy thử ngoài khơi).

Trước đó, dự án Sư Tử Nâu đã hoàn thành công tác thi công và lắp đặt các chân đế (jackets) ngoài khơi vào tháng 9/2013, phục vụ kế hoạch khoan sớm của chủ đầu tư. Công tác thi công trên bờ các khối thượng tầng Sư Tử Nâu Bắc và Sư Tử Nâu Nam với tổng khối lượng xấp xỉ 4.500 tấn đã hoàn thành trước tiến độ, đảm bảo an toàn, chất lượng, tuân thủ các yêu cầu rất khắt khe của khách hàng và hệ thống tiêu chuẩn quốc tế. Công tác lắp đặt ngoài khơi được triển khai và hoàn thành vào cuối tháng 8/2014. Theo kế hoạch, dòng dầu đầu tiên của mỏ Sư Tử Nâu sẽ được đưa vào khai thác trong tháng 10/2014 với lưu lượng dự kiến đạt 50.000 thùng dầu/ngày.

Đình Phong

BSR lần đầu tiên tiếp nhận tàu dầu thô có tải trọng 150.000 tấn

Bơm dầu thô từ tàu có tải trọng 150.000 tấn tại SPM của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Ngày 23/8/2014, Công ty TNHH MTV Lọc Hóa dầu Bình Sơn (BSR) lần đầu tiên đã tiếp nhận tàu chở dầu thô cỡ lớn với tải trọng 150.000 tấn (DWT). Tàu đã vận chuyển thành công 1 triệu thùng dầu thô (khoảng 135.000 tấn) AZERI nhập khẩu từ Azerbaijan qua hệ thống phao rót dầu không bến (SPM) của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Với việc đầu tư chi phí cải hoán khoảng 300.000USD, BSR đã nâng công suất tiếp nhận tàu dầu thô của SPM lên gấp 1,5 lần, từ kích cỡ tàu Aframax (80.000 - 110.000DWT) lên kích cỡ tàu Suezmax (150.000DWT). Hiện nay, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có khả năng tiếp nhận dầu thô từ các khu vực khác nhau trên thế giới như Tây Phi, vùng Địa Trung Hải... góp phần đa dạng hóa nguồn dầu thô để đưa về chế biến, nâng cao hiệu quả, giảm giá thành sản xuất và tiết kiệm từ 10 - 15 triệu USD/năm.

Kể từ khi Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đi vào vận hành đến nay, BSR đã nhập 398 chuyến dầu thô với tổng khối lượng khoảng 31,3 triệu tấn, sản xuất ra trên 30,2 triệu tấn sản phẩm, góp phần bình ổn thị trường, đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước.

Trần Minh

PTSC MARINE CUNG CẤP 4 TÀU DỊCH VỤ CHO PVEP POC

Công ty Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC) và Công ty TNHH MTV Tàu dịch vụ Dầu khí (PTSC Marine) vừa ký các hợp đồng cung cấp tàu dịch vụ (giá trị hơn 12 triệu USD) và họp triển khai kế hoạch tàu. Theo đó, PTSC Marine sẽ tiếp tục cung cấp 4 tàu dịch vụ gồm: Bình An, Posh Viking, Tourmaline và Bahtera Mulia phục vụ hoạt động khoan của PVEP POC.

Đức Trung

PVFCCo GẶP GỠ CÁC NHÀ ĐẦU TƯ

Ngày 18/8/2014, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) đã tiếp trên 20 đại diện cho các quỹ đầu tư lớn tại Việt Nam, Hàn Quốc, Thái Lan và Singapore. Ban lãnh đạo PVFCCo đã trao đổi về kết quả sản xuất kinh doanh của Tổng công ty trong năm 2014; kế hoạch triển khai các dự án mới, xuất khẩu sản phẩm, chiến lược phát triển của PVFCCo trong giai đoạn tiếp theo…

Đình Việt

Chủ tịch HĐTV Petrovietnam làm việc với Vietsovpetro

Sản lượng khai thác của Vietsovpetro 6 tháng đầu năm 2014 đạt 2,76 triệu tấn dầu và 763,9 triệu m³ khí. Ảnh: VSP

Ngày 1/8/2014, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn đã đi thăm và làm việc với Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". Tổng giám đốc Vietsovpetro Từ Thành Nghĩa cho biết, trong 6 tháng đầu năm 2014 sản lượng khai thác của Liên doanh đạt 2,76 triệu tấn dầu và cung cấp vào bờ 763,9 triệu m³ khí, đưa vào khai thác 11 giếng, doanh thu đạt 119,1% kế hoạch 6 tháng và 62,3% kế hoạch năm.

Tại buổi làm việc với Xí nghiệp Khoan và Sửa giếng (Vietsovpetro), ông Đặng Trọng Liễu - Phó giám đốc Xí nghiệp cho biết, trong 7 tháng đầu năm 2014, Xí nghiệp đã khoan 76.370m tại các Lô 09-1, 09-3, 04-3 (đạt 65% kế hoạch năm - 117.400m); kết thúc khoan và bàn giao 23 giếng (đạt 74% kế hoạch năm); sửa chữa lớn 40 lượt giếng (đạt 63% kế hoạch năm). Từ nay đến cuối năm 2014, Xí nghiệp sẽ khoan 41.030m, kết thúc khoan và bàn giao 8 giếng, sửa chữa lớn 23 lượt giếng. Hiện Xí nghiệp đang triển khai các giải pháp để đảm bảo hoàn thành kế hoạch trong điều kiện hoạt động khó khăn như: giàn Cửu Long và giàn Tam Đảo 02 đang trong thời gian sửa chữa/bảo dưỡng, thời tiết xấu gây bất lợi cho việc di chuyển giàn, một số phụ tùng, vật tư, hóa phẩm khoan nhập khẩu khan hiếm, chưa đáp ứng kịp thời nhu cầu sản xuất...

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn yêu cầu Xí nghiệp Khoan và Sửa giếng chú trọng công tác đào tạo đội ngũ cán bộ kỹ sư, công nhân có trình độ chuyên môn cao, cải tiến kỹ thuật và áp dụng công nghệ tiên tiến để nâng cao hiệu quả và tiết giảm chi phí khoan.

Hoàng Anh

NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN VŨNG ÁNG 1:

Tổ máy số 1 đạt công suất 631MW

Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1. Ảnh: CTV

Vào 20 giờ 47 phút ngày 7/8/2014, Tổ máy số 1 Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 đã đạt công suất thiết kế tối đa với 631MW, đảm bảo các thông số kỹ thuật, an toàn. Sự kiện này đánh dấu một mốc quan trọng trong quá chạy thử, nghiệm thu và vận hành Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1.

Tổng thầu Tổng công ty Lắp máy Việt Nam (Lilama) tiếp tục tiến hành chạy thử và kiểm tra tình trạng kỹ thuật, tính ổn định, tối ưu hóa hiệu suất của cả hệ thống, chạy thử tin cậy và thử nghiệm các thông số đảm bảo. Dự kiến Tổ máy 1, dự án Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 sẽ được cấp PAC vào tháng 10/2014.

Trong hơn 7 tháng kể từ ngày hòa đồng bộ Tổ máy số 1 lên lưới điện Quốc gia (ngày 27/12/2013), Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 đã cung cấp 56,6 triệu kWh điện, góp phần vận hành ổn định lưới điện Quốc gia trong mùa cao điểm.

Mạnh Cường

HẠ THỦY CHÂN ĐẾ VÀ SÀN KHOAN GIÀN H5 MỎ TÊ GIÁC TRẮNG

Nghi thức hạ thủy chân đế H5. Ảnh: PVC

Ngày 20/8/2014, tại Tp. Vũng Tàu, Công ty Liên doanh Điều hành Hoàng Long (Hoang Long JOC), Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) và Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã hạ thủy chân đế và sàn khoan giàn H5 mỏ Tê Giác Trắng để đưa đi lắp đặt ngoài khơi.

Dự án chân đế và sàn khoan giàn H5 có trọng lượng hơn 2.500 tấn, nằm trong kế hoạch phát triển mỏ Tê Giác Trắng (Lô 16-1). Đây là công trình do Hoang Long JOC làm chủ đầu tư, PTSC M&C và PVC-MS là nhà thầu thi công, chế tạo. Sau hơn 4 tháng thi công, PVC-MS đã hoàn thành dự án đảm bảo tiến độ, chất lượng và đạt hơn 500.000 giờ lao động an toàn.

Minh Phương

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất nâng công suất lên 105%

Ngày 20/8/2014, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn đã có buổi làm việc với Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) về công tác tái cấu trúc, tình hình sản xuất kinh doanh của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và các giải pháp phát triển Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất.

Theo ông Nguyễn Hoài Giang - Chủ tịch HĐTV BSR, công tác tái cấu trúc đang được triển khai theo đúng lộ trình và BSR sẽ có phương án, giải pháp để có thể tự đứng ra triển khai nâng cấp mở rộng Nhà máy. Tổng giám đốc BSR Đinh Văn Ngọc cho biết, kết quả sản xuất kinh doanh của BSR trong 7 tháng đầu năm 2014 đều đạt và vượt kế hoạch đề ra. Từ đầu năm đến ngày 14/8/2014, Nhà máy sản xuất hơn 3,2 triệu tấn sản phẩm (đạt 66% kế hoạch năm), doanh thu ước đạt 73.522 tỷ đồng (đạt 74% kế hoạch năm), nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 13.303 tỷ đồng (đạt 110,3% kế hoạch năm). Từ ngày 18/8/2014, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã nâng công suất lên 105% và sẽ duy trì công suất này cho đến hết năm 2014. Lãnh đạo BSR kiến nghị các giải pháp để đa dạng hóa nguồn dầu thô cho Nhà máy; đẩy mạnh đào tạo nội bộ, ngăn ngừa "chảy máu chất xám"; ưu đãi giá cho xăng E5 RON 92; tăng cường bảo vệ cho phao rót dầu không bến…

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu chỉ đạo tại buổi làm việc với BSR. Ảnh: CTV

Kết luận buổi làm việc, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu BSR nâng cao năng lực cạnh tranh của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất so với các nhà máy trong khu vực và trên thế giới, áp dụng cơ chế quản trị tiên tiến...

Khôi Nguyên

Rosneft Vietnam tài trợ 35.000USD cho sinh viên nghiên cứu khoa học

Lễ ký hợp đồng tài trợ giữa Rosneft Vietnam và Đại học Mỏ - Địa chất. Ảnh: CTV

Sáng ngày 14/8/2014, tại Hà Nội, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chứng kiến Lễ ký hợp đồng tài trợ 35.000USD cho sinh viên nghiên cứu khoa học và cuộc thi thiết kế robot phục vụ công tác thăm dò, khai thác tài nguyên khoáng sản giữa Rosneft Vietnam và Đại học Mỏ - Địa chất. Chủ tịch kiêm Tổng giám đốc Rosneft Vietnam Hugh McIntosh cho biết, Dự án sẽ góp phần phát triển công tác giáo dục đào tạo ngành mỏ và địa chất, cụ thể là phát triển nguồn nhân lực cho ngành công nghiệp dầu khí ở Việt Nam.

Trên cơ sở chọn lọc các đề tài và ý tưởng thiết kế, Rosneft Vietnam sẽ tài trợ kinh phí để 15 nhóm sinh viên triển khai nghiên cứu khoa học và 3 nhóm sinh viên thiết kế robot. Trước đó, Rosneft Vietnam đã thực hiện thành công dự án tài trợ tương tự cho sinh viên Đại học Mỏ - Địa chất trong năm học 2012 - 2013.

Rosneft Vietnam (thuộc Tập đoàn Rosneft) đang sở hữu 35% cổ phần và là nhà điều hành tại Lô 06-1, đã khai thác và cung cấp trên 43,5 tỷ m^3 khí. Rosneft cũng là nhà điều hành và sở hữu 100% cổ phần Lô 05.3/11 và tham gia 32,67% cổ phần trong dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn. Tính đến cuối năm 2013, sản lượng khai thác dầu khí của Rosneft đạt 4,9 triệu thùng/ngày, trữ lượng dầu khí đã được xác minh ước đạt trên 33 tỷ thùng dầu quy đổi.

Việt Nga

NHIỆT ĐIỆN THÁI BÌNH 2 LẮP ĐẶT KẾT CẤU THÉP ĐẦU TIÊN

Ngày 19/8/2014, Ban Quản lý dự án Nhiệt điện Dầu khí Thái Bình 2 và Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC) đã lắp đặt kết cấu thép lò hơi Tổ máy số 1. Đây là sự kiện đánh dấu bước chuyển giao giữa giai đoạn xây dựng nền móng sang dựng kết cấu thép và lắp đặt thiết bị Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2.

Nguyễn Thành

QUẢNG NGÃI ĐỒNG LOẠT PHÂN PHỐI XĂNG SINH HỌC TỪ 1/9/2014

Từ ngày 1/9/2014, Quảng Ngãi sẽ là tỉnh đầu tiên trong cả nước đồng loạt phân phối xăng sinh học E5 RON 92, sớm hơn 3 tháng so với Lộ trình của Chính phủ. Trước đó, ngày 6/8/2014, Công ty CP Nhiên liệu Sinh học Dầu khí Miền Trung (BSR-BF) và Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) đã tổng kết dự án xây dựng Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất.

Trần Minh

TIN THẾ GIỚI

Mozambique đầu tư 30 tỷ USD để sản xuất LNG

Chủ tịch HĐQT Công ty Dầu khí Quốc gia Mozambique (ENH) Nelson Ocuane cho biết, sẽ đầu tư hơn 30 tỷ USD để sản xuất 20 triệu tấn khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG)/năm từ năm 2018. Ngoài ra, ENH sẽ đầu tư để phát triển các cảng Palma và Pemba ở phía Bắc, xây dựng căn cứ hậu cần khổng lồ và một nhà máy sản xuất LNG.

Các cơ sở trên sử dụng khí đốt tự nhiên được khai thác từ các mỏ ngoài khơi tại lưu vực Rovuma do Anadarko (Mỹ) và ENI (Italy) phát triển. Dự báo có khoảng 5,1 tỷ m^3 khí đã được phát hiện ở lưu vực ngoài khơi - tương đương với lượng tiêu thụ khí đốt của Đức, Anh, Pháp và Italy trong 18 năm.

Cùng với việc phát triển và khuyến khích đầu tư nước ngoài, Quốc hội Mozambique đã phê duyệt sửa đổi luật liên quan đến ngành công nghiệp dầu khí, tạo ra một "cơ chế đặc biệt" cho sự phát triển LNG. Cơ chế này gồm một số chính sách miễn giảm thuế (mặc dù tỷ lệ cuối cùng chưa được ấn định); các nhà khai thác nước ngoài có giấy phép thăm dò tìm kiếm được phân bổ tỷ lệ đầu tư trong quan hệ đối tác với ENH, niêm yết trên Sở Giao dịch Chứng khoán của Maputo.

Khai thác khí từ các mỏ ngoài khơi Mozambique. Ảnh: Anadarko

Một số chuyên gia ngành công nghiệp ước tính Mozambique khó có thể đạt được mục tiêu khai thác 20 triệu tấn LNG vào năm 2018. Tương tự như vậy, Quỹ Tiền tệ Quốc tế (IMF) thận trọng cho rằng từ năm 2022 trở đi Mozambique mới có được doanh thu đáng kể từ LNG.

Hoàng Chiến

Libya đang từng bước trở lại thị trường dầu mỏ

Sản lượng của Libya đạt 550.000 thùng/ngày. Ảnh: Reuters

Quyền Bộ trưởng Dầu mỏ Libya Omar al-Chakmak cho biết sản lượng dầu khí của nước này đang gia tăng và dự kiến sẽ đạt mức trước đây trong năm 2014, nếu tình hình các mỏ ổn định.

Theo ông Hrari Mohamed - phát ngôn viên của Công ty Dầu khí Quốc gia NOC, sản lượng của Libya đạt 550.000 thùng/ngày vào ngày 18/8/2014 (trong khi trước đó chỉ dao động quanh mức 400.000 thùng/ngày). Ông Hrari dự đoán sản lượng sẽ đạt 1 triệu thùng/ngày trong tháng 9/2014, nhờ sự gia tăng sản lượng tại các mỏ Charara và Al-thread ở phía Nam và việc nối lại hoạt động khai thác ở các mỏ khác ở phía Đông, phía Tây và phía Nam đất nước.

Về vấn đề tiêu thụ, Quyền Bộ trưởng Dầu mỏ Omar cho hay Libya mất nhiều khách hàng khi ngừng xuất khẩu trong một năm qua. Tuy nhiên, ông lạc quan về việc Libya đang tìm cách thu hút các khách hàng truyền thống và khách hàng mới. Còn ông Samir Kamal - Giám đốc dầu khí tại NOC cho biết một tàu chở dầu với công suất 600.000 thùng sẽ cập cảng dầu Al-Sedra để nhận hàng. Các bồn chứa tại cảng dầu này hiện có 6,5 triệu thùng dầu thô, trong khi các bồn chứa tại Ras Lanuf chỉ có 4 triệu thùng.

Theo các chuyên gia, cuộc khủng hoảng dầu mỏ đã khiến Libya mất 40 tỷ USD trong năm 2014. Sản lượng khai thác có lúc giảm xuống chỉ còn 250.000 thùng/ngày so với 1,5 triệu thùng/ngày trước khi chế độ của Tổng thống Muammar Gaddafi sụp đổ năm 2011.

Đoàn Duy

KRISENERGY MUA CỔ PHẦN CỦA CHEVRON TẠI CAMPUCHIA

Công ty khai thác dầu khí KrisEnergy Ltd. (Singapore) vừa đạt được thỏa thuận mua lại cổ phần của Chevron Overseas Petroleum ở Lô A tại vùng biển ngoài khơi Campuchia với giá 65 triệu USD.

Sau khi hoàn tất thỏa thuận mua bán, cổ phần của KrisEnergy Ltd. trong Lô A sẽ tăng từ 25% lên 52,25%. KrisEnergy ước tính lô dầu này có trữ lượng khoảng 5,4 triệu thùng.

Ngay sau khi công bố kế hoạch mua lại cổ phần của Chevron tại Lô A ở Campuchia, cổ phiếu KrisEnergy tăng 2,7% lên 0,75 SGD. Đây là mức tăng cao nhất trong vòng một tháng qua. Cổ phiếu này đã mất hơn 40% giá trị từ đầu năm 2014 đến nay.

Kim Yến *(TTXVN)*

Quý II/2014: Lợi nhuận trước thuế của Petronas đạt 8,78 tỷ USD

Petronas ước đạt 94,6 tỷ RM lợi nhuận trước thuế năm 2014. Ảnh: Petronas

Lợi nhuận trước thuế trong Quý II/2014 của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Malaysia (Petronas) đạt 28,1 tỷ RM (8,78 tỷ USD) tăng 28% so với cùng kỳ năm 2013 (22 tỷ RM). Doanh thu của Petronas đã tăng 15% lên 85,4 tỷ RM so với 74,4 tỷ RM cùng kỳ năm trước đó do sản lượng khai thác được cải thiện, lượng khí hóa lỏng bán ra tăng và tỷ giá hối đoái có lợi.

Phó Chủ tịch điều hành kiêm Giám đốc Tài chính của Petronas George Ratilal cho biết, sản lượng tăng lên do nỗ lực thúc đẩy sản xuất và dòng sản phẩm mới từ Malaysia và Iraq, sản xuất tái khởi động tại Nam Sudan và gia tăng sản lượng từ Canada. Trong nửa đầu năm 2014, lợi nhuận trước thuế của Petronas tăng 9% so với cùng kỳ năm 2013, đạt 55,3 tỷ RM; doanh thu tăng 12%, đạt 169,41 tỷ RM.

Chủ tịch kiêm Giám đốc điều hành Petronas Shamsul Azhar Abbas dự báo cuối năm 2014, Tập đoàn sẽ đối mặt với nhiều thách thức trong bối cảnh nguồn cung tăng mạnh.

Petronas ước lợi nhuận trước thuế năm 2014 chỉ đạt khoảng 94,6 tỷ RM do giá dầu thô có thể giảm xuống mức 95 - 100 USD/thùng. Ông Shamsul nhận định: "Ngày càng khó khăn để phát triển ngành dầu khí, ngoài ra chi phí tiếp tục tăng cao."

Tính đến cuối tháng 6/2014, tài sản của Petronas đạt 544,1 tỷ RM, nguồn vốn đầu tư đạt 26,3 tỷ RM, trong đó 64% đầu tư tại Malaysia và 36% đầu tư ra nước ngoài. Ông Shamsul cho biết trong vòng 5 năm tới, Petronas đang hướng tới tăng mức lợi nhuận thực lên 20% so với 11% như hiện nay.

Chí Giáp

Nga đưa giàn khoan ngoài khơi lớn nhất thế giới vào hoạt động

Giàn khoan West Alpha. Ảnh: Seadrill

Liên bang Nga đã khai trương giàn khoan ngoài khơi lớn nhất thế giới West Alpha tại biển Kara ở Bắc Cực. Đây là dự án liên doanh giữa Rosneft (Nga) với Exxon Mobil (Mỹ). Hai tập đoàn này còn có kế hoạch thành lập một trung tâm nghiên cứu Bắc Cực.

Trên thực tế, giàn khoan West Alpha là một con tàu lớn, lưu lại trên biển trong suốt thời gian thăm dò. Giàn khoan này có lượng giãn nước 30.000 tấn, dài 70m, có thể làm việc ở độ sâu gần 2,5km và chịu được sóng biển cao 15m.

Tổng thống Nga Vladimir Putin đã phát lệnh khai trương giàn khoan. Sự kiện này không chỉ có ý nghĩa lịch sử đối với Nga mà cả thế giới khi Nga bắt đầu thăm dò khoáng sản tại Bắc Cực với một giàn khoan nằm gần cực Bắc nhất của nước này.

Chủ tịch Rosneft Igor Sechin khẳng định West Alpha là dự án thăm dò, khai thác dầu khí trên thềm lục địa lớn nhất thế giới. Các nghiên cứu sơ bộ của Rosneft cho thấy khu vực Bắc Cực của Nga có thể là mỏ khoáng sản có tiềm năng hàng đầu thế giới. Mặc dù vị trí hoạt động của giàn khoan không thuận lợi, song Rosneft tin tưởng vào thành công của dự án này.

Thanh Tú

PEMEX PHÁT HIỆN GIẾNG DẦU CÓ TRỮ LƯỢNG LỚN

PEMEX đặt mục tiêu nâng sản lượng lên 4 triệu thùng/ngày. Ảnh: Fusion

Ngày 18/8/2014, Tập đoàn Dầu khí Nhà nước Mexico (PEMEX) đã phát hiện một giếng dầu có trữ lượng lớn, cho phép khai thác hàng tỷ thùng trên một diện tích gần 50km^2 tại vùng biển thuộc bang Tabasco, Đông Nam Mexico.

PEMEX đặt mục tiêu nâng sản lượng từ 2,5 triệu thùng/ngày lên 4 triệu thùng/ngày trong thời gian tới. Hiện PEMEX đang khai thác tại vùng biển của bang Tabasco, với sản lượng khoảng 100.000 thùng/ngày và tiếp tục thăm dò vùng biển của bang này và bang Campeche.

Hồng Phương

THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Diễn biến giá dầu khí

Do tình hình chính trị căng thẳng ở Ukraine, Libya, Iraq và Biển Đông, giá dầu trong trong tháng 8/2014 tăng đột ngột, đặc biệt sau khi Cơ quan Thông tin Năng lượng (EIA) Mỹ công bố báo cáo cho thấy dự trữ dầu thô của nước này đã giảm 4,5 triệu thùng trong tuần kết thúc vào ngày 15/8/2014, giảm mạnh hơn so với mức dự đoán chỉ 900.000 thùng trước đó. Tuy nhiên, tuần ngay sau đó lại là tuần đầu tiên kể từ tháng 1/2014, giá dầu ngọt nhẹ Mỹ giảm xuống dưới mức 95USD/thùng do nguồn cung dư dả, vơi đi nỗi lo của nhà đầu tư về bất ổn tại các quốc gia sản xuất dầu mỏ chủ chốt như Libya, Iraq và Ukraine - điểm trung chuyển quan trọng dầu mỏ và khí đốt của Nga sang châu Âu. Đóng cửa phiên cuối tuần ngày 22/8/2014, giá dầu thô ngọt nhẹ Mỹ (WTI) giao tháng 10/2014 tại thị trường New York giảm 31 cent xuống còn 93,65 USD/thùng; tại London, giá dầu Brent Biển Bắc giao cùng kỳ cũng giảm 34 cent xuống còn 102,29 USD/thùng.

Bảng 1. *Giá dầu thô trung bình của các nước sản xuất chính*

Đơn vị: USD/thùng

Thời gian / Nước xuất khẩu	Tháng 7/2014	Tháng 8/2014 (Dự báo)
OPEC basket chuẩn	103,20	99,57
Arab nhẹ - Saudi Arabia	107,80	100,08
Basrah nhẹ - Iraq	105,50	98,22
Bonny nhẹ - Nigeria	107,50	105,05
Es Sider - Libya	106,65	103,40
Girassol - Angola	105,85	102,57
Iran nặng	102,50	99,15
Kuwait xuất khẩu	102,45	98,64
Marine - Qatar	102,70	98,75
Merey - Venezuela	94,50	90,82
Murban - UAE	105,10	101,12
Oriente - Ecuador	94,67	90,98
Saharan trộn 44° - Algeria	106,60	103,60
Minas 34° - Indonesia	101,00	97,76
Fateh 32° - Dubai	101,95	98,93
Ismuths 33° - Mexico	102,47	101,04
Tia Juana nhẹ 31° - Venezuela	NA	NA
Brent 38° - Anh	106,71	103,50
Urals - Liên bang Nga	105,55	102,57

Nguồn: Oil-prices.net

Theo các nhà phân tích thị trường châu Âu, giá dầu WTI sẽ sớm tăng trở lại lên khoảng 98,5USD/thùng, phụ thuộc vào diễn biến chiến sự ở Iraq. Đây là một ẩn số khó có thể dự báo mặc dù Iraq có vai trò quan trọng chi phối giá thị trường dầu thế giới trong ngắn hạn cũng như dài hạn. Từ tháng 3/2014, sản lượng dầu 209.000 thùng/ngày từ các mỏ ở khu vực Kurdish phía Bắc Iraq không tham gia thị trường, khiến nguồn cung dầu mỏ thế giới thiếu hụt 3 triệu thùng/ngày. Gần 100% lượng dầu xuất khẩu của Iraq (2,5 triệu thùng/ngày) ở miền Nam đang nằm dưới quyền kiểm soát của Chính phủ Iraq, nên giá dầu thế giới hiện nay chưa có những biến động tiêu cực lớn. Tuy nhiên, lực lượng nổi dậy ở Iraq đe dọa nghiêm trọng đến mục tiêu sản lượng 6 triệu thùng/ngày của nước này vào năm 2020.

Bảng 2*. Tổng nguồn cung LNG toàn cầu*

Đơn vị: Triệu tấn

Quý / Năm	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV
2010	56,08	51,56	55,98	59,05
2011	62,20	59,24	59,72	60,49
2012	63,24	56,95	58,93	59,25
2013	61,97	58,23	59,32	59,61
2014	62,24	59,54		

Nguồn: LNG-VCM Trade report, Global LNG 2014, IHS Energy 2014

Trong Quý II/2014, nguồn cung LNG toàn cầu đạt 59,54 triệu tấn, tăng 2,2% so với cùng kỳ năm 2013, nhưng giảm 4% so với Quý I/2014 vì nhu cầu đỉnh trong mùa đông đã qua (Bảng 2). Năm 2014, mặc dù sản lượng LNG của Na Uy, Qatar và Ai Cập giảm do các nhà máy phải dừng sản xuất để bảo trì hoặc do thiếu an ninh nhưng với sự tham gia của Papua New Guinea (xuất khẩu 0,4 triệu tấn vào tháng 6/2014), Mỹ, Nigeria nên chuỗi giá trị LNG trên thị trường thế giới vẫn tăng. Bảng 2 thể hiện lượng giao dịch LNG theo Quý trong giai đoạn 2010 - 2014.

Sau mùa đông khắc nghiệt, giá LNG ở Mỹ có khuynh hướng giảm từ 7,9USD/triệu Btu xuống 5,3USD/triệu Btu. Ở châu Á - Thái Bình Dương, giá LNG trong Quý II/2014 gần như ổn định ở mức 15USD/triệu Btu. Ở châu Âu, giá

Bảng 3. *Diễn biến xuất khẩu LNG theo khu vực trong giai đoạn 2012 - 2014*

Đơn vị: Nghìn tấn

Thời gian		Châu Á - Thái Bình Dương		Trung Đông - Bắc Mỹ		Đại Tây Dương	
Năm	Quý	Khối lượng	Tỷ phần (%)	Khối lượng	Tỷ phần (%)	Khối lượng	Tỷ phần (%)
2012	1	22.227	35,2	30.123	47,6	10.871	17,2
	2	19.938	35,0	28.093	49,3	8.977	15,7
	3	20.444	34,7	26.760	45,4	11.730	19,9
	4	21.954	37,1	27.323	46,1	9.969	16,8
2013	1	22.353	36,0	29.804	48,0	9.879	15,9
	2	20.468	35,1	28.997	49,8	8.780	15,1
	3	21.461	36,2	28.131	47,4	9.753	16,4
	4	23.007	38,5	26.561	44,5	10.116	16,9
2014	1	22.373	35,7	29.142	46,5	11.184	17,8

Nguồn: IHS Waterborne LNG, IHS Energy 2014

LNG giảm mạnh do nhu cầu giảm, giá tại sàn NBP chạm mức 7,62USD/triệu Btu. Khí đốt nhập khẩu vào châu Âu được tái xuất dưới dạng LNG sang Nam Mỹ và Đông Bắc Á. Khí đốt Mỹ nhập khẩu qua đường ống từ các nước Bắc Mỹ cũng bắt đầu được tái xuất khẩu theo cách của Tây Ban Nha.

Nhật Bản đã chuyển sang dùng khí đốt để phát điện thay cho dầu thô và điện hạt nhân nên đã tăng mức nhập khẩu LNG lên 10%. Hàn Quốc giảm nhu cầu LNG 16% vì mùa đông đã qua và không cần tăng dự trữ. Trung Quốc lục địa và Argentina tăng nhu cầu nhưng Trung Quốc không còn là nước đứng đầu các nước nhập khẩu LNG ở châu Á. Diễn biến xuất khẩu LNG trên thế giới theo khu vực và theo thời gian trong giai đoạn 2012 - 2014 được trình bày trong Bảng 3 và 4.

Thị trường mua bán tài sản, hợp đồng dầu khí

Oando Energy Resources Inc (OER), đã hoàn tất việc mua tài sản dầu khí thượng nguồn của ConocoPhillips ở Nigeria với giá 1,5 tỷ USD.

Templar Energy LLC đã thỏa thuận mua mỏ Granite Wash từ Newfield Exploration Co. (Mỹ) với giá 588 triệu USD. Thỏa thuận có hiệu lực từ 1/7/2014. Tài sản gồm 42.000 mẫu Anh, đang có sản lượng 65 triệu ft^3 khí tương đương/ngày (60% là khí). Trữ lượng xác minh của mỏ ước đạt 38 triệu thùng dầu tương đương theo kết quả đánh giá cuối năm 2013. Trước đó, Templar đã mua 7.000 mẫu Anh ở các quận Ellis và Roger Mills (Oklahoma) cũng như các tài sản khác ở Texas Panhandle từ Forest Oil Corp. với giá 1 tỷ USD.

Cơ quan Quản lý Năng lượng biển Mỹ (Bureau of Ocean Energy Management - BOEM) có kế hoạch đấu giá cho thuê khu vực Lease Sale 238 (diện tích 21,6 triệu mẫu Anh) trong tháng 8/2014 ở vịnh Mexico, mực nước sâu 16 - 10.975ft, dự báo sản lượng ở khu vực này khoảng 116 - 200 triệu thùng dầu và 538 - 938 tỷ ft^3 khí. Đây là đợt đấu thầu thứ 6 trong chương trình Outer Continental Shelf Oil and Gas Leasing Program 2012 - 2017. Năm gói chào thầu đợt đầu của chương trình này gồm 60 triệu mẫu Anh, có giá 2,3 tỷ USD. Đợt đấu giá vào tháng 3/2014 ở vùng trung tâm vịnh đã có 50 công ty tham dự, thu được 850 triệu USD. Đây có thể là đợt có giá bỏ thầu cao nhất trong các đợt đấu thầu. Trong tháng 7/2014, BOEM đã quản lý hơn 6.100 khu vực cho thuê đất, với 34 triệu mẫu Anh đang hoạt động trong chương trình USOCS.

Gazprom Neft cho biết dầu khai thác từ mỏ Badra sẽ được chuyển vào hệ thống đường ống chính của Iraq, sau đó đưa về terminal xuất khẩu Basra từ tháng 9/2014. Dầu thô khai thác từ 2 giếng có công suất ban đầu là 60.000 thùng/ngày, dự kiến sản lượng đỉnh sẽ đạt 170.000 thùng/ngày vào năm 2017. Gazprom Neft là nhà điều hành, với 30% vốn, Iraq Oil Exploration Co. 25%, Korea Gas Corp. 22,5%, Petronas 15% và TPAO 7,5%.

Rosneft và PDVSA (Venezuela) đã ký hợp đồng hợp tác cho các đề án ở thềm lục địa Venezuela trên các lô Rio Caribe và Mejillones, giai đoạn 2 của hợp đồng khí đốt Marical Sucre và tiếp tục đàm phán về các điều khoản kỹ thuật, thương mại và luật pháp để thành lập liên doanh phát triển mỏ ở các lô nói trên. Hai bên cũng đồng ý thành lập các liên doanh xây dựng nhà máy sản xuất LNG. Rosneft và PDVSA có 5 hợp đồng hợp tác khai thác dầu ở các khu vực Carabobo-2 và 4; Junin-6; Petromonagas. Boqueron và Petroperia.

Petronas đã ký hợp đồng với Zelan Construction Sdn. Bhd., (chi nhánh của Zelan Bhd, Kuala Lampur) về thiết kế, công nghệ chi tiết, mua sắm thiết bị, xây dựng, nghiệm thu cho Liên hợp lọc hóa dầu ở Pengerang, phía Đông Nam Johor, Malaysia.

Theo đó, Zelan Construction sẽ thực hiện hợp đồng thiết kế có giá trị 78,3 triệu USD trong 18 tháng. Liên hợp này sẽ sản xuất naphtha, khí dầu lỏng, xăng, diesel, công suất 300.000 thùng/ngày và nguyên liệu hóa dầu, theo tiêu chuẩn châu Âu để đáp ứng nhu cầu của thị trường châu Á - Thái Bình Dương. Dự kiến, Liên hợp sẽ được đưa vào sản xuất vào năm 2019. Giá thành xây dựng khoảng

Bảng 4. *Xuất khẩu LPG châu Á - Thái Bình Dương trong giai đoạn 2012 - 2014*

Năm	Quý	Đơn vị tính	Malaysia	Indonesia	Australia	Brunei	Nga	Peru	Papua New Guinea	Mỹ	Tổng
2012	I	Tỷ phần (%)	29,7	24,6	19,2	8,3	13,4	4,7			
		Khối lượng (nghìn tấn)	6612	5470	4.266	1.840	2.987	1.051			22.226
	II	Tỷ phần (%)	26,6	24,2	21,8	8,4	13,7	4,9		0,5	
		Khối lượng (nghìn tấn)	5299	4825	4.340	1.669	2.732	980		93	19.938
	III	Tỷ phần (%)	23,9	22,2	29,5	7,4	11,8	5,0		0,2	
		Khối lượng (nghìn tấn)	4.888	4.754	6.034	1.512	2.054	1.015		44	20.301
	IV	Tỷ phần (%)	28,7	18,2	28,0	8,3	12,7	3,8		0,2	
		Khối lượng (nghìn tấn)	6.307	4.004	6.139	1.828	2.797	842		38	21.955
2013	I	Tỷ phần (%)	28,8	19,5	24,9	8,1	13,5	5,2			
		Khối lượng (nghìn tấn)	6.434	4.359	5.575	1.807	3.012	1.165			22.352
	II	Tỷ phần (%)	28,4	21,8	24,7	8,0	12,0	5,0			
		Khối lượng (nghìn tấn)	5.816	4.471	5.051	1.646	2.459	1.024			20.467
	III	Tỷ phần (%)	27,1	21,3	26,5	8,4	11,3	4,5			
		Khối lượng (nghìn tấn)	5.996	4.577	5.680	1.808	2.433	967			21.461
	IV	Tỷ phần (%)	28,0	21,9	25,5	7,5	12,4	4,8			
		Khối lượng (nghìn tấn)	6.434	50.04	5.870	1.717	2.849	1.100			23.009
2014	I	Tỷ phần (%)	28,9	21,0	24,8	7,5	12,6	5,2			
		Khối lượng (nghìn tấn)	6.447	4.678	5.525	1.670	2.816	1.169	0,0		22.304
	II	Tỷ phần (%)	27,6	18,5	27,0	7,6	12,1	5,1	1,9	0,2	
		Khối lượng (nghìn tấn)	6.165	4.132	6.035	1.706	2.690	1.136	416	36	22.317

Nguồn: LNG-VCM Global 2014

16 tỷ USD, nếu kể cả chi phí lắp đặt thiết bị cùng các công việc khác có liên quan đòi hỏi phải đầu tư thêm 11 tỷ USD.

Tình hình thiếu vốn của các công ty dầu khí

Theo nghiên cứu của Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA), đến ngày 11/3/2014, dòng tiền thu được của 127 công ty dầu khí lớn trên thế giới đạt 568 tỷ USD, trong khi chi phí tiền mặt lên đến 677 tỷ USD, dẫn đến thiếu hụt khoảng 109 tỷ USD. Để cân bằng thu - chi, các công ty dầu khí phải vay ngân hàng và số nợ lũy kế lên đến 106 tỷ USD. Nếu năm 2010, mức chênh lệch giữa dòng tiền thu về và số tiền mặt cần cho chi tiêu chỉ khoảng 18 tỷ USD, thì trong hai năm đã tăng lên 100 - 120 tỷ USD. Dòng tiền mặt thu được của các công ty dầu khí từ năm 2012 đến Quý I/2014 tăng 59 tỷ USD (tăng 12% so với giai đoạn 2010 - 2011). Cũng trong khoảng thời gian này số tiền mặt chi tiêu tăng từ 548 tỷ USD trong giai đoạn 2010 - 2011 lên 684 tỷ USD trong giai đoạn 2012 - 2014. Số tiền vay ngân hàng chỉ trong Quý I năm 2014 đã tăng ít nhất 20% so với năm 2012.

Châu Âu và châu Phi là những địa bàn được các công ty dầu khí xem xét kỹ lưỡng để sử dụng nguồn vốn nhằm đối phó với áp lực đòi tăng lợi nhuận cổ tức của cổ đông. Theo đánh giá của các công ty tư vấn, nếu các công ty dầu khí lớn cắt bỏ các đề án ở giai đoạn trước khi có các quyết định đầu tư cuối cùng với hệ số lợi nhuận dưới 15% thì chi phí vốn sẽ giảm được 30 - 35 tỷ USD tại năm đỉnh của đề án. Việc cắt giảm đầu tư này có thể giúp tăng lợi nhuận cổ phiếu lên 3 - 4% nhưng sản lượng sẽ giảm 13% vào năm 2025. Các nghiên cứu cũng cho thấy các công ty dầu khí lớn hoạt động ở Mỹ chiếm 15% trong số 651 tỷ USD chi phí đã lên kế hoạch. Tỷ phần chi vốn đầu tư của các công ty dầu khí lớn chiếm 67% trong số 118 tỷ USD ở châu Phi, 12% trong số 122 tỷ USD ở Canada, 60% trong số 74 tỷ USD ở châu Âu, 8% trong số 56 tỷ USD ở châu Mỹ Latinh, 48% trong số 22 tỷ USD ở châu Á, 1% trong số 17 tỷ USD ở châu Đại Dương, 0% trong số 13 tỷ USD ở Nga và 0% trong số 6 tỷ USD ở Trung Đông.

Cũng theo EIA, nợ không nhất thiết phải là một chỉ tiêu bất lợi trong sản xuất kinh doanh. Hiện tượng tăng nợ thường đi trước giai đoạn gia tăng sản lượng và gia tăng sản lượng sẽ tạo ra nguồn thu đáp ứng cho các nhu cầu tương lai, kể cả việc trả nợ vay.

Hà Phong *(tổng hợp)*

Lựa chọn công nghệ xử lý sắn tươi tích hợp vào dây chuyền sản xuất bio-ethanol

Hai nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học (bio-ethanol) ở Quảng Ngãi (BSR-BF) và Bình Phước (OBF) do các đơn vị thành viên của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam góp vốn đầu tư đã đi vào hoạt động từ tháng 4/2012. Trong cơ cấu giá thành sản phẩm, chi phí cho nguyên liệu từ sắn lát khô chiếm khoảng 60%, dẫn đến giá thành sản phẩm ethanol cao và chưa tạo được tính cạnh tranh so với xăng dầu gốc khoáng. Do vậy, việc nghiên cứu sử dụng các dạng nguyên liệu sắn có giá thu mua thấp hơn nhằm thay thế sắn lát khô trong sản xuất ethanol nhiên liệu, góp phần giảm giá thành sản phẩm sẽ giúp các nhà máy hoạt động ổn định và hiệu quả hơn.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả thuộc Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí, Viện Dầu khí Việt Nam đã nghiên cứu, khảo sát hiệu suất chuyển hóa tạo ethanol từ hỗn hợp sắn tươi và sắn khô ở quy mô phòng thí nghiệm. Kết quả thí nghiệm cho thấy nồng độ ethanol thu được phụ thuộc vào tỷ lệ phối trộn sắn tươi/sắn khô và nồng độ chất khô trong dịch lên men, ngoài ra khi phối trộn với tỷ lệ dưới 50% sắn tươi thì không cần bổ sung hóa phẩm. Nhóm tác giả đã đánh giá tính khả thi và lựa chọn phương án phối trộn tối ưu với tỷ lệ 30% sắn tươi - 70% sắn khô là phương án tối ưu khi sử dụng nguyên liệu sắn tươi để thay thế/bổ sung cho sắn lát khô tại Nhà máy bio-ethanol Dung Quất.

Nhóm tác giả đã lập mô hình tính cung đường vận chuyển sắn tươi từ các huyện trong tỉnh Quảng Ngãi về Nhà máy. Kết quả cho thấy vị trí địa lý của các huyện ảnh hưởng trực tiếp lên chi phí vận chuyển nguyên liệu, chênh lệch chi phí vận chuyển từ huyện gần nhất với huyện xa nhất lên đến hơn 70 đồng/kg. Do vậy, để cung ứng đủ nguyên liệu sắn tươi, Nhà máy cần cân nhắc tăng diện tích trồng sắn tại các huyện cách Nhà máy 30 - 50km (như Bình Sơn, Sơn Tịnh…) thay vì đầu tư vào các vùng nguyên liệu quá xa Nhà máy (cự ly trên 80km).

Nhóm tác giả đã tham khảo dây chuyền nghiền sắn tươi của Công ty Bangna Steel (Thái Lan) và hợp tác với đơn vị cung cấp bản quyền dây chuyền nghiền sắn tươi Việt Lê Nguyễn (Việt Nam) trong việc thiết kế các cụm thiết bị tích hợp vào dây chuyền công nghệ hiện có theo phương án đã lựa chọn cho Nhà máy bio-ethanol Dung Quất. Dây chuyền thiết bị xử lý nguyên liệu sắn tươi được lựa chọn của Công ty Việt Lê Nguyễn gồm 2 modules có công suất thiết kế 40 tấn nguyên liệu sắn tươi/giờ, vốn đầu tư 6 tỷ đồng. Công nghệ này có ưu điểm vượt trội so với của Bangna Steel như: chi phí đầu tư thiết bị thấp hơn 62,5%; điện năng tiêu thụ ít hơn 18%; độ linh động cao hơn, dễ vận hành và chủ động hơn khi lượng nguyên liệu đầu vào thay đổi.

Nhóm tác giả đã đánh giá tổng quan về các vấn đề môi trường có thể phát sinh khi sử dụng sắn tươi thay thế/bổ sung cho sắn lát khô tại Nhà máy sản xuất bi-oethanol. Trong đó, cyanua không gây ảnh hưởng đến quá trình lên men tạo ethanol bởi nấm men Saccharomyces cerevisae. Trường hợp sử dụng hỗn hợp 30% sắn tươi/70% sắn khô, hàm lượng cyanua trong nước thải chế biến tinh bột sắn dao động trong khoảng 3 - 5ppm và hàm lượng cyanua trong dịch sắn khoảng 0,8 - 3ppm. Nước thải từ quá trình sản xuất sau khi xử lý lắng, gạn sẽ được dẫn qua bể acid hóa để khử CN-, sau đó đưa sang bể kỵ khí để các vi sinh vật kỵ khí sẽ phân hủy các chất hữu cơ có trong nước thải và phần CN- còn lại. Sau khoảng thời gian kỵ khí từ 2 - 4 ngày, hàm lượng cyanua trong nước thải của Nhà máy sẽ giảm 90 - 100% tương ứng với hàm lượng còn lại dưới 0,07ppm (với BSR-BF) hoặc 1ppm (với OBF) của QCVN 40:2011/BTNMT.

Bên cạnh đó, nhóm tác giả đã xác định được tổng mức đầu tư bổ sung và đánh giá chi tiết hiệu quả kinh tế khi sử dụng nguyên liệu từ sắn để thay thế/bổ sung cho sắn lát khô theo phương án đã lựa chọn cho Nhà máy bio-ethanol Dung Quất. Với phương án sử dụng 30% sắn tươi/70% sắn khô (hàm lượng chất khô 20%), giá sắn tươi 1.200 đồng/kg và sắn khô là 4.500 đồng/kg, sẽ giảm giá thành sản xuất ethanol xuống 592 đồng/lít, tương đương 29,6 tỷ đồng/năm trong trường hợp Nhà máy chạy 100% theo công suất thiết kế và có 6 tháng sử dụng nguyên liệu sắn tươi/sắn khô.

Nguyễn Đình Việt *(giới thiệu)*

CÁC KHÓA ĐÀO TẠO
DO VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM DỰ KIẾN TỔ CHỨC TRONG NĂM 2014

TT	Khoá đào tạo	Mã khóa học	Thời lượng dự kiến	Địa điểm
A	**ĐÀO TẠO TIẾN SĨ**			
	Chuyên ngành: KỸ THUẬT DẦU KHÍ	62 52 06 04	3 năm	HN
B	**ĐÀO TẠO NGẮN HẠN**			
I	**Lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí**			
1	Minh giải cấu trúc địa chất (thực địa tuyến Lạng Sơn-Lộc Bình-Mẫu Sơn)	EXP_4032	5 ngày	HN
2	Phân tích khe nứt và đứt gãy (thực địa tuyến Đồ Sơn, Hải Phòng)	EXP_4005	5 ngày	HN
3	Địa tầng phân tập (thực địa)	EXP_3001	5 ngày	HN
4	Các phương pháp thăm dò dầu khí	EXP_1001	5 ngày	HN
5	Hệ thống dầu khí và các điều kiện hình thành các tích tụ dầu khí trong đá móng nứt nẻ	EXP_2012	5 ngày	HN
6	Đánh giá tiềm năng và trữ lượng dầu khí	EXP_2032	5 ngày	HN
7	Ứng dụng địa tầng phân tập và địa chấn địa tầng trong đánh giá tiềm năng dầu khí	EXP_2027	5 ngày	HN/HCM
8	Trang bị kiến thức về Địa chất - Địa vật lý cơ bản/nâng cao	EXP_1007	3 ngày	HN/HCM
9	Địa hóa trong tìm kiếm thăm dò dầu khí cơ bản	EXP_1002	3 ngày	HN
10	Tướng thạch học và môi trường trầm tích (thực địa tuyến Cát Bà)	EXP_3003	7 ngày	HN
11	Phân tích minh giải địa vật lý giếng khoan và tính toán trữ lượng dầu khí	EXP_4025	4 ngày	HN
12	Minh giải tài liệu địa chấn nâng cao	EXP_2038	5 ngày	HN
13	Minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan nâng cao	EXP_2016	5 ngày	HN/HCM
14	Phân tích liên kết xác định ranh giới địa tầng và các vỉa sản phẩm bằng các tổ hợp địa vật lý	EXP_2022	5 ngày	HN
15	Xử lý minh giải trong lát cắt trầm tích chứa khí - condensate	EXP_2014	5 ngày	HN
16	Xử lý và phân tích AVO, nghiên cứu thuộc tính địa chấn Inversion	EXP_4027	5 ngày	HN
17	Giới thiệu phần mềm Petrel trong lĩnh vực địa chất và địa vật lý	EXP_2028	5 ngày	HN
18	Địa chất tầng chứa, minh giải môi trường trầm tích từ tài liệu địa vật lý giếng khoan	EXP_4048	5 ngày	HN
19	Phân tích thử vỉa	EXP_4031_E	5 ngày	HN
20	Phân tích mẫu lõi/PVT	PRD_2007	2 ngày	HCM
21	Minh giải tài liệu địa chấn trong tính toán trữ lượng dầu khí	EXP_2026	5 ngày	HN/HCM
22	Công nghệ mỏ dầu khí ứng dụng	EXP_2005	2 ngày	HN
23	Công nghệ khai thác dầu khí nâng cao	EXP_2009	3 ngày	HN
24	Đảm bảo dòng chảy	PRD_4040_E	5 ngày	HN
25	Thiết kế nứt vỡ thủy lực có chèn cát nhân tạo	PRD_4015	5 ngày	HCM
26	Tăng cường hiệu suất thu hồi dầu bằng phương pháp xử lý axit	PRD_4011	2 ngày	HN
II	**Lĩnh vực lọc hóa dầu và chế biến dầu khí**			
27	Các quá trình lọc hoá dầu	DWN_1002	3 ngày	HCM
28	Nhiên liệu sinh học	DWN_1005	3 ngày	HCM
III	**Lĩnh vực an toàn môi trường dầu khí**			
29	Quản lý rủi ro trong công nghiệp dầu khí	HSE_1002	3 ngày	HCM
30	Hướng dẫn các văn bản pháp luật về an toàn sức khoẻ môi trường dầu khí	HSE_1003	2 ngày	HN/HCM
31	Nhận diện và quản lý rủi ro trong công nghiệp dầu khí	HSE_1002	3 ngày	HCM/HN
32	Xử lý sự cố dầu tràn trong hoạt động dầu khí	HSE_2003	3 ngày	HCM
33	Giám sát môi trường lao động dầu khí	HSE_1005	2 ngày	HCM
34	Kỹ thuật quan trắc môi trường	HSE_1006	2 ngày	HN
IV	**Lĩnh vực kinh tế - quản lý dầu khí**			
35	Hợp đồng dầu khí và đánh giá dự án đầu tư thượng nguồn	EBA_3002	5 ngày	HN
36	Quản lý dự án dầu khí	EBA_1006	5 ngày	HN
37	Luật thương mại và giải quyết tranh chấp hợp đồng dầu khí có yếu tố nước ngoài	EBA_2014	4 ngày	HN
38	Phương pháp đánh giá và tối ưu năng lượng trong công nghiệp dầu khí	EBA_1011	4 ngày	HCM
39	Xây dựng mô hình kinh tế phát triển mỏ theo Luật Dầu khí Việt Nam	EBA_2016	3 ngày	HN
40	Thực hành quản lý dự án	EBA_1012	4 ngày	HCM
41	Nghiên cứu thị trường áp dụng cho lĩnh vực năng lượng	EBA_2022	3 ngày	HN/HCM
V	**Tiếng Anh**			
42	Tiếng Anh chuyên ngành dầu khí	ENG_5002	60 giờ	HN
43	Tiếng Anh theo chuẩn TOEFL	ENG_2001	60 giờ	HN
VI	**Lĩnh vực khác**			
44	Ăn mòn và bảo vệ kim loại trong các công trình dầu khí (cơ bản)	MDS_1001	2 ngày	HN/HCM
45	Phương pháp tổng trở điện hoá xác định tốc độ ăn mòn	MDS_1002	3 ngày	HN
46	Đại cương về công nghiệp dầu khí	INT_1001	2,5 ngày	HN/HCM
47	Đại cương về khai thác dầu khí	INT_1004	2 ngày	HN
48	Kỹ năng viết và trình bày trong nghiên cứu khoa học	SSK_1006	3 ngày	HN/HCM
49	Nghiệp vụ đấu thầu	SSK_1014	2 ngày	HN/HCM
50	Nâng cao năng lực kiểm soát viên nội bộ	SSK_2002	5 ngày	HN/HCM
51	Bồi dưỡng kiến thức cho Kiểm soát viên và Ban Kiểm soát	SSK_2011	5 ngày	HN
52	Bồi dưỡng kỹ năng quản lý cho lãnh đạo cấp trung	SSK_1004	7 ngày	HN
53	Kỹ năng lập kế hoạch và tổ chức công việc hiệu quả	SSK_1018	2 ngày	HN/HCM
54	Đào tạo nhận thức và diễn giải các yêu cầu của tiêu chuẩn TCVN/ISO 14001:2004 và OHSAS 18001:2007	GEN_1007	2 ngày	HN/HCM
55	Đào tạo đánh giá nội bộ theo ISO 14001:2004 và OHSAS 18001:2007	GEN_1011	2 ngày	HN/HCM

Mọi chi tiết xin liên hệ:

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

*Địa chỉ: 173 Trung Kính, Cầu Giấy, Hà Nội * Điện thoại: 04. 37843061/ext. 1423 * Fax: 04. 37844156*

*Email: cpti@vpi.pvn.vn; ban_ttdt@vpi.pvn.vn * Website: http://vpi.pvn.vn/vn/Training.aspx*