

Dầu Khí



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

■ SỐ 5 - 2014

ISSN-0866-854X

18/5 NGÀY KHOA HỌC VÀ CÔNG NGHỆ VIỆT NAM
ĐỘNG LỰC PHÁT TRIỂN NHANH VÀ BỀN VỮNG

Xuất bản hàng tháng
Số 5 - 2014

Tổng biên tập

TSKH. Phùng Đình Thực

Phó Tổng biên tập

TS. Nguyễn Quốc Thập

TS. Phan Ngọc Trung

TS. Vũ Văn Viện

Ban Biên tập

TSKH. Lâm Quang Chiến

TS. Hoàng Ngọc Đăng

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

TS. Vũ Thị Bích Ngọc

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Lê Xuân Vệ

TS. Phan Tiến Viễn

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

Thư ký Tòa soạn

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

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: (+84-4) 37727108. Fax: (+84-4) 37727107

Email: tapchidk@vpi.pvn.vn

TTK Tòa soạn: 0982288671

Phụ trách mỹ thuật

Lê Hồng Văn

Ảnh bìa: Các cán bộ khoa học của Viện Dầu khí Việt Nam đang nghiên cứu, xác định khuyết tật mỗi hàn đường ống. Ảnh: Việt Hà



- ## DẦU KHÍ THẾ GIỚI

CONTENTS



FOCUS

- 4 ♦ PM Nguyen Tan Dung: Science and technology are the leverage in economic restructuring process
- 6 ♦ Congratulation Letter from Petrovietnam's leadership Vietnam Day of Science and Technology
- 7 ♦ The role of science and technology in improving production and business efficiency in the oil and gas industry
- 10 ♦ Petrovietnam formulates development strategy for oil and gas processing sector
- 13 ♦ Second overall maintenance of Dung Quat Refinery

SCIENTIFIC RESEARCH

- 15 ♦ Characteristics of pre-tertiary fractured granitoid basement In Hai Su Den field, Cuu Long basin
- 23 ♦ Litho-sedimentological characteristics of pre-cenozoic carbonate in ham rong field, northeast of Song Hong basin
- 31 ♦ Peat-forming environment and maceral composition of coal in coal-bearing strata in cbm exploration well 01-kt-tb-08 in Hanoi trough
- 37 ♦ Study on thermostable surfactant systems for enhanced oil recovery in the Oligocene sandstone reservoir of Bach Ho oil field
- 49 ♦ Detection and classification of oil spills in Envisat Asar imagery using adaptive filter and fuzzy logic

OIL AND GAS

AROUND THE WORLD

- 56 ♦ Petroleum system of X basin, West - Southwestern Myanmar
- 67 ♦ Petrovietnam attends the 8th World National Oil Companies Congress
- 68 ♦ Two important contracts for Nam Con Son 2 Gas Pipeline Project signed
- 69 ♦ Credit contract of nearly USD 160 million concluded for investment in PV Drilling VI jackup rig
- 70 ♦ Vietsovpetro starts fabrication of BK Thien Ung platform for Block 04-3
- 71 ♦ Petrovietnam supports Vietnam's Coast Guard and Fisheries Surveillance Force
- 72 ♦ EU allocates €750 million for trans-European energy infrastructure projects
- 73 ♦ Canada pledges to be reliable energy supplier to the world

NEWS

THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ NGUYỄN TẤN DŨNG: KHOA HỌC VÀ CÔNG NGHỆ LÀ ĐÒN BẨY TRONG QUÁ TRÌNH TÁI CƠ CẤU KINH TẾ

Ngày 18/5/2014, tại Lễ công bố “Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam” với chủ đề “Khoa học và Công nghệ - động lực phát triển nhanh và bền vững”, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng khẳng định: Khoa học và công nghệ là đòn bẩy trong quá trình tái cơ cấu kinh tế, chuyển đổi mô hình tăng trưởng, nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả và năng lực cạnh tranh của nền kinh tế.



Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng công bố: “Ngày 18/5 là Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam”.
Ảnh: Nhật Bắc

Ngày 18/5/1963, tại Đại hội đại biểu toàn quốc của Hội Phổ biến Khoa học, Kỹ thuật Việt Nam, Chủ tịch Hồ Chí Minh đã nói: “Nhiệm vụ của khoa học, kỹ thuật là cực kỳ quan trọng, cho nên mọi ngành, mọi người đều phải tham gia công tác khoa học, kỹ thuật, để nâng cao năng suất lao động, sản xuất ra nhiều của cải vật chất, để xây dựng Chủ nghĩa xã hội thắng lợi”. Lời dạy của Chủ tịch Hồ Chí Minh đã trở thành kim chỉ nam cho khoa học và công nghệ Việt Nam trên suốt chặng đường bảo vệ và xây dựng đất nước hơn 50 năm qua. Ngày 18/6/2013, Quốc hội đã thông qua Luật Khoa học và Công nghệ, trong đó quy định lấy ngày 18/5 hằng năm là Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam.

Tại buổi lễ, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng trân trọng công bố: “Ngày 18/5 là Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam”. Đây là dịp để tôn vinh các nhà khoa học và thành tựu khoa học công nghệ; tuyên truyền, phổ biến tri thức khoa học; nâng cao nhận thức và khơi dậy niềm tự hào về trí tuệ Việt Nam, tinh thần đam mê lao động sáng tạo trong các tầng lớp nhân dân, đặc biệt là thế hệ trẻ Việt Nam trong công cuộc xây dựng và bảo vệ Tổ quốc.

Thủ tướng Chính phủ khẳng định, đóng góp của khoa học và công nghệ trên tất cả các lĩnh vực khoa học xã hội và nhân văn, khoa học tự nhiên, khoa học kỹ thuật và công nghệ đối với sự nghiệp cách mạng của dân tộc

ta trước đây, cũng như trong sự nghiệp bảo vệ, xây dựng và phát triển đất nước ngày nay là rất to lớn. Thay mặt Chính phủ, Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng biểu dương và chúc mừng các thế hệ cán bộ, công chức, viên chức ngành khoa học và công nghệ, đặc biệt là những hy sinh, cống hiến thầm lặng và lao động quên mình của các thế hệ nhà khoa học Việt Nam trên mọi miền đất nước và cả ở nước ngoài, những người say mê, kiên trì theo đuổi các ước mơ, hoài bão nghiên cứu sáng tạo. Thủ tướng biểu dương các ngành, các cấp đã ủng hộ, hỗ trợ lực lượng khoa học và công nghệ hoàn thành tốt các nhiệm vụ được Đảng và Nhà nước giao.

Tuy nhiên, Thủ tướng Chính phủ cho rằng hoạt động khoa học và công nghệ thời gian qua vẫn còn nhiều hạn chế, chưa thực sự trở thành động lực phát triển kinh tế - xã hội. Việc huy động nguồn lực của xã hội vào hoạt động khoa học và công nghệ chưa được chú trọng đúng mức. Việc đào tạo, trọng dụng, đãi ngộ cán bộ khoa học và công nghệ tuy đã có nhiều đổi mới, tiến bộ nhưng vẫn còn không ít bất cập. Cơ chế quản lý hoạt động khoa học và công nghệ chậm được hoàn thiện...

Trong thời đại toàn cầu hoá và hội nhập quốc tế sâu rộng, quốc gia nào có năng lực cạnh tranh cao sẽ có nhiều cơ hội để vượt lên, phát triển nhanh và bền vững. Cạnh tranh giữa các quốc gia, suy cho cùng là cạnh tranh nguồn



Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng trao Huân chương Độc lập hạng Nhất cho Bộ Khoa học và Công nghệ. Ảnh: Nhật Bắc

vốn tri thức, thể hiện qua chất lượng nguồn nhân lực và trình độ khoa học và công nghệ. Nghị quyết Trung ương 6 (Khóa XI) của Đảng về phát triển khoa học và công nghệ đã nhấn mạnh phát triển và ứng dụng khoa học và công nghệ là quốc sách hàng đầu, là một trong những động lực quan trọng nhất để phát triển kinh tế - xã hội và bảo vệ Tổ quốc. Khoa học và công nghệ là đòn bẩy trong quá trình tái cơ cấu kinh tế, chuyển đổi mô hình tăng trưởng, nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả và năng lực cạnh tranh của nền kinh tế hướng tới mục tiêu đưa Việt Nam sớm trở thành nước công nghiệp.

Để đạt được mục tiêu đó, Thủ tướng Chính phủ đề nghị hoạt động khoa học và công nghệ trong thời gian tới cần triển khai có hiệu quả Nghị quyết Trung ương 6 (Khóa XI) về phát triển khoa học và công nghệ, chú trọng thực hiện các nhiệm vụ khoa học và công nghệ ưu tiên phục vụ mục tiêu công nghiệp hóa, hiện đại hóa, xây dựng và bảo vệ đất nước. Tập trung nghiên cứu, tổng kết lý luận và thực tiễn 30 năm đổi mới để bổ sung, hoàn thiện đường lối chính sách, đưa đất nước phát triển nhanh - bền vững và xây dựng Đảng ta vững mạnh, giữ vững vai trò tiên phong lãnh đạo, trong bối cảnh hội nhập quốc tế ngày càng sâu rộng và thể chế kinh tế thị trường, Nhà nước pháp quyền, dân chủ xã hội chủ nghĩa đòi hỏi và phát triển ngày càng cao. Tăng cường nghiên cứu và ứng dụng khoa học công nghệ phục vụ tái cơ cấu kinh tế, phát triển nhanh các ngành, lĩnh vực và các doanh nghiệp sử dụng công nghệ cao, tạo ra năng suất và nhiều giá trị gia tăng cao, khẩn trương thay thế các ngành, lĩnh vực và các doanh nghiệp sử dụng công nghệ lạc hậu, hiệu quả và sức cạnh tranh thấp. Tăng cường tiềm lực khoa học và công nghệ quốc gia. Phát triển mạnh và hiệu quả khoa học xã hội

và nhân văn. Xây dựng và triển khai chương trình phát triển khoa học cơ bản trong một số lĩnh vực Việt Nam có thể mạnh như toán học, vật lý, khoa học sự sống, khoa học biển. Chú trọng phát triển các lĩnh vực khoa học và công nghệ có tính ứng dụng cao, một số lĩnh vực liên ngành giữa khoa học tự nhiên với khoa học kỹ thuật và công nghệ. Hình thành một số viện khoa học công nghệ và đại học nghiên cứu theo mô hình tiên tiến trên thế giới. Ngoài nguồn vốn ngân sách nhà nước, cần huy động các nguồn lực xã hội, trước hết là nguồn lực đầu tư của doanh nghiệp cho ứng dụng khoa học công nghệ vào sản xuất kinh doanh. Tiếp tục đổi mới mạnh mẽ, đồng bộ cơ chế quản lý hoạt động khoa học và công nghệ. Thực hiện cơ chế

Nhà nước đặt hàng nhiệm vụ khoa học và công nghệ gắn với trách nhiệm sử dụng kết quả nghiên cứu, phục vụ nhu cầu của quốc gia, doanh nghiệp, các ngành, lĩnh vực và địa phương. Phát huy có hiệu quả cơ chế tự chủ, tự chịu trách nhiệm của các tổ chức khoa học và công nghệ công lập. Áp dụng cơ chế quỹ và cơ chế khoán chi để nâng cao hiệu quả các đề tài khoa học công nghệ. Khẩn trương ban hành và cụ thể hóa các chính sách sử dụng, trọng dụng cán bộ khoa học và công nghệ, quan tâm chăm lo các nhà khoa học đầu ngành, nhà khoa học được giao chủ trì nhiệm vụ quốc gia đặc biệt quan trọng, nhà khoa học trẻ tài năng. Có cơ chế, chính sách thiết thực và hiệu quả để thu hút các nhà khoa học Việt Nam ở nước ngoài, chuyên gia nước ngoài hợp tác tham gia hoạt động khoa học và công nghệ ở Việt Nam. Đẩy mạnh phát triển thị trường khoa học và công nghệ theo hướng phát triển mạng lưới các tổ chức dịch vụ kỹ thuật, môi giới, chuyển giao, tư vấn, đánh giá và định giá công nghệ. Phát triển hệ thống cơ sở dữ liệu quốc gia về công nghệ, chuyên gia công nghệ, kết nối cung - cầu sản phẩm khoa học và công nghệ mới... Đẩy mạnh hợp tác và hội nhập quốc tế về khoa học và công nghệ theo hướng mở rộng hợp tác khoa học và công nghệ tầm quốc gia, hợp tác nghiên cứu chung với đối tác chiến lược, các nước tiên tiến; tăng cường hiệu quả hoạt động của mạng lưới đại diện khoa học công nghệ Việt Nam tại các địa bàn trọng điểm có công nghệ nguồn, công nghệ cao...

Thủ tướng Chính phủ tin tưởng, Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam sẽ là một sự kiện thường niên, gắn kết cộng đồng khoa học trong và ngoài nước; truyền cảm hứng và niềm say mê sáng tạo khoa học và công nghệ cho thế hệ trẻ, cho cộng đồng và toàn xã hội.

Nguyễn Hoàng

Thư chúc mừng của Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam NHÂN NGÀY KHOA HỌC VÀ CÔNG NGHỆ VIỆT NAM

Ngày 15/5/2014, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Nguyễn Quốc Thập đã gửi thư chúc mừng các cán bộ làm công tác nghiên cứu và quản lý khoa học công nghệ của Tập đoàn và các đơn vị thành viên nhân Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam. Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu toàn văn Thư chúc mừng.



TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thăm và chúc mừng Viện Dầu khí Việt Nam nhân Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam. Ảnh: Ngọc Linh

Năm 2013, Quốc hội nước Cộng hòa XHCN Việt Nam đã ban hành Luật Khoa học và Công nghệ (Luật số 29/2013/QH13), có hiệu lực thi hành từ ngày 1/1/2014. Đây là khung pháp lý cao nhất, quan trọng nhất mà nội dung bao gồm nhiều quy định làm cơ sở và tạo đà cho KHCN phát triển, góp phần đắc lực vào sự phát triển kinh tế của đất nước. Ngoài các quy định trên, Điều 7 của Luật còn quy định ngày 18/5 hàng năm là Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam. Như vậy, từ năm 2014 này và các năm tiếp theo, vào tháng 5 hàng năm, giới Khoa học Công nghệ trong cả nước có một ngày cho riêng mình như bao ngành nghề cao quý khác, đó là dịp để tôn vinh những điển hình tiên tiến trong hoạt động KHCN, tuyên truyền nâng cao nhận thức xã hội đối với KHCN, động viên, khích lệ các tầng lớp, thành phần khác nhau trong xã hội tham gia hoạt động KHCN...

Nhân ngày 18/5/2014, Ngày Khoa học Công nghệ Việt Nam đầu tiên, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xin gửi tới toàn thể các cán bộ làm công tác KHCN, quản lý khoa học công nghệ tại Tập đoàn, tại các đơn vị trong toàn Ngành và đặc biệt là các đơn vị chuyên về nghiên cứu khoa học và triển khai công nghệ như Viện Dầu khí Việt Nam, Viện NIPI (Vietsoopetro), PV Engineering... lời chúc mừng nồng nhiệt nhất, chúc các đồng chí sức khỏe, hạnh phúc trong cuộc sống, thành công trong công việc và tiếp tục có những đóng góp xứng đáng cho sự nghiệp KHCN của ngành Dầu khí.

Trong những năm qua, hoạt động nghiên cứu khoa học và triển khai công nghệ trong các đơn vị của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã đạt được những thành tích đáng kể. Thật khó có thể liệt kê hết các thành tựu KHCN đạt được nhưng có thể khẳng định chắc chắn rằng mọi thành tích, đóng góp của Ngành với đất nước đều mang dấu ấn của khoa học, công nghệ.

Để khoa học công nghệ tiếp tục là động lực, là chỗ dựa vững chắc cho sự phát triển của Ngành, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề nghị lãnh đạo các đơn vị phổ biến, tuyên truyền về Luật KHCN, tổ chức nghiên cứu và áp dụng các điều khoản liên quan vào hoạt động KHCN của đơn vị mình. Quan tâm thích đáng đến hoạt động KHCN của đơn vị nói chung và cán bộ làm công tác khoa học công nghệ nói riêng. Trích lập và sử dụng có hiệu quả Quỹ Phát triển KHCN, đẩy mạnh các hoạt động nghiên cứu khoa học và triển khai công nghệ phục vụ trực tiếp cho sản xuất kinh doanh của đơn vị mình, tăng cường hợp tác với các đơn vị nghiên cứu chuyên ngành nhằm huy động và tận dụng tối đa năng lực và khả năng của các bên vì sự phát triển chung của Tập đoàn. Hàng năm vào Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam (18/5), có các hoạt động kỷ niệm thiết thực như phát động thi đua tham gia các hoạt động khoa học công nghệ, hội nghị, hội thảo, tọa đàm, lựa chọn và tôn vinh những gương điển hình trong hoạt động KHCN của đơn vị.

KHOA HỌC VÀ CÔNG NGHỆ DẦU KHÍ VIỆT NAM: BÀI TOÁN NÂNG CAO HIỆU QUẢ HOẠT ĐỘNG SẢN XUẤT KINH DOANH

Với nhận thức khoa học công nghệ là nền tảng, động lực cho sự phát triển nhanh và bền vững theo chiều sâu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã và đang tập trung đầu tư nâng cao năng lực khoa học công nghệ trong các lĩnh vực then chốt. Nếu không có khoa học kỹ thuật làm đầu tàu thì rủi ro rất lớn, nếu không đầu tư cho khoa học công nghệ thì không thể gia tăng hệ số thu hồi dầu trong móng đạt con số kỷ lục 40 - 42% (trong khi 20 - 25% được xem là thành công).



Trong Chiến lược khoa học công nghệ đến năm 2015 và tầm nhìn đến năm 2020, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đặt trọng tâm là nghiên cứu ứng dụng, có chú ý đúng mức đến nghiên cứu cơ bản phục vụ cho sản xuất kinh doanh và cho khoa học dầu khí. Đồng thời, ưu tiên phát huy nội lực, tăng cường hợp tác quốc tế đa dạng, nhằm đạt trình độ tiên tiến của khu vực vào năm 2015 và trình độ tiên tiến của thế giới trong một số lĩnh vực quan trọng từ sau năm 2025.

Đặc biệt, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đầu tư thích đáng cho nghiên cứu cơ bản và một số chương trình nghiên cứu dài hạn mang tính chiến lược; triển khai để

tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học gắn liền với đầu tư điều tra cơ bản: đánh giá tiềm năng dầu khí và phân vùng đầu tư, đánh giá và đề xuất các phương án tận thu thăm dò và khai thác dầu khí; nghiên cứu cơ bản khác: chất xúc tác, phụ gia công nghiệp lọc hóa dầu và hóa phẩm mới. Các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu ứng dụng phải được áp dụng vào thực tiễn, góp phần nâng cao hiệu quả hoạt động và thúc đẩy sản xuất kinh doanh phát triển. Trong đó, các lĩnh vực được Tập đoàn ưu tiên tập trung giải quyết như: nâng cao hệ số thu hồi dầu, tìm kiếm thăm dò vùng biển nước sâu, dầu nặng, khí H_2S cao, khí CO_2 cao, khí hydrate, năng lượng tái tạo... Bên cạnh đó, Tập đoàn tiếp tục đẩy mạnh lựa chọn, chuyển giao, ứng dụng công nghệ hiện

Ông Ngô Thường San - Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam:
PHÁT TRIỂN TIỀM LỰC KHOA HỌC VÀ CÔNG NGHỆ
DẦU KHÍ VIỆT NAM



Dầu khí là ngành kinh tế kỹ thuật hàng đầu của đất nước, cũng là ngành hội nhập quốc tế sâu rộng và toàn diện nhất, tập trung nhiều nguồn lực khoa học và công nghệ, tập hợp đội ngũ cán bộ khoa học và công nghệ đông đảo nhất. Trải qua hơn 50 năm xây dựng và phát triển, đến nay Ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam đã hoàn

chỉnh từ khâu tìm kiếm, thăm dò, khai thác tới vận chuyển, chế biến, kinh doanh, dịch vụ, phân phối các sản phẩm dầu khí ở trong nước và đang vươn mạnh mẽ ra thị trường thế giới. Khoa học và công nghệ luôn được coi là giải pháp đột phá quan trọng, là động lực thúc đẩy Ngành Dầu khí Việt Nam phát triển. Những thành tựu mới nhất của nền khoa học và công nghệ thế giới đã và đang được chuyển giao và ứng dụng thành công vào các lĩnh vực sản xuất kinh doanh cốt lõi của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Nhân Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam, tôi xin được gửi đến tất cả những cán bộ khoa học, kỹ thuật, công nghệ trong toàn Ngành lời chúc mừng nồng nhiệt và tin tưởng rằng, trong chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam, nhận thức về vai trò và tầm quan trọng của khoa học và công nghệ không ngừng được nâng cao, việc xây dựng và áp dụng các chính sách ưu tiên phát triển khoa học và công nghệ được thực hiện đồng bộ và nhất quán, đội ngũ cán bộ khoa học và công nghệ luôn có ý thức nâng cao năng lực nghiên cứu và phát triển, đam mê và sáng tạo, có khát vọng cống hiến khoa học để có nhiều nghiên cứu ứng dụng thật sự giá trị và mang lại ý nghĩa thực tiễn, đồng thời đẩy mạnh hợp tác quốc tế về khoa học và công nghệ nhằm tận dụng và phát huy nguồn nhân lực bên ngoài để phát triển tiềm lực khoa học và công nghệ Dầu khí của Việt Nam.

đại/tiên tiến, thân thiện với môi trường vào hoạt động của Petrovietnam, định hướng ứng dụng công nghệ cao, làm chủ các công nghệ hiện đại đã nhận chuyển giao. Tự chủ hoàn toàn công tác vận hành các thiết bị/dây chuyền công nghệ hiện đại sau tối đa 2 năm từ khi nhận chuyển giao công nghệ; tự bảo dưỡng và sửa chữa từng phần, tiến tới hoàn toàn, các thiết bị/nhà máy có công nghệ hiện đại; đào tạo đội ngũ chuyên gia đầu đàn đạt trình độ khu vực và quốc tế trong các khâu công nghệ và trong từng công đoạn.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã và đang tập trung đầu tư nâng cao năng lực khoa học công nghệ Dầu khí Việt Nam trong các lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính,

trong đó công tác nghiên cứu khoa học phục vụ hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí giữ vị trí trọng tâm. Tập đoàn đang sử dụng nhiều công nghệ hiện đại, kể cả các ứng dụng mới nhất của công nghệ tin học, như các phần mềm xử lý và minh giải số liệu, tài liệu địa vật lý, mô hình hoá và mô phỏng mô, thiết kế khai thác, công nghệ khai thác dầu trong móng. Hàng loạt các phần mềm chuyên dụng, tiên tiến của thế giới đã được đưa vào sử dụng thông qua mua bản quyền như: phần mềm xử lý tài liệu địa chấn ProMax, minh giải địa chấn của GeoQuest và Landmark, mô phỏng mô của GeoQuest (Eclipse), của CMG (IMEX, GEM, STARS), phần mềm cho khoan Drilling Office, các phần mềm minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan: Elan Plus, các phần mềm CSDL Finder... Công nghệ điều khiển tự động trong khoan và khai thác được áp dụng rộng rãi: công nghệ khoan ngang, khoan thân giếng nhỏ, vận hành giếng khai thác tự động trên các giàn nhẹ, vận hành các đầu giếng ngầm trong khai thác... Công nghệ sinh học và hóa học đã được áp dụng để nâng cao hệ số thu hồi dầu trong khai thác thứ cấp, tam cấp ở các mỏ như Bạch Hổ, Rồng Đông, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng...

Thực tiễn cho thấy, các công trình nghiên cứu khoa học đã góp phần làm sáng tỏ nhiều vấn đề quan trọng như: cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí các bể trầm tích, các lô tìm kiếm thăm dò, đề xuất phương hướng tìm kiếm thăm dò tiếp theo, đưa ra các giải pháp duy trì và nâng cao sản lượng khai thác dầu khí, phát triển thị trường, phát triển công nghệ sử dụng khí, cung cấp các số liệu cơ sở về tài nguyên dầu khí của Việt Nam phục vụ kinh doanh, thương mại và triển khai các đề án dầu khí. Đánh giá kịp thời tác động môi trường của các hoạt động dầu khí và đảm bảo an toàn cho các hoạt động này. Việc triển khai công tác nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ của Tập đoàn luôn được đặt ra với trọng tâm hàng đầu là đáp ứng những yêu cầu cấp thiết cho điều hành, quản lý của Chính phủ/Bộ, Ngành, của Tập đoàn, các đơn vị thành viên, các công ty liên doanh, nhà thầu dầu khí nước ngoài nhằm phục vụ kịp thời nhất và giải quyết các vấn đề về KHCN phát sinh trong sản xuất kinh doanh của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Là đơn vị nghiên cứu khoa học chủ lực của Tập đoàn, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) sau 36 năm phát triển đã trở thành địa chỉ tư vấn và cung cấp dịch vụ khoa học có uy tín trong cộng đồng dầu khí của khu vực, đóng góp to lớn vào sự phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam thông qua những tư vấn có giá trị trong toàn bộ chuỗi hoạt động dầu khí của đất nước. Kết quả nghiên cứu các lĩnh vực chuyên



Công tác nghiên cứu khoa học phục vụ thăm dò, khai thác dầu khí tại Viện Dầu khí Việt Nam. Ảnh: Ngọc Linh

sâu đã góp phần quan trọng thúc đẩy phát triển sản xuất kinh doanh chính của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, là cơ sở khoa học tư vấn cho Nhà nước, Bộ, Ngành liên quan trong xây dựng quy hoạch chiến lược phát triển bền vững ngành công nghiệp dầu khí. Trong đó, các nghiên cứu quan trọng đã làm sáng tỏ các cấu trúc địa chất, đánh giá tiềm năng và trữ lượng dầu khí các bể trầm tích trên đất liền và thềm lục địa Việt Nam, xử lý minh giải, xây dựng mô hình địa chất, mô phỏng khai thác vỉa dầu khí (đặc biệt với đối tượng móng), nâng cao hệ số thu hồi dầu, tư vấn nghiên cứu khả thi các dự án lọc, hóa dầu, nghiên cứu ứng dụng nhiên liệu sinh học, đánh giá, lựa chọn xúc tác, theo dõi và đánh giá ăn mòn các công trình dầu khí, dự báo tràn dầu và đánh giá tác động môi trường... Năm 2014, Viện Dầu khí Việt Nam đang tập trung hoàn thiện và triển khai Chiến lược phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035, trong đó chú trọng nâng cao toàn diện năng lực nghiên cứu và trình độ công nghệ, xây dựng Học viện Dầu khí chuyên sâu, hoàn chỉnh, đồng bộ, kết hợp nghiên cứu khoa học - đào tạo - ứng dụng. Đặc biệt, Viện Dầu khí Việt Nam đang nỗ lực hiện thực hóa mục tiêu trở thành nơi hội tụ chất xám của Ngành Dầu khí Việt Nam, đáp ứng nhu cầu phát triển khoa học công nghệ và đào tạo nguồn nhân lực chất lượng cao trong mọi hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn.

Từ kết quả nghiên cứu khoa học ứng dụng, đổi mới công nghệ với nhiều phát minh công nghệ được cấp bằng sáng chế, nhóm tác giả của Tập đoàn Dầu khí Quốc

gia Việt Nam đã được Chủ tịch nước Trương Tấn Sang trao tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh về khoa học công nghệ cho Cụm công trình "Tìm kiếm, phát hiện và khai thác có hiệu quả các thân dầu trong đá móng granitoid trước Đệ tam, bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam". Đây là tập hợp đồ sộ các công trình nghiên cứu khoa học, ứng dụng, đổi mới công nghệ của Petrovietnam trong hơn 20 năm, gồm 7 bằng phát minh/sáng chế do Việt Nam và Liên bang Nga cấp. Bên cạnh đó, Tập đoàn đã chế tạo, hạ thủy và đưa vào sử dụng giàn khoan tự nâng 90m nước Tam Đảo 03, đưa Việt Nam thành một trong số ít nước trên thế giới có khả năng chế tạo các loại giàn khoan dầu khí biển. Tập đoàn đang tiếp tục triển khai đóng giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05 (120m nước) phục vụ công tác tìm kiếm, thăm dò khai thác dầu khí. Dự án Biển Đông 1 là dự án dầu khí ngoài khơi lớn nhất với yêu cầu kỹ thuật phức tạp lần đầu tiên được các đơn vị trong Tập đoàn và nhà thầu Việt Nam thực hiện, với tổng khối lượng thiết bị chế tạo và lắp đặt trên 60.000 tấn. Ngoài ra, nhiều công trình nghiên cứu khoa học đã góp phần làm sáng tỏ nhiều vấn đề quan trọng, kịp thời giải quyết các vấn đề về khoa học công nghệ phát sinh trong sản xuất kinh doanh.

Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam Ngô Thường San nhận định: "Đối với ngành dầu khí, nếu không có khoa học kỹ thuật làm đầu tàu thì rủi ro rất lớn. Nếu không đầu tư cho khoa học công nghệ thì Việt Nam không thể gia tăng hệ số thu hồi dầu trong móng đạt con số kỷ lục 40 - 42%, trong khi 20 - 25% được xem là thành công". Theo TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, khoa học công nghệ dầu khí cần tiếp tục bám sát lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính, giải quyết hiệu quả các vấn đề "nóng" do thực tiễn đặt ra, góp phần đưa Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phát triển bền vững.

Ngọc Linh



PETROVIETNAM XÂY DỰNG CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN LĨNH VỰC CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

Tại Kỳ họp lần I, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí (Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam) đã tập trung đánh giá thực hiện Chiến lược phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí đến năm 2015, tầm nhìn đến năm 2025; đồng thời cập nhật, điều chỉnh chiến lược đến năm 2025, tầm nhìn 2035. Trong đó, lấy hiệu quả kinh tế là ưu tiên hàng đầu, đảm bảo vận hành an toàn, ổn định và hiệu quả các nhà máy chế biến dầu khí đã và đang đầu tư, đồng thời đầu tư bổ sung các dự án mới có hiệu quả kinh tế cao để đảm bảo hiệu quả sử dụng vốn chủ sở hữu nằm trong nhóm dẫn đầu trong khu vực (ROE > 13%).

Tại Kỳ họp lần I, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đã tập trung thảo luận nhiều vấn đề quan trọng: Đánh giá kết quả thực hiện Chiến lược phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí, đề xuất điều chỉnh các mục tiêu chiến lược lĩnh vực chế biến dầu khí đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2030; Dự thảo Chiến lược phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí và phân phối của Tập đoàn đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035; Đánh giá thực hiện chiến lược đến năm 2015, tầm nhìn 2025; điều chỉnh, xây dựng chiến lược đến 2025 và tầm nhìn đến 2035 của Công ty TNHH MTV Lọc -

Hóa dầu Bình Sơn (BSR); Thông tin về nguồn nguyên liệu dầu thô và giải pháp tiêu thụ sản phẩm xăng dầu, nhiên liệu sinh học phục vụ chiến lược phát triển đến 2025, tầm nhìn 2035; Nguồn nguyên liệu khí cho chế biến hóa dầu - thị trường LPG và các giải pháp cho chiến lược phát triển đến năm 2025, tầm nhìn 2035; Đánh giá kết quả ứng dụng nghiên cứu và phát triển (R&D) trong lĩnh vực chế biến dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến nay; Chiến lược R&D đến năm 2025, tầm nhìn đến 2035.

Đánh giá về kết quả thực hiện Chiến lược phát triển khâu sau,



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã sản xuất trên 29 triệu tấn sản phẩm xăng dầu. Ảnh: BSR

Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí cho rằng Tập đoàn đã thiết lập được chuỗi giá trị cơ bản từ lọc dầu, hóa dầu, nhiên liệu sinh học đến phân phối. Cơ bản hoàn thành mục tiêu tổng quát của Chiến lược phát triển ngành công nghiệp chế biến dầu khí đến năm 2015, định hướng đến năm 2025 theo Quyết định số 386/2006/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ. Tích cực thu hút vốn đầu tư của mọi thành phần kinh tế, đặc biệt là đầu tư nước ngoài để phát triển nhanh công nghiệp chế biến dầu khí. Kết hợp có hiệu quả giữa các công trình lọc, hoá dầu, chế biến khí để tạo được các sản phẩm cần thiết phục vụ nhu cầu thị trường trong nước, làm nguyên liệu cho các ngành công nghiệp khác. Về lọc dầu, Tập đoàn đã hoàn thành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và đầu tư xây dựng Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn. Về hóa dầu, quy mô sản xuất còn nhỏ, chủng loại sản phẩm còn ít, chủ yếu là sản phẩm polypropylene.

Về Chiến lược phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí của Petrovietnam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí cho rằng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nên tập trung xây dựng Chiến lược phát triển của Tập đoàn (Chiến lược phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam sẽ do Bộ Công Thương tổng hợp và hoàn thiện). Quan điểm phát triển trong chiến lược đến năm 2025, tầm

nhìn đến năm 2035 nên lấy hiệu quả kinh tế là ưu tiên hàng đầu. Mục tiêu phát triển chú trọng đến vận hành an toàn, ổn định và hiệu quả các nhà máy chế biến dầu khí đã và đang đầu tư đồng thời đầu tư bổ sung các dự án mới có hiệu quả kinh tế cao để đảm bảo hiệu quả sử dụng vốn chủ sở hữu nằm trong nhóm dẫn đầu trong khu vực (ROE > 13%). Định hướng tăng khả năng cạnh tranh của các nhà máy chế biến dầu khí đã, đang và sẽ đầu tư bằng cách tận dụng tài nguyên trong nước, lựa chọn các loại dầu thô chế biến có tính chất phổ biến và linh hoạt để giảm chi phí nguyên liệu; mở rộng quy mô công suất ngang tầm khu vực/thế giới (tối thiểu phải từ 10 triệu tấn/năm), sử dụng công nghệ hiện đại (tiêu chuẩn sản phẩm từ EURO 4 trở lên, công nghệ chế biến sâu) và tối đa hóa tích hợp lọc hóa dầu, các khu công nghiệp để tận dụng cơ sở hạ tầng, phụ trợ và dịch vụ kỹ thuật nhằm giảm chi phí đầu tư, chi phí sản xuất và đa dạng hóa sản phẩm/kéo dài chuỗi giá trị gia tăng, không chỉ sản xuất nhiên liệu, các sản phẩm hóa dầu mà còn sản xuất các hóa chất, hóa phẩm, phụ gia để tăng hiệu quả và giảm rủi ro biến động của giá sản phẩm. Cần kết hợp nghiên cứu nhu cầu thị trường trong nước, đồng thời tìm kiếm các đối tác bao tiêu dài hạn (International Traders) đối với thị trường trong khu vực và trên thế giới. Ưu tiên các đối tác tham gia đầu tư có khả năng thu xếp tài chính và bảo đảm nguồn nguyên liệu (dầu thô, nguyên liệu hoá dầu) dài hạn, khả năng bao tiêu các sản phẩm nếu thị trường trong nước nhỏ hơn so với năng lực sản xuất (đặc biệt là hóa dầu, hóa chất). Đầu tư phát triển các ngành công nghiệp phụ trợ (điện/ hơi/ khí nén) và dịch vụ kỹ thuật liên quan (vận hành, bảo dưỡng, thiết kế, cung cấp vật tư hóa chất thay thế) tại các trung tâm lọc hóa dầu. Tập trung phát triển đồng bộ cơ sở hạ tầng kinh doanh các sản phẩm lọc hóa dầu tương ứng với năng lực sản xuất.

Để thực hiện Chiến lược trên, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đề xuất các giải pháp về thị trường và kỹ thuật công nghệ. Trong đó, lọc dầu nên đi theo hướng hydrocracking để chế biến cận; sản xuất hóa dầu từ nguồn khí phù hợp (bao gồm cả tích hợp với các dự án lọc dầu); đề xuất một số hàng rào kỹ thuật (tiêu chuẩn kỹ thuật, quy định kỹ thuật và thủ tục đánh giá sự hợp chuẩn) để bảo hộ sản phẩm trong nước; xuất khẩu một phần sản phẩm để cân đối ngoại tệ.

Theo kế hoạch, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí sẽ phối hợp với Tiểu ban Kinh tế - Quản lý Dầu khí để đề xuất các giải pháp kinh tế quản lý cụ thể bên cạnh các giải pháp kỹ thuật công nghệ. Cụ thể, triển khai và phát huy hiệu quả hệ thống quản trị rủi ro trong hoạt động sản xuất kinh doanh ngay từ khi chuẩn bị đầu tư; chuẩn hóa và điện tử hóa hệ thống quy trình nghiệp vụ quản lý và điều hành sản xuất kinh doanh, sử dụng các giải pháp công nghệ thông tin công nghiệp tương đương tiêu chuẩn quản trị

của một số nhà máy lọc hóa dầu trong khu vực. Đồng thời, tuyển chọn và đào tạo đội ngũ chuyên gia vận hành, bảo trì, bảo dưỡng, thiết kế, quản lý dự án theo tiêu chuẩn của các nhà máy lọc hóa dầu trong khu vực; xây dựng chế độ đãi ngộ tốt để thu hút lực lượng chuyên gia kỹ thuật cao cấp; áp dụng chế độ lương theo mặt bằng các nhà máy lọc hóa dầu trong khu vực.

Cơ chế chính sách rõ ràng cho việc đầu tư vào các nhà máy lọc hóa dầu, được ghi rõ trong Luật dầu khí hoặc các văn bản phù hợp, có thể bao gồm: đưa các dự án lọc hóa dầu vào danh mục các dự án đặc biệt ưu đãi đầu tư; miễn thuế nhập khẩu cho nguyên liệu và thiết bị máy móc; các nhà đầu tư được phân phối không quá 50% khối lượng sản phẩm dự kiến sản xuất từ các nhà máy trong quá trình xây dựng và 100% sau khi đi vào vận hành; đảm bảo các dự án nâng cấp, mở rộng được hưởng ưu đãi tương tự các dự án mới; định giá tài sản phục vụ cổ phần hóa, chuyển nhượng/thoái vốn theo chuẩn quốc tế; xác định tỷ trọng đầu tư phù hợp của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong lĩnh vực lọc dầu, hóa dầu và phân phối.

Về Chiến lược nghiên cứu và phát triển đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035 đối với hoạt động khâu sau, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí cho rằng, lĩnh vực tư vấn chiến lược, quy hoạch và đầu tư (bổ sung Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp lọc hóa dầu, chế biến khí và nhiên liệu sinh học; tư vấn đầu tư và nghiên cứu thị trường); tư vấn vận hành, sản xuất (tập trung nâng cao hiệu quả của các nhà máy sẵn có của Petrovietnam; mô phỏng các quá trình công nghệ trong các nhà máy; tối ưu hóa vận hành và tối ưu hóa năng lượng cho các nhà máy); phát triển và tư vấn ứng dụng công nghệ mới (nghiên cứu sản xuất các vật liệu hấp phụ và xúc tác thay thế từ các loại nguyên vật liệu trong nước; phát triển các công nghệ và xúc tác mới mang thương hiệu của Petrovietnam; sản xuất nhiên liệu từ sinh khối bằng công nghệ nhiệt phân nhanh; chuyển hóa trực tiếp khí thiên nhiên giàu CO₂ hoặc CO₂ thành nhiên liệu và hóa chất).

Phát biểu chỉ đạo tại Kỳ họp, TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã phân tích các biến động tình hình kinh tế - chính trị thế giới có nhiều biến động trong thời gian gần đây, ảnh hưởng của mối



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

quan hệ các quốc gia có ảnh hưởng đến dầu khí, giá dầu khí; xu hướng sản xuất dầu khí từ dầu khí phiến sét tăng cao... Lãnh đạo Tập đoàn yêu cầu Tiểu ban cần phân tích kỹ việc gia tăng GDP ảnh hưởng như thế nào đến tiêu thụ năng lượng (khối doanh nghiệp nhà nước, doanh nghiệp, tư nhân, FDI). Mục tiêu của Chiến lược được xác định dựa trên cơ sở phân tích SWOT, trong đó mục tiêu của doanh nghiệp nằm trong mục tiêu của Ngành và nằm trong mục tiêu của đất nước, vì vậy cần dựa trên các dự báo khác nhau một cách khách quan để xác định chính xác mục tiêu. Petrovietnam là doanh nghiệp nhà nước nên cần thực hiện đầy đủ vai trò đảm bảo an ninh năng lượng - an sinh xã hội và hiệu quả kinh tế. Mục tiêu lợi nhuận, mục tiêu tăng trưởng và mục tiêu phát triển không tách rời nhau. TS. Lê Mạnh Hùng cho rằng, cần xác định sản lượng cận biên trong từng lĩnh vực; trong Chiến lược cần phải nêu rõ phần quản trị chiến lược, phân công bộ phận kiểm soát, thời gian cập nhật/điều chỉnh; phân tích kỹ khía cạnh tài chính.

Về giải pháp R&D để phục vụ Chiến lược, Phó Tổng giám đốc Lê Mạnh Hùng yêu cầu đánh giá hiệu quả sử dụng nguồn kinh phí cho công tác R&D. Cần quản trị theo hệ thống; cơ cấu sản phẩm phải bắt nhịp với thị trường, cần gia tăng lợi nhuận thông qua điều chỉnh cơ cấu sản phẩm; tiếp tục triển khai cổ phần hóa theo Đề án tái cơ cấu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Ngọc Minh



Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: Thái Sơn

NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT BẢO DƯỠNG TỔNG THỂ LẦN 2

Ngày 19/5/2014, Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã chính thức dừng hoạt động Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để triển khai công tác bảo dưỡng tổng thể Nhà máy lần 2 theo đúng quy trình thiết kế. Theo kế hoạch, công tác bảo dưỡng sẽ được thực hiện trong 57 ngày, song tập thể cán bộ, kỹ sư Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đang nỗ lực phấn đấu để về đích trước tiến độ đề ra.

Theo ông Đinh Văn Ngọc - Tổng giám đốc BSR, Công ty đã tiến hành giảm công suất Nhà máy Lọc dầu Dung Quất từ ngày 12/5/2014 để dừng hoạt động vào ngày 19/5/2014 và bắt đầu triển khai công tác bảo dưỡng tổng thể lần 2 theo đúng quy trình thiết kế. Thời gian thực hiện bảo dưỡng theo kế hoạch là 57 ngày, ngắn hơn 5 ngày so với bảo dưỡng tổng thể lần 1. Công tác chuẩn bị cho đợt bảo dưỡng tổng thể lần 2 đã được BSR tiến hành từ 18 tháng trước: Lựa chọn nhà thầu, huy động chuyên gia từ nhà bản quyền công nghệ; mua vật tư thiết bị và dịch vụ kỹ thuật; chuẩn bị quy trình kỹ thuật, quy trình bảo dưỡng; quy trình an toàn, công tác huấn luyện, đào tạo và kiểm tra; các điều kiện về kỹ thuật, hậu cần; công tác phối hợp với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Bộ Công an và chính quyền địa phương để đảm bảo an ninh, an toàn...

Được biết, sẽ có khoảng 6.700 đầu mục công việc được thực hiện trong đợt bảo dưỡng tổng thể lần 2. Các chuyên gia, kỹ sư sẽ tiến hành bảo dưỡng 14 phân xưởng chế biến công nghệ, 10 phân xưởng năng lượng phụ trợ và 8 hạng mục ngoại vi của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Các chuyên gia sẽ kiểm tra tất cả hệ thống điều khiển, dây chuyền, công nghệ tại các phân xưởng của nhà máy lọc dầu; tiến hành sửa chữa, khắc phục các lỗi thiết bị, công nghệ nếu có. Ước tính, tổng chi phí cho công tác bảo dưỡng tổng thể lần 2 khoảng 66,8 triệu USD, tương đương trên 1,4 nghìn tỷ đồng. Công tác bảo dưỡng chủ yếu sẽ diễn ra 24/24 giờ và do 3.000 nhân sự chuyên nghiệp của BSR, các nhà thầu quốc tế (Hiap Seng Engineering Ltd. của Singapore, Daechang Co Ltd. và Ubec Inc. của Hàn Quốc)... đảm nhận. Ngoài ra, BSR đã huy động thêm nhân sự từ một số đơn vị trong Ngành như: Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo), Công ty TNHH MTV Phân bón Dầu khí Cà Mau



Cán bộ, kỹ sư Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đang phấn đấu rút ngắn thời gian thực hiện công tác bảo dưỡng tổng thể lần thứ 2. Ảnh: BSR

(PVCFC), Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC), Công ty CP Bảo dưỡng và Sửa chữa Công trình Dầu khí - PMS...

Các cán bộ, kỹ sư, công nhân tham gia thực hiện công tác bảo dưỡng đều thể hiện quyết tâm cao nhất và cam kết hoàn thành xuất sắc các hạng mục công việc theo kế hoạch, theo hợp đồng đã ký kết, đảm bảo an ninh, an toàn, chất lượng và về trước tiến độ đề ra. Trong đó, các kỹ sư công nghệ của BSR sẽ trực tiếp kiểm tra máy, bắt lỗi và đề xuất các giải pháp sửa chữa thay thế thiết bị nếu cần. Việc cùng nhà thầu tham gia kiểm tra máy móc, thiết bị sẽ giúp các kỹ sư công nghệ của Việt Nam nói chung và BSR nói riêng nâng cao kinh nghiệm thực tế. Sau đợt bảo dưỡng tổng thể lần 2, BSR sẽ xây dựng và hoàn thiện quy trình bảo dưỡng; đánh giá lại nhu cầu sử dụng vật tư, thiết bị để tiết giảm chi phí nhưng vẫn đảm bảo an toàn, hiệu quả vận hành... Đợt bảo dưỡng tổng thể lần 2 như tiếp thêm sinh lực mới cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, để khi hoạt động trở lại sẽ đạt công suất (khoảng 110%) và hiệu quả kinh tế cao hơn.

Đến ngày 12/5/2014, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã vận hành 630 ngày đêm liên tục, an toàn, ổn định và

hiệu quả ở 100% công suất thiết kế (tính từ thời điểm kết thúc đợt bảo dưỡng cuối cùng vào tháng 8/2012). Trước đó, Tổng công ty Bảo hiểm PVI và 4 nhà bảo hiểm quốc tế (JLT, SCOR Global P&C Asia-Pacific, Allianz Global Corporate & Specialty SE, Liberty Mutual Insurance Europe Ltd.) đã trao Chứng chỉ ghi nhận Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vận hành 600 ngày đêm liên tục, an toàn, ổn định và hiệu quả. Các nhà bảo hiểm công nghệ UOP (gồm Phân xưởng xử lý naphtha bằng hydro, Phân xưởng reforming xúc tác và Phân xưởng đồng phân hóa naphtha nhẹ), Axens (gồm Phân xưởng cracking xúc tác và Phân xưởng xử lý dầu cặn nhẹ bằng hydro), Merichem (Phân xưởng xử lý kerosen, Phân xưởng xử lý naphtha từ RFCC, Phân xưởng xử lý khí hóa lỏng và Phân xưởng trung hòa kiềm), SINI (Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh) đã trao Giấy chứng nhận vận hành xuất sắc các phân xưởng công nghệ bảo quản 600 ngày đêm liên tục, an toàn, ổn định và hiệu quả. Kết quả trên đánh dấu sự trưởng thành vượt bậc của đội ngũ cán bộ quản lý, điều hành, đặc biệt là của đội ngũ nhân lực vận hành đã không ngừng học hỏi vươn lên làm chủ khoa học công nghệ, làm chủ vận hành sản xuất tổ hợp lọc - hóa dầu với công nghệ phức tạp, quy mô đặc biệt lớn, đảm bảo sản xuất kinh doanh hiệu quả, phát triển bền vững.

Trực tiếp kiểm tra công tác chuẩn bị cho đợt bảo dưỡng tổng thể lần 2 tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất ngày 14/5/2014, TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhấn mạnh: BSR cần chú trọng hơn nữa đến việc tối ưu hóa sản xuất, tập trung cho công tác bảo dưỡng, rút ngắn thời gian dừng

hoạt động của Nhà máy để có thể đạt được doanh thu và lợi nhuận ở mức tối đa. Đồng thời, Công ty cần tăng cường công tác đảm bảo an ninh, an toàn cho Nhà máy, kiểm soát chặt chẽ về con người, thiết bị, dữ liệu, tài sản... Việc vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, hiệu quả có ý nghĩa chính trị quan trọng đối với quốc gia trong mọi thời điểm, nhất là trong giai đoạn hiện nay.

Tính đến hết tháng 4/2014, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã sản xuất ra trên 29 triệu tấn sản phẩm, tổng doanh thu đạt 550.019 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước đạt 87.358 tỷ đồng. Riêng 4 tháng đầu năm 2014, các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh của BSR đều vượt kế hoạch đề ra: doanh thu 49.678 tỷ đồng (đạt 128%), nộp ngân sách Nhà nước 9.357 tỷ đồng (đạt 199%), lợi nhuận 2.134 tỷ đồng (đạt 241%). Theo ông Nguyễn Hoài Giang - Chủ tịch HĐQT BSR, ước tính Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sẽ giảm sản lượng khoảng 1 triệu tấn xăng dầu do tạm dừng để bảo dưỡng. Như vậy, doanh thu cũng như nộp ngân sách Nhà nước của BSR trong năm 2014 sẽ giảm khoảng 15% so với năm 2013.

Theo tính toán, mỗi ngày Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đang đóng góp cho ngân sách Nhà nước khoảng 80 tỷ đồng, và nếu đưa Nhà máy vận hành trở lại sớm ngày nào thì đất nước sẽ có thêm ngân sách ngày đó. Hiện tập thể cán bộ, kỹ sư Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đang nỗ lực thực hiện các giải pháp để rút ngắn thời gian bảo dưỡng tổng thể Nhà máy lần thứ 2, phấn đấu hoàn thành trước 45 ngày.

Minh Nghĩa



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất triển khai công tác bảo dưỡng tổng thể lần 2 từ ngày 19/5/2014 theo đúng quy trình thiết kế. Ảnh: BSR

ĐẶC ĐIỂM ĐÁ MÓNG NÚT NẸ TRƯỚC ĐỆ TAM MỎ HẢI SƯ ĐEN, BỂ CỬU LONG

ThS. Nguyễn Anh Đức

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

Tóm tắt

Dầu khí được chứa chủ yếu trong các lỗ rỗng thứ sinh của đá móng, đây là kết quả của hoạt động kiến tạo gây nứt nẻ, dập vỡ, các quá trình biến đổi thủy nhiệt hậu magma. Trong đó, thành phần thạch học khoáng vật và thành phần hóa học ảnh hưởng đến độ giòn và khả năng bị dập vỡ của đá móng, từ đó quyết định đặc tính thẩm chứa của tầng móng - đối tượng chứa dầu chính của bể Cửu Long. Trên cơ sở phân tích tài liệu địa chấn và địa vật lý giếng khoan của 5 giếng khoan thăm dò/thẩm lượng tại mỏ Hải Sư Đen, tác giả đã đánh giá, phân tích nguyên nhân dẫn đến sự hình thành nứt nẻ và sự ảnh hưởng đến khả năng thẩm chứa của đá móng; đặc điểm của từng loại đá móng granitoid ở mỏ Hải Sư Đen. Từ kết quả nghiên cứu này, tác giả kết hợp với nghiên cứu thuộc tính địa chấn đặc biệt, ứng dụng mạng neural nhân tạo (Artificial Neural Network - ANN) và phương pháp địa thống kê, để xây dựng mô hình độ rỗng 3D, xác định sự phân bố của độ rỗng vỉa chứa theo 3 chiều, kết hợp được cả độ rỗng macro và độ rỗng micro.

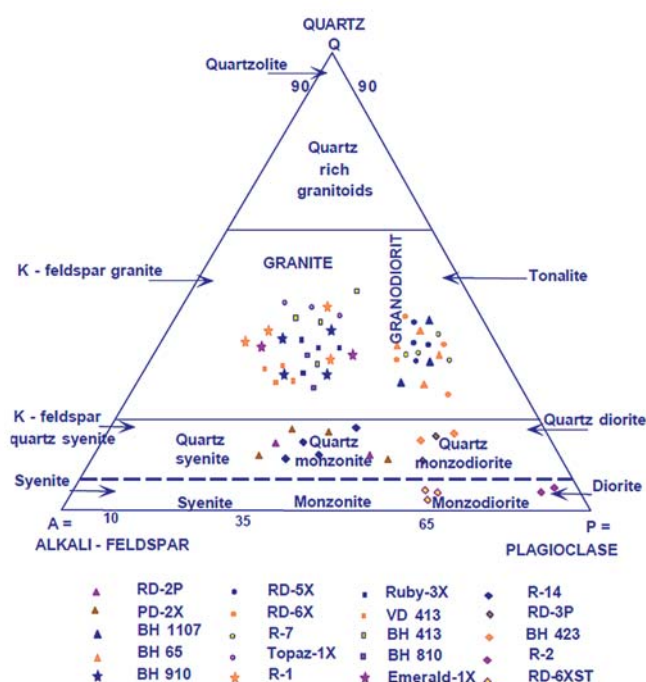
Từ khóa: Đá móng nứt nẻ, trước Đệ tam, mỏ Hải Sư Đen, độ rỗng, độ thấm, đặc tính riêng biệt của đá móng granite.

1. Mở đầu

Bể Cửu Long được hình thành vào giai đoạn giữa Eocen do quá trình sụt lún phát triển trên vỏ lục địa ở phía Đông đới Đà Lạt. Quá trình sụt lún này tạo ra các cấu trúc kiểu địa hào, bán địa hào nằm xen giữa các đới nâng. Đá móng của bể là các đá trầm tích, trầm tích bị biến chất, đá magma xâm nhập và magma phun trào có tuổi trước Kainozoi như ở đới Đà Lạt. Trong các thành tạo đá móng này, đá magma xâm nhập là đối tượng đá chứa rất đặc biệt với tên gọi "tầng chứa móng granitoid nứt nẻ", có vai trò quan trọng trong bể Cửu Long. Tầng chứa móng granitoid nứt nẻ gặp ở đới nâng trung tâm và các khối nâng ven rìa bị phủ dưới lớp trầm tích dày trên 2.000m. Thành phần thạch học của granitoid gồm granite, monzonite, granodiorite, diorite thạch anh, monzodiorite, diorite, andesite, gabrodiorite... (Hình 1). Chúng được phân chia vào các phức hệ magma có tuổi Triat muộn và Jura muộn - Kreta: (1) Phức hệ Hòn Khoai (183 - 208 triệu năm) tuổi Triat muộn; (2) Phức hệ Định Quán, phức hệ Đèo Cả và phức hệ Ankroet (Cà Ná) (100 - 130 triệu năm) tuổi Jura muộn - Kreta.

Móng granitoid nứt nẻ là thành hệ chứa dầu rất đặc biệt, tầng chứa dày, dạng khối. Bản thân đá granitoid không chứa dầu và không có độ thấm, nhưng dầu lại tập trung trong các hốc, vi rãnh rửa lỗ và đặc biệt là trong các đứt gãy hở, tạo độ rỗng và độ thấm thứ sinh. Thành phần thạch học của đá móng granitoid ở bể Cửu Long biến thiên trong khoảng rộng từ gabrodiorite đến granite (Hình 2).

Đặc tính thẩm chứa và chất lượng tầng chứa nói chung được quyết định bởi độ rỗng và độ thấm thứ sinh của đá móng nứt nẻ. Nứt nẻ là kết quả của sự dập vỡ, phá hủy gây không có sự dịch chuyển lớn. Những đặc tính của nứt nẻ ảnh hưởng đến dòng chất lưu vỉa như độ mở, kích thước, mật độ phân bố, hướng đều liên quan đến thành phần thạch học và cấu trúc đá chứa, trường ứng suất kiến tạo, độ sâu và các phá hủy thứ sinh. Những yếu tố này đã tác động tương hỗ, quyết định đến chất lượng tầng chứa.



Hình 1. Phân loại đá granitoid một số giếng khoan bể Cửu Long (theo phân loại của Streckeisen, 1976)

Mặc dù tất cả các đá móng granitoid luôn bị chia cắt bởi nút nê, nhưng có thể thấy hệ nứt nê hở, với độ liên thông tốt, thường gặp nhiều trong đá granite hơn trong đá diorite, cụ thể là trong các đá giòn nhiều hơn trong các đá dẻo. Độ mở, chiều dài và mật độ của nứt nê trong đá granite cũng lớn hơn các đá xâm nhập có thành phần bazơ hơn. Các thể granite dạng khối thường bị cắt bởi các rãnh nứt sâu, rộng nên được xem là có khả năng cho dòng tốt nhất. Các nứt nê hình thành trong đá cứng có thể do một hoặc nhiều nguyên nhân khác nhau như: sự đồng nguội và co rút thể tích của khối magma, quá trình phá vỡ kiến tạo, hoạt động thủy nhiệt và quá trình phong hóa.

Cầu tạo Hải Sư Đen (thuộc Lô 15-2/01, bể Cửu Long)
là một kiến trúc dạng yên ngựa, khối móng nhô cao hình

thành nên cấu trúc nếp lồi ở các đối tượng trầm tích trẻ hơn phủ lên trên khối móng. Cấu tạo Hải Sư Đen có phương kéo dài Đông Bắc - Tây Nam, các đối tượng trầm tích Miocen sớm và Oligocen được chia cắt bởi các hệ thống đứt gãy có phương Đông - Tây, Tây Bắc - Đông Nam và Đông Bắc - Tây Nam.

Móng trước Đệ tam tại mỏ Hải Sư Đen có thành phần granite tương đương với phức hệ Đèo Cả; ngoài ra còn có sự hiện diện của các mạch thạch anh và đai mạch đá phun trào trung tính xuyên cắt qua khối đá xâm nhập. Lớp phong hóa trên mặt đá móng có bề dày thay đổi trung bình khoảng 10m. Đá móng có thành phần khoáng vật chủ yếu gồm thạch anh, feldspar kali, plagioclas, vi mica và khoáng vật thứ sinh bao gồm các khoáng vật sét, clorite, zeolite và calcite. Đá granite ở đây có độ nứt nẻ mạnh, sự hiện diện của các đới nứt nẻ có thể xác định được rõ ràng trên các biểu hiện khí trong khi khoan, mất dung dịch hay dựa trên đặc trưng các đường cong địa vật lý giống khoan.

2. Đặc trưng đường cong địa vật lý giếng khoan đối với các loại đá chứa trong móng

Dựa vào kết quả phân tích thạch học, đá móng tại khu vực mỏ Hải Sư Đen bao gồm monzogranite, granodiorite, các đai mạch granitaplite, mạch phun trào (andesite, diabaz) và các đới nứt nẻ với đặc điểm của mỗi loại như sau:

Đá granodiorite có thành phần khoáng vật chủ yếu là thạch anh (23 - 33%), feldspar kali (12 - 20%), plagioclase (37 - 46%), khoáng vật mica, calcite và các khoáng vật



Hình 2. Phân loại các loại đá móng theo đặc tính và thành phần khoáng vật

Bảng 1. Nhận biết các đối nút nẻ và mạch phun trào thông qua đặc tính đường cong địa vật lý giếng khoan

Tên đường log	Biểu hiện		Mô tả
	Đối nút nẻ	Mạch phun trào	
Siêu âm	Giá trị cao	Không rõ	Sự có mặt của đới khe nứt làm gia tăng độ rỗng của đá, việc khe nứt mở bị lấp đầy bởi các khoáng vật thứ sinh hay chất lưu có trở kháng âm học thấp hơn đá gốc làm tăng thời gian truyền sóng.
Đường kính giếng khoan	Giá trị cao	Không rõ	Các đới tập trung nhiều khe nứt thường dễ xảy ra sập lở thành giếng nên có đường kính giếng khoan tăng cao.
Mật độ	Giá trị thấp	Giá trị cao	Sự có mặt của đới khe nứt sẽ làm mật độ của đá giảm, do đó giá trị mật độ (RHOB) đo được thấp hơn so với các đới nguyên. Hàm lượng các khoáng vật nặng tăng cao trong các đá phun trào làm giá trị RHOB cao hơn đá granitoid.
Neutron	Giá trị cao	Giá trị cao	Các đới nút nẻ mở bị lấp đầy bởi các chất lưu hoặc chứa các khoáng vật thứ sinh có hàm lượng hydro cao nên giá trị đo độ rỗng Neutron (NPHI) cao. Các mạch đá phun trào có nhiều thành phần các khoáng vật nặng chứa bao thể nước trong cấu trúc tinh thể khoáng vật cũng làm giá trị NPHI cao.
Điện trở suất	Giá trị thấp	Giá trị thấp	Trong đới khe nứt xảy ra sự xâm nhập của dung dịch mùn khoan dẫn điện nên các đường đo điện trở suất tại các độ sâu nghiên cứu khác nhau (MSFL, LLS, LLD) có sự phân tách nhau và giảm. Sự xuất hiện của các khoáng vật nặng giàu Fe, có khả năng dẫn điện tốt trong mạch đá phun trào làm giá trị điện trở suất thấp.
Phóng xạ tự nhiên	Giá trị thấp	Giá trị thấp	Sự có mặt của đới khe nứt làm gia tăng độ rỗng của đá, việc khe nứt tách bị lấp đầy bởi các khoáng vật thứ sinh, đá phun trào hay chất lưu có hàm lượng K thấp hơn đá gốc làm giảm giá trị phóng xạ tự nhiên.

sét chiếm từ 1 - 6%. Đá granodiorite chứa ít thành phần felspar kali, giàu khoáng vật màu và khoáng vật sét hơn nhóm đá granite và monzogranite nên có giá trị GR thấp, Neutron và mật độ cao hơn đá granite và monzogranite.

Đá granite, monzogranite có thành phần khoáng vật chủ yếu là thạch anh (21 - 34%), felspar kali (23 -

36%), plagioclase (21 - 31%), khoáng vật mica, calcite và các khoáng vật sét khác chiếm từ 1 - 6%. Đá granite và monzogranite có thành phần felspar kali nhiều hơn nhóm đá granodiorite nên có giá trị GR cao hơn, thành phần khoáng vật plagioclase và khoáng vật màu thấp hơn so với đá granodiorite nên có giá trị Neutron và mật độ thấp hơn.

Đá mạch xâm nhập nông aplite có thành phần khoáng vật tương đồng với granite và monzogranite. Tuy nhiên, hàm lượng tăng cao của các khoáng vật phụ như zircon có thể là nguyên nhân làm cho giá trị GR khi đi qua các mạch aplite cao hơn hẳn so với đá granodiorite và granite (Hình 3).

Mạch đá phun trào trung tính - bazơ: các đá phun trào andesite, diabaz có tuổi trẻ hơn đá nền granitoid, có thành phần trung tính đến bazơ xuất hiện dưới dạng đai mạch, trám lấp các khe nứt, nghèo felspar kali, giàu thành phần khoáng vật sẫm màu (hornblend, pyroxen, olivin...)



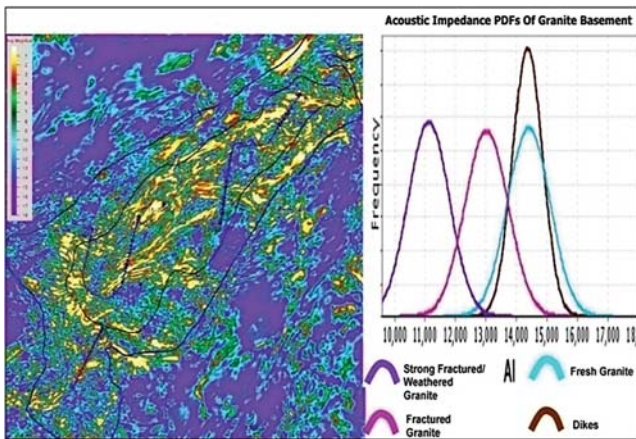
Hình 3. Đặc trưng đường cong địa vật lý giếng khoan đối với từng loại đá

Bảng 2. Giá trị đo địa vật lý giếng khoan của các nhóm đá và các đới nứt nẻ mở của 5 giếng khoan

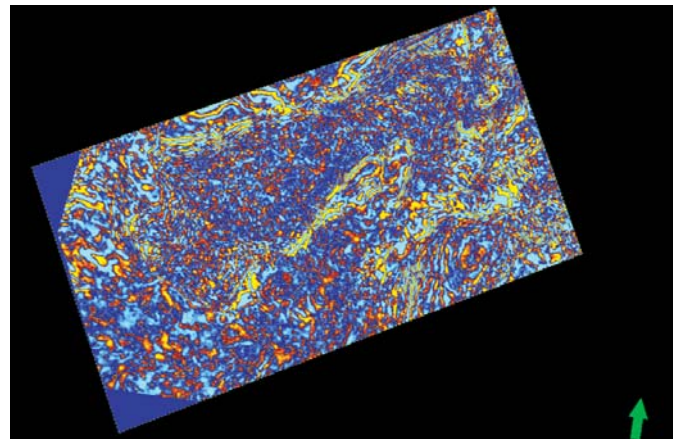
Giếng khoan	Thành phần	GR	Density (g/cc)	Neutron (v/v)	Vp/Vs
HSD-1X	Granitaplite	180 - 190	2,55 - 2,6	0,02 - 0,03	1,65 - 1,67
	Dykes	70 - 84	2,64 - 2,70	0,09 - 0,15	1,70 - 1,8
	Monzogranite	130 - 160	2,57 - 2,70	0,03 - 0,06	1,68 - 1,71
	Granodiorite	60 - 98	2,70 - 280	0,08 - 0,12	1,50 - 1,71
	Fracture zones	100 - 130	2,50 - 2,55	0,06 - 0,08	1,50 - 1,68
HSD-2X	Granitaplite	190 - 200	2,56 - 2,62	0,02 - 0,03	1,63 - 1,68
	Dykes	83 - 90	2,60 - 2,72	0,1 - 0,15	1,77 - 1,80
	Monzogranite	160 - 170	2,54 - 2,68	0,04 - 0,08	1,72 - 1,78
	Granodiorite	100 - 120	2,50 - 2,70	0,09 - 0,19	1,65 - 0,73
	Fracture zones	120 - 140	2,54 - 2,60	0,06 - 0,08	1,60 - 0,70
HSD-3X	Granitaplite	150 - 270	2,55 - 2,62	0,02 - 0,03	1,67 - 1,70
	Dykes	79 - 85	2,70 - 2,75	0,19 - 0,20	1,78 - 185
	Monzogranite	160 - 180	2,57 - 2,70	0,02 - 0,08	1,69 - 1,80
	Granodiorite	80 - 100	2,53 - 2,65	0,13 - 0,08	1,60 - 1,72
	Fracture zones	120 - 130	2,55 - 2,60	0,06 - 0,09	1,60 - 1,73
HSD-4X	Granitaplite	200 - 220	2,55 - 2,67	0,03 - 0,04	1,69 - 0,72
	Dykes	70 - 90	2,57 - 2,70	0,18 - 0,20	1,75 - 1,90
	Monzogranite	120 - 149	2,56 - 2,75	0,03 - 0,05	1,67 - 1,80
	Granodiorite	-	-	-	-
	Fracture zones	120 - 130	2,57 - 2,65	0,06 - 0,08	1,65 - 1,72
HSD-5XP	Granitaplite	180 - 200	2,55 - 2,65	0,01 - 0,03	1,63 - 1,70
	Dykes	90 - 100	2,60 - 2,65	0,14 - 0,18	1,80 - 1,90
	Monzogranite	135 - 145	2,49 - 2,70	0,04 - 0,1	1,72 - 1,80
	Granodiorite	-	-	-	-
	Fracture zones	100 - 128	2,54 - 2,60	0,06 - 0,09	1,50 - 1,69

Bảng 3. Đặc trưng của từng loại đá granitoid ở mỏ Hải Sư Đen

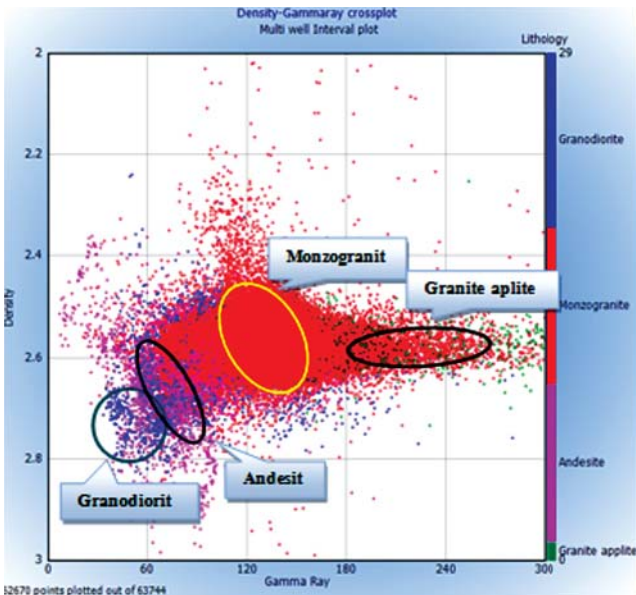
Loại đá	GR (API)	Density (g/cc)	Neutron (v/v)	Vp/Vs
Granitaplite	180 - 245	2,55 - 2,62	0,01 - 0,03	1,66 - 1,70
Mạch phun trào	70 - 100	2,60 - 2,70	0,10 - 0,15	1,70 - 1,80
Monzogranite	120 - 159	2,55 - 2,70	0,03 - 0,09	1,60 - 1,80
Granodiorite	50 - 70	2,70 - 2,80	0,10 - 0,20	1,40 - 1,65
Đới nứt nẻ	100 - 123	2,54 - 2,60	0,06 - 0,08	1,80 - 1,90



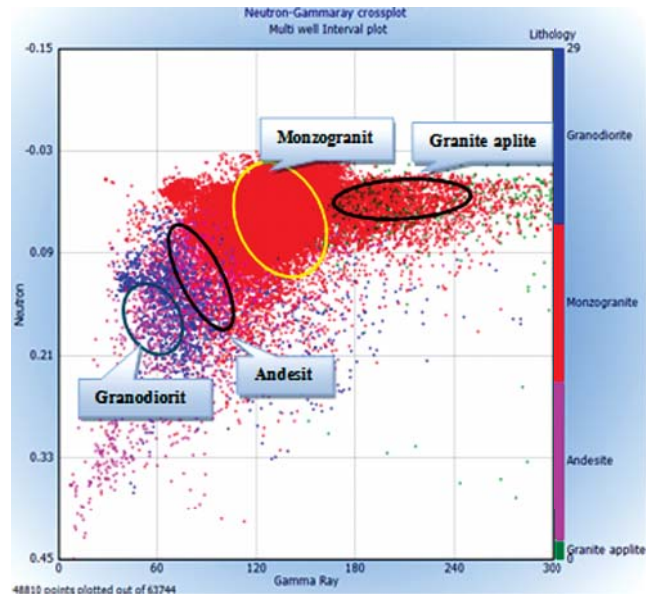
Hình 4. Đặc trưng giá trị trở kháng âm ở các đới nứt nẻ và kết quả chạy thuộc tính địa chấn này ở một mỏ thuộc bể Cửu Long



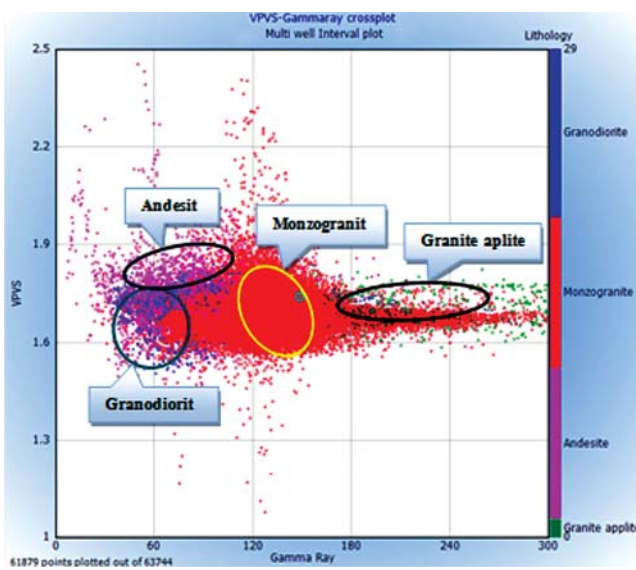
Hình 5. Lát cắt địa chấn biểu diễn giá trị trở kháng âm tương đối (relative acoustic impedance) ở khu vực mỏ Hải Sư Đen



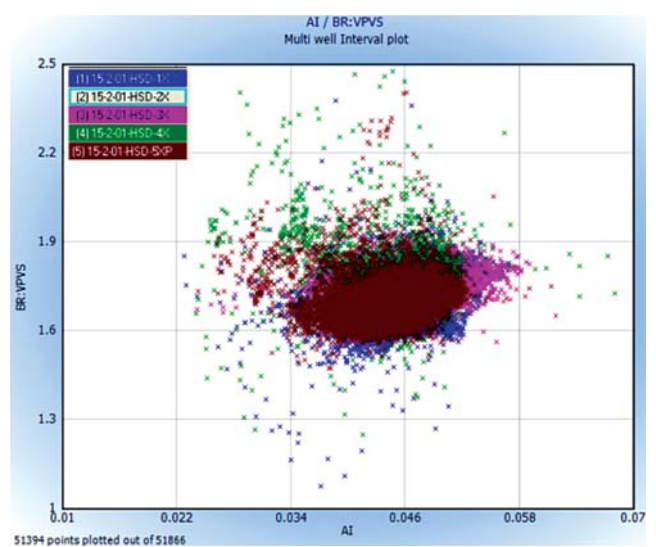
Hình 6. Đặc trưng phân bố các nhóm đá magma trên giá trị GR và mật độ



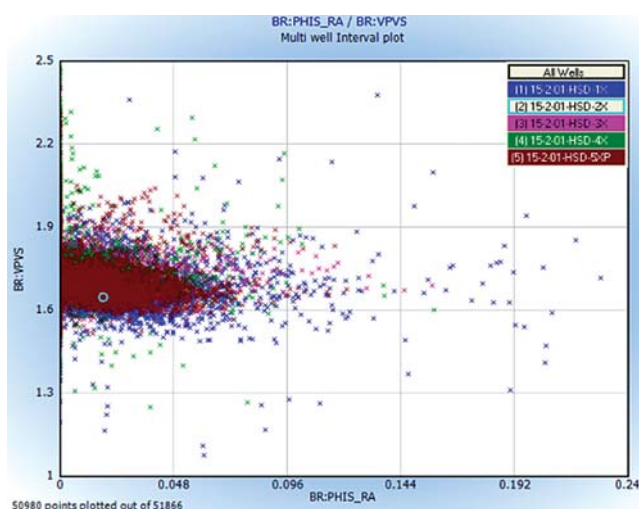
Hình 7. Đặc trưng phân bố các nhóm đá magma trên giá trị GR và Neutron



Hình 8. Đặc trưng phân bố các nhóm đá magma trên giá trị GR và Vp/Vs



Hình 9. Đồ thị thể hiện giá trị Vp/Vs và AI qua các giếng khoan

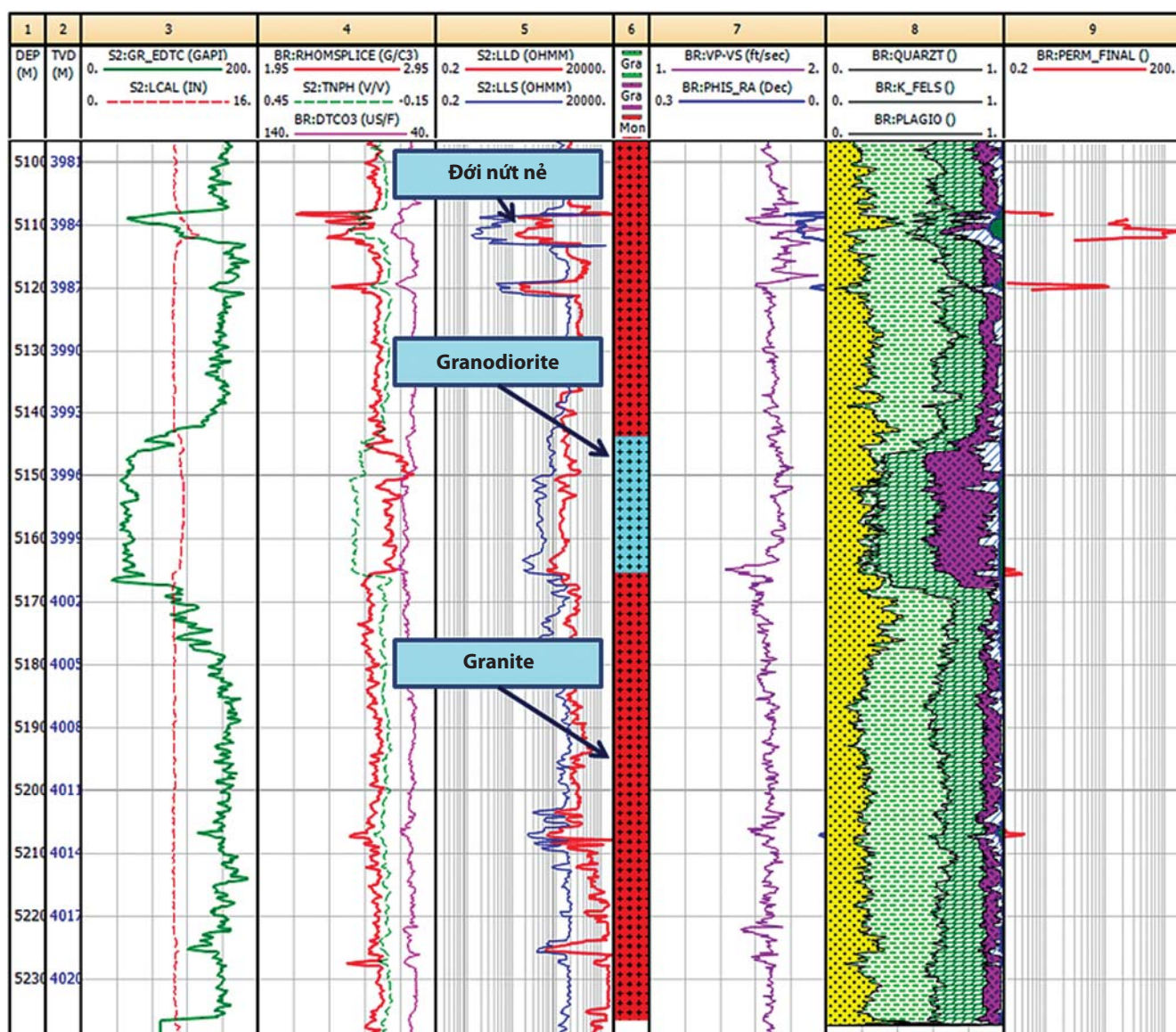


Hình 10. Đồ thị thể hiện giá trị V_p/V_s và độ rỗng thứ sinh qua các giếng khoan

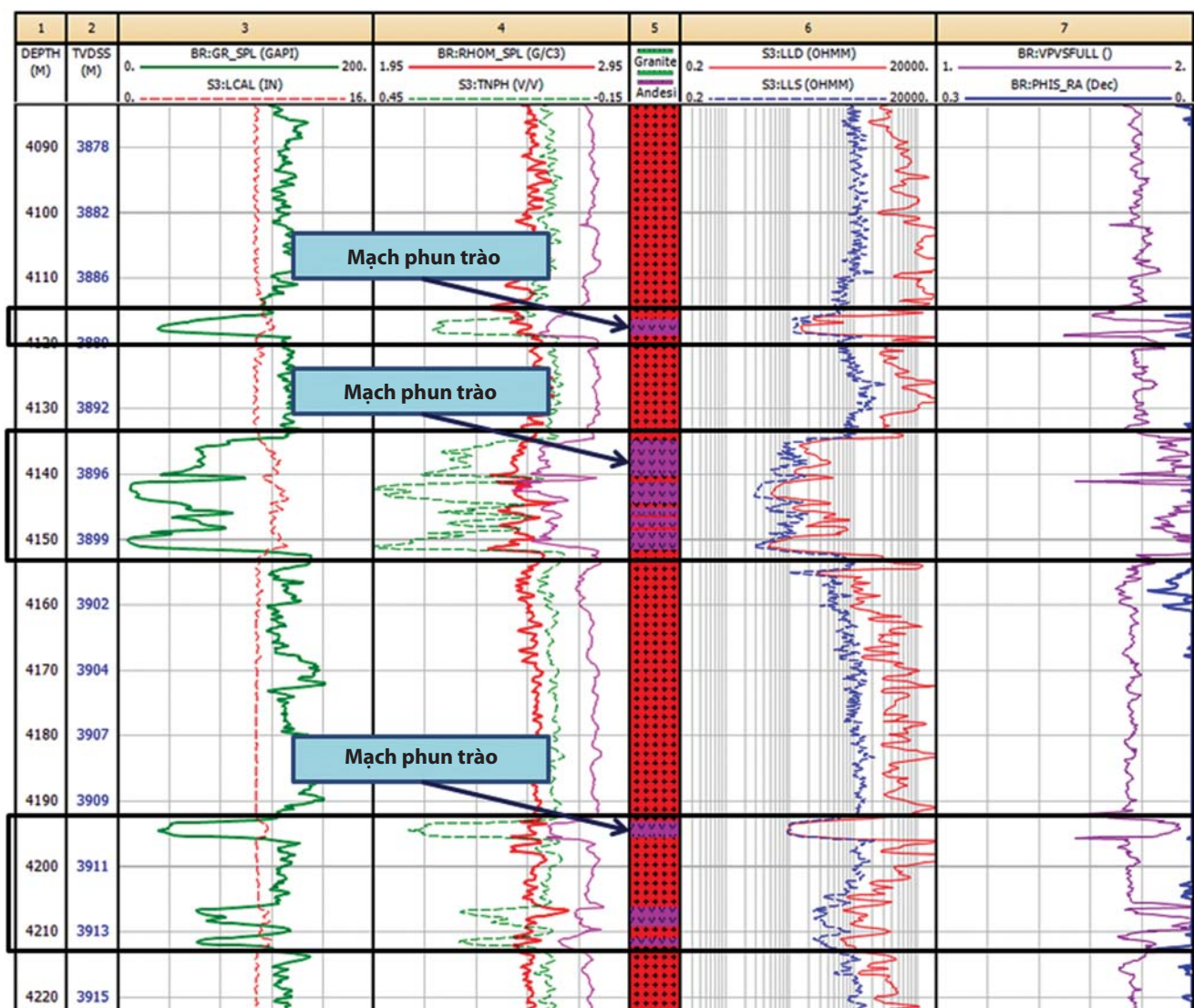
là những khoáng vật giàu sắt, magiê, thường chứa các bao thể nước trong cấu trúc mạng tinh thể. Đây là nguyên nhân làm cho giá trị GR thấp, Neutron và mật độ cao khi đi qua các mạch đá phun trào này và giá trị điện trở suất cũng giảm hẳn so với nền đá granitoid.

Các đới nứt nẻ mở: các đới nứt nẻ mở trong đá móng có độ thấm tốt, thường được lấp đầy bởi dung dịch khoan, làm cho giá trị GR thấp và mật độ thấp, Neutron và V_p/V_s tăng cao khi đi qua các đới nứt nẻ mở, giá trị điện trở suất cũng giảm hẳn so với nền đá granitoid chặt sít (Bảng 1).

Đặc trưng về tính chất vật lý (thể hiện trên các giá trị đo địa vật lý giếng khoan) của các nhóm đá và các đới nứt nẻ mở được trình bày chi tiết thông qua tài liệu của 5 giếng khoan trong khu vực (Bảng 2).



Hình 11. Đặc trưng đường cong địa vật lý giếng khoan của đá granite, granodiorite và đới nứt nẻ



Hình 12. Đặc trưng đường cong địa vật lý giếng khoan của các mạch đá phun trào

Bảng 3 trình bày đặc điểm nhận biết, đặc trưng về tính chất vật lý (thể hiện trên các giá trị đo địa vật lý giếng khoan) của các nhóm đá khác nhau và các đới nứt nẻ mở.

3. Đặc trưng địa chấn

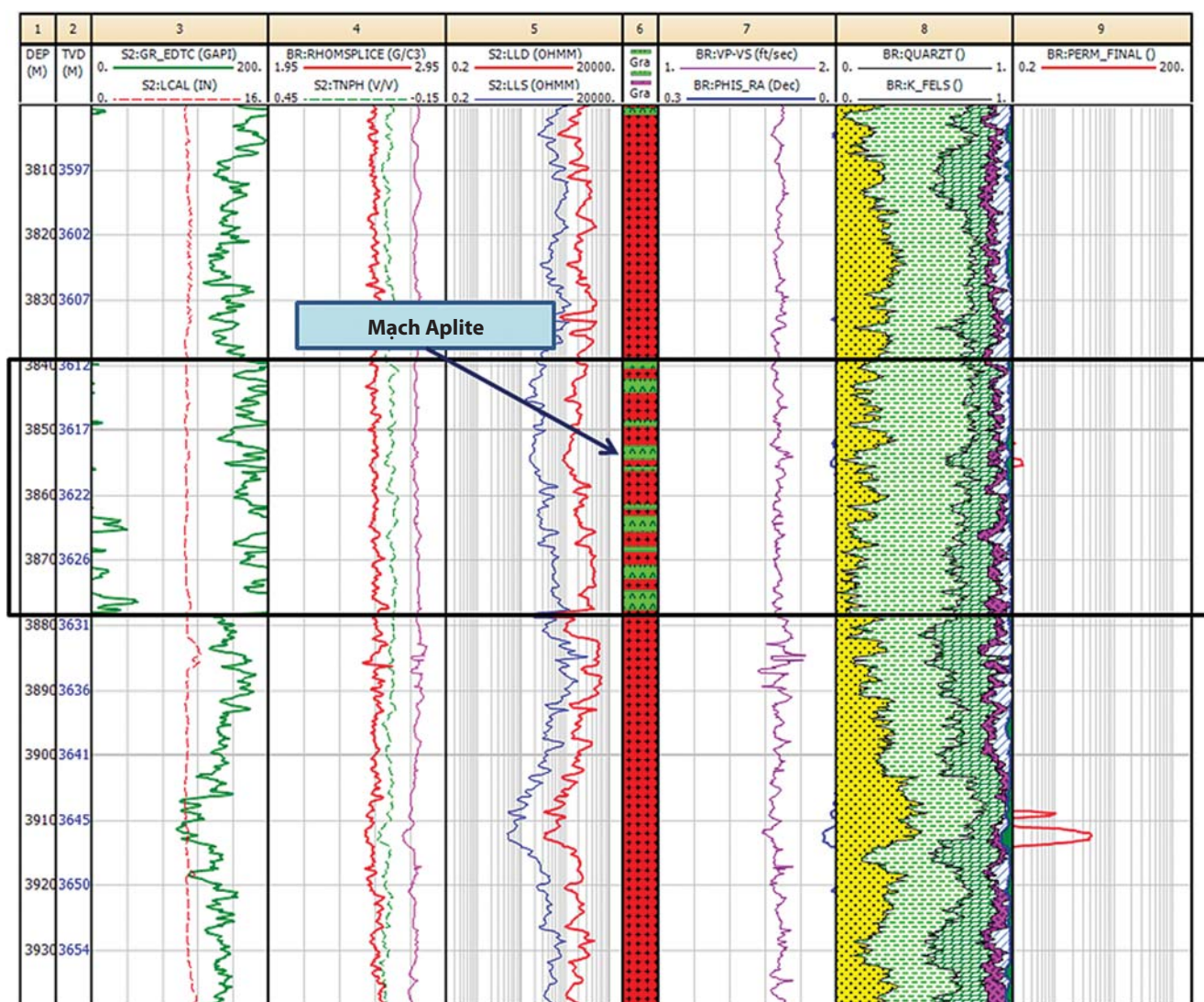
Thành phần thạch học cũng như đặc tính nứt nẻ và khả năng thấm chứa của đá móng thể hiện rõ trên một số thuộc tính địa chấn, trong đó thể hiện rõ nhất ở giá trị V_p/V_s và trở kháng âm (acoustic impedance).

Giá trị trở kháng âm tỷ lệ với mật độ và vận tốc truyền sóng đàn hồi trong môi trường đất đá. Vì vậy, đối với đá móng bị nứt nẻ, giá trị trở kháng âm thay đổi trong khoảng từ 10.000 - 13.500 tùy thuộc vào mức độ nứt nẻ và phá hủy, giảm hơn nhiều so với giá trị trở kháng âm của đá móng kết tinh nguyên khối (13.500 - 15.500, phổ biến ở 14.500).

Giá trị V_p/V_s : Sóng dọc (P-wave) có thể truyền trong cả 3 môi trường rắn, lỏng và khí trong khi đó sóng ngang (S-wave) chỉ có thể truyền trong môi trường rắn, có vận tốc nhỏ hơn vận tốc sóng dọc và bị hấp thụ bởi chất lỏng. Vận tốc truyền của sóng dọc và sóng ngang phụ thuộc vào khung đá (rock matrix), độ rỗng, khoáng vật, tiếp xúc giữa các hạt, loại chất lưu chứa trong đá và mức độ gắn kết của đá. Trong đá móng nứt nẻ chứa chất lưu vận tốc sóng P giảm trong khi vận tốc sóng S không thay đổi nên tỷ số V_p/V_s giảm. Còn đối với đới có áp suất cao (overpressure zone), vận tốc sóng P và sóng S đều giảm. Nhìn chung, giá trị V_p/V_s phản ánh được sự hiện diện của các đới nứt nẻ mở.

4. Kết luận

Từ kết quả nghiên cứu đặc điểm của đá móng granitoid tại mỏ Hải Sư Đen, tác giả rút ra một số kết luận sau:



Hình 13. Đặc trưng đường cong địa vật lý giếng khoan của các mạch đá xâm nhập nông aplite

- Đá móng tại khu vực mỏ Hải Sư Đen gồm các đá magma xâm nhập (có thành phần gồm monzogranite, granodiorite) bị xuyên cắt bởi đá mạch granite aplite, mạch phun trào trung tính - bazơ và các đới nứt nẻ;

- Nhóm đá acid (granitaplite, monzogranite và granodiorite) có hàm lượng feldspar cao, là nguyên nhân gây ra giá trị GR cao. Trong đó, granitaplite có tính acid cao nhất nên luôn có giá trị GR vượt trội tại tất cả các giếng khoan (cao nhất tại khu vực giếng khoan HSD-3X).

- Loại đá granodiorite do chứa ít thành phần feldspar kali, giàu khoáng vật màu và khoáng vật sét hơn nhóm đá granite và monzogranite nên đặc trưng có giá trị GR thấp, Neutron và mật độ cao hơn đá granite và monzogranite. Loại đá granite và monzogranite có thành phần feldspar kali nhiều hơn nhóm đá granodiorite nên có giá trị GR cao hơn, thành phần khoáng vật plagioclase và khoáng vật màu thấp hơn so với đá granodiorite nên có giá trị Neutron

và mật độ thấp hơn. Riêng đối với loại đá granitaplite, tuy có thành phần khoáng vật tương đồng với granite và monzogranite nhưng do sự xuất hiện của các khoáng vật phụ (như zircon) làm cho giá trị GR khi đi qua các mạch aplite cao hơn hẳn so với đá granodiorite và granite.

- Sự có mặt của các đới nứt nẻ mở trong đá móng làm tăng độ rỗng của đá, việc khe nứt mở bị lấp đầy bởi các khoáng vật thứ sinh hay chất lưu có trở kháng âm học thấp hơn đá gốc do vậy thời gian truyền sóng tăng lên làm cho giá trị GR thấp và mật độ thấp. Ngoài ra, các đới tập trung nhiều khe nứt thường dễ xảy ra sập lở thành giếng nên có đường kính giếng khoan tăng cao. Giá trị Neutron và Vp/Vs cũng tăng cao khi đi qua các đới nứt nẻ mở.

- Các mạch thành phần trung tính, trung tính - bazơ (andesite, diabaz...) giàu thành phần khoáng vật màu như hornblend, pyroxen, olivin... nên có giá trị Density và Neutron cao nhất. Khi đi qua các đới nứt nẻ, giá trị Vp/Vs

tăng cao, hiện tượng này xảy ra đối với các đai mạch đá phun trào andesite và bazan do có độ rỗng nguyên sinh và có chứa các bao thể nước bên trong cấu trúc mạng tinh thể của các nhóm khoáng vật sẫm màu. Ngoài ra, sự xuất hiện của các khoáng vật nặng giàu Fe, có khả năng dẫn điện tốt trong mạch đá phun trào cũng làm giảm giá trị điện trở suất.

Nhận biết đặc trưng của từng loại đá granitoid ở mỏ Hải Sư Đen nói riêng hay toàn bể Cửu Long nói chung là một tiền đề quan trọng trong công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí phục vụ cho việc xây dựng phương án phát triển mỏ, thiết kế giếng khoan phát triển trong tương lai.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Văn Phơn và nnk. *Một tiệm cận mới mô hình thấm chứa của đá móng nứt nẻ*. Tạp chí Dầu khí. 2009; 2: trang 14 - 18.
2. Nguyễn Văn Phơn. *Quá trình hình thành và khả năng thấm chứa của đá móng nứt nẻ ở bồn trũng Cửu Long*. Tạp chí Dầu khí. 2004; 8: trang 26 - 34.
3. Trịnh Xuân Cường. *Mô hình đá móng nứt nẻ phong hóa ở bể Cửu Long*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học - Công nghệ "Trí tuệ Dầu khí Việt Nam - Hội nhập và Phát triển bền vững". Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2013: trang 185 -195.
4. C.Robert, JR.Earlougher. *Advance in well test analysis*. SPE Monograph Volume 5, American Institute of Mining, Matullurgical and Petroleum Engineering. 1997.
5. Ngô Thường San, Cù Minh Hoàng. *Chất lượng thấm chứa của đá móng nứt nẻ ở bể Cửu Long*. Hội nghị Khoa học và Công nghệ lần thứ 9, Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh. 2005.
6. Nguyen Huy Ngoc, Nguyen Quoc Quan, Hoang Ngoc Dong, Nguyen Do Ngoc Nhi. *Role of 3D seismic data in prediction of high potential areas within Pre-Tertiary fractured granite basement reservoir in Cuu Long basin, Vietnam offshore*. Presented at AAPG International Conference and Exhibition, Calgary, Alberta. 12 - 15 September, 2010.

Characteristics of Pre-Tertiary fractured granitoid basement in Hai Su Den field, Cuu Long basin

Nguyen Anh Duc

Petrovietnam Exploration Production Corporation

Summary

Hydrocarbon is mainly stored in the secondary pores of granitoid basements as a result of fracturing and deforming by tectonic and geothermal activities. The petrographical and geochemical composition of the granitoid basements is proved to affect their brittleness and deformation ability which consequently impacts on their porosity and permeability. Based on the analysis of seismic and petrophysical data gathered from 5 exploration wells in the Hai Su Den field, the causes of fracture formation as well as fracture roles on the permeability of basement reservoirs and the characteristics of granitoid basements in the Hai Su Den field were identified. Seismic characterisation, Artificial Neural Network (ANN) and geostatistical methods were then applied to build 3D geological model of macro and micro porosity distribution.

Key words: Fractured basement, Pre-Tertiary, Hai Su Den field, porosity, permeability, distinct characteristics of granitoid basement.

ĐẶC ĐIỂM THẠCH HỌC TRẦM TÍCH THÀNH TẠO CARBONATE TRƯỚC KAINOZOI MỎ HÀM RỒNG, ĐÔNG BẮC BỂ SÔNG HỒNG

ThS. Lê Trung Tâm¹, TS. Cù Minh Hoàng², TS. Phạm Văn Tuấn³

¹Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

²Công ty Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí Nước ngoài

³Đại học Mở - Địa chất Hà Nội

Tóm tắt

Mỏ Hàm Rồng (Lô 106) được phát hiện trên khối móng carbonate trước Kainozoi bởi các giếng khoan HR-1X và HR-2X. Các giếng khoan đều tiến hành thử vỉa và cho dòng dầu công nghiệp. Giếng khoan HR-2X đã khoan vào móng carbonate 400m và tiến hành công tác lấy mẫu mùn khoan, mẫu sườn, đo ghi địa vật lý giếng khoan, thử vỉa. Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu đặc điểm thạch học trầm tích thành tạo carbonate trước Kainozoi tại mỏ Hàm Rồng trên cơ sở tổng hợp phân tích tài liệu từ các giếng khoan HR-1X, HR-2X. Các kết quả nghiên cứu chính bao gồm thành phần thạch học, đặc điểm môi trường thành tạo, các quá trình biến đổi thứ sinh, phân loại đá carbonate và đặc điểm tầng chứa. Những kết quả nghiên cứu đạt được sẽ làm tiền đề rất tốt cho việc đánh giá chất lượng tầng chứa đá móng carbonate nứt nẻ trước Kainozoi và định hướng công tác tìm kiếm thăm dò tiếp theo cho đối tượng này ở khu vực đông bắc bể Sông Hồng.

Từ khóa: Thành tạo carbonate, trước Kainozoi, mỏ Hàm Rồng.

1. Phương pháp nghiên cứu

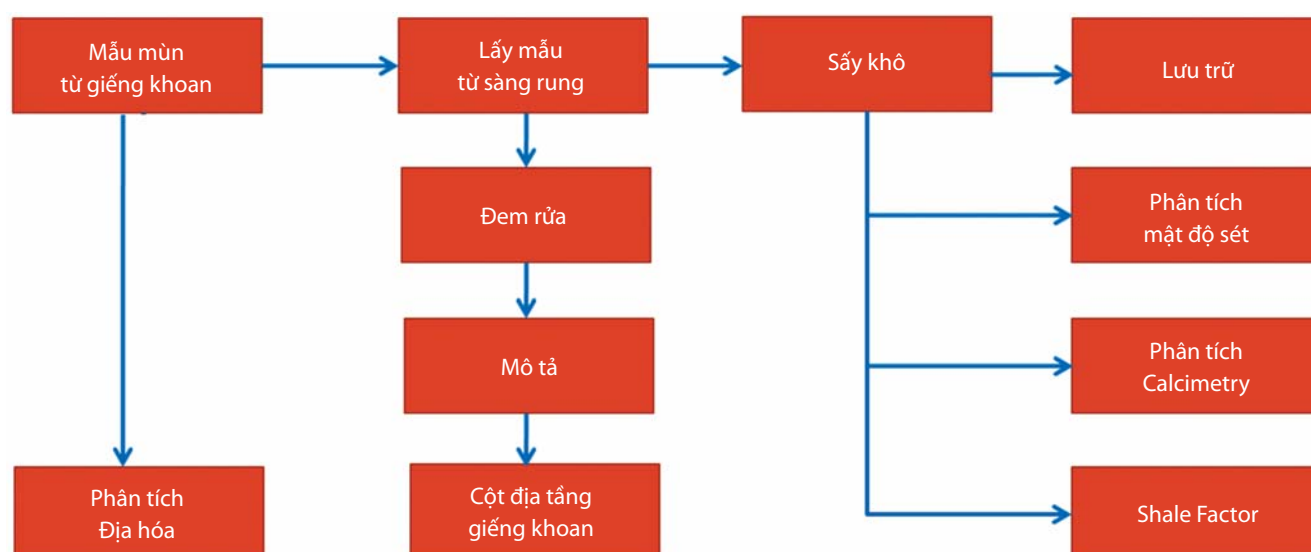
1.1. Phương pháp nghiên cứu địa chất giếng khoan

Cơ sở của phương pháp nghiên cứu địa chất giếng khoan là lấy và mô tả, phân tích các mẫu mùn khoan để xây dựng cột địa tầng giếng khoan, phân tích mật độ sét, phân tích hàm lượng calcite và dolomite trong đá carbonate ngay trên giàn khoan đồng thời xác định các khoảng có biểu hiện dầu khí trong khi khoan. Chiều sâu lấy mẫu thông thường 5m/mẫu cho toàn bộ lát cắt giếng khoan và 3m/mẫu tại những khoảng chiều sâu có biểu hiện dầu khí. Phương pháp nghiên cứu địa chất giếng

khoan có thể được mô tả như dưới đây và tóm tắt như Hình 1 bao gồm:

Phân tích địa hóa được sử dụng để nghiên cứu đánh giá đá mẹ, các mẫu mùn được lấy trực tiếp từ giếng khoan khoảng 500 - 600g/mẫu để tiến hành phân tích các chỉ số đánh giá độ trưởng thành, sinh thành vật chất hữu cơ của đá mẹ.

Xây dựng cột địa tầng giếng khoan được thực hiện ngay trên giàn khoan, mẫu mùn được lấy từ sàng rung sau đó đem rửa và tiến hành mô tả dưới kính hiển vi để xây dựng cột địa tầng giếng khoan. Mẫu được mô tả theo



Hình 1. Các phương pháp nghiên cứu địa chất giếng khoan

trình tự từ tên đá, màu sắc, độ hạt, độ cầu, độ bào tròn, độ lựa chọn đến độ cứng, các khoáng vật đi kèm, hóa thạch, và các biểu hiện dầu khí. Ngoài ra, thứ tự mô tả cho mỗi điểm lấy mẫu sẽ tả theo thứ tự từ đa số đến thiểu số.

Phân tích calcimetry xác định hàm lượng calcium và dolomite trong đá carbonate. Cơ sở của phương pháp này là đo hàm lượng carbonate trong mẫu dựa trên việc dùng máy calcimeter đo áp suất khí CO_2 thoát ra từ phản ứng của mẫu với HCl 50%. Kết quả cho thấy, đá calcite và dolomite tác dụng nhanh và mạnh với HCl loãng, giải phóng ra rất nhiều khí CO_2 ; ngược lại dolomite tác dụng chậm và lâu. Dựa trên áp suất khí CO_2 được giải phóng để tính toán lượng CO_2 và so sánh với biểu đồ chuẩn, từ đó có thể nhận dạng các loại đá carbonate.

Ngoài ra, các mẫu cần được sấy khô và lưu trữ với khối lượng từ 50 - 100g/mẫu để phục vụ các nghiên cứu khác sau này.

1.2. Phương pháp phân tích lát mỏng thạch học

Mẫu đem phân tích lát mỏng thường được bơm nhựa màu trong điều kiện chân không, áp suất 150at, nhiệt độ phòng khoảng 30°C và được gắn trên các tiêu bản mỏng trước khi soi bằng kính hiển vi phân cực.

Đối với đá carbonate việc phân tích lát mỏng thạch học sẽ xác định được kiến trúc hạt, thành phần thạch học, kiến trúc xi măng, số lượng các khoáng vật tạo đá, các quá trình biến đổi thứ sinh, chất lượng tầng chứa, tương đá. Trên cơ sở đó tiến hành minh giải đặc điểm môi trường lắng đọng, đặc điểm quá trình thành đá và các quá trình biến đổi thứ sinh.

1.3. Phương pháp phân tích nhiễu xạ Ronghen (XRD)

Đây là phương pháp xác định tổng thành phần các loại khoáng vật có trong đá cũng như hàm lượng (bán định lượng) các khoáng vật sét trong thành phần của matrix và xi măng [3].

Việc phân tích cấu trúc bằng tia Ronghen được tiến hành bằng cách chiếu lên bề mặt mẫu nghiên cứu chùm tia Ronghen có bước sóng từ vài phần trăm đến vài chục Angstrom (Ao), thông thường từ 0,2 - 0,3Ao, sau đó bằng các phương pháp khác nhau ghi nhận và phân tích phổ nhiễu xạ từ mẫu. Trong phương pháp nhiễu xạ Ronghen, phổ nhiễu xạ được ghi nhận bằng cách đếm số lượng xung (hoặc tốc độ tạo xung) sinh ra trong ống đếm (detector). Khi chùm tia Ronghen chiếu vào tinh thể, sẽ nhận được tia nhiễu xạ với điều kiện Vulf- Bragg thỏa mãn phương trình:

$$2d \sin\theta = n\lambda$$

Trong đó:

d: Khoảng cách giữa các mặt tinh thể khoáng vật (hkl) và là tham số cần tìm;

θ : Góc nhiễu xạ - xác định vị trí của mặt tinh thể so với chùm tia tới;

n: Thứ nguyên;

λ : Bước sóng của chùm tia.

Đối với mỗi loại tinh thể thì giá trị d là xác định.

- Phân tích định tính: từ số lượng, vị trí và cường độ các đường nhiễu xạ để suy đoán kiểu mạng, từ đó xác định bản chất của vật thể gồm những hợp chất nào. Nghĩa là, dựa vào các giá trị d ta có thể xác định được các loại khoáng vật có trong mẫu nghiên cứu. Nếu mẫu phân tích chỉ gồm một chất, một pha thì phổ nhiễu xạ là đặc trưng cho chất đó, pha đó. Rất hiếm khi xảy ra trường hợp hai chất có cấu trúc mạng khác nhau mà cho phổ nhiễu xạ hoàn toàn giống nhau. Nếu mẫu nghiên cứu là tập hợp của nhiều pha thì phổ nhiễu xạ chung sẽ là tập hợp các phổ nhiễu xạ của từng pha với cường độ của các đường tỷ lệ thuận với hàm lượng của pha đó trong mẫu.

- Phân tích định lượng: xác định hàm lượng các pha khác nhau trong mẫu nghiên cứu. Cơ sở lý thuyết của phương pháp là cường độ các đường nhiễu xạ của mỗi pha phụ thuộc vào hàm lượng của pha đó trong hỗn hợp. Dựa vào tương quan giữa cường độ và diện tích của các đỉnh (peak) đặc trưng cho các khoáng vật, có thể xác định tương đối chính xác hàm lượng của mỗi loại khoáng vật có trong mẫu nghiên cứu.

1.4. Phương pháp minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan

Phương pháp minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan có ưu điểm là đọc và ghi các số liệu đo một cách liên tục, các tài liệu được đo ghi ngay khi lát cắt địa chất mà giếng khoan vừa khoan qua, chưa bị ảnh hưởng của môi trường xung quanh giếng khoan. Kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan được sử dụng để đánh giá tính chất vỉa chứa. Nhóm tác giả sử dụng tổ hợp các đường cong PE, mật độ, siêu âm, Neutron để xác định thành phần thạch học của đá carbonate, tính toán độ rỗng hiệu dụng tầng chứa phục vụ cho việc nghiên cứu đặc điểm thạch học trầm tích của đối tượng này.

- Xác định hàm lượng các khoáng vật trong đá carbonate

Đá carbonate chứa dầu khí thành phần thạch học chủ yếu là calcite, dolomite và quartz. Để xác định thành phần thạch học đá carbonate sử dụng phương pháp Crossplot giữa hệ số tiết diện thể tích của thành phần xương đá (U_{ma}) và mật độ của xương đá (RHOB, được đọc trực tiếp từ đường cong đo ghi mật độ). Dựa vào quan hệ Crossplot này sẽ xác định được hàm lượng các khoáng vật có trong đá carbonate. Hệ số tiết diện thể tích của thành phần xương đá U_{ma} được xác định từ phương trình sau:

$$U_{ma} = (PE_{log} \times RHOB_{log} - V_{sh} \times U_{sh}) / (1 - PHIT - V_{sh})$$

$$U_{sh} = PE_{sh} \times RHOB_{sh}$$

$$(RHOB_{ma} = RHOB_{log} - PHIT - RHOB_{clay} \times V_{sh}) / (1 - PHIT - V_{sh})$$

Trong đó:

PE_{log} : Giá trị đọc của đường photoelectric (b/e);

V_{sh} : Hàm lượng sét (%);

RHOB: giá trị đường mật độ (g/cm³);

U_{sh} : Hệ số tiết diện thể tích của sét (frac);

PHIT: Độ rỗng hiệu dụng tính bằng neutron-density (%);

$RHOB_{clay}$: Giá trị mật độ của sét (g/cm³).

- *Xác định độ rỗng [4]*

Độ rỗng trong đá carbonate nứt nẻ thường bao gồm độ rỗng nguyên sinh và độ rỗng thứ sinh. Việc xác định được các loại độ rỗng này ngoài việc sử dụng các tham số tính toán để tính toán trữ lượng dầu khí của mỏ còn được sử dụng cho việc nghiên cứu các quá trình biến đổi sau thời kỳ thành đá cũng như đặc điểm thạch học trầm tích.

Độ rỗng nguyên sinh trong đá carbonate được xác định từ phương pháp siêu âm, trong khi phương pháp mật độ và neutron đo được độ rỗng hiệu dụng tổng. Như vậy dựa vào tổ hợp các phương pháp này sẽ xác định được từng loại độ rỗng trong đá carbonate. Các phương trình xác định độ rỗng được xây dựng như sau:

Phương trình mô tả thời gian truyền sóng trong đất đá:

$$\Delta t_{log} = \Delta t_{Dol} \times V_{Dol} + \Delta t_{Lime} \times V_{Lime} + \Delta t_{Clay} \times V_{Clay} + \Delta t_{Quartz} \times V_{Quartz} + \Delta t_{Fluid} \times \Phi_s$$

Trong đó:

Δt_i : Thời gian truyền sóng trong đất đá;

V_i : Thể tích của đá (%);

Φ_s : Độ rỗng tính theo phương pháp siêu âm (%).

Phương trình mô tả mật độ:

$$\rho_{log} = \rho_{Dol} \times V_{Dol} + \rho_{Lime} \times V_{Lime} + \rho_{Clay} \times V_{Clay} + \rho_{Quartz} \times V_{Quartz} + \rho_{Fluid} \times \Phi_D$$

Trong đó:

ρ_i : Mật độ của đất đá (g/cm³);

V_i : Thể tích của đất đá (%);

Φ_D : Độ rỗng tính theo phương pháp mật độ.

Độ rỗng hiệu dụng tổng được xác định như sau:

$$\Phi_T = \text{Sqrt}(\Phi_D^2 + \Phi_N^2) / 2$$

Độ rỗng thứ sinh:

$$\Phi_{Sec} = \Phi_T - \Phi_S$$

Trong đó:

Φ_S : Độ rỗng tính theo phương pháp siêu âm (độ rỗng nguyên sinh);

Φ_N : Độ rỗng tính theo phương pháp neutron.

2. Kết quả nghiên cứu

2.1. Kết quả nghiên cứu địa chất giếng khoan

Cột địa tầng giếng khoan được xây dựng trên cơ sở mô tả mẫu mùn giếng khoan HR-2X [2]. Giếng khoan gặp carbonate tại chiều sâu từ 3.430 - 3.825mMD, đặc điểm thạch học trầm tích chính được mô tả qua tài liệu mẫu mùn khoan. Theo đó, calcite có màu sáng xám đến trắng sữa, dạng khối, độ cứng từ cứng đến rất cứng, giòn, nền là bùn (mud support) với thành phần hạt thấp (grain). Dolomite có màu xám đến nâu, dạng khối, độ cứng cao dolomite hóa tại khu vực cấu tạo Hàm Rỗng diễn ra mạnh chứng tỏ quá trình biến đổi thứ sinh và thay đổi độ rỗng đáng kể. Giếng khoan gặp sét từ chiều sâu 3.825 - 3.930m nằm dưới tập carbonate với đặc điểm có màu nâu sẫm, nâu đỏ đến xám xanh, có độ cứng cao và có dấu hiệu của pyrite.

Trên cơ sở các mô tả mẫu mùn khoan, cột địa tầng khu vực cấu tạo Hàm Rỗng được xây dựng như Hình 2. Bằng phương pháp nghiên cứu địa chất giếng khoan đã xác định được thành phần thạch học chính của khu vực giếng khoan đã khoan qua. Các đặc điểm về màu sắc đá, độ hạt, độ cứng, các khoáng vật đi kèm cũng được xác định rõ. Từ đó, có thể phân loại đá carbonate khu vực cấu tạo Hàm Rỗng là mudstone và wackstone với nền là bùn chiếm từ 80 - 90%, thành phần hạt ít đặc trưng cho môi trường thành tạo khu vực thềm xa nguồn vật liệu trầm tích.

Hình 3 là kết quả phân tích lát mỏng thạch học chi tiết 14 mẫu.

- Hình 3a: Mẫu lát mỏng tại chiều sâu 3.445m cho thấy đá carbonate đã trải qua quá trình dolomite hóa mạnh, Mg đã thay thế gần như hoàn toàn Ca, trên mẫu quan sát đến hơn 90% thành phần là dolomite và chỉ còn lại những mạch calcite nhỏ.

- Hình 3b: Mẫu lát mỏng tại chiều sâu 3.508m cho thấy đá carbonate chưa trải qua quá trình dolomite hóa, thành phần chính là calcite lên đến hơn 90%, trên mẫu cũng quan sát thấy những đường khâu (stylolite) xuyên cắt qua các thể calcite chứng tỏ đá đang trải qua quá trình hòa tan. Trong đá chứa carbonate nứt nẻ, các đường khâu đóng vai trò quan trọng cho việc tăng tính chất chứa của vỉa.

- Hình 3c, 3d: Các mẫu lát mỏng tại chiều sâu 3.602m và 3.622m có đặc điểm tương đồng với thành phần hơn 90% là dolomite và gần như không quan sát thấy thành phần calcite tại các mẫu này chứng tỏ quá trình dolomite hóa đã diễn ra hoàn toàn.

- Hình 3e: Mẫu lát mỏng tại chiều sâu 3.653m với thành phần dolomite khoảng 40%, calcite 50% và có một ít thành phần là quartz. Các mạch calcite xuyên ngang các thể dolomite cho thấy ngoài việc đá carbonate đang trải qua quá trình dolomite hóa còn song song diễn ra quá

trình hòa tan. Các quá trình này đều tác động tích cực đến việc làm tăng độ rỗng nứt nẻ trong đá carbonate.

- Hình 3f: Mẫu tại chiều sâu 3.700m với thành phần chủ yếu là dolomite, xen lẫn các mạch calcite đặc trưng cho quá trình dolomite hóa diễn ra mạnh giống như các mẫu ở Hình 3c và 3d.

- Hình 3g, 3h: Các mẫu tại chiều sâu 3.735m và 3.754m thành phần quartz khá nhiều, không có sự xuất hiện của dolomite, thành phần calcite trên 50%. Sự xuất hiện của thành phần quartz cho thấy môi trường thành tạo có thể là vùng chuyển tiếp giữa vùng thềm với vùng gần vật liệu trầm tích.

- Hình 3i, 3k: Các mẫu ở chiều sâu 3.782m và 3.800m có thành phần calcite, dolomite với tỷ lệ tương đương và có sự tham gia của quartz. Các đường khâu quan sát khá rõ trên các mẫu này.

- Hình 3l: Mẫu lát mỏng tại chiều sâu 3.805m thành phần chủ yếu là calcite và đá chưa trải qua quá trình biến đổi dolomite hóa. Đặc biệt trong mẫu quan sát thấy các hóa thạch như ostracods, foraminifera đặc trưng cho môi trường biển và xa nguồn vật liệu trầm tích, mức năng lượng thấp. Sự xuất hiện của các hóa thạch trong mẫu được xem là dấu hiệu quan trọng để xác định môi trường thành tạo của đá carbonate tại khu vực nghiên cứu.

- Hình 3m, 3n, 3p: Các mẫu tại các chiều sâu này có sự xuất hiện mạnh của các khoáng vật sét (illite) và oxide sắt (hematite). Trên tài liệu mudlog tập sét này dày hơn 100m nằm ở dưới tập carbonate và đang được các nhà khoa học nghiên cứu để làm rõ mô hình thành tạo.

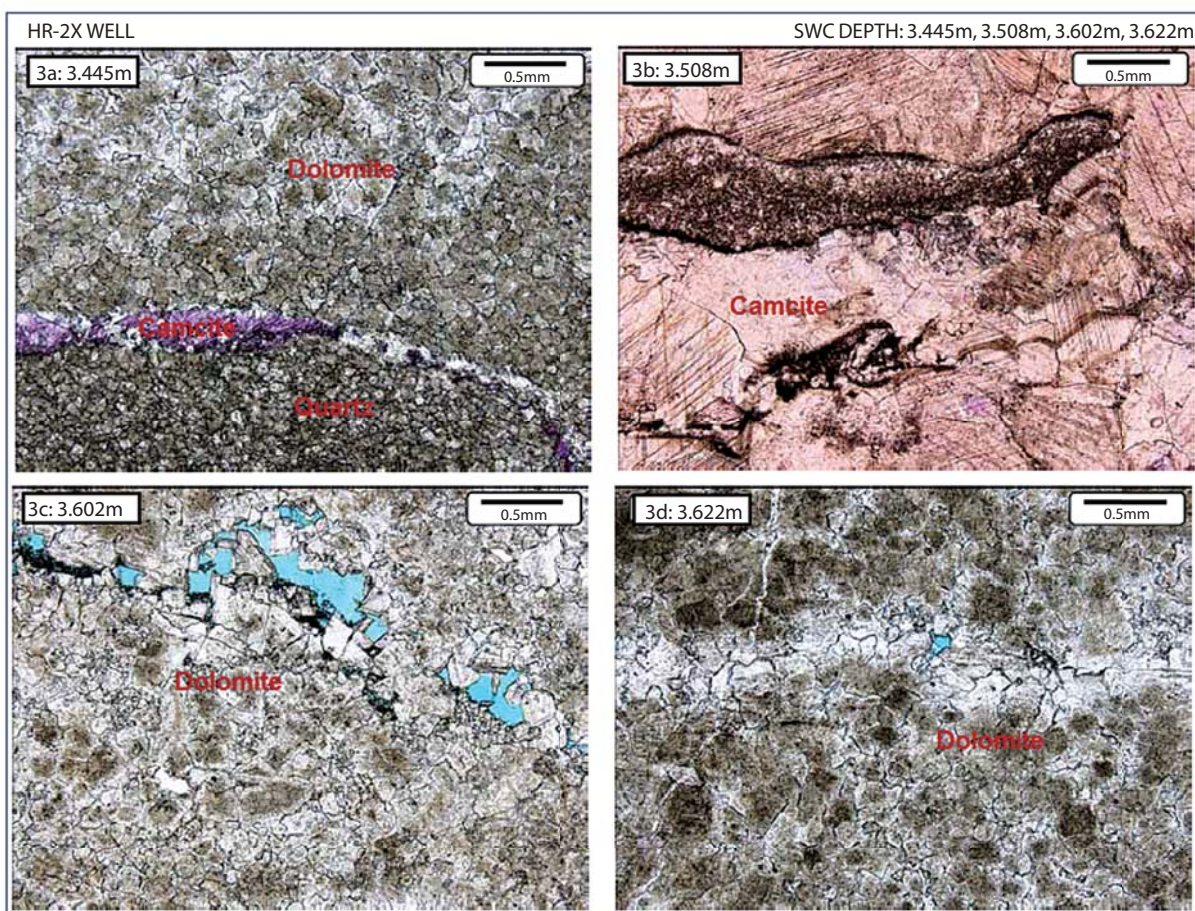
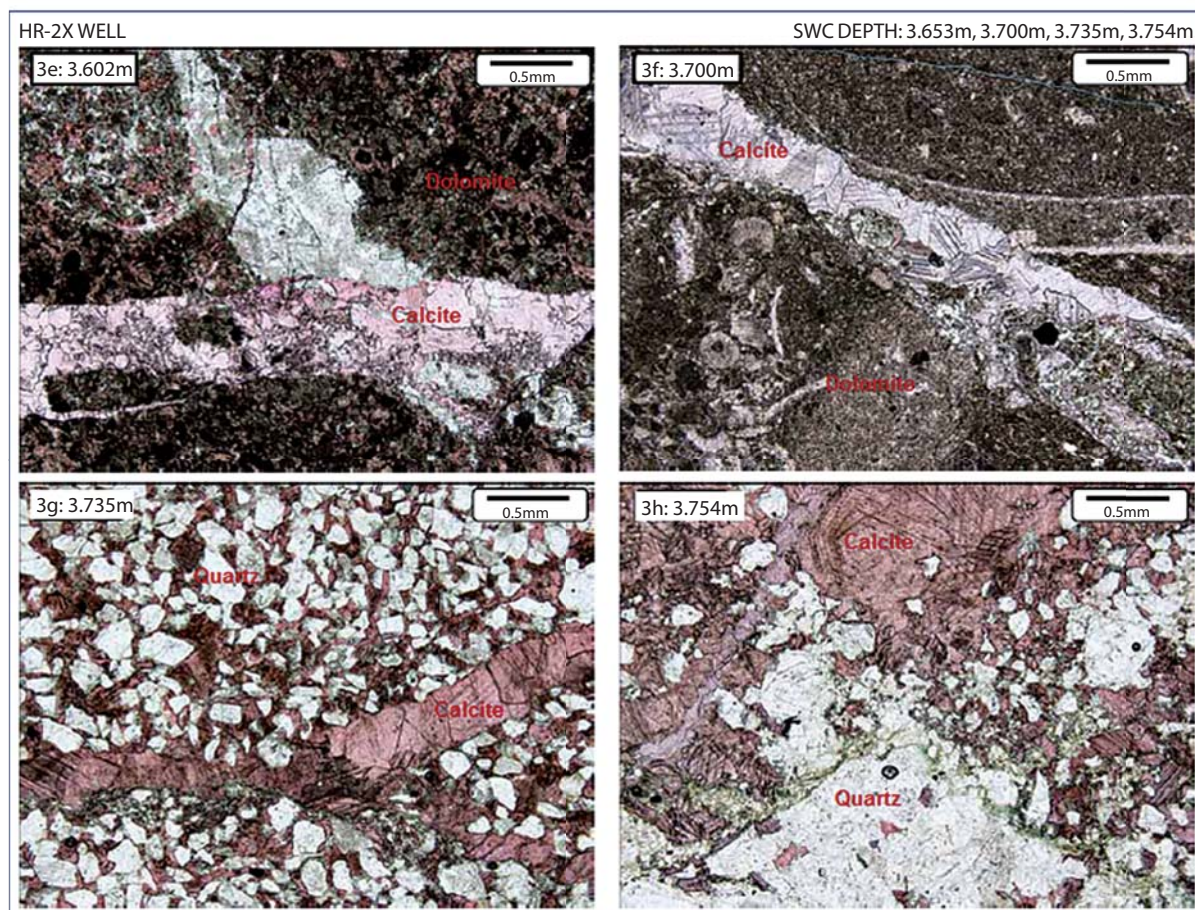
Kết quả phân tích lát mỏng thạch học trên tổng số 14 mẫu từ giếng khoan HR-2X cho thấy thành tạo carbonate với thành phần thạch học chủ yếu là calcite, dolomite và quartz. Trong đó, có những chỗ đá carbonate đã trải qua quá trình dolomite hóa mạnh với việc Mg thay thế hoàn toàn Ca đồng thời diễn ra quá trình hòa tan để hình thành các khe nứt, đường khâu. Kết quả phân tích cũng chỉ ra đá carbonate chủ yếu là mudstone, wackstone (theo phân loại Dunham) với nền là bùn (mud support) chiếm 80 - 90%, thành phần hạt thấp. Trong một số mẫu có chứa các hóa thạch như ostracods, foraminifera đặc trưng cho môi trường biển và xa nguồn vật liệu trầm tích, mức năng lượng thấp.

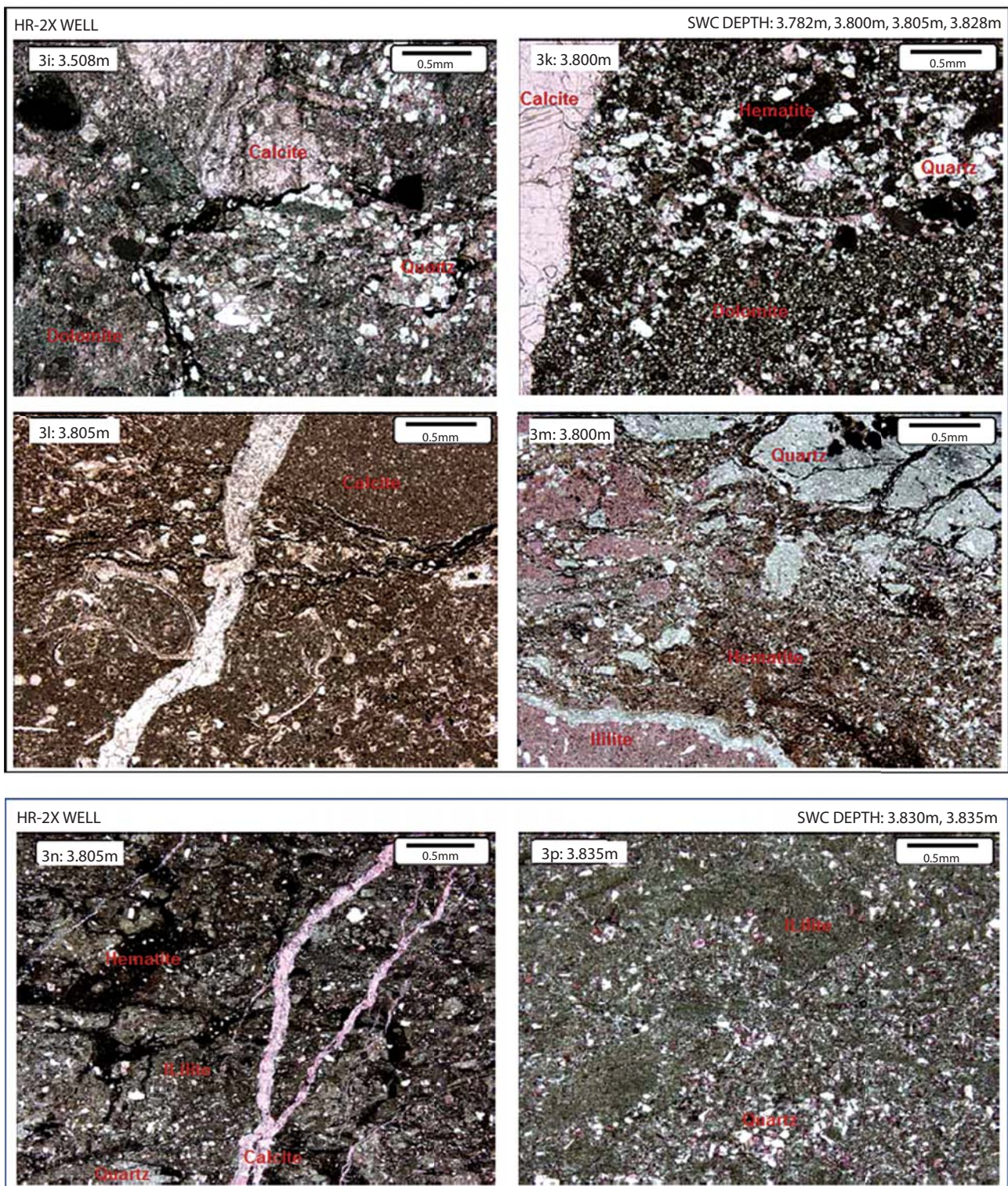
2.2. Kết quả phương pháp nhiễu xạ Ronghen (XRD)

Kết quả phân tích XRD chỉ ra chính xác hàm lượng các thành phần khoáng vật, phù hợp với kết quả từ phương pháp nghiên cứu địa chất giếng khoan và phương pháp

Tuổi	Độ sâu (mTVDss)	Thạch học	Bề dày (m)	Mô tả thạch học (dựa trên mô tả mẫu cutting từ tài liệu mudlog và báo cáo kết thúc giếng khoan)
Devon sớm - giữa	3.394		7	Quartzitic sandstone màu sáng xám, độ cứng cao, có dấu hiệu của mica, feldspar
Carbon muộn - Pecmi sớm	3.785		384	Calcite có màu sáng xám đến trắng sữa, dạng khối, độ cứng từ cứng đến rất cứng, giòn, nền là bùn (mud support) với thành phần hạt thấp (grain)
				Dolomite có màu sáng xám, dạng khối, rất cứng, chỉ có thể phân biệt với calcite qua thuốc thử HCl, đá chủ yếu là mudstone, wackstone đến packstone
Mezozoi				Sét màu nâu sẫm, nâu đỏ đến xám xanh, có độ cứng cao và có dấu hiệu của pyrite, hematite

Hình 2. Cột địa tầng tổng hợp giếng khoan HR-2X





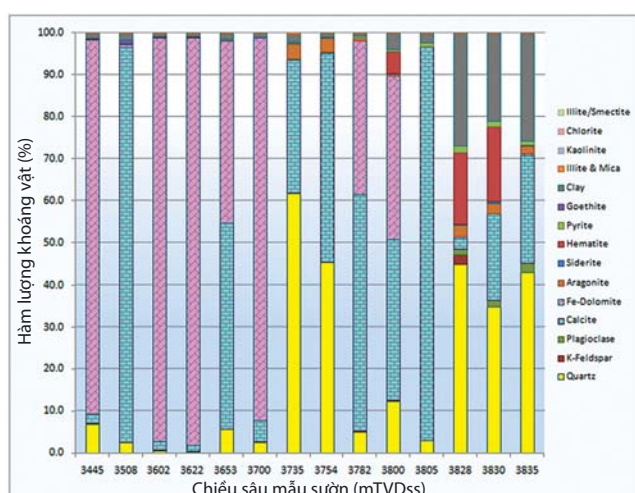
Hình 3. Kết quả phân tích mẫu lát mỏng thạch học giếng khoan HR-2X

phân tích lát mỏng thạch học. Thành phần thạch học chi tiết các loại khoáng vật từ kết quả phân tích XRD được thể hiện trong Hình 4 [1].

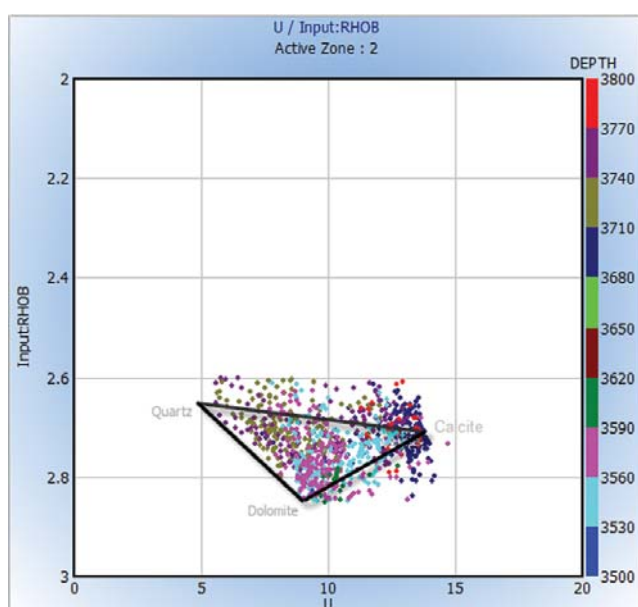
2.3. Kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan

Dựa vào quan hệ Crossplot giữa đường mật độ R_{ho} và hệ số tiết diện thể tích của thành phần xương

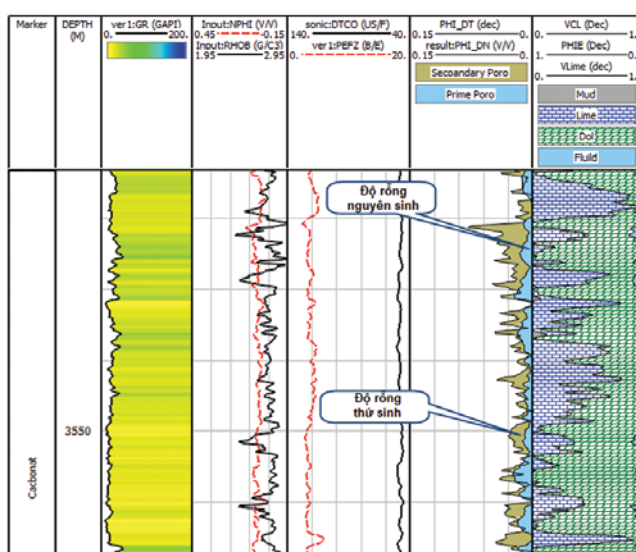
đá (U_{ma}) xác định được hàm lượng các khoáng vật có trong đá carbonate với thành phần chủ yếu là calcite, dolomite và quartz. Kết quả phân tích cũng cho kết quả tương đối chính xác khi so sánh với các kết quả phân tích XRD của một số mẫu. Phương pháp minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan có ưu điểm là có thể xác định thành phần thạch học cho các chiều sâu mà lát cắt giếng



Hình 4. Kết quả phân tích XRD giếng khoan HR-2X



Hình 5. Minh giải thành phần thạch học giếng khoan HR-2X



Hình 6. Kết quả minh giải độ rỗng giếng khoan HR-2X

khoan đi qua. Kết hợp với các kết quả từ phương pháp địa chất giếng khoan, phân tích lát mỏng thạch học và XRD ở trên xác định đặc điểm thạch học trầm tích đá carbonate tại tất cả các chiều sâu mà giếng khoan đã khoan qua.

Kết quả minh giải độ rỗng cho thấy độ rỗng nguyên sinh trong đá carbonate khu vực cấu tạo Hàm Rồng thấp (1 - 2%), độ rỗng thứ sinh đóng vai trò quan trọng do hầu hết các khoảng mà giếng khoan khoan qua đều trải qua quá trình biến đổi thứ sinh bao gồm quá trình hòa tan và dolomite hóa, độ rỗng thứ sinh thay đổi từ 2 - 6%. Độ rỗng hiệu dụng tổng trung bình khu vực cấu tạo Hàm Rồng thay đổi từ 2 - 8% và thay đổi theo các độ sâu khác nhau (Hình 6).

3. Kết luận

Từ kết quả nghiên cứu, nhóm tác giả cho rằng thạch học trầm tích thành tạo carbonate trước Kainozoi mở Hàm Rồng có đặc điểm sau:

- Thành phần thạch học: Calcite có màu sáng xám đến trắng sữa, dạng khối, độ cứng từ cứng đến rất cứng, giòn, nền là bùn ẩn tinh (mud support) với thành phần hạt thấp (grain), dolomite có màu xám đến nâu, dạng khối, độ cứng cao. Ngoài ra, còn có sự góp mặt của quartz và các khoáng vật đi kèm như hematite, pyrite. Đá có cấu tạo dạng khối.

- Chiều dày: Kết quả giếng khoan HR-2X và các đặc trưng phản xạ trên tài liệu địa chấn cho thấy thành tạo carbonate khu vực mở Hàm Rồng chiều dày biến đổi từ vài trăm mét đến hơn một nghìn mét, dày nhất tập trung ở khu vực đỉnh của cấu tạo, đá có đặc trưng cho cấu trúc phân lớp dạng khối.

- Môi trường thành tạo: Thành tạo carbonate được hình thành trong môi trường thềm, xa nguồn vật liệu trầm tích, đá có nguồn gốc hóa học và được hình thành ở những khu vực có mức năng lượng thấp.

- Phân loại: Áp dụng lý thuyết phân loại đá của Dunham 1962 cho thấy đá carbonate khu vực cấu tạo Hàm Rồng chủ yếu là mudstone đến wackstone đặc trưng bởi nền là bùn ẩn tinh (mud support) chiếm 80 - 90%, thành phần hạt thấp.

- Các quá trình biến đổi thứ sinh: đá carbonate khu vực cấu tạo Hàm Rồng đã trải qua 2 quá trình biến đổi thứ sinh mạnh là dolomite hóa và quá trình hòa tan, tác dụng tích cực đến việc làm tăng độ rỗng trong đá. Kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan cho thấy độ rỗng thứ sinh đóng vai trò quan trọng trong khi độ rỗng nguyên sinh chỉ chiếm tỷ lệ rất nhỏ.

- Đặc điểm tầng chứa: Kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan xác định độ rỗng hiệu dụng trung bình thay đổi từ 4 - 8%, trong đó độ rỗng thứ sinh (nứt nẻ, hang hốc) đóng vai trò chủ yếu. Độ rỗng hiệu dụng mỏ Hàm Rồng được đánh giá tốt hơn so với các đối tượng đá chứa granite nứt nẻ ở mỏ Cửu Long. Kết quả minh giải hoàn toàn phù hợp với kết quả thử vỉa của giếng khoan.

Tài liệu tham khảo

1. Vietnam Petroleum Institute. *Petrography and XRD analysis study of HR-1X well*. 2009.
2. Petrovietnam Exploration Production Corporation. *Final well report of HR-2X well*. 2010.
3. Mark Rich. *Petrographic classification and method of description of carbonate rocks of the Bird Spring Group in Southern Nevada*. Journal of Sedimentary Petrology. 1964; 34(2): p. 365 - 378.
4. Lê Trung Tâm, Cù Minh Hoàng. *Nguyên nhân chính gây ra hiện tượng điện trở suất thấp và mô hình tính toán độ bão hòa hydrocarbon ở các tầng sản phẩm turbidite bể Sông Hồng*. Tạp chí Dầu khí. 2013; 8: trang 19 - 24.

Litho-sedimentological characteristics of Pre-Cenozoic carbonate in Ham Rong field, Northeast of Song Hong basin

Le Trung Tam¹, Cu Minh Hoang², Pham Van Tuan³

¹Petrovietnam Exploration Production Corporation

²PVEP Overseas

³Ha Noi University of Mining and Geology

Summary

The Ham Rong field (Block 106) was discovered in the Pre-Cenozoic carbonate by the HR-1X and HR-2X wells. Well tests were carried out in both wells with commercial oil flow rates. Four hundred metres of carbonate basement were penetrated by the HR-2X well, and cutting samples and side wall cores were gathered whilst logging and testing were conducted in this well. This paper presents the results of study on the litho-sedimentological characteristics of Pre-Cenozoic carbonate in the Ham Rong field based on the analysis of integrated data gathered from the HR-1X and HR-2x wells.

The main results include lithological components, characteristics of depositional environments, secondary alteration activities, carbonate rock classification and reservoir characterisation. The results achieved will be very useful for evaluation of the quality of Pre-Cenozoic fractured carbonate reservoir and for guiding further exploration activities in the northeast of Song Hong Basin.

Key words: Carbonate basement, Pre-Cenozoic, Ham Rong field.

THÀNH PHẦN MACERAL VÀ MÔI TRƯỜNG THÀNH TẠO CỦA MỘT SỐ MẪU THAN/TRẦM TÍCH MIOCEN TRÊN TRONG GIẾNG KHOAN THĂM DÒ KHÍ THAN 01-KT-TB-08 TẠI MIỀN VÔNG HÀ NỘI

ThS. Lê Hoài Nga, TS. Vũ Trụ, KS. Phí Ngọc Đông, ThS. Nguyễn Thị Bích Hạnh
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Bể than đồng bằng sông Hồng có diện tích trên 3.500km² nằm trong Miền vông Hà Nội trải dài từ Việt Trì (Phú Thọ) đến Tiền Hải (Thái Bình). Công tác thăm dò khai thác khí than (CBM) được nghiên cứu từ nhiều năm nay. Kết quả khoan thăm dò khí than tại giếng 01-KT-TB-08 cho thấy, than bùn/lignite đến than á bitum trong hệ tầng Tiên Hưng có tập dày vài mét. Thành phần maceral nhóm huminite chiếm trên 80%; liptinite chiếm 5 - 10%; inertinite nhỏ hơn 5%; khoáng vật chủ yếu là kết hạch siderite và pyrite. Thành phần thạch học than cũng như các chỉ số của tương than cho thấy đây là môi trường đầm ẩm ướt, mức độ biến chất thấp.

Từ khóa: Maceral, than, huminite, liptinite, inertinite, độ phản xạ vitrinite.

1. Giới thiệu

Trong chương trình khoan thăm dò, đánh giá tiềm năng khí than trong các tầng than Miocen ở Miền vông Hà Nội, Arrow Energy đã khoan giếng 01-KT-TB-08 tại Lô MVHN-01-KT phía Bắc bể Sông Hồng. Tổng độ sâu giếng khoan là 847,15m, có 37 tập than với tổng chiều dày đạt 54,28m - dày nhất trong số 8 giếng khoan trên diện tích Lô mà Arrow thực hiện. Kết quả phân tích một số chỉ tiêu vật lý của than trong khu vực cho thấy: độ ẩm 15,8%; độ tro 11,8%; chất bốc 42%; độ bão hòa từ 33,31 - 42,04% với độ dư khí từ 0,004 - 0,44m³/tấn [1].

Nhóm tác giả nghiên cứu 6 mẫu than vụn khoan nằm trong tập than dày hơn 8m trong tầng Tiên Hưng 1 ở khoảng độ sâu từ 818 - 840m. Các mẫu được tiến hành phân tích thành phần maceral, xác định tương thạch học trên hệ thống kính Leica DMR (Hình 1).

Mẫu than được chuẩn bị để phân tích dưới kính hiển vi bằng ánh sáng phản xạ theo tiêu chuẩn ISO 7404-2 [2]. Than rửa sạch, để khô ở điều kiện phòng, nghiền nhỏ đến khi cỡ hạt < 1mm. Mẫu được đúc trong khuôn đường kính 3 hoặc 5cm với nhựa epoxy và chất làm rắn theo tỷ lệ quy định của nhà sản xuất trong điều kiện đúc nguội bằng hệ thống hút chân không EpoVac. Khuôn mẫu để qua đêm cho đóng rắn hoàn toàn, sau đó mài và đánh bóng bề mặt theo chế độ đã cài đặt từ trước trên hệ thống mài Struers Tergra cho đến khi đạt yêu cầu. Mẫu sau khi đạt độ bóng cần thiết tiến hành phân tích thành phần maceral trên hệ thống kính Leica DMR với vật kính có độ phóng đại 20, 50 và 100 lần trong dầu nhúng, sử dụng ánh sáng phản xạ trắng và

ánh sáng huỳnh quang. Số lượt đếm tối thiểu cho một mẫu là 500 điểm [3].

2. Kết quả và thảo luận

Thành phần thạch học của than được xác định bởi khối lượng maceral trong mẫu. Bảng 1 thể hiện sự có mặt của các nhóm huminite, liptinite và inertinite trong than; kết quả lượng khoáng vật trong mẫu.

2.1. Maceral nhóm huminite

Thuật ngữ huminite (bắt nguồn từ chữ “humus” nghĩa là đất trong chữ Latinh) được Szádeczky-Kardoss giới thiệu năm 1949 để chỉ một thành phần trong cấu trúc của than nâu hay còn gọi là lignite. Nghiên cứu [4] đã sử dụng thuật ngữ này cho nhóm maceral trong than nâu (lignite). Huminite (tiền thân của vitrinite) là nhóm maceral có màu xám trung bình, độ phản xạ nằm giữa khoảng giá trị phản xạ của maceral nhóm liptinite và inertinite cộng sinh với nó [5]. Quá trình gel hóa (gelification) trong than nâu mềm, than bùn dần chuyển hóa huminite thành vitrinite (quá trình này gọi là vitrinite hóa).

Bảng 1. Thành phần maceral trong các mẫu than giếng khoan 01-KT-TB-08

TT	Mẫu than ở độ sâu (m)	Huminite (%)	Liptinite (%)	Inertinite (%)	Khoáng vật (%)
1	818,55 - 819,00	85,9	7,6	2,4	4,2
2	821,15 - 821,75	87,0	9,5	1,9	1,6
3	822,18 - 822,78	87,4	7,3	3,1	2,3
4	822,78 - 823,38	81,2	11,8	4,7	2,4
5	823,38 - 823,88	89,5	4,7	3,5	2,3
6	839,04 - 839,64	87,4	7,5	2,8	2,4

Maceral nhóm huminite gồm 6 maceral được chia thành 3 phụ nhóm là telohuminite (textinite và ulminite) - detrohuminite (attrinite và densinite) - gelohuminite (corpohuminite và gelinite). Phụ nhóm maceral được phân loại dựa trên cấu trúc (mức độ bảo tồn của tàn tích thực vật). Maceral được phân loại dựa trên mức độ gel hóa. Sự đa dạng về hình thái của một maceral được phân biệt dựa trên sự khác nhau về độ phản xạ; dạng A thường có độ phản xạ thấp hơn dạng B và chủ yếu áp dụng cho ulminite và textinite maceral [5].

Trong mẫu than phân tích, thành phần của huminite chiếm trên 80%, trong đó chủ yếu là ulminite (U), densinite (D), corpohuminite (Co) và ít gelinite với những tỷ lệ hợp phần khác nhau và thay đổi không có tính quy luật.

Ulminite là maceral thuộc phụ nhóm telohuminite - nhóm huminite, có nguồn gốc từ các tế bào mô bản và tế bào mô gỗ của rễ cây, cành cây và lá cây. Đây là nhóm mà cấu trúc tế bào thực vật được bảo tồn gần như nguyên vẹn và dễ dàng quan sát dưới kính hiển vi. Sự phong phú của thành phần huminite trong mẫu là chỉ thị cho điều

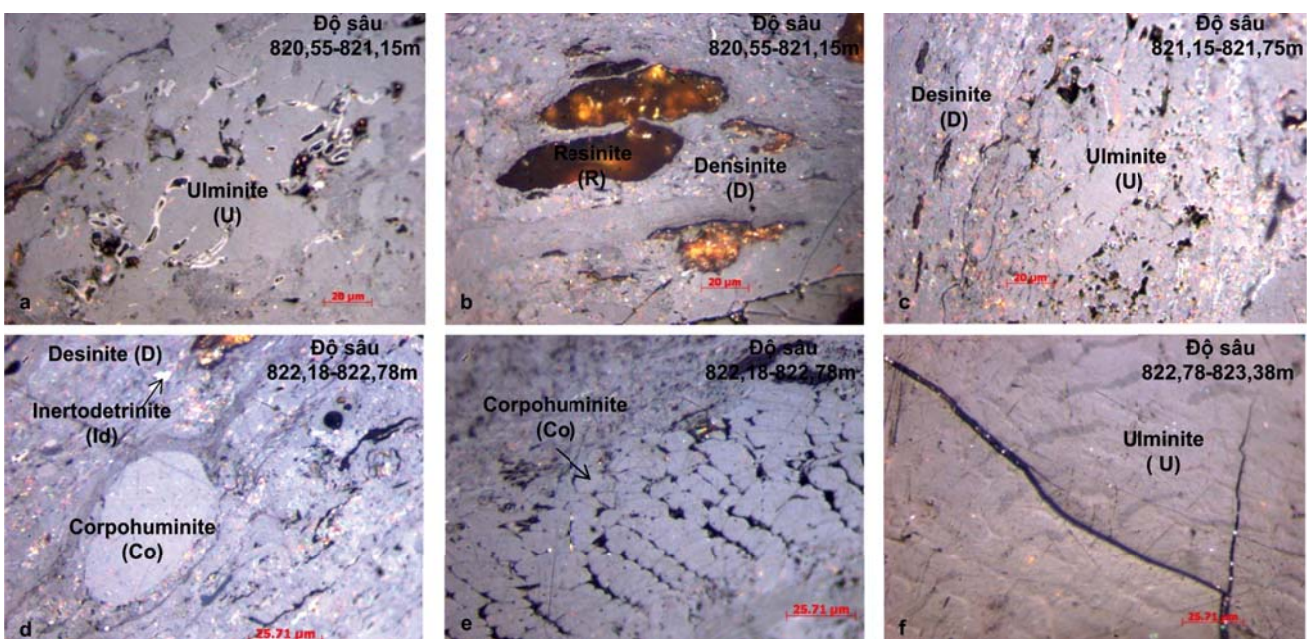
kiện bảo tồn cấu trúc tế bào rất cao, môi trường thành tạo có độ pH thấp như các đầm lầy trong rừng hoặc vùng nước tù đọng (Hình 1a, c, f).

Densinite là maceral bao gồm các hạt có tính humic kích thước nhỏ hơn 10 μ m, với rất nhiều hình dạng khác nhau và được gắn kết với nhau bằng các xi măng vật chất humic vô định hình. Do đó, densinite trên bề mặt mài bóng không có tính đồng nhất và có dạng bề mặt lốm đốm (Hình 1b, c, d).

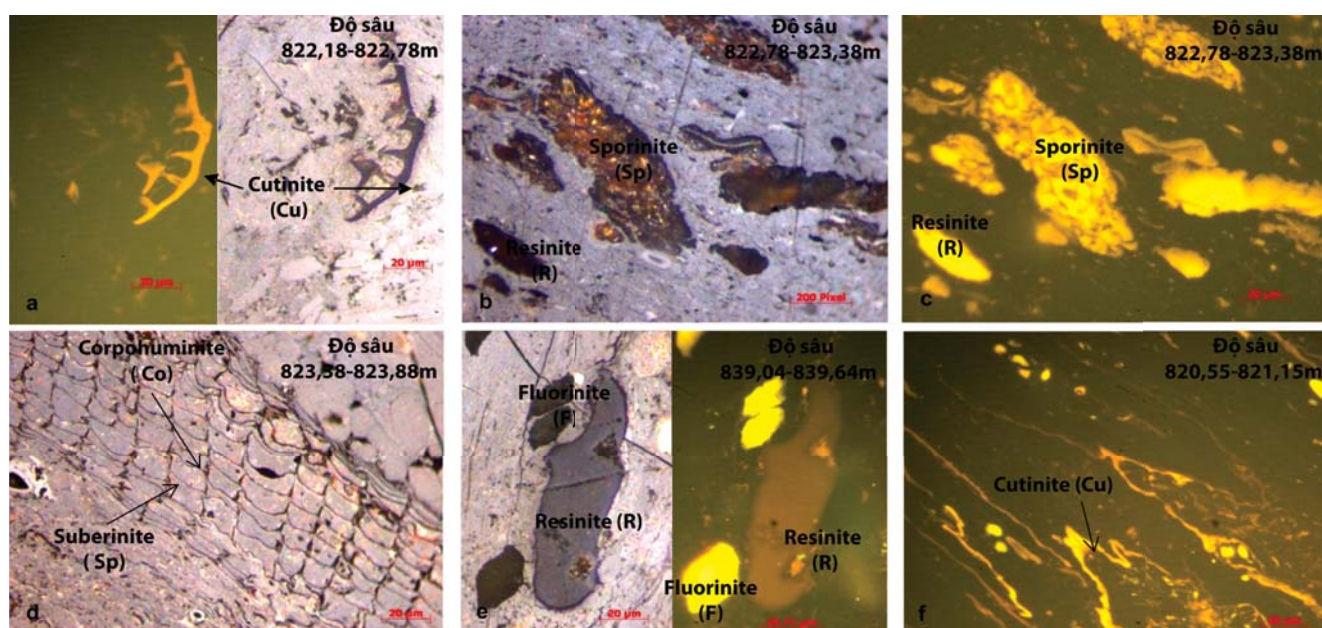
Corpohuminite (Co) (Hình 1) là maceral thuộc phụ nhóm gelohuminite - nhóm huminite; có dạng hình cầu, oval hoặc kéo dài; phi cấu trúc và khá đồng nhất. Corpohuminite có nguồn gốc từ dịch tế bào, tannin, hay hỗn hợp của các hợp chất thơm. Khả năng bảo tồn của Co trong điều kiện phân hủy tự nhiên khá tốt, không tan trong dung môi phân cực, không phân cực và hydrocide nóng. Trong các mẫu phân tích, Co chủ yếu ở dạng lấp đầy trong cấu trúc của Suberinite (Su) tạo thành dạng hình thái rất đặc trưng và dễ nhận biết (Hình 1e), có màu xám đến xám sáng, không phát quang dưới ánh sáng huỳnh quang. Ngoài ra, còn một phần nhỏ gelinite với tỷ lệ rất nhỏ, không đáng kể.

Bảng 2. Thành phần maceral nhóm huminite trong mẫu

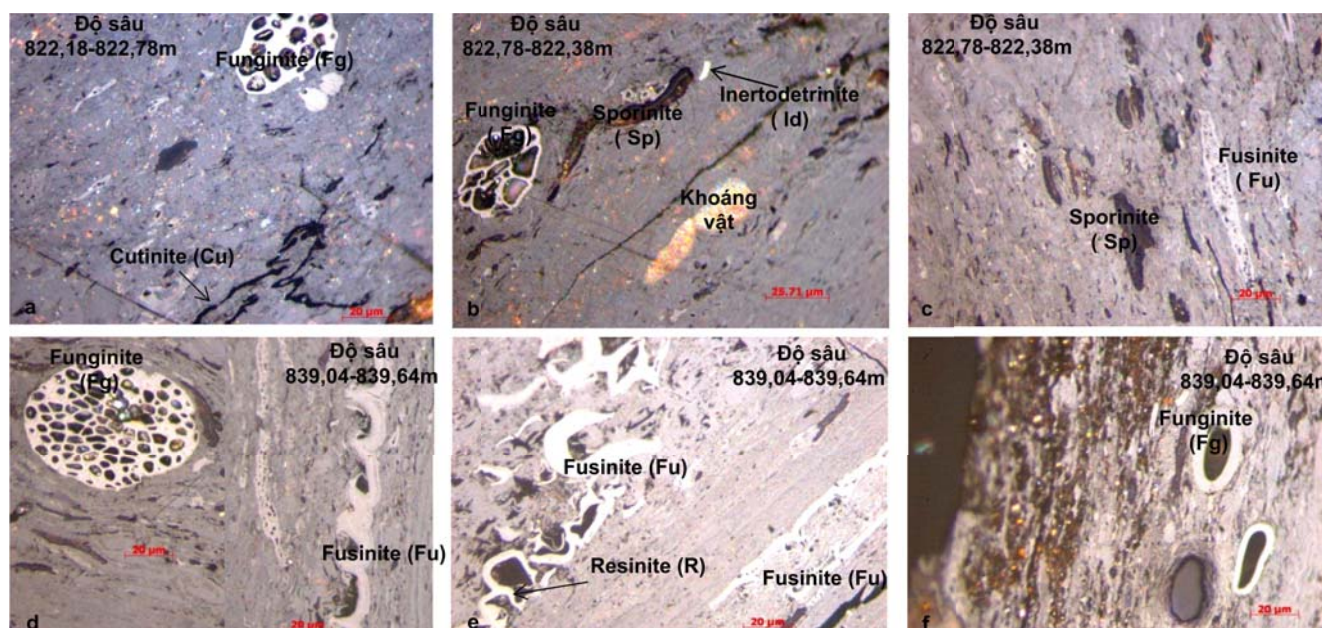
Phụ nhóm Maceral	Loại maceral (%)	Độ sâu lấy mẫu					
		818,55 - 819,00m	821,15 - 821,75m	822,18 - 822,78m	822,78 - 823,38m	823,38 - 823,88m	839,04 - 839,64m
Telohuminite	Textinite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Ulminite	48,8	32,0	29,4	30,2	24,2	42,1
Detrohuminite	Attrinite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Densinite	23,7	44,6	34,4	31,8	29,7	30,4
Gelohuminite	Gelinite	0,0	0,0	0,0	0,0	6,3	0,0
	Corpohuminite	13,3	10,5	23,7	19,2	29,3	14,8



Hình 2. Thành phần maceral nhóm huminite (ảnh chụp dưới ánh sáng trắng phản xạ trong dầu nhúng, độ phóng đại x 50 lần)



Hình 2. Thành phần liptinite trong mẫu (ảnh chụp trong dầu nhúng, ánh sáng trắng/ánh sáng huỳnh quang, độ phóng đại x 50 lần)



Hình 3. Thành phần inertinite trong mẫu (ảnh chụp dưới ánh sáng trắng phản xạ trong dầu nhúng, độ phóng đại x 50 lần)

Nhìn chung, mức độ bảo tồn của các maceral này trong hai mẫu trên không cao, bị gặm mòn và lấp đầy bởi khoáng vật.

2.2. Maceral nhóm liptinite

Thành phần liptinite trong mẫu chủ yếu là sporinite, resinite và cutinite. Sporinite là hóa thạch phần vỏ sáp bên ngoài của bào tử và phấn hoa [6]; trong các mẫu trên, maceral phần lớn ở dạng micro-sporinite, phân bố cả ở dạng đơn lẻ và dạng đám trên nền vitrinite; mức độ bảo tồn khá tốt.

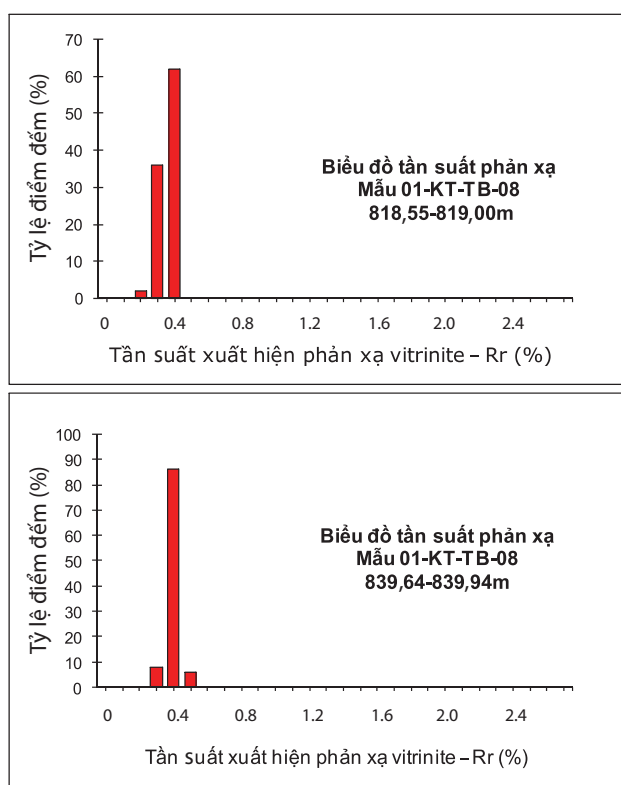
Cấu trúc mô của suberinite được bảo tồn khá tốt và bị

lấp đầy bởi coporgelinite (Hình 2d). Sự có mặt của suberinite vẫn được coi là chỉ thị cho than mức độ biến chất thấp.

Cutinite - maceral có nguồn gốc từ lớp áo sáp phủ bên ngoài của lá cây, rễ cây và cành cây [6] - trong mẫu có kích thước khá lớn, độ bảo tồn tốt, độ nổi không cao (Hình 2a, f). Mẫu ở độ sâu 839,04 - 839,64m quan sát được dạng rất đặc trưng của cutinite - một phía phẳng nhẵn, một phía răng cưa thể hiện rõ các vách thành tế bào mô lá cây (Hình 2a).

2.3. Maceral nhóm inertinite

Thành phần maceral trong nhóm inertinite [7] chủ



Hình 4. Biểu đồ tần suất phân xạ vitrinite mẫu than giếng khoan 01-KT-TB-08 [8]

ASTM COAL RANK CLASSIFICATION

	Approximate Rank		Vitrinite Reflectance (VRo%)	Heating Value (BTU/lb. dry, ash-free)	Volatile Matter (dry, ash-free) (%)
Increasing Rank ↓	Peat				(70)
	Lignite	B	0.23		
		A		8,300	(60)
	Sub-bituminous	C	0.36	8,300	
		B	0.41	9,500	50
		A	0.47	10,500	
		C	0.49	11,500	
	High Volatile Bituminous	C	0.51	13,000	
		B	0.69	14,000	40
		A	0.73	14,250	
				(15,000)	
	Medium Volatile Bituminous		1.11		30
	Low Volatile Bituminous		1.60		20
	Semi-Anthracite		2.04		10
	Anthracite		2.40		
Meta-anthr		5.0			
Graphocite				0	

Hình 5. Nhân than theo ASTM, 1992 [9]

yếu là fusinite, semifusinite (Sf) và funginite (Fu). Khả năng bảo tồn cấu trúc của các maceral này khá tốt (Hình 3); các lỗ rỗng trong khoang tế bào của fuginite và funginite đôi khi bị lấp đầy bởi resinite. Thành phần khoáng vật trong mẫu chủ yếu là carbonate lấp đầy trong các ô rỗng tế bào, kết hạch siderite và pyrite.

2.4. Nhân than, tướng thạch học và môi trường thành tạo

Kết quả phân tích độ phản xạ huminite của mẫu ở độ sâu 818,55 - 819,00m và 839,64 - 839,94m tương ứng là 0,43% và 0,48% (Hình 4).

Nhìn chung, do điều kiện chôn vùi nông, các mẫu than mới đạt tới giai đoạn trưởng thành thấp, nhân than á bitum B theo phân loại của American Society for Testing and Materials (ASTM) [9] (Hình 5). Than chủ yếu có tướng duroclarite (Hình 6).

Môi trường và vật liệu ban đầu thành tạo than chính là hệ sinh thái đất ngập nước như đầm lầy nội lục (limnic) hoặc môi trường đầm lầy có liên thông đến biển (paralic); tùy thuộc vào loại môi trường sẽ có những tướng than nhất định. Trong những năm gần đây, maceral đã được ứng rộng rãi trong việc nghiên cứu tướng hữu cơ của than. Các chỉ số như chỉ số bảo tồn mô (TPI); chỉ số gel hóa (GI) [10]; chỉ số ảnh hưởng của nước ngầm (GWI), chỉ số thực vật (VI) [11] là công cụ quan trọng để nghiên cứu tướng than.

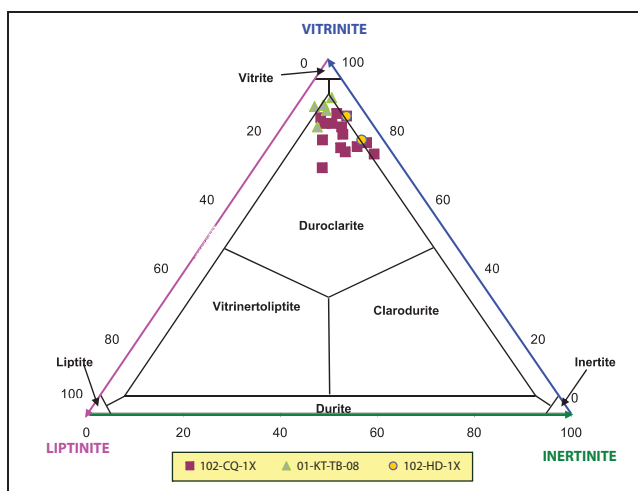
Mô hình tướng theo nghiên cứu của Diesel [10] được xây dựng dựa trên hai chỉ tiêu "Chỉ số bảo tồn mô TPI" và "chỉ số gel hóa GI" của maceral. Chỉ số TPI thể hiện mối tương quan giữa các maceral có cấu trúc của nhóm vitrinite + inertinite và các maceral phi cấu trúc của nhóm vitrodetrinite + telocollinite + inertodetrinite; và thể hiện mức độ humic hóa của maceral tiền thân. TPI > 1 chỉ thị cho môi trường có sự phát triển mạnh của thực vật thân gỗ.

Chỉ số gel hóa GI cho thấy mức độ tương đối của độ ẩm trong môi trường thành tạo than bùn; giá trị GI được tính theo công thức dưới đây. Chỉ số này liên quan đến tốc độ tích tụ than bùn và sự tăng giảm của gương nước ngầm [10].

Đối với nhân than thấp (than nâu), chỉ số bảo tồn mô (TPI) và chỉ số gel hóa (GI) được tính theo công thức:

$$TPI = \frac{\text{humotelinite} + \text{telogelinite} + \text{fusinite} + \text{semifusinite} + \text{sclerotinite}}{\text{humodetrinite} + \text{detrogelinite} + \text{eugelinite} + \text{porigelinite} + \text{coporhuminite} + \text{inertodetrinite} + \text{micrinite} + \text{macritinite}}$$

$$GI = \frac{\text{huminite} + \text{macritinite}}{\text{fusinite} + \text{semifusinite} + \text{sclerotinite} + \text{inertodetrinite} + \text{micrinite}}$$



Hình 6. Vi tướng thạch học than các mẫu than giếng khoan 01-KT-TB-08

Hình 8 cho thấy, các mẫu than trong giếng khoan 01-KT-TB-08 (Miocen trên) chủ yếu thành tạo trong môi trường đồng bằng tam giác châu dưới, mức độ ngập nước cao hơn dẫn đến mức độ gel hóa cũng cao hơn. Sự có mặt của fusinite, sporinite (Hình 2 và Hình 3) trong tất cả các mẫu than nghiên cứu khẳng định sự ảnh hưởng của nước ngọt trong các môi trường thành tạo của khu vực này.

Mô hình tương theo nghiên cứu của Calder [11] xác định cổ môi trường tích tụ của than được xây dựng dựa trên hai chỉ tiêu “Chỉ số thực vật - Vegetation index VI” và “Chỉ số độ ảnh hưởng của nước ngầm - Ground water index GWI”.

Chỉ số thực vật (VI) phụ thuộc vào các loài thực vật hình thành than bùn. Nó được định nghĩa là tỷ lệ maceral có nguồn gốc từ thực vật giàu lignin (thành tạo trong môi trường khô) với những maceral nguồn gốc từ thực vật nghèo lignin (thành tạo trong môi trường ngập nước) [11]. VI thường lớn hơn 3 ($VI > 3$) trong các mẫu than thành tạo trong môi trường có tính lục địa cao, vật liệu đóng góp chủ yếu là thực vật bậc cao; và $VI < 3$ liên quan đến môi trường nội lục ven sông, hồ với chủ yếu là cây bụi và thực vật thân thảo, mức độ bảo tồn cấu trúc của vật liệu trầm tích thấp [11].

Chỉ số độ ảnh hưởng của nước ngầm GWI đánh giá mối tương quan giữa maceral nhóm bị gel hóa mạnh (corpogelinite, gelocollinite) và khoáng vật với maceral nhóm ít bị ảnh hưởng bởi quá trình gel hóa (telinite, telogelinite) và desmocolinite. Gelocollinite có nguồn gốc từ thực vật giàu lignin, trong khi desmocolinite được coi là có nguồn gốc từ thực vật giàu cellulose [11]. Mật độ cao của vật liệu bị gel hóa chỉ thị cho môi trường có sự ảnh hưởng của mực nước ngầm ($GWI > 0,5$). GWI

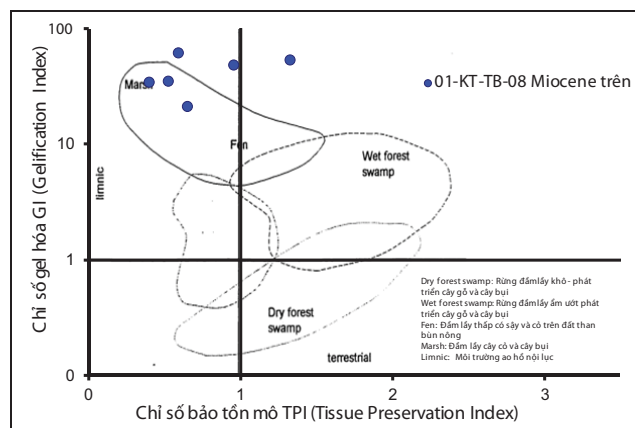
khoảng 0,2 là ranh giới giữa đới ẩm ướt thành tạo than bùn và vùng đầm lầy ngập nước thường xuyên. GWI từ 3 - 5 chỉ thị môi trường chuyển tiếp giữa ao hồ - lục địa (limno-telmatic).

Đối với nhân than thấp, chỉ số thực vật (VI) và chỉ số độ ảnh hưởng nước ngầm (GWI) được tính theo công thức sau [11]:

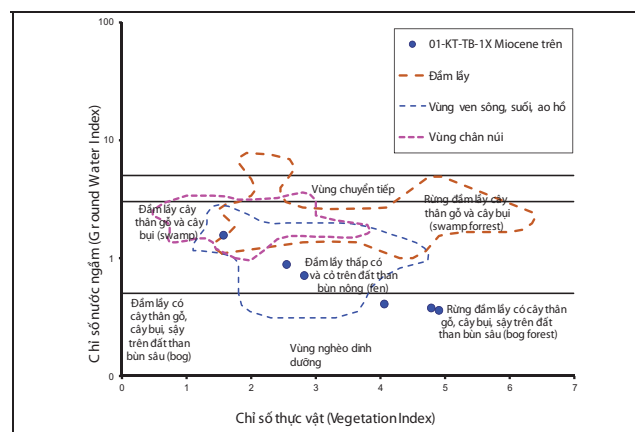
$$VI = \frac{\text{humotelinite} + \text{telogelinite} + \text{fusinite} + \text{semifusinite} + \text{surberinite} + \text{resinite}}{\text{densinite} + \text{detrogelinite} + \text{inertodetrinite} + \text{alginite} + \text{liptodetrinite} + \text{sporinite} + \text{cutinite}}$$

$$GWI = \frac{\text{eugelinite} + \text{porigelinite} + \text{coporhuminite} + \text{khoáng vật}}{\text{humotelinite} + \text{telogelinite} + \text{densinite} + \text{detrogelinite}}$$

Kết quả nghiên cứu cho thấy, mẫu than Miocene trên giếng khoan 01-KT-TB-08 thành tạo trong các đầm lầy thấp ven các sông suối, ao hồ phát triển thực vật thân thảo nghèo lignin (phần dưới) chuyển dần sang môi trường đầm lầy bị nâng lên chịu ảnh hưởng của nước ngầm (phần trên) có sự phát triển của thực vật bậc cao.



Hình 7. Môi trường thành tạo than theo Diesel, 1992 [10]



Hình 8. Môi trường thành tạo than Calder, 1991 [11]

Nhìn chung, các mẫu than nghiên cứu đều thành tạo trong môi trường nội lục - môi trường đồng bằng tam giác châu dưới, chịu ảnh hưởng của nước ngọt.

3. Kết luận

Từ kết quả nghiên cứu về thành phần maceral và môi trường thành tạo của một số mẫu than/trầm tích Miocen trên trong giếng khoan thăm dò khí than 01-KT-TB-08 tại Miền võng Hà Nội, nhóm tác giả rút ra một số kết luận sau:

- Thành phần maceral trong mẫu than/trầm tích khu vực này chủ yếu là huminite/vitrinite; vi tướng duroclarite;
- Mức độ biến chất của maceral trong than/trầm tích thấp; mức độ bảo tồn trung bình; bị lấp đầy bởi khoáng vật; nhân than á bitum B (phân loại ASTM, 1992);
- Than thành tạo trong nội lục - môi trường đồng bằng tam giác châu dưới, chịu ảnh hưởng của nước ngọt. Vật liệu tạo than chủ yếu là thực vật thân thảo và một ít thực vật bậc cao.

Tài liệu tham khảo

1. Vũ Trụ, Nguyễn Hoàng Sơn (chủ biên). *Báo cáo tổng kết Đề tài nghiên cứu khoa học cấp Ngành: Đánh giá tiềm năng và khả năng khai thác khí than CBM tại dải nâng trung tâm Miền võng Hà Nội (Phù Cừ - Tiên Hưng - Kiến Xương - Tiền Hải)*. 2010.
2. International Organization for Standardization (ISO). *Methods for the petrographic analysis of bituminous coal and anthracite - Part 2: Methods for preparing coal samples*. ISO 7404-2:2009.
3. American Society for Testing and Materials (ASTM). *Standard test method for microscopical determination of the maceral composition of coal*. ASTM D2799-05a. 2005.
4. International Committee for Coal and Organic Petrology (ICCP). *International handbook of coal petrography*, ed. s.s.t. 2nd. 1971, CNRS (Paris).
5. I.Sýkorová, W.Pickel, K.Christanis, M.Wolf, G.H.Taylor, D.Flores. *Classification of huminite - ICCP system 1994*. International Journal of Coal Geology. 2005; 62(1-2): p. 85 - 106.
6. G.H.Taylor. *Organic Petrology - A new handbook incorporating some revised parts of Stach's Textbook of coal petrology*. 1998. Published by Gebrüder Borntraeger.
7. International Committee for Coal and Organic Petrology (ICCP). *The new inertinite classification (ICCP system 1994)*. Fuel. 2001; 80(4): p. 459 - 471.
8. Arrow. *Final well report - CBM well 01-KT-TB-08 in MVHN-KT-01 Block*. 2009.
9. American Society for Testing and Materials (ASTM). *Classification of coal by rank*. ASTM D 388-92a. 1992.
10. Claus F.K.Diesel. *Coal bearing depositional systems*. 1992. Published by Springer-Verlag Berlin Heidelberg. 721 pages.
11. J.H.Calder, M.R.Gibling, P.K.Mukhopadhyay. *Peat formation in a Wesrphalian B piedmont setting, Cumberland basin, Nova Scotia: Implications for the maceral-based interpretation of rheotrophic and raised paleomires*. Buletin de la Societé Géologique de France. 1991. 163(2): p. 283 - 293.

Peat-forming environment and maceral composition of coal in coal-bearing strata in CBM exploration well 01-KT-TB-08 in Hanoi trough

Le Hoai Nga, Vu Tru, Phi Ngoc Dong, Nguyen Thi Bich Hanh
Vietnam Petroleum Institute

Summary

The Song Hong coal province is situated in the Hanoi trough with a total area of over 3,500 km², spreading from Viet Tri (Phu Tho province) to Tien Hai (Thai Binh province). The exploration of coal-bed methane (CBM) has been carried out in this area for several years, and lignite and sub-bituminous coal bed have been found in Tien Hung formation in CBM exploration well 01-KT-TB-08. The macerals from the huminite group constitute more than 80% of the coal. The amount of liptinite is 5 - 10%. Inertinite group macerals are less than 5%. Minerals are mainly siderite and framboidal pyrite. The petrographical properties and the coal facies indices indicate deposition in limnic-telmatic mire and coal is at a low coalification stage.

Key word: Maceral, coal, huminite, liptinite, inertinite.

NGHIÊN CỨU ỨNG DỤNG TỔ HỢP CHẤT HOẠT ĐỘNG BỀ MẶT BỀN NHIỆT CHO TĂNG CƯỜNG THU HỒI DẦU VĨA CÁT KẾT TẦNG OLIGOCEN MỎ BẠCH HỔ

ThS. Hoàng Linh, ThS. Phan Vũ Anh, KS. Lương Văn Tuyên
 Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Theo dự báo tại mỏ Bạch Hổ, dựa vào phương pháp khai thác sơ cấp chỉ có thể thu được 11 - 17% tổng trữ lượng dầu tại chỗ (OIIP), dựa vào khai thác thứ cấp từ tầng Miocen, Oligocen và tầng móng có thể thu được 27,8%, 24,4% và 37,6% OIIP tương ứng [3]. Bài báo nghiên cứu công nghệ tăng cường thu hồi dầu trong khai thác tam cấp trên cơ sở thí nghiệm các chất hoạt động bề mặt bền nhiệt, bền muối, có sức căng bề mặt liên diện thấp. Từ đó, nhóm tác giả tiến hành phối trộn, chọn lọc các chất hoạt động bề mặt để tìm ra tổ hợp 3 chất hoạt động bề mặt AOS:Tween 80:SDBS với tỷ lệ phối trộn tối ưu là 6:1:1 (theo khối lượng), bền trong môi trường nhiệt độ, độ cứng và độ mặn nước biển cao nhằm gia tăng hệ số thu hồi dầu tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ. Kết quả thí nghiệm cho thấy khả năng ứng dụng tổ hợp các chất hoạt động bề mặt này trong quá trình gia tăng hệ số thu hồi dầu tại các mỏ có nhiệt độ cao.

Từ khóa: Hệ chất hoạt động bề mặt bền nhiệt, sức căng bề mặt, tăng hệ số thu hồi dầu

1. Cơ chế của phương pháp bơm ép chất hoạt động bề mặt

1.1. Độ linh động và hệ số quét

Khi bơm chất lỏng xuống giếng bơm ép để đẩy dầu thì chất lỏng đẩy phải tạo thành tuyến nằm ở phía sau lớp dầu. Tỷ số giữa độ linh động của chất lỏng đẩy λ_d và độ linh động của dầu λ_o có ý nghĩa rất quan trọng [5]. Độ linh động tương đối M xác định bởi hệ thức:

$$M = \frac{\lambda_d}{\lambda_o} = \frac{k_d \times \eta_o}{k_o \times \eta_d} \quad (1)$$

Điều quan trọng là phải giữ được độ linh động M hợp lý suốt quá trình dịch chuyển. Tỷ số linh động càng nhỏ, hệ số thu hồi dầu càng lớn (Hình 1). Có thể duy trì độ linh động M bằng nhiều cách: làm giảm độ thấm hiệu dụng của nước (k_d); làm giảm độ nhớt của dầu (η_o); làm tăng độ nhớt của nước bơm đầu vào (η_d); làm tăng độ thấm hiệu dụng của dầu (k_o).

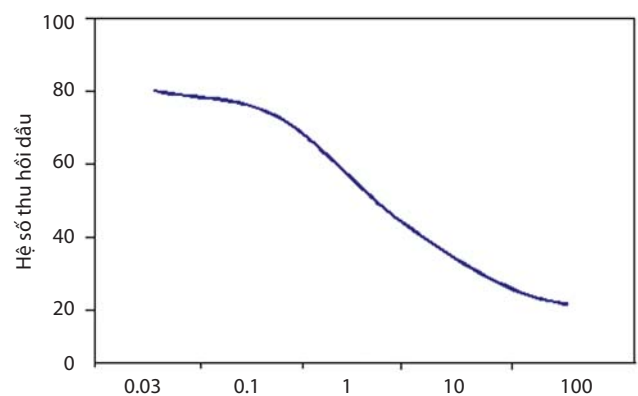
1.2. Mối quan hệ của tính dính ướt và sức căng bề mặt pha dầu nước

Tính dính ướt (lỏng-1) và dầu (lỏng-2) đối với đất đá vữa (s-rắn) phụ thuộc vào sức căng bề mặt (σ) giữa ba pha 1/s, 2/s, 1/2. Khi cân bằng ta có công thức:

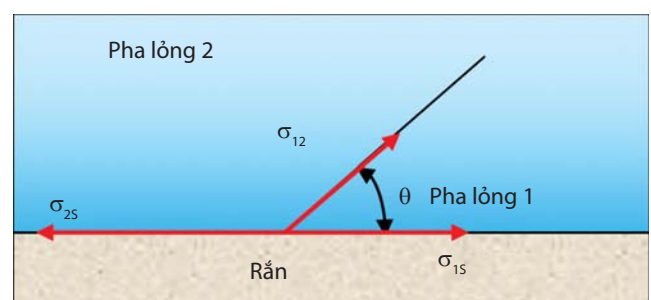
$$\cos\theta = \frac{\sigma_{2s} - \sigma_{1s}}{\sigma_{12}} \quad (2)$$

Trong thực tế, giá trị σ_{1s} , σ_{2s} không xác định được, vì vậy mối tương quan giữa sức căng bề mặt σ_{1s} , σ_{2s} được xác

định qua góc dính ướt (θ) để đánh giá độ thấm ướt của chất lỏng trên bề mặt đất đá vỉa. Khi $\theta < 90^\circ$, pha nước (1) thấm ướt bề mặt đất đá vỉa hơn pha dầu (2). Khi $\theta > 90^\circ$ nước không bám trên bề mặt đất đá vỉa, bề mặt đất đá vỉa gọi là bề mặt kỵ nước. Khi $\theta = 90^\circ$, bề mặt đất đá có độ dính ướt trung bình [1]. Như vậy, qua thông số góc dính ướt có thể đoán được khả năng đẩy dầu của tổ hợp chất hoạt động bề mặt.



Hình 1. Sự phụ thuộc của tổ hợp số thu hồi dầu vào độ linh động M



Hình 2. Góc dính ướt θ

1.3. Mối quan hệ giữa độ nhớt của dung dịch bơm ép và chỉ số mao dẫn

Trong các vỉa khai thác dầu khí, quá trình gia tăng hệ số thu hồi dầu bằng tổ hợp chất hoạt động bề mặt, dòng chảy của chất lưu được biểu diễn qua lực nhớt và lực mao dẫn. Lực nhớt biểu diễn độ tăng hệ số quét trong các khe nứt nhỏ, còn lực mao dẫn thể hiện sự tăng hệ số đẩy ở các mao dẫn có độ thấm thấp. Hai lực này có mối quan hệ với nhau thông qua chỉ số mao dẫn (tỷ số độ nhớt và lực mao dẫn).

Tổ hợp chất hoạt động bề mặt làm giảm sức căng bề mặt với dầu dư trong vỉa chứa, vì thế gia tăng hệ số đẩy dầu. Lực mao dẫn (N_c) là lực tác động lên giọt dầu bị bẫy lại trong lỗ xốp, khi chỉ số mao dẫn (N_c) càng lớn thì hệ số gia tăng thu hồi dầu càng lớn. N_c là hàm vận tốc Darcy (V), độ nhớt (μ) của pha động, sức căng bề mặt (σ) giữa pha dầu và nước, θ là góc dính ướt của dầu thô với đá chứa. Phương trình (3) mô tả quan hệ giữa độ nhớt, giảm sức căng bề mặt so với lực mao dẫn [4]:

$$N_c = \frac{\text{Lực nhớt}}{\text{Lực mao dẫn}} = \frac{V \times \mu}{\sigma \times \cos\theta} \quad (3)$$

Để tăng hiệu quả khai thác dầu trong giai đoạn cuối của quá trình khai thác thứ cấp, giá trị N_c phải đạt giá trị rất lớn. Do vậy, cần sử dụng các chất hoạt động bề mặt phù hợp để có thể giảm (từ hàng trăm đến hàng nghìn lần) sức căng bề mặt liên diện giữa hai pha.

Trong bài viết này, nhóm tác giả đã tiến hành thực nghiệm trong môi trường nước muối 3,5% NaCl để xác định độ bền nhiệt của các chất hoạt động bề mặt, đánh giá tác động của nhiệt độ đến độ ổn định của tổ hợp chất hoạt động bề mặt. Từ đó, nhóm tác giả sử dụng phương pháp phân tích, thống kê để tìm ra tỷ lệ các chất hoạt động bề mặt tối ưu bền nhất trong điều kiện nhiệt độ cao và nước biển có độ khoáng hóa cao.

2. Thực nghiệm

2.1. Tiêu chí lựa chọn chất hoạt động bề mặt cho tăng cường thu hồi dầu

Từ đặc thù của các mỏ dầu ở Việt Nam (nhiệt độ, áp suất, nồng độ khoáng của nước bơm ép rất cao; thường xuyên xảy ra hiện tượng phân hủy, tắc mạch chất hoạt động bề mặt, hiện tượng kết tủa do muối hay hấp phụ trong đá chứa...), nhóm tác giả đưa ra các tiêu chí lựa chọn chất hoạt động bề mặt để đảm bảo hiệu quả khi sử dụng:

- Các chất hoạt động bề mặt được sử dụng tạo được sức căng bề mặt đủ thấp để thay đổi được tính dính ướt

giữa dầu và đá chứa (góc dính ướt $< 90^\circ$), làm giảm sức căng bề mặt giữa dầu và nước;

- Tan tốt trong môi trường khoáng hóa cao, không bị kết tủa ở nhiệt độ cao 140°C ;

- Giữ nguyên hoặc ít thay đổi đặc tính làm giảm sức căng bề mặt trong điều kiện vỉa 140°C ở một khoảng thời gian nhất định. Trong khuôn khổ bài viết này, nhóm tác giả sẽ thử nghiệm trong khoảng thời gian 50 ngày, đây là khoảng thời gian mà chất hoạt động bề mặt có thể sẽ còn lưu lại trong vỉa để phát huy tác dụng giảm sức căng bề mặt nhằm gia tăng hệ số thu hồi dầu;

- Có khả năng hóa nhũ dầu ở điều kiện vỉa;

- Ít bị hấp phụ vào đất đá trong điều kiện vỉa;

- Các chất hoạt động bề mặt cần có nồng độ tới hạn tạo micelle (CMC - critical micelle concentration) rất thấp, nghĩa là chỉ sử dụng một lượng nhỏ chất hoạt động bề mặt cho bơm ép đã có thể mang lại hiệu quả đẩy dầu. Điều này liên quan tới yếu tố kinh tế đó là càng giảm tới thiểu lượng chất hoạt động bề mặt bơm ép thì càng giảm giá thành cho một đơn vị khai thác dầu thô;

- Các chất hoạt động bề mặt dùng trong tăng cường thu hồi dầu phải có chỉ số cân bằng dầu nước (HLB - hydrophile lipophile balance) ≥ 8 (có tính thấm ướt, nhũ hóa, tẩy rửa và hòa tan).

2.2. Nguyên liệu và phương pháp nghiên cứu

Để có hiệu ứng giảm sức căng bề mặt một hỗn hợp hai hay nhiều chất hoạt động bề mặt phải có sự tương tác giữa các chất hoạt động bề mặt. Tương tác này có thể hình thành do lực hút tĩnh điện giữa 2 nhóm đầu ưa nước trái dấu, hoặc lực hấp dẫn Van der Waals giữa các nhóm đuôi kỵ nước, trong đó lực hút tĩnh điện thường tạo ra tương tác mạnh hơn [27]. Mặt khác, sức căng bề mặt sẽ đạt giá trị cực thấp khi hệ số xếp chặt (packing parameter) các phân tử chất hoạt động bề mặt trên bề mặt liên diện hai pha dầu - nước tiến gần tới 1, điều này chỉ đạt được khi có sự ghép không đối xứng các nhóm kỵ nước trong hỗn hợp nhiều chất hoạt động bề mặt khác nhau cho phép tập hợp nhiều phân tử chất hoạt động bề mặt trên bề mặt liên diện hơn là giữa các nhóm kỵ nước của cùng một chất hoạt động bề mặt [30].

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đã nghiên cứu và chọn ra 3 chất hoạt động bề mặt phù hợp là AOS, SDBS và Tween 80 từ rất nhiều các chất hoạt động bề mặt khác nhau có thể đáp ứng được các tiêu chí phù hợp cho tăng thu hồi dầu để tiến hành thử nghiệm và sau đó

pha chế xác định tỷ lệ tối ưu theo phương pháp quy hoạch thực nghiệm:

- Chất hoạt động bề mặt: Alpha olefin sulfonate (AOS), Polyoxyethylene sorbitan monooleate (Tween 80), Sodium dodecylbenzene sulfonate (SDBS);
- Dung môi và phụ gia: Butanol, Thiourea (phụ gia bền nhiệt cho hệ chất hoạt động bề mặt);
- Dầu thô chạy mô hình vỉa: Dầu thô Bạch Hổ giếng 27.

Để có thể đánh giá được độ bền nhiệt của các chất hoạt động bề mặt phù hợp với điều kiện vỉa cát kết tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ, đồng thời đưa ra được kết luận về tổ hợp chất hoạt động bề mặt tối ưu, nhóm tác giả đã tiến hành thử nghiệm với nội dung như sau:

- Xác định nồng độ tới hạn tạo micelle: nồng độ tới hạn tạo micelle được xác định bằng phương pháp đo sức căng bề mặt của dung dịch chất hoạt động bề mặt tại các nồng độ khác nhau, qua đó xác định điểm nhảy của sức căng bề mặt và tính toán CMC;
- Dựa trên định luật Lambert-Beer, độ hấp phụ các chất hoạt động bề mặt trên bề mặt đá vỉa được xác định bằng máy quang phổ UV;
- Xác định sức căng bề mặt của chất hoạt động bề mặt bằng phương pháp giọt quay (Spinning drop) mẫu đo được thực hiện ở nhiệt độ 140°C;
- Xác định tính dính ướt của bề mặt đá theo phương pháp đo góc tiếp xúc trên hệ thống máy KRUSS G10;
- Xác định trạng thái pha của dung dịch chất hoạt động bề mặt và dầu vỉa;
- Xác định hệ số đẩy dầu: thực hiện trên mô hình vỉa:

$$\eta_1 = (1 - S_{nd} - S_{1dd}) / (1 - S_{nd});$$

$$\eta_2 = (1 - S_{nd} - S_{2dd}) / (1 - S_{nd});$$

$$K_{ph} = K_2 / K_1;$$

$$\Delta\eta = \eta_2 - \eta_1;$$

Trong đó:

S_{nd} : Độ bão hòa nước dư;

S_{1dd} : Độ bão hòa dầu dư sau khi đẩy dầu bằng nước (p.đ.v);

S_{2dd} : Độ bão hòa dầu dư sau khi đẩy dầu bằng chất hoạt động bề mặt (p.đ.v);

K_1, K_2 : Độ thấm nước trước và sau khi bơm đẩy chất hoạt động bề mặt (mD);

K_{ph} : Tổ hợp số phục hồi độ thấm (p.đ.v);

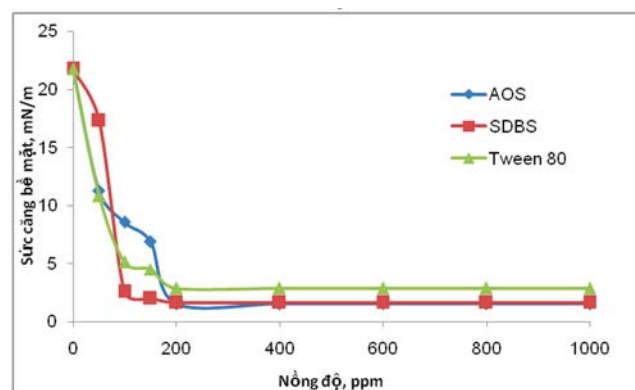
$\Delta\eta$: Gia tăng hệ số đẩy dầu do bơm nút chất hoạt động bề mặt (p.đ.v).

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Nghiên cứu các chất hoạt động bề mặt đơn lẻ

3.1.1. Xác định nồng độ micelle tới hạn của dung dịch chất hoạt động bề mặt

Khả năng giảm sức căng bề mặt và nồng độ CMC là đặc tính quan trọng của chất hoạt động bề mặt. Khả năng hòa nhũ dầu, giảm sức căng bề mặt của dầu và đá chứa liên quan rất lớn tới khả năng giảm sức căng bề mặt của chất hoạt động bề mặt và khả năng làm giảm góc dính ướt của dầu và đá chứa. Các thí nghiệm đo sức căng bề mặt dầu - nước theo nồng độ dung dịch chất hoạt động bề mặt, dễ dàng xác định được giá trị CMC là giá trị nồng độ nhỏ nhất của dung dịch chất hoạt động bề mặt có tác dụng làm giảm gần như tối đa sức căng bề mặt dầu - nước



Hình 3. Đồ thị biểu diễn sự thay đổi sức căng bề mặt theo nồng độ các chất hoạt động bề mặt

Bảng 1. Nồng độ CMC của các chất hoạt động bề mặt được sử dụng

TT	Chất hoạt động bề mặt	Nhóm	Họ	Chỉ số cân bằng dầu nước	Nồng độ CMC (ppm)	Sức căng bề mặt (mN/m)
1	Tween 80	Non-ionic	Ethoxylate Alcohol	15	200	2,87
2	SDBS	Anionic	Sulfonate	40	200	1,64
3	AOS	Anionic	Sulfonate	39	200	1,52

Nhóm tác giả sử dụng các chất hoạt động bề mặt trong nước biển (hoặc nước cất) với các nồng độ khác nhau và tiến hành đo sức căng bề mặt của từng dung dịch; vẽ đồ thị biểu diễn mối quan hệ giữa nồng độ chất hoạt động bề mặt và sức căng bề mặt, từ đó xác định CMC trên đồ thị sức căng bề mặt dầu - nước.

Từ Hình 3 và Bảng 1 có thể nhận thấy các chất hoạt động bề mặt có đuôi kỵ nước càng dài thì khả năng hoạt động bề mặt càng lớn, do tác động định hướng và hòa tan của mạch dài trong pha dầu làm giảm mạnh năng lượng bề mặt giữa hai pha dầu - nước. AOS có sức căng bề mặt tại CMC thấp nhất, theo một số nghiên cứu AOS có khả năng hỗ trợ phân tán các chất hoạt động bề mặt khác làm giảm sức căng bề mặt hai pha dầu - nước. Hơn nữa, khi được bơm xuống vỉ, nồng độ của các chất hoạt động bề mặt phải cao hơn nồng độ CMC của chúng thì mới có hiệu quả làm giảm sức căng bề mặt dầu - nước. Do đó, từ kết quả thu được (Bảng 1), nhóm tác giả tiến hành các thử nghiệm nồng độ chất hoạt động bề mặt là 2.000ppm trong nước biển.

3.1.2. Khả năng nhũ hóa dầu thô trong nước

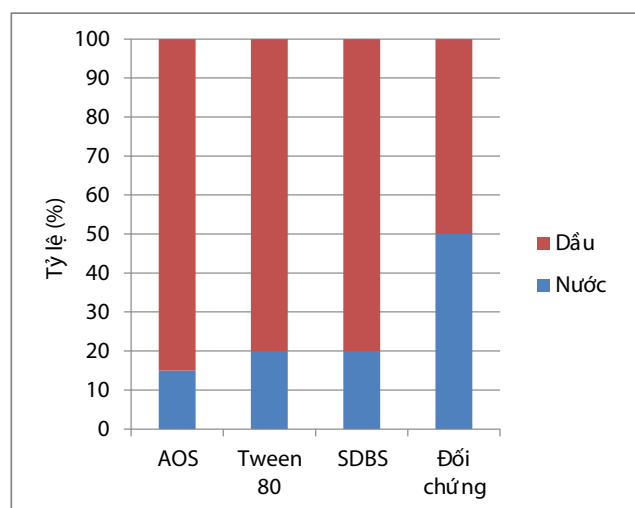
Để đánh giá khả năng tạo nhũ với hydrocarbon, nhóm tác giả đã tiến hành các thí nghiệm bằng cách hóa nhũ dầu thô tầng Oligocen pha thêm 20% dầu hỏa trong dung dịch chất hoạt động bề mặt 2.000ppm với thể tích tỷ lệ 1:1, sau đó xác định lại tỷ lệ này và rút ra kết luận so sánh về khả năng tạo nhũ của các chất hoạt động bề mặt. Kết quả xác định khả năng tạo nhũ (Hình 4).

Kết quả thử nghiệm cho thấy khả năng hóa nhũ dầu ngoài sự phụ thuộc vào chỉ số cân bằng dầu nước còn phụ thuộc nhiều vào cấu trúc phân tử của các chất hoạt động bề mặt. Các chất hoạt động bề mặt có cấu trúc phân tử càng lớn thì khả năng làm giảm sức căng bề mặt dầu - nước càng lớn. Các chất hoạt động bề mặt các đuôi kỵ nước mạch nhánh có khả năng tạo gel nhiều trong môi trường nước sẽ có khả năng tạo nhũ và ổn định nhũ tốt hơn so với các chất hoạt động bề mặt mạch thẳng.

3.1.3. Độ phân tán và tạo gel của các chất hoạt động bề mặt trong môi trường nước muối ở nhiệt độ cao

Khả năng phân tán, tạo gel và mức độ chuyển khối của các chất hoạt động bề mặt trong môi trường nước biển đóng vai trò quan trọng trong quá trình bơm ép xuống dưới vỉa. Thông thường, các chất hoạt động bề mặt được sử dụng phải tan tốt trong nước biển, không bị kết tủa bởi các ion kim loại có trong nước biển. Tuy nhiên một số chất hoạt động bề mặt khi tan trong nước biển, ở một nồng độ nhất định sẽ tạo gel (độ nhớt thay đổi đột ngột) làm tăng độ nhớt của dung dịch. Độ nhớt có ý nghĩa quan trọng trong việc làm tăng khả năng quét của dung dịch tại vùng mà dung dịch đi qua.

Ở điều kiện nhiệt độ cao, với sự có mặt của các thành phần thạch học phức tạp trong vỉa, các chất hoạt động bề mặt thường bị mất hoạt tính sức căng bề mặt do bị phân hủy bởi môi trường nhiệt độ cao, sự tương tác với đất đá vỉa, nước bơm ép, nước vỉa. Đặc biệt, sự có mặt của các cation kim loại có trong vỉa, các ion kim loại nặng trong dầu thô ảnh hưởng lớn tới cấu trúc phân tử của các chất hoạt động bề mặt. Dưới tác động của nhiệt độ và sự có mặt các cation kim loại kiềm và kiềm thổ tương tác với các cấu tử nhóm kỵ nước, nhóm ưa nước trong phân tử chất hoạt động bề mặt làm thay đổi các tính chất hóa lý



Hình 4. Khả năng tạo nhũ của các chất hoạt động bề mặt

Bảng 2. Kết quả phân tích thành phần nước đồng hành, nước bơm ép, nước biển của một số giếng mỏ Bạch Hổ

Giếng khoan	Loại mẫu nước	Các chỉ tiêu phân tích								Ghi chú
		Na ⁺ +K ⁺ (ppm)	Ca ²⁺ (ppm)	Mg ²⁺ (ppm)	SO ₄ ²⁻ (ppm)	HCO ₃ ⁻ (ppm)	CO ₃ ²⁻ (ppm)	Fe tổng số	Ba ²⁺ , Sr ²⁺ Br ⁻	
804	Nước đồng hành	5.669	1.538	127	344	218	vết	vết	vết	Sau đầu côn
61	Nước đồng hành	7.832	1.634	72	265	286	vết	vết	vết	Sau đầu côn
PPD (đã xử lý)	Nước bơm ép	5.699	328	1.179	2.376	119	23,5	vết	vết	Sau đầu côn
	Nước biển	11.058	376	1.145	2.237	134	15,5	vết	vết	

của chất hoạt động bề mặt. Theo một số nghiên cứu trên thế giới, nồng độ Ca^{2+} và Mg^{2+} có ảnh hưởng lớn nhất đến tính chất hóa lý của các chất hoạt động bề mặt (Bảng 2). Quá trình kết tủa sẽ gây ra hiện tượng bít nhét các lỗ rỗng trong vỉa làm giảm sản lượng khai thác. Do nhiệt độ vỉa của tầng Oligocen trong khoảng 140°C nên nhiệt độ thử nghiệm để lựa chọn chất hoạt động bề mặt được tiến hành ở nhiệt độ vỉa, quan sát sự thay đổi trạng thái vật lý của dung dịch bao gồm độ đục biểu kiến, kết tủa, tách lớp.

Các thí nghiệm được tiến hành để xác định độ đục của chất hoạt động bề mặt trong nước biển 1.500ppm Ca^{2+} và Mg^{2+} . Kết quả ở Bảng 3 cho thấy sau 28 ngày thử nghiệm ở 140°C cả AOS, SDBS và Tween 80 khả năng truyền quang gần như không thay đổi. Nhưng sau hơn 1 tháng, trong khi AOS vẫn giữ được độ trong nhất định thì Tween 80 đã giảm độ quang xuống còn 86%. Điều này chứng tỏ AOS có khả năng chịu nhiệt và bền muối tốt nhất.

3.1.4. Ảnh hưởng của nhiệt độ lên hoạt tính của các chất hoạt động bề mặt

Trong môi trường nhiệt độ cao, các chất hoạt động bề mặt thường bị mất hoạt tính do bị phân hủy và kết tủa bởi các ion kim loại. Do đó, cần khảo sát độ bền nhiệt của chất hoạt động bề mặt, trong đó tập trung vào thông số sức căng bề mặt và nồng độ tới hạn tạo micelle trong dung dịch và khả năng tạo nhũ với hydrocarbon. Các thí nghiệm được tiến hành ở nhiệt độ 140°C .

Kết quả thử nghiệm tại nhiệt độ 140°C cho thấy sức căng bề mặt của các chất hoạt động bề mặt thay đổi

Bảng 3. Độ đục của các chất hoạt động bề mặt tại 140°C sau 50 ngày thử nghiệm

TT	Chất hoạt động bề mặt	Mật độ quang (% OT)							
		0	7	14	21	28	35	42	50
1	Tween 80	100	98	98	98	98	92	86	86
4	SDBS	100	98	98	98	98	97	96	88
5	AOS	100	98	98	98	98	98	96	96
7	DC (nước)	100	100	100	100	100	100	100	100

Bảng 4. Biến thiên sức căng bề mặt của các chất hoạt động bề mặt sau 50 ngày thử nghiệm ở 140°C

TT	Chất hoạt động bề mặt	Sức căng bề mặt (mN/m)							
		0	7	14	21	28	35	42	50
1	AOS	1,46	1,48	1,49	1,51	1,56	2,15	2,36	2,43
2	Tween 80	1,72	1,78	1,85	2,46	3,08	3,45	3,65	3,76
5	SDBS	1,45	1,68	2,04	3,12	3,48	3,65	3,72	3,78
7	DC (nước biển)	21,75	21,75	21,75	21,75	21,75	21,75	21,75	21,75

khá nhiều nhưng vẫn thấp hơn sức căng bề mặt của nước biển sau 50 ngày thử nghiệm. Chất hoạt động bề mặt AOS có sức căng bề mặt tăng ít nhất từ 1,46mN/m (trước khi thử nghiệm) lên 2,43mN/m sau 50 ngày thử nghiệm (Bảng 4).

3.2. Nghiên cứu khả năng kết hợp của tổ hợp ba cấu tử chất hoạt động bề mặt bền nhiệt

Việc sử dụng tổ hợp các chất hoạt động bề mặt sẽ khắc phục được các nhược điểm của từng chất hoạt động bề mặt đơn lẻ. Hiệu ứng khi phối trộn các chất hoạt động bề mặt cho khả năng giảm sức căng bề mặt tốt hơn so với các chất hoạt động bề mặt hợp phần với cùng nồng độ [24].

Để xây dựng công thức tổ hợp của các tổ hợp chất hoạt động bề mặt tối ưu, phải phát huy các điểm mạnh (khả năng giảm mạnh sức căng bề mặt, hỗ trợ tan, giảm độ hấp phụ...), giảm thiểu các nhược điểm của từng chất hoạt động bề mặt khi sử dụng riêng lẻ (độ tương hợp, bền nhiệt, hòa tan, hấp phụ...), sử dụng phù hợp với điều kiện nhiệt độ, đất đá vỉa. Trong các chất hoạt động bề mặt được trình bày ở trên, AOS không những tan tốt trong nước biển mà còn có khả năng hỗ trợ tan cho các chất hoạt động bề mặt khác có độ hòa tan kém trong nước biển. Trong bài viết này, nhóm tác giả sử dụng phương pháp quy hoạch thực nghiệm để tối ưu hóa sức căng bề mặt, độ bền nhiệt để đánh giá tính năng của các tổ hợp chất hoạt động bề mặt thông qua các yếu tố ảnh hưởng của điều kiện vỉa tới tổ hợp chất hoạt động bề mặt tối ưu.

3.2.1. Tối ưu hóa nồng độ các chất hoạt động bề mặt (AOS:Tween 80:SDBS)

Ảnh hưởng của 3 yếu tố độc lập: hàm lượng AOS (x_1), hàm lượng Tween 80 (x_2), hàm lượng SDBS (x_3) đến hàm mục tiêu sức căng bề mặt (y) (Bảng 5):

- Quan hệ giữa hàm mục tiêu (y) và các nhân tố (x) được mô tả theo phương trình hồi quy bậc 2:

$$y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + b_{11}x_1^2 + b_{22}x_2^2 + b_{33}x_3^2 + b_{12}x_1x_2 + b_{13}x_1x_3 + b_{23}x_2x_3$$

- Phương trình được xác định dựa trên kết quả kiểm tra chuẩn Fisher. Mức độ phù hợp của mô hình hồi quy được thể hiện qua giá trị của R^2 . Tất cả các công việc trên cũng như việc xác định điều kiện tối ưu cho giá trị sức căng bề mặt được xác định trên phần mềm Modde 5.0.

- Có thể viết phương trình hồi quy, mô tả sự phụ thuộc của giá trị sức căng bề mặt (y) vào các nhân tố nồng độ của AOS(x_1), Tween 80 (x_2) và SDBS (x_3) như sau:

$$y = 0,68629 - 0,01371x_2 + 0,024495x_3 + 0,021336x_1^2 + 0,017801x_2^2 + 0,024871x_3^2 + 0,015x_1x_3 - 0,015x_2x_3$$

Dựa vào số liệu thực nghiệm thu được, với sự hỗ trợ của phần mềm Modde, có thể tìm ra nồng độ tối ưu của các chất hoạt động bề mặt để thu được giá trị sức căng

Bảng 5. Thiết kế quy hoạch thực nghiệm

Nhân tố	Biến mã hóa (X)			
	Nhân tố gốc	-1	0	1
Hàm lượng AOS (ppm)	x_1	1.200	1.450	1.700
Hàm lượng Tween 80 (ppm)	x_2	220	245	270
Hàm lượng SDBS (ppm)	x_3	240	265	290

Bảng 6. Điều kiện tối ưu bằng phương pháp quy hoạch thực nghiệm

Hàm lượng AOS (ppm)	Hàm lượng Tween 80 (ppm)	Hàm lượng SDBS (ppm)	Tổng (ppm)	Sức căng bề mặt σ (mN/m)
1.500	250	250	2.000	0,68

bề mặt nhỏ nhất. Tổ hợp tối ưu có giá trị sức căng bề mặt nhỏ nhất là $\sigma = 0,679\text{mN/m}$, có thành phần (AOS:Tween 80:SDBS) = (1498,2:250,9:253,5).

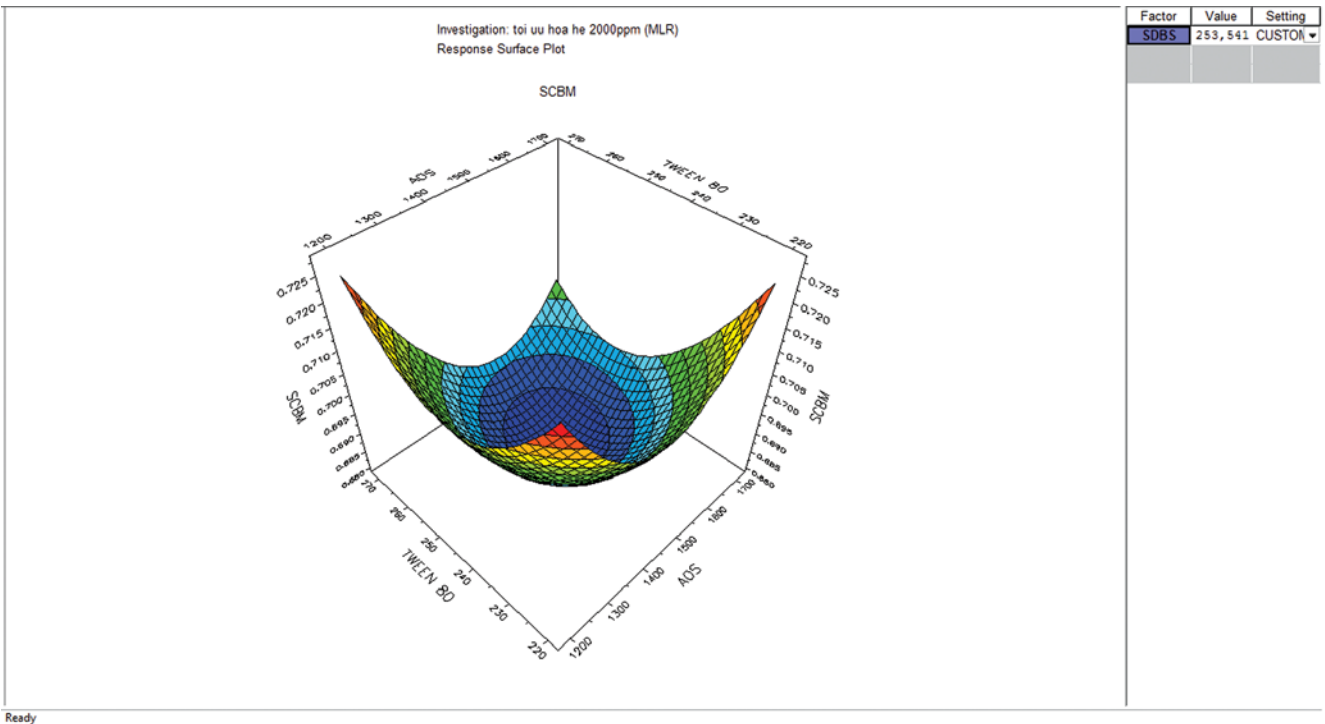
Sau đó, tiến hành các bước tối ưu hóa, vẽ bề mặt 3D thể hiện cực trị của tổ hợp tối ưu (Hình 5):

3.2.2. Đánh giá khả năng giảm độ hấp phụ của Butanol đối với đất đá vữa của tổ hợp AOS:Tween 80:SDBS

Butanol là loại rượu có khả năng độ hấp phụ mạnh với đất đá vữa làm giảm khả năng hấp phụ của tổ hợp chất hoạt động bề mặt trên bề mặt đất đá vữa, trong quá trình này butanol như một chất hy sinh, do vậy làm tăng hiệu quả sử dụng của tổ hợp chất hoạt động bề mặt này. Nhóm tác giả sử dụng chất đồng hoạt động bề mặt là butanol (kết hợp với thiourea chịu nhiệt) để giảm độ hấp phụ của tổ hợp chất hoạt động bề mặt lên bề mặt đá vữa.

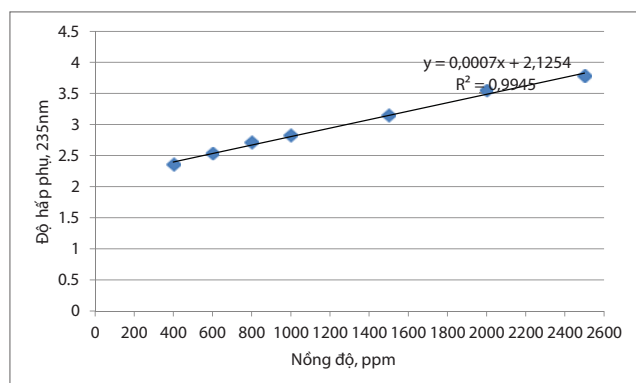
Bảng 7 trình bày kết quả đánh giá khả năng giảm độ hấp phụ với đất đá giếng BH-12 ở nồng độ butanol khác nhau. Theo đó, với nồng độ butanol từ 400ppm trở lên độ hấp phụ đã không giảm. Như vậy, nồng độ tối ưu của butanol với tổ hợp ba cấu tử là 400ppm.

Đánh giá khả năng giảm độ hấp phụ của butanol ở nồng độ 400ppm trên 5 mẫu: BH-67 và BH-12, BH-17, BH-16, BH-907 tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ với tổ hợp chất hoạt động bề mặt. Kết quả cho thấy butanol đã thỏa mãn các yêu cầu về tương hợp tốt với nước biển vùng mỏ Bạch



Hình 5. Sự biến thiên giá trị sức căng bề mặt của hỗn hợp theo hàm lượng AOS và Tween 80 khi hàm lượng SDBS không đổi (tại điểm tối ưu)

Hồ, bồn nhiệt sau thời gian 48 giờ ở nhiệt độ 140°C. Độ hấp phụ đã giảm từ 9,14mg/g xuống mức thấp nhất là 0,86mg/g. Kết quả thí nghiệm cho thấy các chất đồng hoạt động bề mặt chỉ có khả năng giảm độ hấp phụ, tương tác với đất đá vữa xuống một giá trị nhất định chứ không giảm hoàn toàn, do một phần các chất hoạt động bề mặt bị phân hủy, tương tác với đất đá vữa trong môi trường nhiệt độ cao. Độ hấp phụ của tổ hợp chất hoạt động bề mặt phụ thuộc rất nhiều vào thành phần thạch học của từng đối tượng đất đá vữa nghiên cứu (Hình 7 và Bảng 9).



Hình 6. Đường chuẩn ở các nồng độ khác nhau

Bảng 7. Nồng độ tối ưu butanol với tổ hợp chất hoạt động bề mặt (AOS:Tween 80:SDBS)

Mẫu	Hệ chất hoạt động bề mặt AOS:Tween 80:SDBS	Độ hấp phụ tia UV (ở 235nm)	Nồng độ chất hoạt động bề mặt (ppm)	Độ hấp phụ đá (mg/g)
	AOS:Tween 80:SDBS	3,54	2.000,00	
	1.500ppm (thử không đá)	3,48	1.935,14	
	Thử nhiệt với đá	3,16	1.478,00	9,14
	Thiourea + 300ppm Butanol thử nhiệt với đá	3,23	1.578,00	7,14
	Thiourea + 400ppm Butanol thử nhiệt với đá	3,42	1.849,43	1,71
	Thiourea + 500ppm Butanol thử nhiệt với đá	3,42	1.849,43	1,71
	Thiourea + 600ppm Butanol thử nhiệt với đá	3,42	1.849,43	1,71
	Thiourea + 700ppm Butanol thử nhiệt với đá	3,42	1.849,43	1,71

Bảng 8. Độ hấp phụ với đất đá vữa của các tổ hợp chất hoạt động bề mặt (AOS:Tween 80:SDBS)

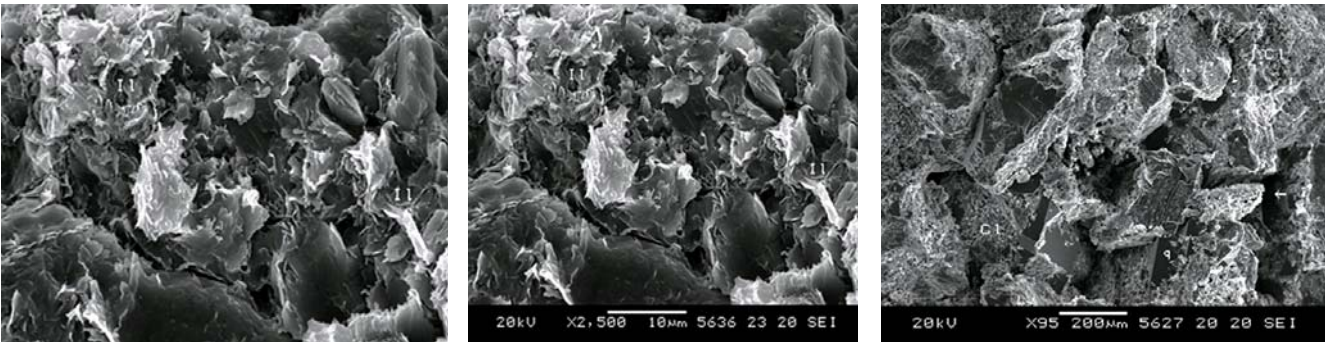
Mẫu	Hệ chất hoạt động bề mặt AOS:Tween 80:SDBS	Độ hấp phụ tia UV (ở 235nm)	Nồng độ chất hoạt động bề mặt (ppm)	Độ hấp phụ đá (mg/g)
	AOS:Tween 80:SDBS	3,54	2.000,00	
	1500 ppm (thử không đá)	3,48	1.935,14	
	Thử nhiệt với đá	3,16	1.478,00	9,14
	Thiourea + Butanol thử nhiệt với đá	3,42	1.849,43	1,71
	Thử nhiệt với đá	3,20	1.535,14	8,00
	Thiourea + Butanol thử nhiệt với đá	3,44	1.878,00	1,14
	Thử nhiệt với đá	3,21	1.549,43	7,71
	Thiourea + Butanol thử nhiệt với đá	3,45	1.892,29	0,86
	Thử nhiệt với đá	3,19	1.520,86	8,29
	Thiourea + Butanol thử nhiệt với đá	3,43	1.870,86	1,29
	Thử nhiệt với đá	3,22	1.563,71	7,43
	Thiourea + Butanol thử nhiệt với đá	3,44	1.885,14	1,00

3.2.3. Khả năng phân tán với dầu thô của tổ hợp AOS:Tween 80:SDBS theo thời gian ở nhiệt độ 140°C

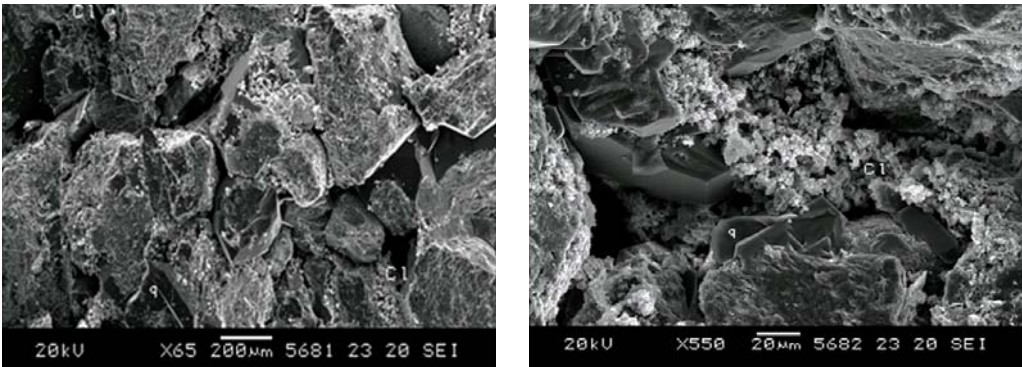
Hình 8 là các thí nghiệm đánh giá khả năng tạo nhũ của tổ hợp chất hoạt động bề mặt AOS:Tween 80:SDBS có nồng độ các phụ gia tối ưu, quá trình phân tán dầu trong nước biển thêm 1.500ppm (Ca^{2+} , Mg^{2+}) ở điều kiện nhiệt độ 140°C khá tốt. Nguyên nhân do kích thước của phần đuôi kỵ nước tăng tức là tăng độ ái dầu, hoạt tính bề mặt giữa hai pha dầu - nước tăng lên làm tăng khả năng phân tán dầu.

3.2.4. Xác định sức căng bề mặt và tính dính ướt trên bề mặt đá của tổ hợp chất hoạt động bề mặt ở nhiệt độ 140°C

Để xác định sức căng bề mặt dầu - nước và góc dính ướt trong điều kiện vữa, thí nghiệm xác định hình dạng giọt dầu với tổ hợp chất hoạt động bề mặt và được so sánh trong môi trường nước biển. Kết quả cho thấy tổ hợp chất hoạt động bề mặt ba cấu tử AOS:Tween 80:SDBS làm giảm sức căng bề mặt từ 26,30mN/m xuống 1,93mN/m, góc dính ướt 18,20° (Bảng 10) phù hợp với lý thuyết khi góc dính ướt $\theta < 90^\circ$, pha nước thấm ướt bề mặt đất đá vữa hơn pha dầu. Điều này chứng tỏ khả năng đẩy dầu của



BH - 17 (3.1940 - 3.196m) BH - 16 (3.571 - 3.578m) BH - 907 (4.104 - 4.180m)

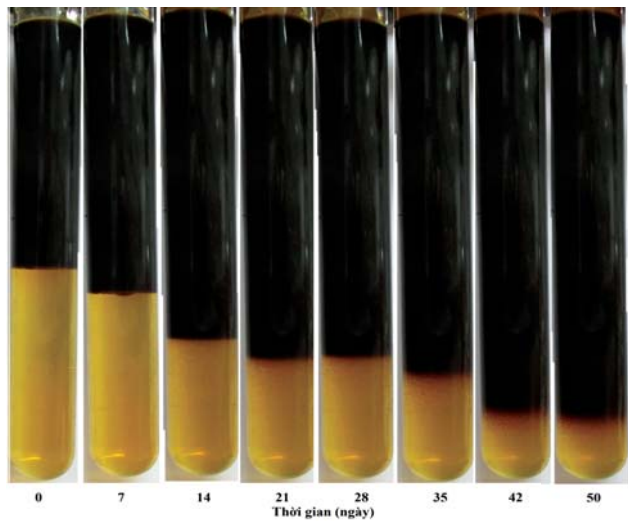


BH - 67 (3.450 - 3.637m) BH - 12 (3.716 - 4.138m)

Hình 7. Một số hình ảnh SEM các giếng tầng Oligocen

Bảng 9. Thành phần thạch học của một số giếng tầng Oligocen

TT	Ký hiệu mẫu	Thành phần khoáng vật và hàm lượng (%)							
		Illite	Kaolinite	Chlorite	Thạch anh	Felspar	Calcite	Albite	Khoáng vật khác
1	BH - 17 (3.1940 - 3.196)	8 - 10	6 - 8	9 - 11	42 - 44	ít	ít	24 - 26	Amphibole Goethite
2	BH - 16 (3.571 - 3.578)	6 - 8	4 - 6	8 - 10	38 - 40	16 - 18	1 - 3	24 - 26	Zeolite, Bornite
3	BH - 907 (4.104 - 4.180)	7 - 9	7 - 9	9 - 11	40 - 42	13 - 15	ít	18 - 20	Bornite
4	BH - 67 (3.450 - 3.637)	4 - 6	4 - 6	13 - 15	36 - 38	28 - 30	3 - 5	18 - 20	Amber, Zeolite
5	BH - 12 (3.716 - 4.138)	4 - 6	6 - 8	11 - 13	40 - 42	16 - 18	1 - 3	28 - 30	Pyrophyllite, Zeolite



Hình 8. Khả năng tạo nhũ với dầu thô của tổ hợp AOS:Tween 80:SDBS theo thời gian ở nhiệt độ 140°C

Bảng 10. Sức căng bề mặt và góc dính ướt của tổ hợp AOS:Tween 80:SDBS ở nhiệt độ cao, áp suất cao

Thông số thí nghiệm	Nước biển	Hệ chất hoạt động bề mặt AOS:Tween 80:SDBS
Nhiệt độ (°C)	140	140
Nồng độ muối (ppm)	35.000	35.000
Khối lượng riêng của dung dịch (g/cm ³)	1,017	1,017
Khối lượng riêng của dầu (g/cm ³)	0,841	0,841
Sức căng bề mặt (mN/m)	26,30	1,93
Góc dính ướt (°)		18,20

chất hoạt động bề mặt đã được nâng cao.

Như vậy, sau khi nghiên cứu từ các chất hoạt động bề mặt đơn lẻ, các tỷ lệ phối trộn tổ hợp ba cấu tử bằng

phương pháp tối ưu hóa sức căng bề mặt, các phụ gia làm giảm tương tác của các yếu tố tác động tới tính chất hóa lý các tổ hợp chất hoạt động bề mặt. Các kết quả nghiên cứu cho thấy tổ hợp ba cấu tử phù hợp ứng dụng trong công nghệ tăng cường thu hồi dầu tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ. Tổ hợp ba cấu tử AOS:Tween 80:SDBS được phối trộn theo tỷ lệ 6:1:1 có các tính năng vượt trội so với các tỷ lệ phối trộn khác. Nhóm tác giả lựa chọn tổ hợp AOS:Tween 80:SDBS với nồng độ các chất phụ gia thiourea 0,3% và butanol 400ppm theo khối lượng chất hoạt động bề mặt để đánh giá khả năng tăng cường thu hồi dầu trên mô hình mô phỏng các điều kiện vỉa (mô hình dòng chảy đa pha).

3.3. Thử nghiệm đẩy dầu bằng chất hoạt động bề mặt trên mô hình vỉa



Dầu thô/nước biển



Dầu thô/chất hoạt động bề mặt

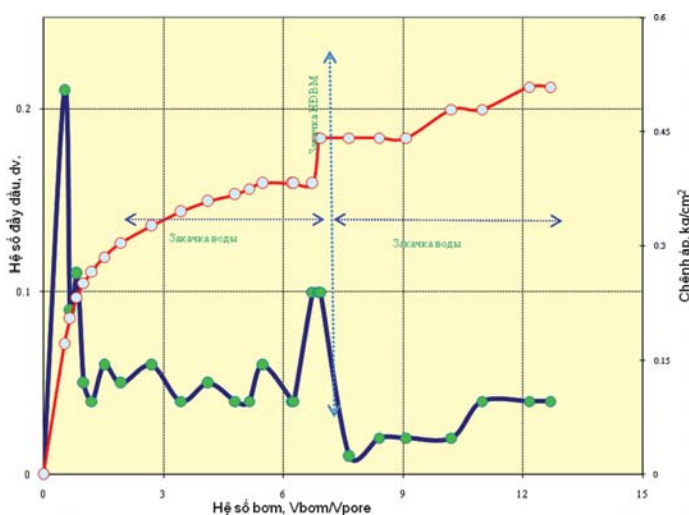
Hình 9. Sức căng bề mặt dầu thô trong nước biển và tổ hợp AOS:Tween 80:SDBS



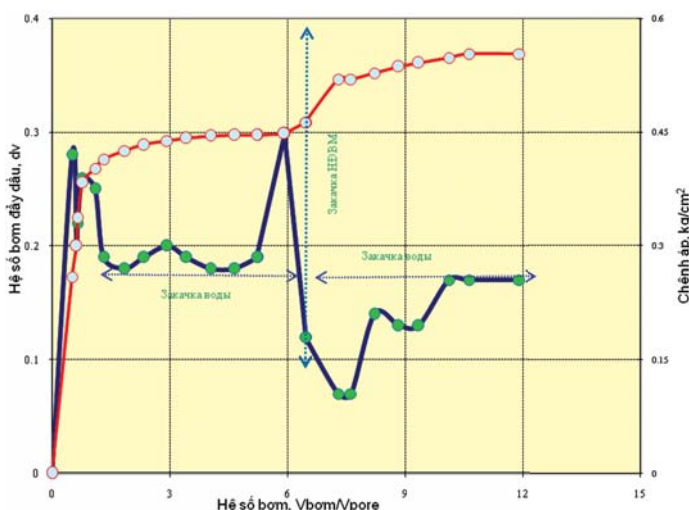
Hình 10. Góc dính ướt tổ hợp AOS:Tween 80:SDBS

Bảng 12. Một số đặc trưng cơ bản dầu thô Oligocen dưới mỏ Bạch Hổ

Khu vực	Đơn vị đo	Lô III
Áp suất bão hòa	MPa	28,95
Hàm lượng khí	m ³ /t	277,8
Hệ số thể tích		1,807
Độ nhớt trong điều kiện vỉa	MPa.c	0,244
Tỷ trọng dầu trong điều kiện vỉa		0,5916
Tỷ trọng dầu sau khi tách		0,823



Hình 11. Động thái đẩy dầu bằng nước trước và sau khi bơm chất HDBM-01



Hình 12. Động thái đẩy dầu bằng nước trước và sau khi bơm chất HDBM-02

Bảng 11. Các thông số mẫu lõi tầng Oligocen thử nghiệm mô hình vỉa

TT	Số hiệu mẫu	Chiều dài (cm)	Đường kính (cm)	Độ sâu (m)	Độ bão hòa nước dư (%)	Thể tích rỗng (cm ³)	Độ rỗng (%)	Độ thấm khí (mD)
1	BH-16.11-3-106	6,90	5,00	3577,2	39,4	13,43	10,54	286
2	BH-16.10-3-92	7,02	5,00	3574,2	30,9	19,49	14,45	103
3	BH-16.10-1-86	7,08	4,97	3573,9	28,5	15,07	11,74	142

Bảng 13. Kết quả gia tăng hệ số thu hồi dầu

Mô hình	HS 1(A) (p.đ.v)	HS 2(B) (p.đ.v)	Dầu 1(C) (ml)	Dầu 2(D) (ml)	Hệ số thu hồi dầu (%)
M1	0,382	0,509	5,1	6,8	12,7
M2	0,446	0,553	8,6	10,7	10,7
M3	0,459	0,580	8,0	10,1	12,1

Tổ hợp được pha chế theo trình tự như sau:

- Nồng độ chất hoạt động bề mặt chiếm 58,5% thể tích (tỷ lệ AOS:Tween 80:SDBS = 6:1:1);
- Chất đồng hoạt động bề mặt (butanol) 11,5%;
- Phụ gia (thiourea) 0,15%;
- Thêm nước 29,85%.

Trong đó:

A: Hệ số thu hồi dầu sau bơm ép bằng nước biển (p.đ.v);

B: Hệ số thu hồi dầu sau bơm ép bằng chất hoạt động bề mặt (p.đ.v);

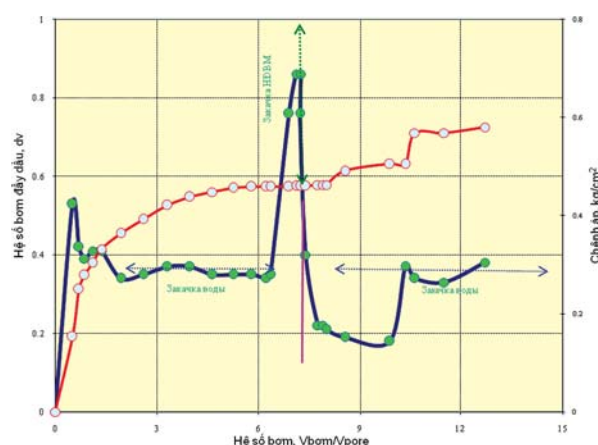
C: Lượng dầu thu hồi sau bơm ép bằng nước biển (ml);

D: Lượng dầu thu hồi sau bơm ép bằng chất hoạt động bề mặt (ml).

Bảng 11 trình bày kết quả thử nghiệm đẩy dầu trên 3 mô hình mẫu lõi tầng Oligocen với các thông số khác nhau. Mẫu thử nghiệm có các thông số nằm trong khoảng giá trị trung bình trên. Mẫu có độ thấm nhỏ nhất là 103mD, mẫu có độ thấm lớn nhất là 286mD. Các độ thấm lớn hơn không được lựa chọn vì với các mẫu có độ thấm lớn, các chất hoạt động bề mặt sẽ đi rất nhanh qua mẫu, sức căng bề mặt nhỏ, do đó làm giảm độ nhớt của lưu thể đẩy, dẫn đến hiện tượng “rửa dầu”. Trong thực tế, việc sử dụng chất hoạt động bề mặt cho các đối tượng có độ thấm lớn hơn hoặc nhiều nứt nẻ thường dẫn đến hiện tượng ngập nước sớm là do nguyên nhân này.

Các kết quả thử nghiệm cho thấy, khi sử dụng tổ hợp chất hoạt động bề mặt bơm ép đẩy dầu đều làm tăng hệ số đẩy dầu trên các mô hình vỉa. Với cùng một chế độ bơm (mô phỏng áp suất, lưu lượng bơm trong thực tế), với cùng một nồng độ chất hoạt động bề mặt, các kết quả thu được là khác nhau đối với mỗi mẫu lõi trong cùng điều kiện thí nghiệm. Căn cứ vào đồ thị chênh áp và kết quả phục hồi độ thấm cho thấy sau khi bơm chất hoạt động bề mặt, độ thấm của các mẫu lõi trong mô hình đều tăng lên (chênh áp giảm). Điều này chứng tỏ chất hoạt động bề mặt đã làm thay đổi tính dính ướt của đá chứa, làm giảm độ nhớt của dầu và đẩy dầu ra ngoài mô hình.

Hệ số gia tăng thu hồi dầu trên mô hình với các mẫu lõi có độ thấm khác nhau trong khoảng 10,7 - 12,7%. Thời gian



Hình 13. Động thái đẩy dầu bằng nước trước và sau khi bơm chất HĐBM-03

xuất hiện dầu sau khi bơm chất hoạt động bề mặt và đẩy tiếp bằng nước nằm trong khoảng 0,1 Vpore - 0,5 Vpore. Như vậy, trong thí nghiệm lượng dầu thu hồi thêm xuất hiện ngay sau khi bơm tổ hợp chất hoạt động bề mặt và thời gian thu hồi khá dài, do việc tăng hệ số quét của tổ hợp chất hoạt động bề mặt.

Tổ hợp chất hoạt động bề mặt này như một thể gel, có độ nhớt cao hơn của nước biển nhiều lần nên có thể làm gia tăng hệ số quét ở các lỗ rỗng chứa dầu dư. Sau khi bị pha loãng bằng nước biển, nồng độ tổ hợp chất hoạt động bề mặt giảm, cơ chế đẩy dầu tại những vùng xa hơn theo cơ chế giảm sức căng bề mặt dầu - nước, làm giảm góc dính ướt của dầu dư trên bề mặt đất đá, giảm độ nhớt của dầu. Cơ chế quét (tăng η_s) do gel của các chất hoạt động bề mặt, kết hợp với các cơ chế đẩy (tăng η_d) của chất hoạt động bề mặt dẫn đến kết quả đẩy dầu dư bão hòa cuối cùng trong mẫu lõi, và tăng thu hồi dầu. Tuy nhiên, trong thực tế thời gian xuất hiện dầu tăng thu hồi có thể lâu hơn rất nhiều. Thời gian quan sát và theo dõi trong thực tế có thể kéo dài từ một vài tuần đến nhiều tháng, nhiều năm, phụ thuộc vào hướng vận động của dầu nước, mức độ liên thông giữa các giếng bơm ép với giếng khai thác.

4. Kết luận

Từ nghiên cứu trên, nhóm tác giả đã xây dựng được tổ hợp chất hoạt động bề mặt gồm: 3 chất hoạt động bề mặt loại non-ionic và anionic họ sulfonate: AOS, Tween 80, SDBS với tỷ lệ phối trộn tối ưu là 6:1:1 (theo khối lượng), bền trong môi trường nhiệt độ, độ cứng và độ mặn nước biển cao nhằm gia tăng hệ số thu hồi dầu tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ. Nhóm tác giả

đã nghiên cứu sự liên quan giữa giảm sức căng bề mặt liên diện giữa hai pha dầu - nước, thay đổi góc tiếp xúc giữa dầu, giảm khả năng hấp phụ chất hoạt động bề mặt lên đá vữa của các tổ hợp chất hoạt động bề mặt và đá tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ. Kết quả thử nghiệm tổ hợp chất hoạt động bề mặt này trên mô hình vữa cho hệ số thu hồi dầu trung bình 11,83% (con số này có thể thay đổi khi thử nghiệm trên các mẫu lõi khác nhau và trên điều kiện thực tế mỏ khai thác dầu khí).

Các chất hoạt động bề mặt được thử nghiệm đều bị hấp phụ vào trong đá chứa với tỷ lệ khá lớn. Có thể hạn chế sự hấp phụ của các chất hoạt động bề mặt trong đá chứa bằng cách sử dụng phối hợp các chất đồng hoạt động bề mặt, các dung môi hữu cơ. Có xảy ra quá trình phản ứng hấp phụ các chất hoạt động bề mặt trong quá trình đẩy dầu. Để sử dụng có hiệu quả, cần thiết phải dùng chất hoạt động bề mặt ở nồng độ cao.

Kết quả thử nghiệm cho thấy tiềm năng ứng dụng của việc sử dụng chất hoạt động bề mặt trong thu hồi dầu tại các mỏ dầu nói chung và tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ nói riêng.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Phương Tùng. Báo cáo Hợp đồng "Nghiên cứu thí nghiệm lựa chọn các hỗn hợp chất hoạt tính bề mặt và phương pháp bơm ép chúng vào vỉa nhằm nâng cao hệ số đẩy dầu cho thân dầu móng Đông Nam Rồng". 0955/06/T-N5/VSP5-VKHLUD. 2007: trang 29 - 33.
2. Phạm Thành Quân, Phan Thanh Sơn Nam, Lê Thị Hồng Nhan. *Giáo trình các chất hoạt động bề mặt*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2000.
3. Phan Văn Đoàn. Báo cáo Hợp đồng "Thử nghiệm công nghệ công nghệ phức hợp vi sinh hóa lý tăng thu hồi dầu vỉa Miocen hạ Bạch Hổ". 0230/06/t05/VSP-DMC. 2007.
4. Phan Văn Đoàn. Báo cáo Hợp đồng "Hoàn thiện công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các vỉa lục nguyên bằng những phương pháp hóa lý tổng hợp". 2010: trang 10 - 13.
5. Tạ Đình Vinh, Phan Văn Đoàn. Báo cáo đề tài "Nghiên cứu sử dụng phương pháp phức hợp vi sinh hóa lý cho tăng cường thu hồi dầu tầng Miocen mỏ Bạch Hổ". 2001.
6. Edgar Acosta, Hirotaka Uchiyama, David A. Sabatini, Jeffrey H. Harwell. *The role of hydrophilic linkers*. Journal of Surfactants and Detergents. 2002; 5(2): p. 151 - 157.
7. B.B. Maini, V. Ma. *Thermal stability of surfactant for steamflood applications*. SPE-13572. SPE Oilfield and Geothermal Chemistry Symposium, Phoenix, Arizona. 9 - 11 March, 1985.
8. Arie H. Y. Ben-Naim. *Hydrophobic interactions*. Plenum Press. New York. 1980.
9. Ya Cao, Huilin Li. *Interfacial activity of a novel family of polymeric surfactants*. European Polymer Journal. 2002; 38(7): p. 1457 - 1463.
10. E.A. Spinler, D.R. Zornes, D.P. Tobola, A. Moradi-Araghi. *Enhancement of oil recovery using a low concentration of surfactant to improve spontaneous and forced imbibition in Chalk*. SPE-59290. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma. 3 - 5 April, 2000.
11. Drew Myers. *Surfactant science and technology (third edition)*. A John Wiley & Sons, Inc., publication. 2006.
12. George J. Hirasaki, Clarence A. Miller, Gary A. Pope, Richard E. Jackson. *Surfactant based enhanced oil recovery and foam mobility control*. 1st Annual Technical report, Office of Scientific & Technical Information, USA. 2004.
13. Gibert R. Glismann. *Aqueous petroleum sulphonate mixture and method of use in post-primary oil recovery*. US Patent 4300635 A. 1981.
14. J.N. Israelachvili, D. John Mitchell, B.W. Ninham. *Theory of self-assembly of hydrocarbon amphiphiles into micelles and bilayers*. Journal of the Chemical Society, Faraday Transactions 2. 1976; 72: p. 1525 - 1568.
15. Shekhar Jayanti, Gary A. Pope, Vinitha Weerasooriya, Lirong Zhong, Dwarakanath Varadarajan, Malik Taimur. *Use of surfactants to recover oils from groundwater*. SPE-66753-MS. SPE/EPA/DOE Exploration and Production Environmental Conference, San Antonio, Texas. 26 - 28 February, 2001.
16. Jean-Louis Salager. *Surfactants types and uses*. 2002.
17. H. Jiang, Q. Yu, Z. Yi. *The influence of the combination of polymer and polymer-surfactant flooding on recovery*. Petroleum Science and Technology. 2011; 29(5): p. 514 - 521.
18. Jim Goodwin. *Colloids and interfaces with surfactants and polymers (second edition)*. ISBN: 978-0-470-51880-9. 2009. 388 pages.
19. J.I. Distasio. *Chemical for oil field operations*. 1981.

20. E.Jungermann. *Cationic surfactants*. Marcel Dekker, New York. 1970; 4: 652 pages.
21. Kishore K. Mohanty. *Dilute surfactant methods for carbonate formations*. Technical Report, Office of Scientific & Technical Information. 1 July, 2003.
22. Laurier L, Schramm. *Surfactants: Fundamentals and applications in the petroleum industry*. ISBN 9780521157933. 2010. 630 pages.
23. M. Bavière. *Basic concepts in enhanced oil recovery processes*. Biotechnology. 1991.
24. M.El-Batanoney, Th.Abdel-Moghny, M.Ramzi. *The effect of mixed surfactants on enhancing oil recovery*. Journal of Surfactants and Detergents. 1999; 2(2): p. 201 - 205.
25. Malcolm Pitts, JieQi, Dan Wilson, Phil Dowling, David Stewart, BillJones. *Coupling the Alkaline - Surfactant - polymer technology and the gelation technology to maximize oil production*. Topical Report, Office of Scientific & Technical Information. 1 December, 2005.
26. Milton J.Rosen, Manilal Dahanayake. *Industrial utilization of surfactants: Principle and practice*. 2000.
27. V.K.Bansal, D.O.Shah. *Micellar solutions for improved oil recovery. Micellization, solubilization and microemulsions*. 1977; 1.
28. Mohamed Aoudia, Rashid S.Al-Maamari, Moein Nabipour, Ali S.Al-Bemani, Shahab Ayatollahi. *Laboratory study of alkyl ether sulfonates for improved oil recovery in high-salinity carbonate reservoirs: A case study*. Energy & Fuels. 2010; 24(6): p. 3655 - 3660.
29. P.J.Shuler, D.L.Kuehne, R.M.Lerner. *Improving chemical flood efficiency with micellar/Alkaline/polymer processes*. Journal of Petroleum Technology. 1989; 41(1): p. 80 - 88.
30. P.D.Berger, C.H.Lee. *Ultra-low concentration surfactants for sandstone and limestone floods*. SPE 75186. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma. 13 - 17 April, 2002.

Study on thermostable surfactant systems for enhanced oil recovery in the Oligocene sandstone reservoir of Bach Ho oil field

Hoang Linh, Phan Vu Anh, Luong Van Tuyen
Vietnam Petroleum Institute

Summary

It is predicted that with primary production methods, only 11 - 17% of the total volume of oil initially in place (OIIP) can be recovered from the Bach Ho field, whereas secondary recovery methods allow 27.8%, 24.4% and 37.6% of the total volume of OIIP to be obtained from the Miocene, Oligocene and basement strata, respectively. The authors studied enhanced oil recovery technology in tertiary production based on experimental surfactant substances with temperature resistance, salt resistance and low surface tension. They then selected and mixed surfactants to find the optimal surfactant system for the conditions of the Oligocene in the Bach Ho field. The experimental results showed the applicability of this surfactant system in the process of enhancing oil recovery rates in high-temperature fields.

Keywords: *Thermostable surfactant systems, interface tension, enhanced oil recovery.*

PHÁT HIỆN VÀ PHÂN LOẠI VẾT DẦU TRÊN ẢNH ENVISAT ASAR BẰNG PHƯƠNG PHÁP LỌC THÍCH NGHI VÀ ỨNG DỤNG FUZZY LOGIC

TS. Trịnh Lê Hùng, ThS. Mai Đình Sinh

Học viện Kỹ thuật Quân sự

Tóm tắt

Kỹ thuật viễn thám siêu cao tần đã được ứng dụng hiệu quả trong phát hiện sớm và phân loại vết dầu trên biển. Tuy nhiên do bản chất tán xạ của tia radar, ảnh vệ tinh radar cửa mở tổng hợp (SAR) thường bị nhiễu hạt tiêu (sự giao thoa của nhiều tín hiệu tán xạ phản hồi từ một diện tích tương ứng với một pixel). Ngoài ra, việc phân tích, phát hiện vết dầu trên biển từ ảnh SAR còn gặp khó khăn do ảnh hưởng của các điều kiện khí tượng trên biển (gió, dao động của sóng biển, nhiệt độ bề mặt biển, mưa...) cũng như đặc tính hóa lý và thời gian tồn tại của vết dầu trên biển. Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu ứng dụng phương pháp lọc thích nghi và logic mờ (Fuzzy logic) trong nhận dạng và phân loại vết dầu trên ảnh vệ tinh Envisat Asar. Phương pháp này có thể sử dụng hiệu quả trong trường hợp vết dầu phức tạp, khó nhận biết bằng các phương pháp phân loại khác.

Từ khóa: Viễn thám, siêu cao tần, nhiễu hạt tiêu, lọc thích nghi, logic mờ, phân loại, vết dầu, ảnh Envisat Asar.

1. Mở đầu

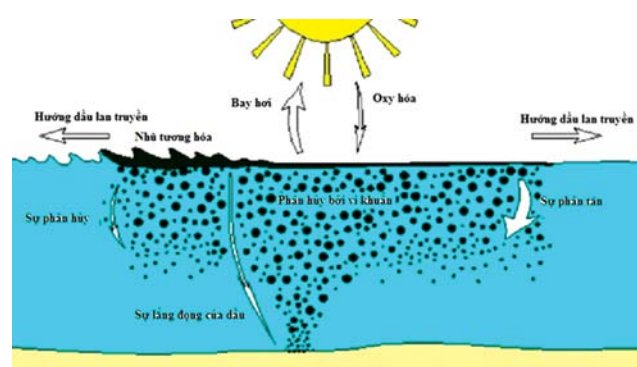
Khác với nguyên lý thu nhận ảnh quang học sử dụng phương pháp quét (quét dọc hoặc vuông góc với tuyến chụp), nguyên lý thu nhận tín hiệu của vệ tinh siêu cao tần là chụp ảnh cạnh sườn, trong đó chùm tia radar sẽ phát theo hướng xiên so với đối tượng. Do vậy, trên ảnh radar thường xuất hiện các biến dạng hình học do phối cảnh (foreshortening), chồng phủ (layover) và do bóng tín hiệu radar (radar shadow). Ngoài những biến dạng hình học, ảnh radar nói chung và ảnh Envisat Asar nói riêng còn xuất hiện hiện tượng nhiễu tín hiệu (còn được gọi là nhiễu hạt tiêu - speckle noise), ảnh hưởng nhiều đến chất lượng ảnh và gây khó khăn trong quá trình xử lý, giải đoán ảnh radar [1 - 4].

Để xử lý nhiễu hạt tiêu trên ảnh radar có thể sử dụng phương pháp xử lý nhiễu look, các thuật toán lọc nhiễu ảnh. Trong bài toán phát hiện và phân loại vết dầu trên biển cần xác định được các hình dạng vết dầu dạng mảng và đảm bảo giữ nguyên đường biên của vết dầu trong quá trình xử lý. Một số phương pháp lọc nhiễu thông thường có thể làm mịn ảnh, giảm nhiễu hạt tiêu nhưng lại làm mất những vết dầu nhỏ, hẹp, làm mờ và biến dạng đường biên của vết dầu. Vì vậy, cần thiết phải nghiên cứu, lựa chọn phương pháp hiệu quả để lọc nhiễu trên ảnh radar [4, 5], trong đó có phương pháp lọc thích nghi.

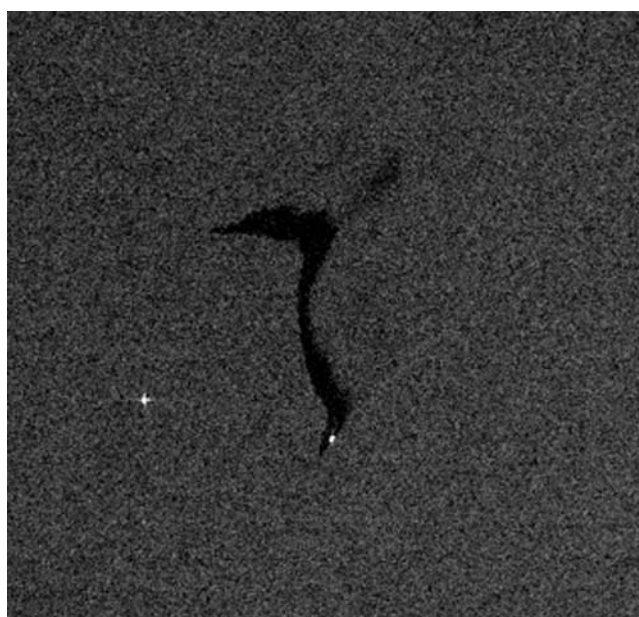
Ngoài ảnh hưởng của nhiễu hạt tiêu và đặc điểm thu nhận của ảnh SAR, việc phân tích, phát hiện vết dầu trên biển từ tư liệu ảnh SAR thường gặp khó khăn do ảnh hưởng của các điều kiện khí tượng trên biển cũng như đặc tính hóa học, vật lý của vết dầu và thời gian tồn tại của vết dầu trên biển (Hình 1).

Do tính chất nhẹ hơn nước nên dầu thường bay hơi vào không khí. Tỷ lệ bay hơi phụ thuộc vào loại dầu, độ dày của lớp dầu, tốc độ gió và nhiệt độ trên mặt biển. Còn quá trình nhũ tương hóa chịu sự tác động chính của sóng biển và loại dầu. Sự dao động của sóng biển là hàm của tốc độ gió trên bề mặt biển. Quá trình phân tán của dầu do tác động của sóng biển sẽ phá vỡ liên kết của dầu và sẽ làm các giọt dầu nhỏ chìm xuống sâu hơn [1 - 5]. Hình 2a là một vết dầu mới được phát hiện trên ảnh RADARSAT, hình ảnh vết dầu khá rõ nét và bên cạnh vết dầu có vết sáng là vị trí của tàu xả dầu trái phép đang chuyển động. Hình 2b là hình ảnh vết dầu cũ với đường biên không rõ nét được phát hiện trên ảnh Envisat sau khi đã trôi dạt vào gần bờ...

Trong trường hợp vết dầu đã tồn tại lâu trên biển, đường biên vết dầu không phân biệt được rõ nét, việc sử dụng các phương pháp phân loại thống kê (maximum likelihood, parallelepiped, minimum distance) thường không mang lại kết quả đảm bảo. Để giải quyết vấn đề



Hình 1. Tác động của môi trường đến vết dầu trên biển



(a)



(b)

Hình 2. Hình ảnh vết dầu mới (a) và cũ (b) trên ảnh SAR

trên, nhóm tác giả đã đề xuất sử dụng phương pháp lọc thích nghi và phân loại bằng logic mờ (Fuzzy logic) để phát hiện và phân loại vết dầu.

2. Cơ sở lý thuyết

2.1. Phương pháp lọc thích nghi trong loại bỏ nhiễu hạt tiêu trên ảnh Envisat Asar

2.1.1. Ảnh hưởng của nhiễu hạt tiêu đến quá trình phát hiện vết dầu trên ảnh radar

Tổng cường độ và pha tương ứng trên một pixel ảnh siêu cao tần được mô tả bởi công thức:

$$Ge^{j\Phi} = \sum_{k=1}^N G_k e^{j\Phi_k}$$

Trong đó:

G: Cường độ tán xạ phản hồi;

Φ : Pha tán xạ phản hồi;

N: Tổng số lượng tán xạ trên 1 pixel.

Công thức trên thể hiện tín hiệu thu nhận được tại vệ tinh sẽ bị tác động bởi sự khác biệt về pha của các nguồn tín hiệu tán xạ phản hồi. Sự giao thoa của nhiễu tín hiệu tán xạ phản hồi từ một diện tích tương ứng với một pixel trên ảnh đã tạo nên hiện tượng nhiễu trên ảnh radar. Kết quả sẽ xảy ra hiện tượng sáng và tối trên ảnh ngay cả khi bộ cảm quan sát một khu vực đồng nhất. Hiện tượng nhiễu hạt tiêu sẽ ảnh hưởng rất lớn đến chất lượng ảnh và gây khó khăn trong quá trình giải đoán ảnh, đặc biệt là trong bài toán nhận dạng và phân loại vết dầu [1 - 5].

2.1.2. Phương pháp lọc thích nghi

Các phép lọc phi tuyến tính chỉ đạt hiệu quả tối ưu với từng loại nhiễu và có thể với từng loại tín hiệu ảnh cụ thể. Trong khi đó, ảnh số thường được mô phỏng như một quá trình ngẫu nhiên không dừng, có các giá trị trung bình, độ lệch chuẩn... thay đổi từng vùng trên ảnh. Bên cạnh đó, độ lệch chuẩn của nhiễu cũng như hàm số mật độ xác suất của nhiễu cũng thay đổi từ ứng dụng này sang ứng dụng khác. Vì vậy, các phép lọc không thích nghi thường tỏ ra kém hiệu quả trong các trường hợp tổng quát trong thực tế.

Phép lọc thích nghi (Adaptive filter) có khả năng xác định gần đúng giá trị trung bình và độ lệch chuẩn của tín hiệu ảnh, độ lệch chuẩn của nhiễu trên một cửa sổ và từ đó suy ra giá trị xấp xỉ gần đúng của ảnh không nhiễu. Quá trình này có thể mô tả như sau: Giả sử ta có ảnh bị nhiễu $g(x, y)$ được tạo bởi ảnh không nhiễu $f(x, y)$ và nhiễu cộng $n(x, y)$:

$$g(x, y) = f(x, y) + n(x, y)$$

Khi đó, xấp xỉ gần đúng của $f(x, y)$ với sai số trung bình bình phương tối thiểu được cho bởi:

$$\hat{f}(x, y) = \left(1 - \frac{\sigma_n^2}{\sigma_g^2}\right) g(x, y) + \frac{\sigma_n^2}{\sigma_g^2} \hat{m}_g$$

Trong đó $\sigma_n, \sigma_g, \hat{m}_g$ là xấp xỉ gần đúng độ lệch chuẩn của nhiễu, độ lệch chuẩn của tín hiệu ảnh và giá trị trung bình tín hiệu ảnh. Trong trường hợp ảnh tương đối đồng nhất nhất $\sigma_n = \sigma_g$ khi đó $\hat{f}(x, y) \approx \hat{m}_g$. Trường hợp $\sigma_n \ll \sigma_g$ thì $\hat{f}(x, y) \approx g(x, y)$.

Như vậy, phép lọc thích nghi làm mờ các vùng ảnh đồng nhất để lọc nhiễu và giữ lại các cạnh, đường biên của đối tượng trên ảnh.

2.1.3. Phép lọc Lee

Phép lọc Lee được sử dụng để làm mịn ảnh bị nhiễu mà cường độ liên quan đến cảnh ảnh và đồng thời có thành phần cộng vào hay nhân lên. Bộ lọc Lee là một bộ lọc dựa trên độ lệch chuẩn (sigma), lọc dữ liệu trên cơ sở tính toán thống kê trong từng cửa sổ ảnh. Không giống như bộ lọc làm mịn ảnh tần số thấp điển hình, bộ lọc Lee và các bộ lọc sigma tương tự khác mang đến cho ảnh sự sắc nét và chi tiết cùng với việc loại trừ nhiễu. Các pixel được lọc sẽ được thay thế bằng kết quả tính toán sử dụng các pixel xung quanh [4].

$$DN_{out} = Mean + k(DN_{in}) - Mean \quad (1)$$

Trong đó

DN_{out} : Giá trị pixel sau khi lọc nhiễu;

DN_{in} : Giá trị pixel trước khi lọc nhiễu;

Mean: Giá trị cường độ trung bình trong một cửa sổ lọc.

Hệ số k được xác định theo công thức sau:

$$Var(x) = \frac{\text{Variance within window} + (\text{Mean within window})^2}{\sigma^2 + 1} - (\text{Mean within window})^2$$

Các kích thước khác nhau của phép lọc Lee sẽ có ảnh hưởng đến chất lượng của ảnh được xử lý. Nếu kích thước quá nhỏ thì thuật toán lọc nhiễu không có tác dụng. Ngược lại, kích thước quá lớn, các chi tiết nhỏ trên ảnh sẽ bị mất sau khi lọc. Kích thước bộ lọc khoảng 7pixel x 7pixel sẽ cho kết quả tốt nhất.

2.1.4. Phép lọc Frost

Bộ lọc Frost được sử dụng để làm giảm các vết đốm trên ảnh trong khi vẫn giữ nguyên giá trị mép ảnh. Bộ lọc này làm giảm theo cấp lũy thừa và đối xứng vòng tròn. Pixel được lọc sẽ được thay thế bằng giá trị tính toán dựa trên khoảng cách từ bộ lọc trung tâm, nhân tố damping và biến đổi cục bộ [1 - 5].

$$DN = \sum_{n \times n} k \cdot \alpha \cdot e^{-\alpha(r)} \quad (2)$$

$$\alpha = \frac{4}{n \cdot \sigma^2} \cdot \frac{\sigma^2}{\bar{I}^2}$$

Trong đó:

k: Hằng số chuẩn hóa (normalization constant);

$\bar{I}$: Trung bình cục bộ (local mean);

σ : Phương sai cục bộ (local variance);

$\bar{\sigma}$: Hệ số;

n: Kích thước cửa sổ lọc.

2.1.5. Phép lọc Gamma

Bộ lọc Gamma được sử dụng để làm giảm các vết đốm trên ảnh trong khi vẫn giữ nguyên giá trị mép ảnh. Bộ lọc Gamma tương tự như bộ lọc Kuan nhưng coi như dữ liệu theo phân bố gamma. Pixel được lọc sẽ được thay thế bằng giá trị tính toán dựa trên giá trị thống kê cục bộ [1 - 4].

$$\bar{I}^3 - \bar{I} \cdot \bar{I}^2 + \sigma(\bar{I} - DN) = 0 \quad (3)$$

Trong đó:

$\bar{I}$: Giá trị tìm kiếm (sought value);

$\bar{I}$: Giá trị cục bộ (local value);

DN: Giá trị số của ảnh đầu vào;

σ : Phương sai.

2.2. Phân cụm sử dụng logic mờ

Ảnh Envisat Asar sau khi được khử nhiễu hạt tiêu bằng phương pháp lọc thích nghi sẽ được phân loại sử dụng logic mờ nhằm phát hiện vết dầu tràn. Logic mờ (Fuzzy logic) được L.Zadeh công bố năm 1965, đến nay đã được ứng dụng rộng rãi trong các lĩnh vực khoa học kỹ thuật. Tuy nhiên, việc sử dụng logic mờ trong phân loại đối tượng trên ảnh vệ tinh vẫn còn hạn chế. Nếu trong phân cụm rõ một điểm dữ liệu chỉ có thể thuộc hoặc không thuộc một nhóm nào đó, thì trong phân cụm mờ cho phép mỗi điểm dữ liệu có thể thuộc về hai hoặc nhiều cụm tùy theo mức độ tương tự của điểm dữ liệu với nhóm đang xét. Mức độ tương tự này được đo bởi một giá trị được gọi là độ thuộc nằm giữa 0 và 1, sao cho tổng độ thuộc của một điểm dữ liệu đến tất cả các nhóm là bằng 1 [6,7].

Cho X là không gian của các đối tượng x, x là một đối tượng (phần tử) thuộc X. Một tập cổ điển A, $A \in X$, là tập gồm các phần tử $A \in X$, như vậy với mỗi $x \in X$ có thể thuộc tập A hoặc không thuộc tập A. Với cách định nghĩa trên, có thể miêu tả tập cổ điển A thông qua hàm đặc tính:

$$A = \{(x, \mu_A(x)) | x \in X\}$$

Trong đó:

$\mu_A(x)$ là hàm đặc tính được xác định:

$$\mu_A(x) = \begin{cases} 0, & x \notin A \\ 1, & x \in A \end{cases} \quad \text{với mọi } x \in X$$

Nếu X là một tập hợp các đối tượng x , x biểu diễn chung cho đối tượng, khi đó một tập mờ $A \subseteq X$ được định nghĩa như một tập của các cặp phần tử có bậc: $A = \{(x, \mu_A(x)) | x \in X\}$.

Ở đây $\mu_A(x)$ được gọi là hàm thuộc (MF) cho tập mờ A . MF ánh xạ mỗi phần tử $x \in X$ tới độ thuộc giữa 0 và 1 của MF.

Với định nghĩa trên, không giống như tập cổ điển, tập mờ có hàm đặc tính (theo nghĩa của tập cổ điển) cho phép có giá trị dao động từ 0 và 1. Như vậy, định nghĩa của tập mờ là một mở rộng đơn giản của định nghĩa tập cổ điển, trong đó hàm thuộc có độ thuộc giữa 0 và 1. Nếu giá trị của hàm thuộc $\mu_A(x)$ được đưa về chỉ có 0 và 1, khi đó A chính là tập cổ điển và $\mu_A(x)$ là một hàm đặc tính của A .

Coi tập dữ liệu cần xử lý là X , số đối tượng là n được mô hình hóa thành các vector 3 chiều. Bài toán cần phân tách tập n vector đối tượng dữ liệu $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\} \in \mathbb{R}^3$ thành c các nhóm mờ dựa trên tính toán tối thiểu hóa hàm mục tiêu để đo chất lượng của phân hoạch và tìm trọng tâm cụm trong mỗi nhóm, sao cho chi phí hàm đo độ phi tương tự là nhỏ nhất. Một phân hoạch mờ vector điểm dữ liệu $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\} \in \mathbb{R}^3$ là đặc trưng đầu vào được biểu diễn bởi ma trận $U = [u_{ik}]$ sao cho điểm dữ liệu đã cho chỉ có thể thuộc về một số nhóm với bậc được xác định bởi mức độ thuộc giữa $[0, 1]$.

Như vậy, ma trận U được sử dụng để mô tả cấu trúc cụm của X bằng cách giải thích u_{ik} như bậc thành viên x_k với cụm i . Cho $u = (u_1, u_2, \dots, u_c)$ là phân hoạch mờ C

$$U_{cn} = \begin{pmatrix} u_{11} & \dots & u_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ u_{c1} & \dots & u_{cn} \end{pmatrix}$$

Dunn năm 1973 đã định nghĩa hàm mục tiêu mờ như sau:

$$J_m(U, v) = \sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^c u_{ik} (d_{ik})^2$$

Bezdek (1981) khái quát hóa hàm mục tiêu mờ bằng cách đưa ra trọng số mũ $m > 1$, là số thực nào đó bất kỳ như sau [6]:

$$J_m(U, v) = \sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^c (u_{ik})^m (d_{ik})^2, \quad 1 \leq m \leq \infty \quad (4)$$

Trong đó:

$d_{ik} = \|x_k - v_i\|$: Khoảng cách theo thước đo Euclide giữa mẫu dữ liệu x_k với trọng tâm cụm thứ i ;

$u_{ik} \in [0, 1]$: Bậc hay độ thuộc của dữ liệu mẫu x_k với cụm thứ i ;

$V = [v_{ji}] = [v_1, \dots, v_c]$: Ma trận biểu diễn các giá trị tâm của cụm.

Họ các tập mờ $\{(u_{A_i}, A_i), i = 1, 2, \dots, c\} = \{A_i, i = 1, 2, \dots, c\}$ trong không gian $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ được gọi là phân hoạch mờ của X nếu bậc của dữ liệu mẫu thỏa mãn điều kiện:

$$\begin{cases} 0 \leq u_{ik} \leq 1, & 1 \leq i \leq c, 1 \leq k \leq n \\ 0 < \sum_{k=1}^n u_{ik} < n, & 1 \leq i \leq c \\ \sum_{i=1}^c u_{ik} = 1, & 1 \leq k \leq n \end{cases} \quad (5)$$

Dễ nhận thấy: $A \cap A \neq \emptyset$ tức là $\min(u_{ik}, u_{jk}) > 0$

Như vậy mỗi phân hoạch mờ cũng có biểu diễn bằng một ma trận c hàng và n cột để biểu diễn phân hoạch n đối tượng thành c cụm dữ liệu trong không gian $\mathbb{R}^{cn}$ được viết gọn như sau:

$$M_{cn} = \left\{ U \in \mathbb{R}^{cn} \mid \forall i, k: u_{ik} \in [0, 1]; \sum_{i=1}^c u_{ik} = 1; 0 < \sum_{k=1}^n u_{ik} < n \right\} \quad (6)$$

$\mathbb{R}^{cn}$ là không gian của tất cả các ma trận thực cấp $c \times n$.

Tập M_{cn} có thể là tập vô hạn, tức là không thể xây dựng được công thức tính số phương án phân hoạch $\eta_{M_{cn}} (\eta_{M_{cn}} = \infty)$.

Thông thường bài toán phân cụm mờ được gọi là bài toán tìm các độ thuộc u_{ij} nhằm tối thiểu hóa hàm mục tiêu (4). Nếu m và c là các tham số cố định và I_k là một tập được định nghĩa như sau:

$$\forall I_k = \{i \mid 1 \leq i \leq c, d_{ik} = 0\} \quad (7)$$

Thì hàm mục tiêu (1) đạt min khi và chỉ khi:

$$u_{ik} = \begin{cases} \frac{1}{\sum_{j=1}^c \left(\frac{d_{jk}}{d_{ik}} \right)^{\frac{2}{m-1}}}, I_k = \emptyset \\ 0, i \notin I_k \\ \sum_{i \in I_k} u_{ik} = 1, i \in I_k, I_k \neq \emptyset \end{cases}, 1 \leq i \leq c, 1 \leq k \leq n \quad (8)$$

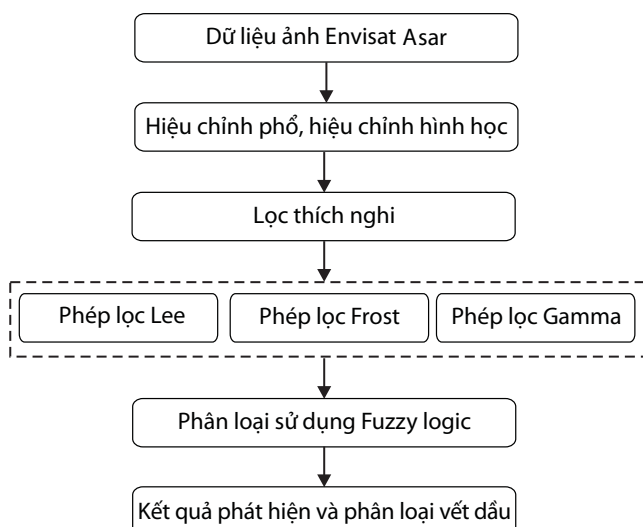
$$v_i = \frac{\sum_{k=1}^n (u_{ik})^m x_k}{\sum_{k=1}^n (u_{ik})^m}, 1 \leq i \leq c \quad (9)$$

Điều này đã được Bezdek [6] chứng minh là đúng nếu $m \geq 1, d_{ik}^2 > 0, 1 \leq i \leq c$.

Một phân hoạch tối ưu, nghĩa là hàm mục tiêu (4) đạt giá trị tối thiểu, mà chủ yếu dựa trên đó độ tương tự giữa x_k và trọng tâm cụm v_i điều này tương đương với

hai điều kiện (8) và (9) phải thỏa mãn các ràng buộc. Sau mỗi vòng lặp, thuật toán tính toán và cập nhật các phần tử u trong ma trận phân hoạch U . Phép lặp sẽ dừng khi $\max\{\|u_{ij}^{(k+1)} - u_{ij}^{(k)}\|\} \leq \varepsilon$ trong đó ε là chuẩn kết thúc nằm trong khoảng $[0,1]$ trong khi k là các bước lặp.

Quy trình phương pháp phát hiện và phân loại vết dầu trên biển từ dữ liệu ảnh Envisat Asar sử dụng phép lọc thích nghi và Fuzzy logic được thể hiện trên Hình 3.



Hình 3. Sơ đồ phương pháp phát hiện và phân loại vết dầu trên ảnh Envisat Asar sử dụng lọc thích nghi và Fuzzy logic

3. Kết quả nghiên cứu

Để thực nghiệm kết quả ứng dụng phương pháp lọc thích nghi và logic mờ trong phát hiện và phân loại vết dầu, nhóm tác giả sử dụng dữ liệu ảnh Envisat Asar với độ phân giải không gian 150m chụp khu vực vịnh Mexico ngày 26/4/2010 (Hình 4a) và 2/5/2010 (Hình 5a). Đây là khu vực xảy ra sự cố tràn dầu nghiêm trọng do nổ giàn khoan Deepwater Horizon của BP ngày 20/4/2010. Có thể thấy rằng, vết dầu trên Hình 5a đã tồn tại lâu trên biển, do đó sự tương phản với vùng biển xung quanh cũng như đường biên của vết dầu không rõ nét, có chỗ bị lẫn với vết nhiễu, trong khi đối với vết dầu trên Hình 4a, sự tương phản tuy có rõ nét hơn nhưng một phần vết dầu đã bị phân hủy.

Để phát hiện và phân loại vết dầu, nhóm tác giả sử dụng ngôn ngữ lập trình Visual Studio C++ để xây dựng chương trình tính toán. Kết quả lọc nhiễu đối với dữ liệu ảnh Envisat Asar ngày 26/4/2010 và 2/5/2010 sử dụng các phép lọc thích nghi Lee, Frost, Gamma với cửa sổ lọc 7pixel x 7pixel được thể hiện trên các Hình 4 (b, c, d) và 5 (b, c, d) tương ứng. Phân tích kết quả lọc nhiễu ảnh Envisat Asar cho thấy, so với ảnh gốc, vết dầu trên ảnh sau khi lọc nhiễu bằng các phép lọc thích nghi (Lee, Frost, Gamma) đã được làm mịn mà vẫn không làm thay đổi hình dạng, đường biên.



(a)



(b)

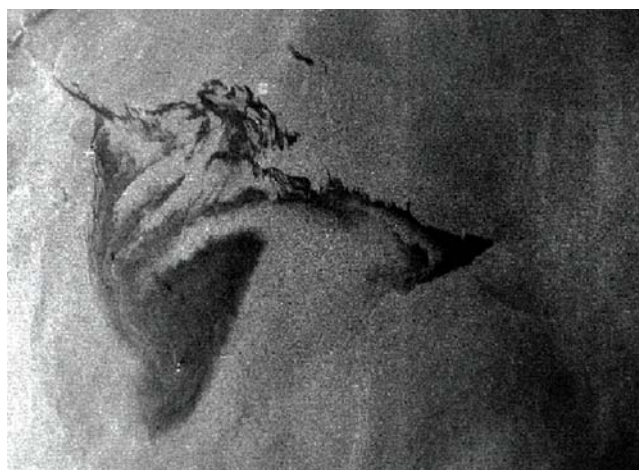


(c)

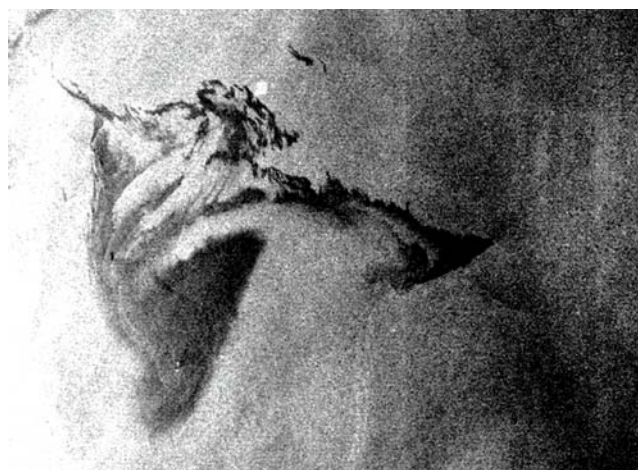


(d)

Hình 4. Ảnh Envisat Asar chụp ngày 26/4/2010 (a) và kết quả lọc nhiễu thích nghi bằng thuật toán Lee (b), Frost (c), Gamma (d) cửa sổ lọc 7pixel x 7pixel



(a)



(b)

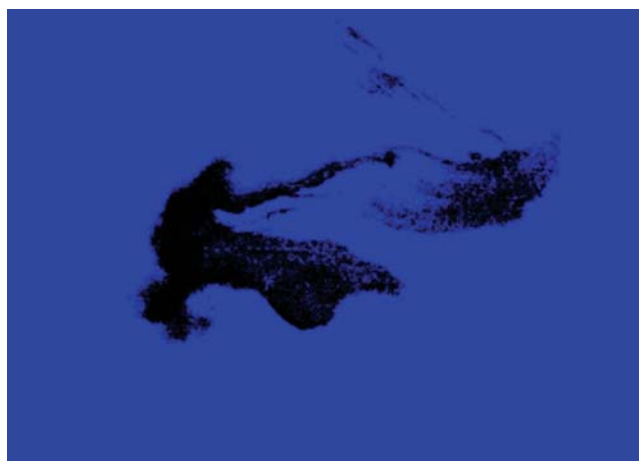


(c)

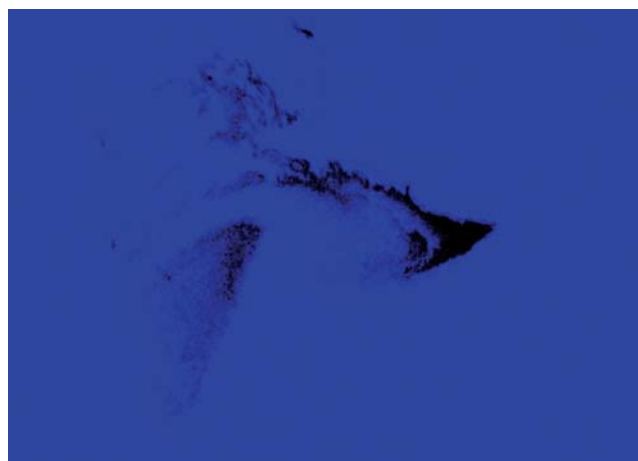


(d)

Hình 5. Ảnh ENVISAT ASAR chụp ngày 02/5/2010 (a) và kết quả lọc nhiễu thích nghi bằng thuật toán Lee (b), Frost (c), Gamma (d) của sổ lọc 7pixel x 7pixel



(a)



(b)

Hình 6. Kết quả phân loại vết dầu trên ảnh Envisat Asar chụp ngày 26/4/2010 (a) và 2/5/2010 (b)

Sau khi lọc nhiễu bằng phương pháp lọc thích nghi, vết dầu sẽ được phân loại bằng Fuzzy logic. Kết quả phân loại vết dầu trên ảnh Envisat Asar ngày 26/4/2010 và 02/5/2010 được mô tả trên Hình 6a và b, trong đó hình ảnh vết dầu được thể hiện màu đen, vùng biển xung

quanh màu xanh. Phân tích kết quả nhận được cho thấy, các vết dầu đã tồn tại lâu trên biển và bị lẫn với vết nhiễu (Hình 5a), các vết dầu có đường biên phức tạp (4a) đã được nhận dạng và phân loại với độ chính xác cao.

4. Kết luận

Dữ liệu viễn thám siêu cao tần với ưu điểm nổi bật so với các phương pháp nghiên cứu truyền thống cũng như so với dữ liệu ảnh viễn thám quang học, đã được sử dụng hiệu quả và là nguồn tư liệu chính trong nghiên cứu phát hiện, nhận dạng và đánh giá ô nhiễm môi trường do tràn dầu.

Do đặc điểm thu nhận, trên dữ liệu ảnh Envisat Asar thường xuất hiện nhiều hạt tiêu, ảnh hưởng rất lớn đến chất lượng cũng như quá trình xử lý ảnh. Việc loại bỏ ảnh hưởng của nhiễu hạt tiêu là một bài toán rất quan trọng trong xử lý ảnh radar. So với các phương pháp lọc nhiễu khác, phương pháp lọc thích nghi cho phép loại bỏ hiệu quả ảnh hưởng của nhiễu hạt tiêu mà không làm biến dạng đường biên cũng như mất đi những vết dầu nhỏ.

Fuzzy logic được sử dụng hiệu quả để phân loại các đối tượng trên ảnh với độ chính xác cao. Phương pháp phân loại vết dầu bằng lọc thích nghi và Fuzzy logic có thể được áp dụng trong nghiên cứu, giám sát diễn biến ô nhiễm do tràn dầu trên biển, cho phép phát hiện nhanh và khoanh vùng vết dầu, làm cơ sở cho việc xử lý và giảm thiểu thiệt hại do sự cố tràn dầu gây ra.

Tài liệu tham khảo

1. A.Akkartal, F.Sunar. *The usage of radar images in oil spill detection*. The International Archives of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Science. 2008; 37(B8): p. 271 - 276.

2. Topouzelis Konstantinos, Karathanassi Vassilia, Pavlakis Petros, Rokos Demetrius. *A new object - oriented methodology to detect oil spills using Envisat images*. Proceedings of Envisat Symposium 2007, Montreux, Switzerland. 23 - 27 April, 2007.

3. Radhika Viswanathan, Padmavathi Ganapathi. *Feature extraction and classification of oil spills in SAR imagery*. International Journal of Computer Science Issues. 2011; 8(5): p. 244 - 248.

4. Xin Wang, Linlin Ge, Xiaojing Li. *Evaluation of filters for Envisat Asar speckle suppression in Pasture area*. ISPRS Annals of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences. 2012; 1(7): p. 341 - 346. 22th ISPRS Congress, 25 August - 1 September 2012, Melbourne, Australia.

5. Lê Minh Hằng. *Nghiên cứu đề xuất phương pháp nhận dạng và phân loại vết dầu trên biển từ tư liệu viễn thám siêu cao tần*. Luận án Tiến sĩ Đại học Mở - Địa chất Hà Nội. 2013.

6. James C.Bezdek. *Pattern recognition with fuzzy objective function algorithms*. Kluwer Academic Publishers Norwell, USA. 1981.

7. Rauf Kh.Sadykhov, Valentin V.Ganchenko, Leonid P.Podenok. *Fuzzy clustering methods in multispectral satellite image segmentation*. International Journal of Computing. 2009; 8(1): p. 87 - 94.

Detection and classification of oil spills in Envisat Asar imagery using adaptive filter and Fuzzy logic

Trinh Le Hung, Mai Dinh Sinh
Military Technical Academy

Summary

Microwave remote sensing technology has been used effectively in the early detection and classification of oil spills on the sea. However, due to the inherent nature of radar backscatter the imagery produced by SAR systems is usually degraded by speckle noise (which is caused by random constructive and destructive interference from the multiple scattering returns that will occur within each pixel). Moreover, the detection and analysis of oil spills using SAR imagery are also influenced by meteorological conditions on the sea surface such as wind, fluctuations of sea waves, sea surface temperature, and rains, as well as the physico-chemical characteristics and duration of an oil spill. This article presents the results of study on application of adaptive filter and Fuzzy logic to detect and classify oil spills on the sea in Envisat Asar imagery. This method can be used effectively in the case of complex oil spills which are difficult to identify by other methods.

Keywords: Remote sensing, microwave, speckle noise, adaptive filter, Fuzzy logic, classification, oil spill, Envisat Asar image.

ĐẶC ĐIỂM HỆ THỐNG DẦU KHÍ BỂ X RÌA TÂY - TÂY NAM MYANMAR

ThS. Phùng Khắc Hoàn¹, KS. Trần Văn Hà¹, PGS.TS. Lê Hải An²

¹Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

²Đại học Mở - Địa chất Hà Nội

Tóm tắt

Myanmar là đất nước thuộc khu vực Đông Nam Á có hoạt động tìm kiếm thăm dò từ thế kỷ XII và khai thác công nghiệp từ thế kỷ XIX. Myanmar có 17 bể trầm tích phân bố dọc từ Bắc đến Nam bao gồm cả ngoài khơi và đất liền với tiềm năng dầu khí đáng kể và là môi trường đầu tư trọng điểm của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam). Bài báo trình bày tóm tắt một số kết quả và nhận định về hệ thống dầu khí bể X, một trong những bể tiềm năng của Myanmar để phục vụ cho công tác định hướng thăm dò khai thác dầu khí của Petrovietnam.

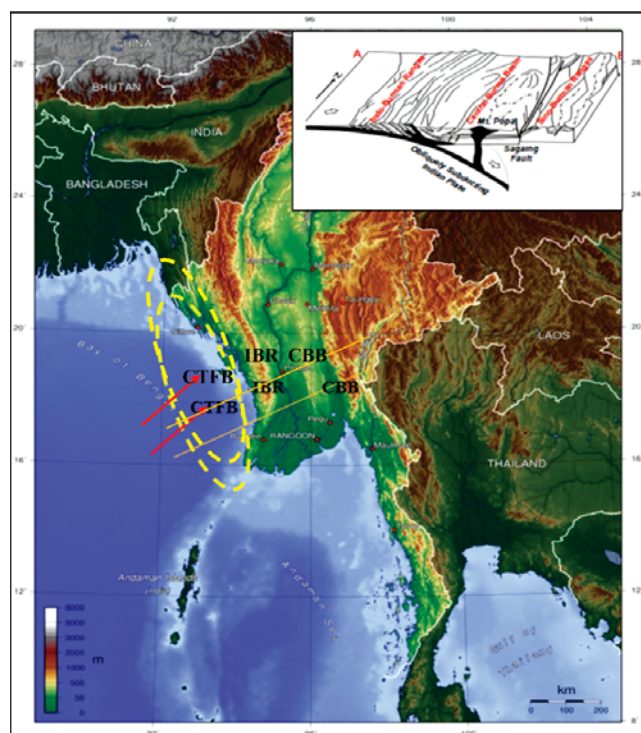
Từ khóa: Hệ thống dầu khí, bể X.

1. Mở đầu

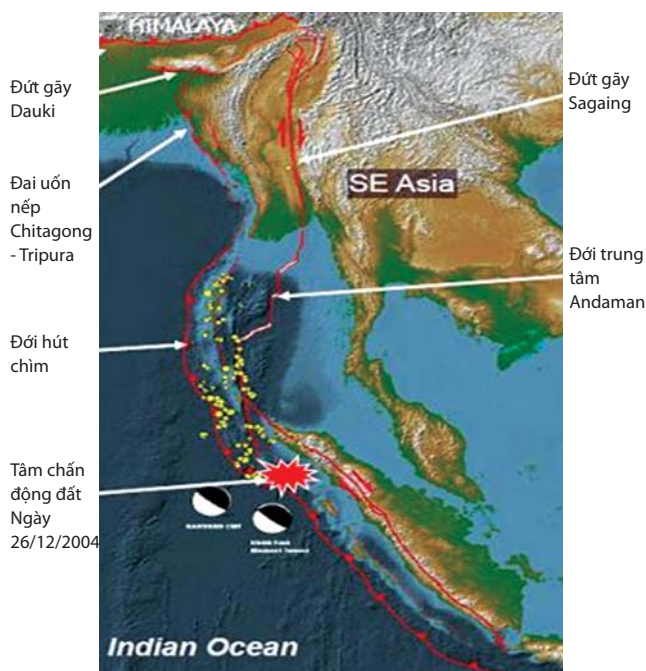
Bể X nằm ở phía Tây dãy Indo-Burma Ranges còn gọi là Arakan Yoma thuộc bờ biển và vùng biển sâu Tây Myanmar giáp vịnh Bengal (Hình 1). Bể có chiều dài khoảng 850km và rộng 200km, phía Đông tiếp giáp với đai ophiolite Indo-Burma và nối tiếp lên phía Bắc với các cấu trúc - đai uốn nếp Chittagong ở Bangladesh, đai uốn nếp Tripura-Cachar và dãy flysch Disang ở Ấn Độ. Đai này tiếp tục kéo dài xuống phía Nam và nối với hệ các bể trước cung đảo Andaman - Nicobar - Sunda - Java. Bể X chiếm vị trí phần Đông của biển thẳm vịnh Bengal và phần nềm bồi kết trẻ được tạo do sự hút chìm xiên (oblique subduction) của mảng đại dương Ấn Độ bên

dưới mảng Burma với đại hoạt động các tâm chấn hiện đại và núi lửa bùn (Hình 2).

Bể X nằm ở khu vực có chế độ hút chìm tích cực và có lịch sử phát triển phức hệ địa chất phức tạp được ghi nhận từ thời kỳ Creta muộn khi xảy ra sự tách vỡ siêu lục Gondwana. Bể được lấp đầy bởi trầm tích tiền vồng (foredeep), trẻ tuổi Đệ tam, dày, phủ bất chỉnh hợp trên trầm tích biển sâu Creta muộn (Hình 3). Địa tầng Đệ tam ở



Hình 1. Vị trí khu vực nghiên cứu (bể X) trên bản đồ vệ tinh



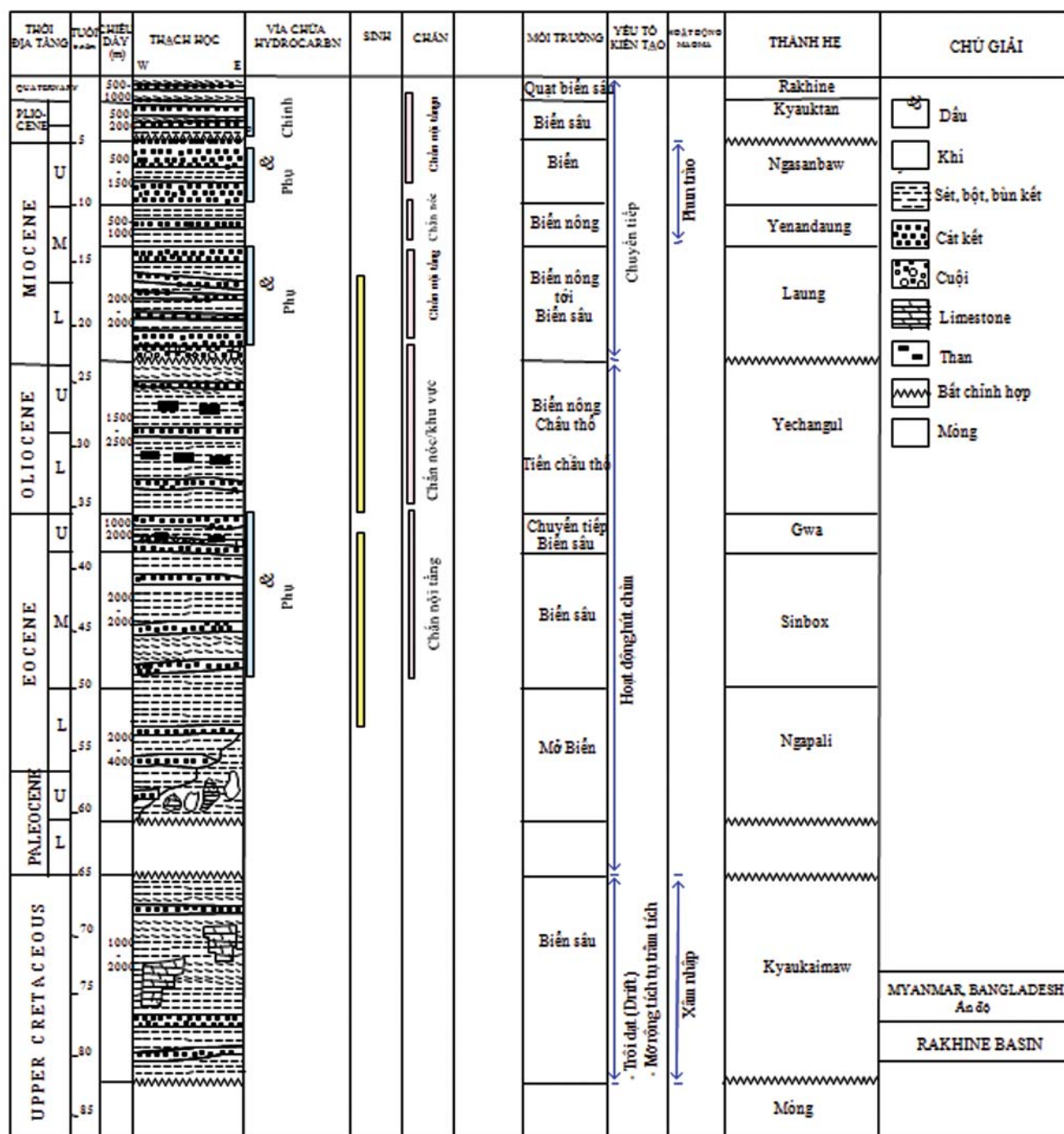
Hình 2. Cấu trúc Myanmar trong khung kiến tạo Nam Á

Ghi chú:

— Mặt cắt cấu trúc sâu giả định cắt qua các đơn vị cấu trúc Myanmar IBR (Indo-Burma Range): Phức hợp nềm bồi kết cổ gắn liền với sự hút chìm tiến về phía Đông của vi mảng đại dương Bengal bên dưới khối Tây Burma

CBB (Central Burma basin belts): Dãy bể trầm tích Trung tâm Burma, được xem là hệ các bể trước và sau cung liên quan đến đới hút chìm Indo-Myanmar

CTFB: Chittagong Tripura Fold Belt



Hình 3. Cột địa tầng tổng hợp bể X

phần ven bờ gồm các đá hình thành trong môi trường từ biển sâu đến gần bờ, châu thổ trong khi ở ngoài khơi Tây Myanmar tầng địa tầng gồm chủ yếu các đá thuộc trầm tích lục địa và đồng bằng biển thẳm. Toàn bộ trầm tích với chiều dày trên 20.000m ở nềm bồi kết bị uốn nếp dạng vảy lộ dọc sườn Đông của bể ven bờ biển Tây Myanmar.

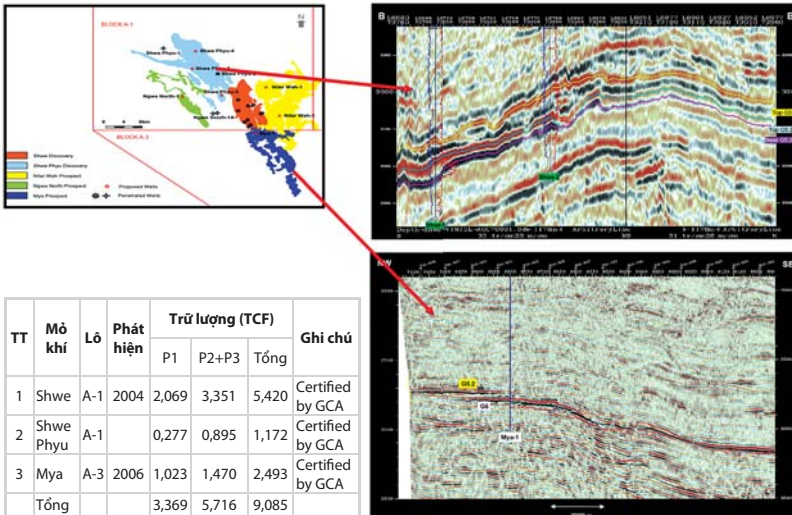
Hệ thống dầu khí trong bể đã được chứng minh và hầu hết các mỏ khí lớn được phát hiện đều trong bể địa tầng và hỗn hợp cấu trúc - địa tầng. Tuy chưa có giếng khoan nào trong bể khoan sâu đến Eocen sớm nhưng với kết quả phân

tích mẫu ven bờ và của các giếng khoan khoan đến Miocen sớm và kết quả phát hiện các mỏ khí trên cho phép nhóm tác giả đánh giá, nhận định hệ thống dầu khí (Hình 4).

Hiện có 4 nhà đầu tư đang triển khai hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí tại bể X với 3 mỏ khí Shwe, Shwe Phyu và Mya được phát hiện ở Lô A1 và A3 (Hình 5). Trong đó, mỏ Shwe (Lô A1) được phát hiện năm 2004, khí chứa trong các thân cát kết tuổi Pliocen của hệ thống máng biển sâu, quạt cát đáy bốn, quạt cát bồi tích, chảy rối, khí có nguồn gốc Biogenic. Ngoài ra, còn có phát hiện khí nhỏ

65	55		24	5	2	Tuổi (tr.năm)
TRUNG SINH MESOZOI	TÂN SINH CENOZOI					HỆ THỐNG DẦU KHÍ
Creta	PALEOGEN			NEOGEN		
Trên	Paleocen	Eocen	Oligocen	Miocen	Pliocen	
						Đá sinh
						Đá chứa
						Đá chắn
						Bẫy
						Di dịch và thời gian

Hình 4. Hệ thống dầu khí bể X



Hình 5. Phát hiện khí Shwe, Shwe Phyu và Mya Lô A1-A3



Hình 6. Khai thác dầu thủ công ở đảo Ramree

Bảng 1. Kết quả phân tích mẫu địa hóa ven bờ bể X

Tuổi địa chất	Hệ tầng	TOC (wt.%)	S1	S2	PI	HI	OI	T _{max} (°C)	Ro (%)	Kerogen
Miocen muộn	Lô L	0,38 - 1,34				23 - 194			0,67 - 0,79	
	Hnget Taung	0,55 - 0,78	0,02 - 0,03	0,02	1	4	89 - 156	340 - 430	-	III
Miocen sớm	Ngasaw	0,39 - 0,39	0,01 - 0,24	0,07 - 1,86	0,05 - 0,21	8 - 55	1,0 - 18	430 - 460	0,45	II - III
Eocen	Mawdin	0,64 - 1,74						436	0,61	II - III
Eocen	Mawdin	0,4 - 1,28	0,01 - 0,54	0,01 - 0,83	0,06 - 1	2 - 112	2,0 - 38	440 - 489	0,87 - 1,77	
Eocen	Zigyaing	0,34 - 1,75	0,01 - 0,14	0,23 - 0,25	0,26 - 0,36	14 - 28	1,0 - 60	449	0,96	
Paleocen	Kwingu	0,34 - 1,02	0,01 - 0,08	0,1 - 0,28	0,07 - 0,31	14 - 47	1 - 158	448 - 486	0,86 - 1,54	II-III
Cretaceous	Shwedwindu	0,42 - 0,98	0,04	0,15	0,21	15	1	484	-	
Triassic	Thanbaya	0,23 - 1,84	0,05 - 0,07	-	1	-	28 - 109	-	0,94 - 1,57	

trong Lô A6 do MPRL E&P Pte Ltd. điều hành và biểu hiện khí trong tập cát kết Pliocen ở Lô A7 ngoài khơi bể X.

Trên đảo Ramree và Cheduba, Myanma Oil & Gas Enterprise (MOGE) đã khoan 47 giếng khoan thăm dò (giếng sâu nhất đạt 2.290m), trong đó 12 giếng gặp dầu khí, hiện tại MOGE đang khai thác dầu và khí từ chiều sâu 460 - 600m. Giếng khoan RM 9-3-1 do CNOOC khoan trên đảo Ramree cũng đã phát hiện các vỉa cát kết tuổi Miocen chứa dầu ở độ sâu 225 - 275m và 550 - 557m.

Trên các đảo dọc bờ biển từ Lô A1 ở phía Bắc xuống Lô A7 phía Nam nhiều điểm lộ dầu nằm nông được quan sát và nhiều nơi được dân địa phương khai thác thủ công trên các đảo như Baronga, Ramree, Manaung (Hình 6).

2. Đặc điểm hệ thống dầu khí bể X

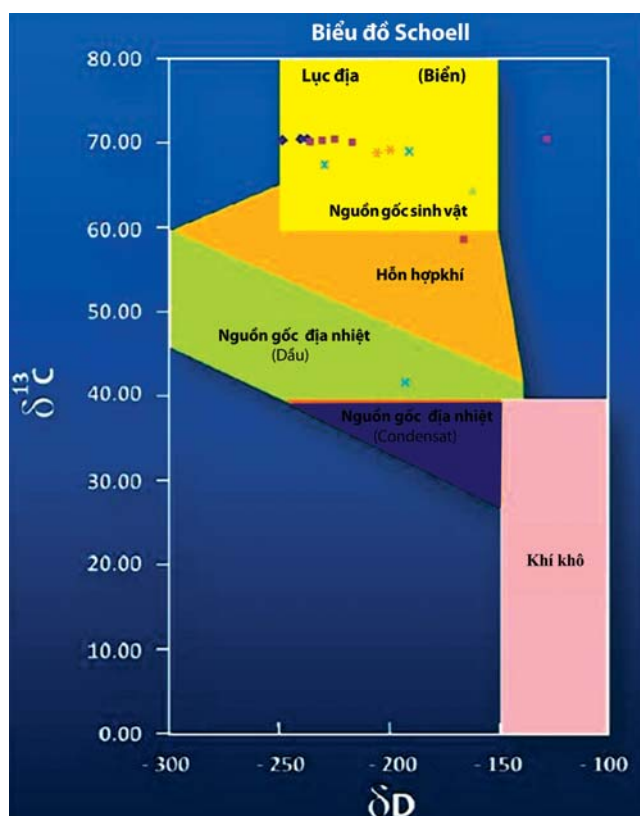
2.1. Đặc điểm đá mẹ

Kết quả nghiên cứu và tìm kiếm thăm dò các lô ven bờ từ A1 đến A7 và khu vực ven bờ, cho thấy bể X tồn tại 2 nguồn gốc đá sinh: Palaeogen (Thermogenic) và Neogen (Biogenic).

Đá sinh Palaeogen (Thermogenic): Theo các tài liệu công bố và kết quả phân tích mẫu địa hóa về đá sinh khu vực cho thấy tiềm năng nhất có thể tìm thấy là đá sinh Eocen và Oligocen. Nếu chúng tồn tại phía dưới nhip trầm tích Neogen, có thể đã nằm vào cửa sổ trưởng thành dầu trong dải song song với bờ biển và phía Tây của dải này bắt đầu sang pha tạo khí.

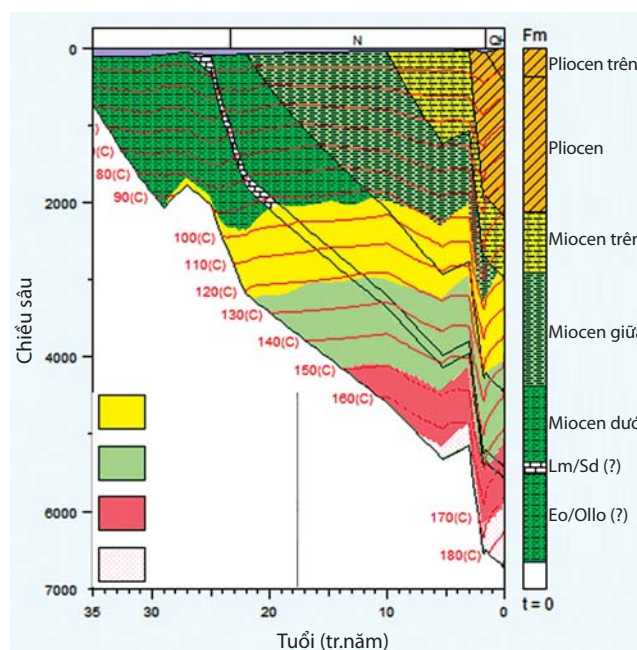
Bảng 2. Kết quả phân tích mẫu địa hóa các giếng khoan trong bể X

Tuổi địa chất		Lô/giếng khoan	Chiều dày (m)	TOC (wt.%)	HI	Ro (%)	Loại Kerogen	Ghi chú
Miocen		A1 - A3		0,45 - 6,7	27 - 196	NA	III	Chưa trưởng thành
Pliocen			1.777	0,33 - 0,85	126 - 188	NA	III	Chưa trưởng thành
Pleistocen				0,53 - 1,7	196 - 366	NA	III	Chưa trưởng thành
Miocen	muộn	PSC-L	1.782	0,25 - 0,65	21 - 166	0,45 - 0,7	NA	Chưa trưởng thành
Miocen	giữa sớm	PSC-M		0,39 - 0,46	60 - 124	0,5 - 0,55	NA	Chưa trưởng thành
				0,37 - 0,53	22 - 117	0,55 - 0,6	NA	Chưa trưởng thành
Miocen	muộn	A3	920	0,59 - 2,03	NA	0,35 - 0,4	NA	Chưa trưởng thành
	giữa		1.162	0,55 - 6,7	NA	0,4 - 0,55	NA	Sét kết, mẫu sườn
Pliocen	muộn			1,96 - 4,7	NA	0,25 - 0,35	NA	Chưa trưởng thành
Miocen	muộn	A2		0,08 - 0,86	NA	NA	NA	Chưa trưởng thành
Pliocen	muộn			0,4 - 0,82	NA	NA	NA	Chưa trưởng thành
Miocen	muộn sớm	A3	1.051	0,51 - 3,22	NA	0,35 - 0,45	NA	Chưa trưởng thành
			1.314	0,48 - 1,88	NA	0,45 - 0,6	NA	Than nâu bên dưới 2.000m
Miocen	muộn	A4	1.088	1,08 - 10	NA	0,3 - 0,45	NA	Chưa trưởng thành
	giữa		352	0,47 - 2,74	NA	0,45 - 0,55	NA	Chưa trưởng thành
Pliocen	muộn			0,09 - 4,7	NA	0,25 - 0,3	NA	Chưa trưởng thành



Hình 7. Các kết quả phân tích địa hóa mẫu trong các giếng khoan Lô A-1 và A-3

Đá sinh sét kết Eocen giữa - muộn có độ giàu vật chất hữu cơ ở mức độ trung bình ($TOC = 0,4 - 1,74\%$), đang trong ngưỡng trưởng thành ($R_o = 0,6 - 1,77\%$ và $T_{max} = 436 - 489^\circ C$); kerogen chủ yếu loại III, rất ít loại II. Các mẫu phân tích tuổi Eocen đều là mẫu lộ thiên, do đó mẫu cũng như vật chất hữu cơ không còn được bảo tồn tốt như trong điều kiện vỉa (Bảng 1 và 2).



Hình 8. Lịch sử chôn vùi và mô hình địa hóa đá mẹ - khu vực phía Tây Nam bể X

Ngoài đá sinh Eocen, Oligocen trong bể có thể tồn tại cả đá sinh Creta.

Đá sinh Neogen (Biogenic): Kết quả nghiên cứu địa hóa các giếng khoan ven bờ Arakan không xác định được rõ đá sinh chính. Một số biểu hiện chứa vật chất hữu cơ trong trầm tích Miocen và Pliocen tại các giếng khoan A3-E1, A3-G1, A2-A3, A4-H1. Kết quả nghiên cứu và phân tích mẫu địa hóa từ các giếng khoan trên và khu vực ven bờ không xác định được rõ ràng tầng đá sinh chính, tập trầm tích tuổi Miocen hầu hết có tổng hàm lượng vật chất hữu cơ (TOC) từ 0,38 - 3,22%, một số mẫu ngoại lệ đạt từ 6,7

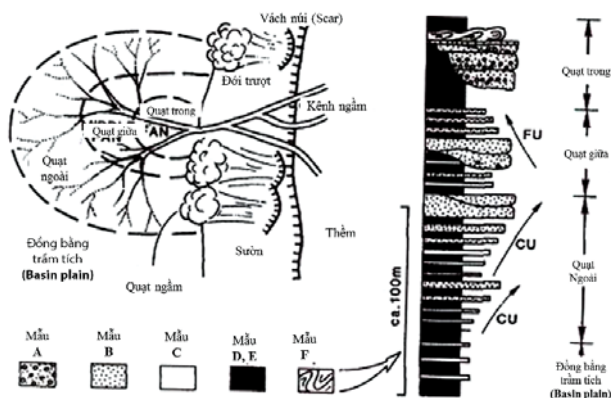


(a)



(b)

Hình 9. Cát kết dạng tấm xen kẹp trong sét đen dày thành hệ Flysh Eocen? - Oligocen (a) và cát kết phân lớp nhịp trong thành hệ dạng Flysh Miocen (b)



Hình 10. Mô hình tầng chứa dạng nón rả quạt ngầm (submarine fans)

- 10%, HI từ 27 - 196 (mgHC/gTOC), kerogen loại III, giá trị SCI (Spore Coloration Index) thấp (3,0 - 5,0) cho thấy vật chất hữu cơ ở mức trưởng thành thấp, chỉ có một số mẫu có tuổi Miocen sớm, giữa có giá trị nằm ở ngưỡng sinh dầu (5 - 7,0). Nhìn chung, giá trị TOC và độ trưởng thành thấp, nên khí phát hiện trong các Lô A1, A3 có thể từ nguồn Biogenic (Bảng 1 và 2).

Tập trầm tích tuổi Pliocen có tổng hàm lượng vật chất hữu cơ TOC từ 0,33 - 0,85%, HI từ 126 - 188 (mgHC/gTOC) và kerogen loại III còn tập trầm tích tuổi Pleistocen có tổng hàm lượng vật chất hữu cơ TOC từ 0,53 - 1,7%, HI từ 191 - 366 (mgHC/gTOC) và kerogen loại III. Các kết quả nghiên cứu này cho thấy các trầm tích tuổi Miocen, Pliocen và Pleistocen có hàm lượng vật chất hữu cơ trung bình và có thể thành tạo các khí Biogenic trong điều kiện chôn vùi nông (Bảng 2).

Các kết quả phân tích địa hóa và nghiên cứu đồng vị phóng xạ các mẫu khí trong các giếng khoan Lô A1

và A3 (Hình 7) chỉ ra rằng các mẫu khí phân tích thuộc các mỏ khí Shwe, Shwe Phyu, Mya hầu hết có nguồn gốc Biogenic.

Kết quả nghiên cứu mô hình địa hóa đá mẹ khu vực phía Tây Nam bể trầm tích X cho thấy đá mẹ tuổi Paleogen đã trưởng thành. Cửa sổ tạo dầu ở khoảng chiều sâu dưới 3.000m vào giai đoạn Miocen muộn và hiện đang trong giai đoạn tạo khí ẩm - khô (Hình 8).

2.2. Đặc điểm đá chứa

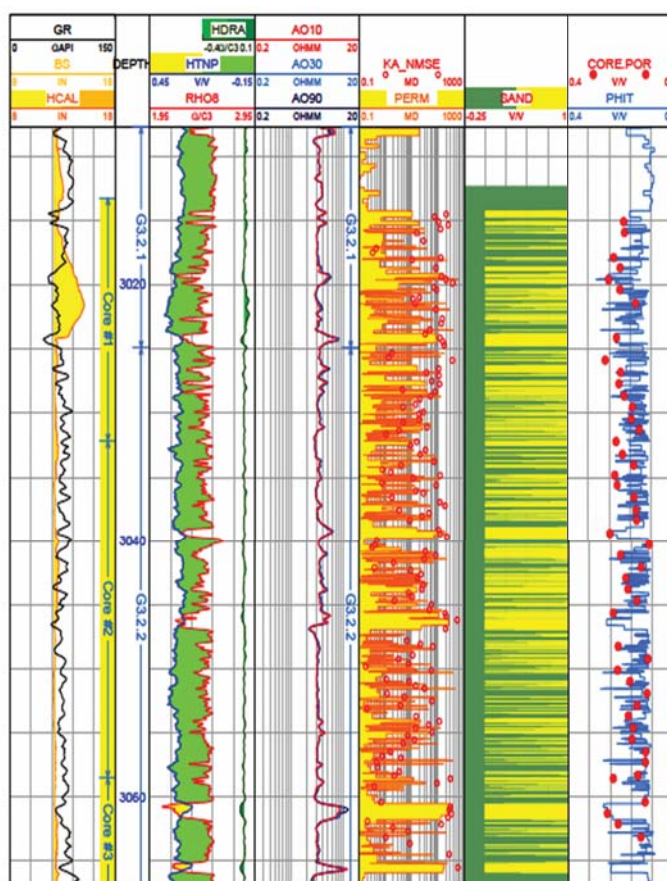
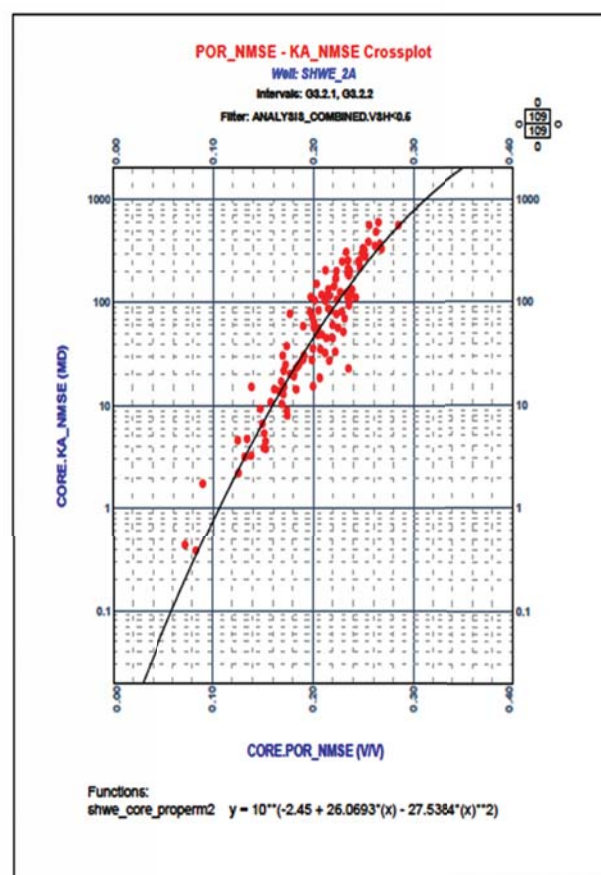
Theo đánh giá của nhóm tác giả, tầng chứa có thể là những lớp cát kết dạng tấm dày trong thành hệ flysh Eocen - Oligocen - Miocen sớm; các lớp cát mỏng trong phức hệ turbidite xen nhịp dạng flysh Miocen - Pliocen hình thành có thể từ nón rả quạt cửa sông Bengal (Hình 9), hoặc phức hệ turbidite và phức hệ dòng chảy ngầm ở sườn thấp thềm lục địa (lower-slope channel sandstone) liên quan đến hệ nón rả quạt X - Yoma. Các mỏ khí có giá trị thương mại được phát hiện trong các phức hệ trầm tích này.

Tầng chứa cát kết dạng flysh và turbidite Eocen - Oligocen thường chặt sít, độ rỗng và thấm thấp, trình độ tạo đá ở mức metagenesis. Chất lượng tầng chứa liên quan chủ yếu đến độ rỗng nứt nẻ thứ sinh. Tầng chắn là những lớp sét xen kẹp mang tính địa phương.

Tầng chứa cát kết Miocen muộn - Pliocen tập trung ở 2 dạng - tương rả quạt và turbidite. Sự phân bố chất lượng tầng chứa liên quan đến sự phân bố cát trên các thể rả quạt hoặc thân turbidite và được thể hiện trên mô hình (Hình 10). Hai dạng thân cát chứa khí được mô tả trong các Lô A1 và A3 là (i) dạng các lớp cát mỏng vài cm xen

Bảng 3. Thông số các tập đá chứa cụm mỏ Shwe-Shwe Phyu, bể X

Tập cát chứa	Chiều dày trung bình (m)	Chiều dày chứa hiệu/tổng chiều dày	Chiều dày chứa hiệu dụng (m)	Độ rỗng (mD)	Độ thấm (mD)	Môi trường
G 3.2 Main_Shwe G3.2.2_Shwe	24	0,47	11,28	0,2	0,43	Nước sâu 1.400 - 3.000m, phức hệ trầm tích máng biển sâu và lũ tràn
G 3.2 Main_Shwe G3.2.3_Shwe	32	0,18	5,76	0,18	0,5	
G 3.2 Shwe 1A	38	0,45	17,1	0,21	0,56	
G 5.1 Shwe 1A	23	1	23	0,23	0,3	Quạt đồng bằng bồi tích
G 5.2 Main_Shwe	29	0,97	28,13	0,25	0,16	
G 5.2 Shwe 4	30	0,73	21,9	0,25	0,57	
G 5.2 Shwe 5	24	0,95	22,8	0,26	0,27	
G 5.2 East_Shwe	27	0,96	25,92	0,25	0,14	Nước sâu 1.400 - 3.000m, phức hệ trầm tích máng biển sâu và lũ tràn
G 2.2_Shwe	57	0,35	19,95	0,24	0,47	
G 3.2_Shwe	107	0,26	27,82	0,2	0,46	

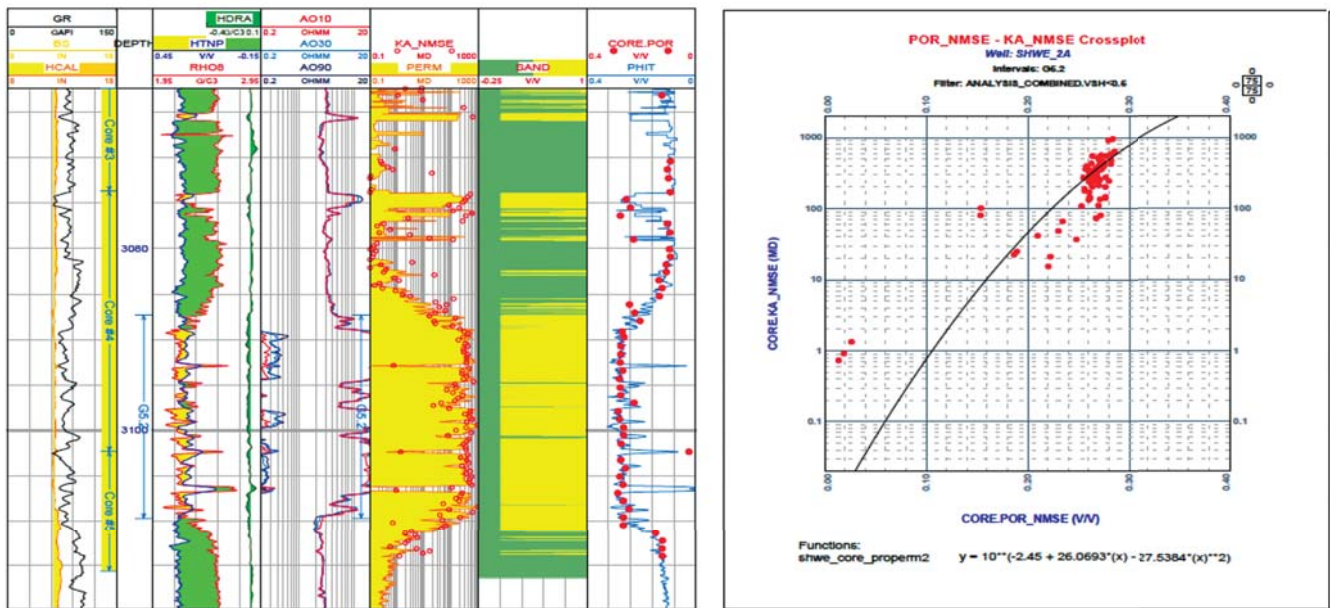

Hình 11. Chất lượng tầng chứa phân lớp mỏng phức hệ turbidite Pliocen và quan hệ rỗng thấm mỏ Shwe Lô A1 - A3

kế trong phức hệ turbidite (ii) những lớp cát dày vài chục cm kẹp giữa những lớp sét (Hình 11 - 15). Độ rỗng/thấm thuộc dạng giữa hạt. Bảng 3 tổng hợp thông số vật lý vĩa cho thấy độ rỗng tầng chứa khá cao trung bình từ 20 - 25%, độ thấm lên đến vài trăm mD (đến 800mD), độ bão hòa khí đến 75 - 80%. Tầng chứa có tính bất đồng nhất cao, không ổn định trong không gian, dạng thấu kính và dạng đa vĩa. Bẫy thường dạng hỗn hợp kiểu cấu tạo và địa tầng, hoặc vát nhọn thạch học.

2.3. Đặc điểm tầng chắn

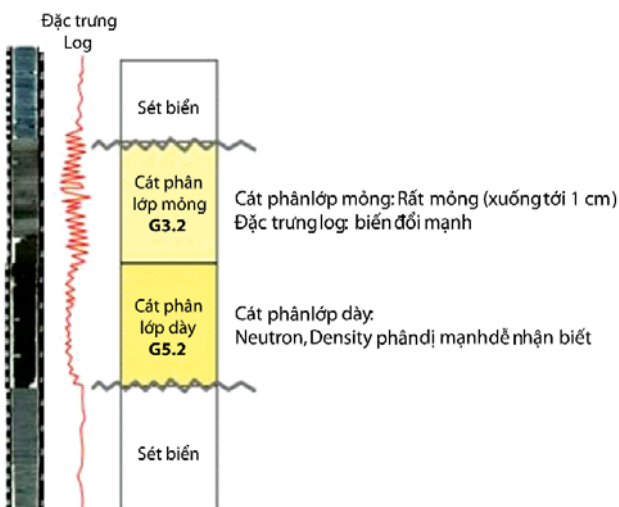
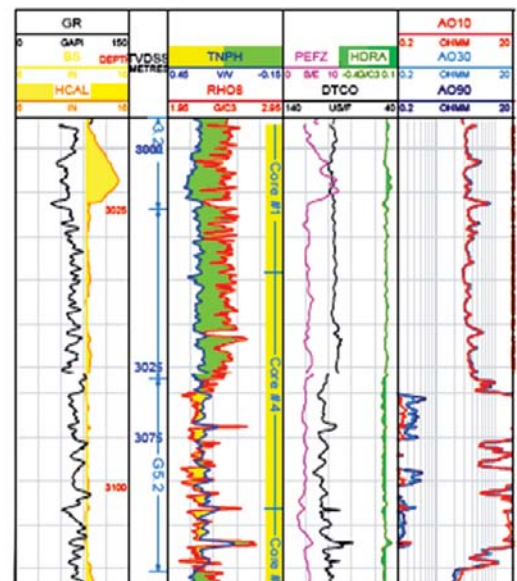
Tầng chứa Pliocen được chắn bởi các tập sét biển có diện phân bố rộng khắp mang tính khu vực đã được chứng minh qua các mỏ/phát hiện trên khắp cả bể trầm tích X.

Các tầng chứa Eocen - Miocen nằm nông thường được chắn bởi những lớp sét mang tính địa phương. Phần lớn chúng tập trung ở cánh các nếp lồi - đứt gãy với dạng chắn kể đứt gãy. Các turbidites Pliocen và cát kết quạt



Hình 12. Chất lượng tầng chứa cát kết dạng lớp dày tương đồng ngầm phức hệ nón rẻ quạt Pliocen chứa khí và quan hệ rỗng - thấm mô Shwe Lô A1 - A3

☐ Cát phân lớp mỏng và dày



Hình 13. Đặc tính tầng chứa Pliocen ở dạng lớp dày và xen kẹp mỏng mô Shwe

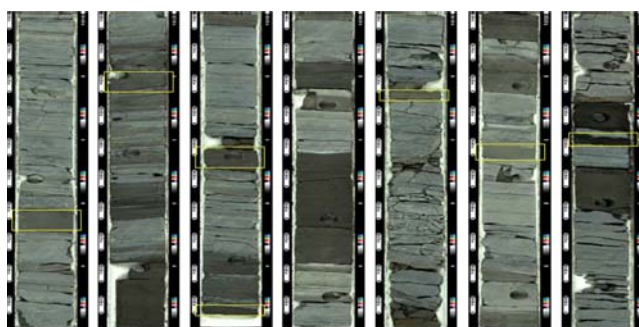
ngầm thường xen kẹp với các lớp sét tạo những lớp chắn gian tầng rất tốt. Các đứt gãy cũng thường đóng vai trò chắn tốt cho các bể chứa dạng hỗn hợp (Hình 16).

2.4. Các loại bể chứa

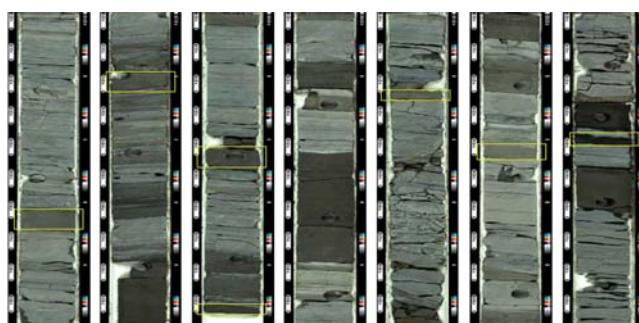
Bể chứa chịu ảnh hưởng của các sự kiện kiến tạo vào Miocen, biển tiến và sụt lún mạnh xảy ra trên toàn khu vực bể X, tạo điều kiện cho phức hệ trầm tích dày "tiền vũng" Miocen - Pliocen phủ lên trên trầm tích flysch Eocen - Oligocen. Hệ thống máng biển sâu phát triển mạnh với dòng chảy rối và uốn khúc quanh co, được lấp đầy trầm

tích hạt vụn thô, mịn xen kẽ tạo nên hệ thống chứa, chắn khá hoàn chỉnh.

Chuyển động nén ép hướng Tây Nam - Đông Bắc do sự va mảng giữa vi mảng Bengal và Burma dọc theo đới hút chìm "Megathrust" đã tạo hệ uốn nếp xen kẽ giữa nếp vồng và lõm biên độ nhỏ phương Tây Bắc - Đông Nam chuyển sang cận kinh tuyến khi càng lên phía Bắc, đi kèm trượt bằng phải và hình thành các nếp lồi hình hoa. Các mỏ khí đã phát hiện ở Lô A1 và A3 có kiểu bể cấu trúc vòm/cấu trúc hình hoa và bể địa tầng. Các thân cát chứa sản phẩm đều nằm trong hệ thống máng biển sâu (Deep



Hình 14. Mẫu đá chứa Pliocen dạng phân lớp mỏng xen giữa sét kết Lô A1 và A3 (5 ~ 50 cm)



Hình 15. Mẫu đá chứa Pliocen dạng phân lớp cát kết dày Lô A1 và A3 (0,5 ~ 1m)

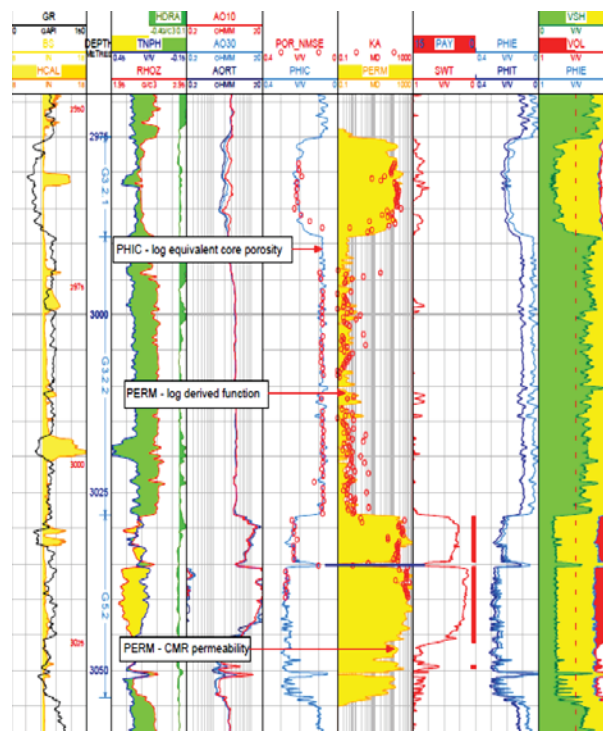
marine channel levee complex/basin floor fans/fan lobes) (Hình 17 và 18).

Trên cơ sở lập luận trên, có 3 dạng bể chứa quan trọng trong bể X (Hình 19):

- Bẫy cấu tạo Eocen muộn gồm các lớp mỏng cát kết xen kẹp trong các tập sét Eocen trên tạo thành tầng chứa tiềm năng Eocen trên. Tập sét kết Eocen trên và sét bột Oligocen dưới đóng vai trò chắn khu vực. Bẫy là các nếp vồng kèm đứt gãy. Sự tồn tại dạng play này chưa được xác minh, nhưng có thể liên hệ qua các tích tụ dầu nằm nông trên bờ được gặp trong phức hệ sét bột tuổi Oligocen hoặc ở cánh các nếp vồng bị bóc mòn.

- Bẫy cấu tạo Miocen gồm các lớp cát kết dày và cát kết xen kẽ trong phức hệ địa tầng Miocen tạo tầng chứa tiềm năng. Các lớp sét xen kẽ là những lớp chắn mang tính địa phương. Bẫy dạng hỗn hợp nếp vồng kèm đứt gãy. Phần lớn các tích tụ nhỏ nằm nông trên đất liền được gặp trong phức hệ sét bột kết, cạnh hoặc trong lõi các nếp vồng, đứt gãy bị bóc mòn. Ở dưới sâu tầng chứa Miocen cũng được gặp trong các giếng, nhưng phần lớn bị sét hóa với độ bão hòa nước cao.

- Bẫy hỗn hợp địa tầng - cấu tạo là bẫy chứa duy nhất hiện được chứng minh chứa dầu khí và được phát hiện trong các giếng khoan ở dưới sâu. Tầng chứa bao gồm cả các nón rẻ quạt ngấm trên đáy đại dương. Các lớp sét xen



Hình 16. Các tập sét kết phủ trên hệ thống máng biển sâu, đồng bằng bồi tích

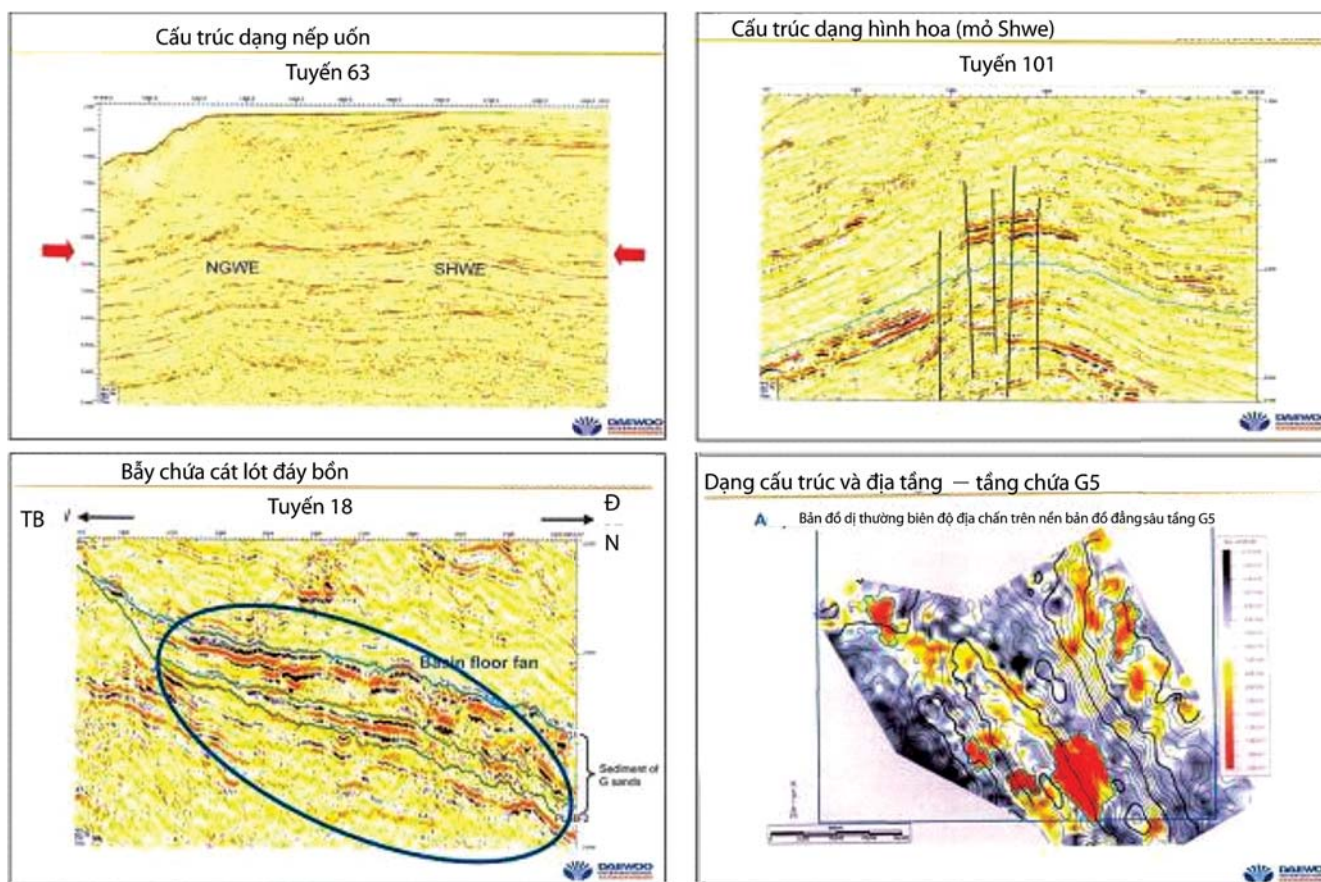
kẹp tạo lớp chắn hữu hiệu và các đứt gãy có thể là màng chắn sườn tốt. Nhiều thể cát được xác minh chứa với chất lượng tầng chứa cao, chiều dày lớn. Dạng bể này được phát hiện có giá trị thương mại ở phần Bắc ngoài khơi của bể và ở phía Nam trong Lô A6 và A7.

2.5. Di cư của hydrocarbon

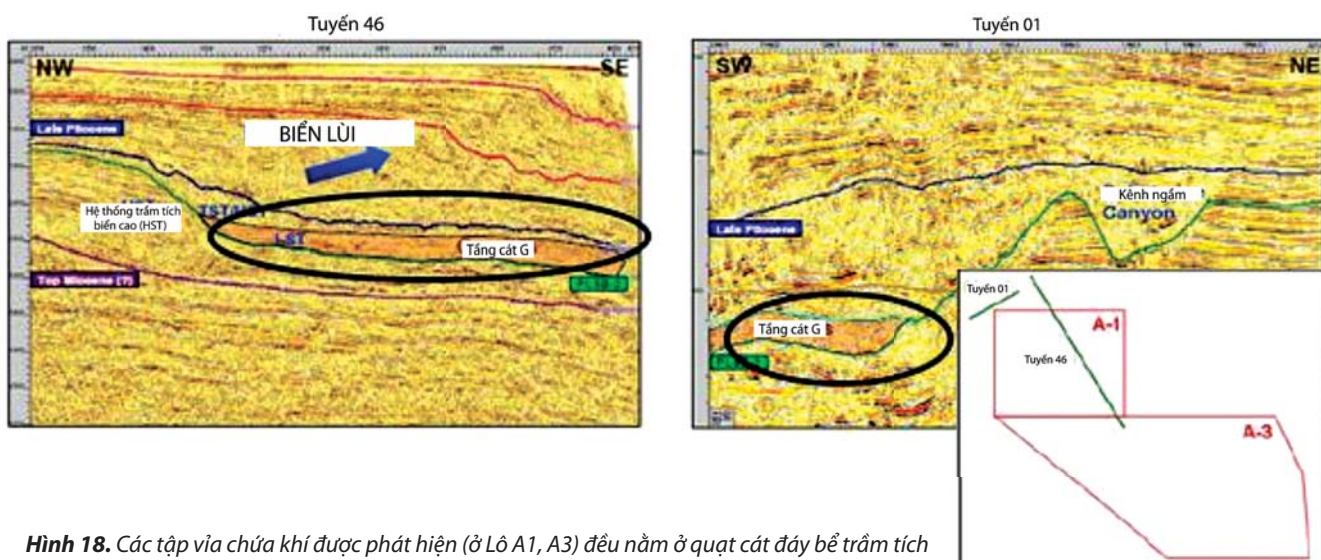
Các thể chứa lục nguyên Miocen - Pliocen giả định được lấp đầy hydrocarbon di chuyển từ dưới sâu lên qua các đứt gãy sâu dạng thuận, nghịch chồm hoặc thẩm thấu qua các phức hệ trầm tích không có những lớp chắn tốt khu vực. Các điểm lộ dầu và các tích tụ nhỏ, nằm nông kèm với các núi lửa bùn thường tập trung theo dãy. Các điểm lộ dầu trên đất liền phần lớn được phân bố ở cánh các nếp vồng bị ngăn bởi các đứt gãy chồm hoặc nghịch. Hiện nay, các nhà khoa học chưa nhất trí quan điểm giải thích về các tích tụ nông này, hoặc là tàn dư sót lại của các bể dầu bị phá hủy, hoặc là sự xâm nhiễm lên từ các tầng dầu Đệ tam nằm sâu hơn.

Mô hình địa hóa khu vực phía Tây Nam bể cho thấy đá mẹ Paleogen đã trải qua các giai đoạn tạo dầu - khí. Hydrocarbon được sinh ra từ đá mẹ đã di thoát ngay sau đó vào giai đoạn Miocen muộn (Hình 20). Mô hình di cư hydrocarbon được xây dựng trên các cơ sở sau:

- Dựa trên kết quả phân tích bình đồ lưu vực dòng ngấm theo 2 mặt phản xạ ở cận nóc Pliocen (PL SB1) và



Hình 17. Các dạng bẫy trong bể X



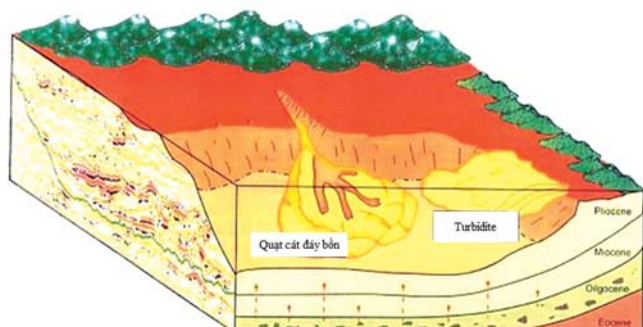
Hình 18. Các tập vỉa chứa khí được phát hiện (ở Lô A1, A3) đều nằm ở quạt cát đáy bể trầm tích

trong Pliocen (PL SB2) cho thấy kích thước vùng lưu thủy và xu thế hướng dòng phụ thuộc vào địa hình của bình đồ cấu trúc của 2 mặt phản xạ trên;

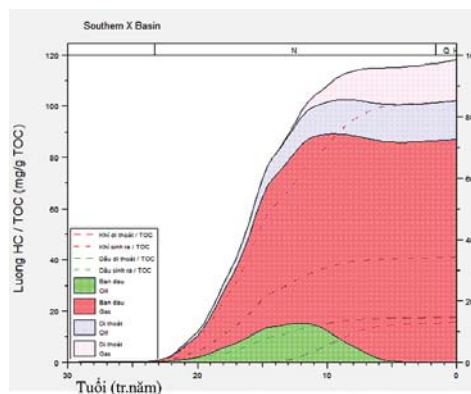
- Địa hình của bình đồ cấu trúc quyết định đến mô hình dòng và hướng di cư của hydrocarbon khi phân tích khả năng lấp đầy của các bẫy chứa;

- Trên phần lớn diện tích bình đồ PL SB1 dòng hydrocarbon có hướng chủ đạo chảy về phương Bắc, khác với phần Đông Nam xu hướng dòng chảy về Đông Nam (Hình 21);

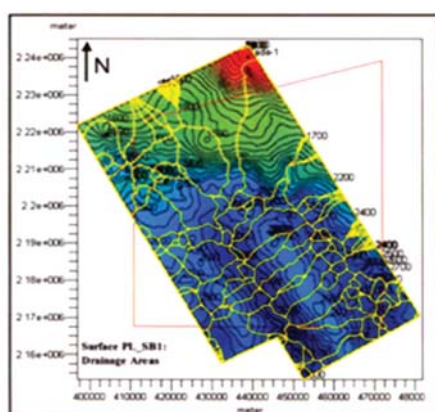
Còn trên bình đồ mặt phản xạ PL SB2 cho thấy hướng dòng hydrocarbon ở phía Bắc có xu thế chảy về phía Bắc, còn ở phía Nam chảy về Đông Nam (Hình 22).



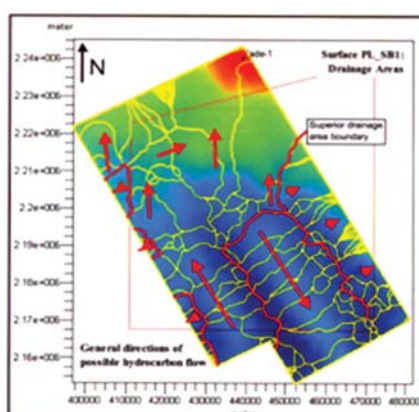
Hình 19. Quan điểm và mô hình tạo bể chứa hydrocarbon ở bể X



Hình 20. Khối lượng dầu, khí và mức độ di thoát từ đá mẹ Paleogen



(a)

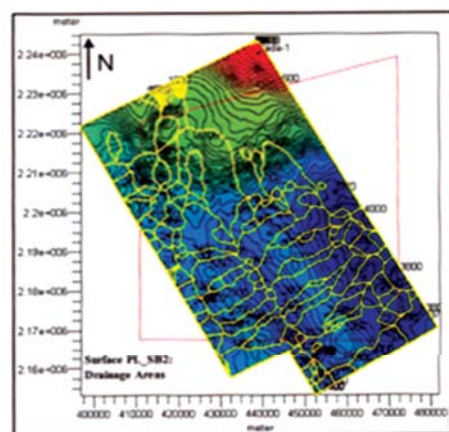


(b)

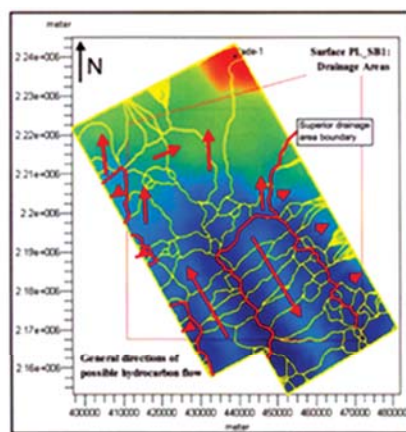
Ghi chú:

— Đẳng sâu theo địa chấn; — Lưu vực dòng chảy ngầm; — Hướng di chuyển hydrocarbon

Hình 21. Mô hình di cư hydrocarbon theo địa hình mặt phân xạ PL SB1 (cận nóc Pliocen) Lô A1 và A3: (a) Mô hình di cư hydrocarbon; (b) Hướng di cư hydrocarbon



(a)



(b)

Ghi chú:

— Đẳng sâu theo địa chấn; — Lưu vực dòng chảy ngầm; — Hướng di chuyển hydrocarbon

Hình 22. Mô hình di cư hydrocarbon theo địa hình mặt phân xạ PL SB2 (nóc Pliocen) Lô A1 và A3, phía Bắc bể X: (a) Mô hình di cư hydrocarbon; (b) Hướng di cư hydrocarbon

3. Kết luận

Từ kết quả nghiên cứu, đánh giá, khảo sát địa chất, địa vật lý ở khu vực bể X, nhóm tác giả đã rút ra một số kết luận sau:

- Đá mẹ Paleogen và Neogen đang trong giai đoạn tạo khí ẩm và trưởng thành - trưởng thành sớm bắt đầu di dịch từ Miocen cho tới hiện tại.

- Hệ thống dầu khí bể X đã được chứng minh qua các phát hiện khí thương mại Shwe, Shwe Mya.

- Đá sinh chính là các tập sét Paleogen có hàm lượng vật chất hữu cơ trung bình (TOC = 0,4 - 1,74%), kerogen chủ yếu loại III rất ít loại II và đang trong giai đoạn trưởng thành ($R_o = 0,6 - 1,77\%$ và $T_{max} = 436 - 489^{\circ}C$). Ngoài ra, đá sinh của bể có thể là các tập sét kết tuổi Neogen với hàm lượng vật chất hữu cơ nghèo - trung bình, kerogen loại III, đang ở trong giai đoạn trưởng thành - trưởng thành sớm.

- Đá chứa chính là các tập cát kết Miocen muộn - Pliocen, được thành tạo trong môi trường châu thổ cửa sông có tính bất đồng nhất cao và không ổn định trong không gian có khả năng chứa tốt. Độ rỗng trung bình từ 20 - 25%, độ thấm có thể lên đến vài trăm mD.

- Đá chắn là tập sét biển Pliocen có diện phân bố rộng khắp mang tính khu vực. Ngoài ra các tập sét tuổi từ Eocen - Pliocen đóng vai trò là tầng chắn địa phương.

- Bẫy chứa đa dạng bao gồm cả bẫy cấu trúc, địa tầng và hỗn hợp cấu trúc địa tầng.

Tài liệu tham khảo

1. Daewoo International Corporation. *Management committee meeting Block A1 - A3, Union of Myanmar*. 2003; p. 6 - 40, 44, 74, 133, 141.
2. Daewoo International Corporation. *Technical meeting Block A1 - A3, Union of Myanmar*. 2005: p. 78, 198 - 201, 236 - 237, 239.
3. PVEP Overseas. *Myanmar fieldtrip report*. 2012: p. 20 - 21.
4. PVEP Overseas. *Final report geochemical modeling for Western part of Block M2, Union of Myanmar*. 2012: p. 15 - 17, 23 - 24, 29, 36.
5. PVEP Overseas. *Reservoir characteristic for Western part of Block M2, Union of Myanmar*. 2012: p. 18 - 19, 25 - 38.
6. C.J.Wandrey. *Eocene to Miocene composite total petroleum system, Irrawaddy-Andaman and North Burma Geologic provinces, Myanmar. Chapter E: Petroleum systems and related geologic studies in Region 8, South Asia*. U.S. Geological Survey Bulletin 2208-E. 2006: p. 26.
7. Ir. Subagyo Pramumijoyo, Kyaw Linn Zaw, Kyaw Zin Lat. *Regional geology of Myanmar*. Department of Geological Engineering, Faculty of Engineering, Gadjah Mada University. 2010.

Petroleum system of X basin, West - Southwestern Myanmar

Phung Khac Hoan¹, Tran Van Ha¹, Le Hai An²

¹Petrovietnam Exploration Production Corporation

²Hanoi University of Mining and Geology

Summary

Myanmar is a country in Southeast Asia bordered by Bangladesh, India, China, Laos and Thailand. Hydrocarbons have been recovered from hand-dug wells and surface seeps in Myanmar for many centuries. Exploration and production history for hydrocarbons in Myanmar began in the XIIth and XIXth centuries respectively. Myanmar has seventeen sedimentary basins offshore and on land which are distributed from North to South with considerable oil and gas potential and is an important investment destination for Petrovietnam.

This article summarised the results of studies and conclusions on the petroleum system of the X basin, one of the potential basins of Myanmar, to facilitate the orientation of oil and gas exploration and production activities of Petrovietnam.

Key words: Petroleum system, X basin.

TIN TRONG NGÀNH

Tăng cường hợp tác dầu khí giữa Việt Nam - Azerbaijan



Thủ trưởng Bộ Công Thương Trần Tuấn Anh trao Huân chương Hữu nghị cho Phó Chủ tịch thứ nhất của SOCAR. Ảnh: PVN

Trong chuyến thăm cấp Nhà nước tới Việt Nam, ngày 19/5/2014, Tổng thống Azerbaijan İlham Alyev đã có cuộc hội đàm với Chủ tịch nước Trương Tấn Sang; hội kiến Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng, Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Sinh Hùng. Lãnh đạo hai nước đã tập trung thảo luận và thống nhất các biện pháp thúc đẩy mọi mặt quan hệ Việt Nam - Azerbaijan, đặc biệt trong các lĩnh vực kinh tế - thương mại và đầu tư. Trong đó, đề nghị Azerbaijan tạo điều kiện thuận lợi cho Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam sang hợp tác đầu tư hiệu quả, lâu dài tại Azerbaijan.

Cùng ngày, tại Hà Nội, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tiếp lãnh đạo Công ty Dầu Quốc gia Azerbaijan (SOCAR). Thay mặt Nhà nước và Chính phủ Việt Nam, Thủ trưởng Bộ Công Thương Trần Tuấn Anh đã trao tặng Huân chương Hữu nghị của Nước Cộng hòa XHCN Việt Nam cho ông Yusifzade Khoshbakht Bagi Ogli - Phó Chủ tịch thứ nhất SOCAR do những đóng góp quan trọng đối với sự phát triển lĩnh vực dầu khí của hai nước.

Ông Yusifzade Khoshbakht Bagi Ogli bày tỏ niềm vinh dự và chân thành cảm ơn Nhà nước và Chính phủ Việt Nam đã trao tặng phần thưởng cao quý này, đồng thời khẳng định sẽ tiếp tục đóng góp tích cực vào việc củng cố và phát triển quan hệ hữu nghị và hợp tác tốt đẹp giữa Việt Nam và Azerbaijan, đặc biệt trong lĩnh vực dầu khí.

Azerbaijan có trữ lượng thu hồi đã được xác minh khoảng 2 tỷ tấn dầu và 2,55 nghìn tỷ m³ khí, trữ lượng tiềm năng có thể thu hồi được dự báo khoảng 4 tỷ tấn dầu và 6 nghìn tỷ m³ khí. Quan hệ hợp tác dầu khí giữa Việt Nam và Azerbaijan được thiết lập nhân chuyến thăm đầu tiên của Chủ tịch Hồ Chí Minh đến Azerbaijan năm 1959. Tính đến nay, Azerbaijan đã đào tạo cho Việt Nam hàng trăm cán bộ, chuyên gia đầu ngành trong lĩnh vực dầu khí. **Nguyễn Ban**

Petrovietnam tham dự Hội nghị các công ty dầu khí quốc gia



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tại Hội nghị. Ảnh: PVN

Từ ngày 13 - 16/5/2014, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã dẫn đầu đoàn công tác của Petrovietnam tham dự Hội nghị các công ty dầu khí quốc gia trên thế giới lần thứ 8 (The 8th World National Oil Companies Congress) tại Vương quốc Anh. Đây là diễn đàn để lãnh đạo các công ty thảo luận phương hướng giải quyết thách thức trong chiến lược huy động vốn, quản lý rủi ro về thăm dò, khai thác và môi trường, các cơ hội đầu tư trên toàn cầu, tìm kiếm cơ hội kinh doanh mới...

Tại Hội nghị, ông Đỗ Văn Khanh - Tổng giám đốc Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã giới thiệu tổng quan về ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam, tiềm năng, cơ hội hợp tác, chia sẻ kinh nghiệm, kêu gọi đầu tư giữa

Petrovietnam, PVEP và các công ty dầu khí quốc gia (NOC) và quốc tế (IOC) trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò dầu khí tại Việt Nam và trên thế giới trên cơ sở hợp tác hai bên cùng có lợi, tuân thủ luật pháp quốc tế và thông lệ dầu khí.

Petrovietnam đã thông báo với cộng đồng dầu khí quốc tế về việc Tổng công ty Dầu khí Hải dương Trung Quốc (CNOOC) hạ đặt giàn khoan trái phép tại khu vực Lô 143 của Việt Nam, nằm hoàn toàn trong vùng đặc quyền kinh tế và thềm lục địa của Việt Nam, thuộc chủ quyền và quyền tài phán của Việt Nam theo đúng Công ước Liên hợp quốc về Luật Biển năm 1982. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định chủ quyền lãnh thổ và lãnh hải, đồng thời trao đổi thẳng thắn, phản đối mạnh mẽ hành động vi phạm của Trung Quốc trên thềm lục địa Việt Nam.

Nhân dịp này, Tổng giám đốc Petrovietnam đã có buổi làm việc với lãnh đạo cấp cao của một số công ty, đối tác chiến lược và các đối tác ở khu vực Trung Đông, châu Phi như Perenco, Shell... để trao đổi về việc triển khai các dự án hiện có và cơ hội hợp tác mới. Đoàn công tác đã đến thăm và làm việc tại Trung tâm Nghiên cứu của Schlumberger, nghe giới thiệu về công nghệ tăng cường sản lượng khai thác, tối ưu hóa công tác khoan thăm dò, khai thác dầu khí và trao đổi khả năng hợp tác với PVEP trong vấn đề nâng cao hệ số thu hồi dầu. **Hương Giang**

Thủ tướng gặp mặt doanh nghiệp Việt Nam đầu tư tại Myanmar



Thủ tướng Chính phủ đánh giá cao hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí của PVEP tại Myanmar. Ảnh: PVEP

Bên lề Hội nghị Cấp cao ASEAN 24, ngày 11/5/2014, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và đoàn công tác đã tham dự buổi gặp mặt 17 doanh nghiệp Việt Nam đang đầu tư tại Myanmar do Hiệp hội các Nhà đầu tư Việt Nam sang Myanmar (AVIM) tổ chức.

Thay mặt Lãnh đạo Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), TS. Ngô Hữu Hải - Phó Tổng giám đốc

Thường trực PVEP đã báo cáo với Thủ tướng Chính phủ về các dự án PVEP đang triển khai tại Myanmar và mong muốn mở rộng đầu tư tại thị trường tiềm năng này. Song song với hoạt động thăm dò của Hợp đồng Lô M2 từ năm 2008, tại vòng đấu thầu các lô ngoài khơi Myanmar năm 2013, PVEP cùng với Liên doanh nhà thầu ENI - Italia đã tiếp tục thắng thầu 2 lô hợp đồng tại khu vực nước sâu MD2 và MD4, có độ sâu khoảng 2.000m nước.

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng biểu dương, đánh giá cao những nỗ lực, đóng góp của các doanh nghiệp Việt Nam đầu tư vào Myanmar. Thủ tướng Chính phủ quan tâm xem xét các đề xuất, kiến nghị của các doanh nghiệp để chỉ đạo các Bộ, Ban/Ngành liên quan có phương hướng xử lý kịp thời, nhằm tạo điều kiện và môi trường đầu tư ổn định, lâu dài, thuận lợi để các doanh nghiệp kinh doanh hiệu quả (đặc biệt là dầu khí và ngân hàng), góp phần tích cực vào phát triển kinh tế - xã hội và mối quan hệ hữu nghị, hợp tác tốt đẹp giữa hai nước Việt Nam - Myanmar.

Vũ Đình

Ký 2 hợp đồng quan trọng của Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2



Lễ ký kết hợp đồng EPC giữa PV GAS và Vietsovpetro. Ảnh: PVN

Ngày 9/5/2014, tại trụ sở Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã diễn ra Lễ ký kết hợp đồng EPC phần đường ống biển dự án Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 giữa Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) và Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"; Lễ ký thỏa thuận khung hợp đồng EPCI dự án thu gom khí Đại Hùng giữa Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và Vietsovpetro.

Dự án Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 có tổng mức đầu tư 1,3 tỷ USD bao gồm: 325 km đường ống biển, 30km đường ống bờ và nhà máy xử lý khí (GPP) là dự án trọng điểm Quốc gia về dầu khí,

là hạ tầng quan trọng trong việc xây dựng và hoàn thiện cơ sở hạ tầng của ngành công nghiệp khí Việt Nam giai đoạn 2015, định hướng 2025. Dự án gồm các dự án thành phần: Dự án Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn - giai đoạn 1 (Xây dựng trước khoảng 151km đường ống 26" của Dự án Nam Côn Sơn 2 từ giàn Thiên Ưng về khu vực mỏ Bạch Hổ); Dự án thu gom khí Đại Hùng; Dự án bổ sung/nâng cấp cơ sở hạ tầng khu vực mỏ Bạch Hổ để tiếp nhận khí Thiên Ưng - Đại Hùng. Đây là dự án xử lý khí lớn nhất và phức tạp nhất từ trước đến nay về cả yêu cầu kỹ thuật và yêu cầu tiến độ do các công ty Việt Nam tự triển khai.

TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị nỗ lực, hợp tác chặt chẽ và hiệu quả cao hơn nữa, bám sát các mốc tiến độ đã đề ra, phát huy tinh thần chủ động với mục tiêu, quyết tâm hoàn thành dự án chất lượng, đúng tiến độ và đảm bảo không vượt mức đầu tư.

Hương Giang

Thủ tướng Chính phủ đồng ý chủ trương tăng vốn điều lệ cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Tại công văn số 574/TTg-KTTH ngày 29/4/2014, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt chủ trương tăng vốn điều lệ để cân đối nguồn vốn đầu tư các dự án của Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2011 - 2015.

Cụ thể, mức vốn điều lệ dự kiến tại thời điểm ngày 31/12/2015 của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam là 301.400 tỷ đồng từ các nguồn vốn: Quỹ đầu tư phát triển; Quỹ dự phòng tài chính; lãi dầu, khí nước chủ nhà và tiền đọc tài liệu để lại Tập đoàn theo quy định; Quỹ sắp xếp doanh nghiệp tại Tập đoàn; vốn khác của chủ sở hữu và nguồn phân phối lợi nhuận sau thuế của Công ty mẹ - Tập đoàn theo quy định của pháp luật.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có trách nhiệm quản lý, sử dụng vốn điều lệ hiệu quả, bảo toàn và phát triển vốn theo quy định của pháp luật.

Nguyễn Hoàng

Ký hợp đồng tín dụng gần 160 triệu USD đầu tư giàn PV Drilling VI



Lễ ký hợp đồng tín dụng giữa PV Drilling Overseas và 3 ngân hàng đồng tài trợ. Ảnh: VCB

Ngày 6/5/2014, tại Tp. Hồ Chí Minh đã diễn ra Lễ ký kết hợp đồng tín dụng tài trợ dự án mua (đồng mới) giàn khoan tự nâng 400ft nước PV Drilling VI giữa Công ty TNHH PV Drilling Overseas và 3 ngân hàng đồng tài trợ: Ngân hàng TMCP Ngoại thương Việt Nam (Vietcombank, ngân hàng đầu mối), Ngân hàng TMCP Xuất nhập khẩu Việt Nam (Eximbank) và Ngân hàng TMCP Đông Nam Á (SeABank).

Hợp đồng tín dụng có tổng trị giá 158,7 triệu USD, trong đó Vietcombank tài trợ gần 80 triệu USD, Eximbank 60 triệu USD và SeABank tài trợ 20 triệu USD. Dự án "Đầu tư mua giàn khoan tự nâng 400ft nước PV Drilling VI" có tổng vốn đầu tư 226,7 triệu USD nhằm cung cấp dịch vụ vận hành và quản

lý giàn khoan tự nâng đa năng để đáp ứng nhu cầu thị trường trong và ngoài nước. Giàn khoan PV Drilling VI có chiều sâu mực nước biển 400ft, tải trọng khoan kết hợp 2.500 kíp và được thiết kế theo tiêu chuẩn CAP 437 để tiếp nhận các loại máy bay Sikorsky S61N, S92, EC-225 Super Puma, Mi-17. Theo dự kiến, dự án sẽ được đưa vào khai thác đầu tháng 3/2015.

Anh Phương

PVcomBank đặt mục tiêu đạt doanh thu 7.100 tỷ đồng

Để đảm bảo cho hoạt động an toàn và hiệu quả trong năm 2014, Ngân hàng TMCP Đại chúng Việt Nam (PVcomBank) đặt kế hoạch doanh thu dự kiến đạt 7.100 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế dự kiến đạt 129 tỷ đồng, sau thuế 112 tỷ đồng. PVcomBank xác định đây là năm tập trung hoàn thiện và triển khai chiến lược, mục tiêu xuyên suốt là thực hiện chương trình tái cấu trúc để xây dựng hệ thống quản lý ngân hàng hiện đại, hiệu quả, theo sát chiến lược, phát triển ổn định và bền vững.

Để đạt được mục tiêu trên, PVcomBank đang tập trung thực hiện các giải pháp: tích cực phát triển và củng cố mạng lưới bán lẻ; tiếp tục hoàn thiện hệ thống công nghệ thông tin; đẩy mạnh huy động vốn không kỳ hạn và cá nhân; kiểm soát tăng trưởng tín dụng theo định hướng của Ngân hàng Nhà nước; đẩy mạnh tín dụng cá nhân; tập trung quản lý rủi ro, tiếp tục tái cấu trúc danh mục tín dụng và đầu tư; đẩy mạnh kinh doanh trên thị trường liên ngân hàng; tăng cường hoạt động thu xếp vốn; tập trung đào tạo, phát triển nguồn nhân lực chất lượng cao; tiếp tục cùng tổ chức tư vấn chiến lược triển khai các bước chiến lược phát triển...

Ngọc Anh

PTSC M&C đẩy nhanh tiến độ Dự án Sư Tử Nâu



Dự án Sư Tử Nâu. Ảnh: Việt Thông

Sáng ngày 5/5/2014, Công ty Dịch vụ Cơ khí Hàng hải PTSC (PTSC M&C) đã tổng kết phong trào thi đua hoàn thành công tác thi công chế tạo và lắp đặt sàn intermediate deck và sàn main deck Dự án Sư Tử Nâu.

Dự án Sư Tử Nâu do Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC) làm Chủ đầu tư và PTSC M&C làm Tổng thầu thiết kế, mua sắm, thi công, chạy thử và lắp đặt trên biển (EPCI). Tổng trọng lượng 2 chân đế

(Jacket) và các cấu kiện xấp xỉ 5.700 tấn; 2 khối thượng tầng (Topside) có trọng lượng xấp xỉ 4.500 tấn. Ông Lê Thanh Đôn - Giám đốc dự án Sư Tử Nâu cho biết Ban dự án đã thực hiện thành công việc chế tạo và lắp dựng các cấu kiện vào ngày 9/3/2014, vượt tiến độ 5 ngày. Tính đến ngày 2/5/2014, dự án Sư Tử Nâu đã đạt 2.434.752 giờ công làm việc an toàn hiệu quả, không để xảy ra bất kỳ tai nạn, sự cố gây mất thời gian lao động và đảm bảo chất lượng, tiến độ đã cam kết với khách hàng/chủ đầu tư.

Lãnh đạo PTSC M&C khẳng định sẽ chỉ đạo Ban dự án Sư Tử Nâu nỗ lực để hoàn thành Dự án theo đúng tiến độ đã đề ra, đồng thời đảm bảo tuyệt đối an toàn về người và thiết bị, tiết kiệm nguyên vật liệu chi phí sản xuất một cách hiệu quả. Tại buổi lễ, Công đoàn Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC), Công đoàn PTSC M&C đã trao Quyết định khen thưởng cho các tập thể và cá nhân có thành tích xuất sắc trong phong trào thi đua hoàn thành công tác thi công chế tạo dự án Sư Tử Nâu

Uy Vũ

Vietsovpetro khởi công chế tạo giàn BK Thiên Ưng, Lô 04-3



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Vietsovpetro thực hiện nghi thức khởi công chế tạo giàn BK Thiên Ưng. Ảnh: VSP

Ngày 13/5/2014, tại Tp. Vũng Tàu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã khởi công chế tạo giàn BK Thiên Ưng. Dự án do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và OAO Zarubezhneft làm chủ đầu tư, Vietsovpetro là nhà điều hành kiêm tổng thầu (Xí nghiệp xây lắp, khảo sát và sửa chữa các công trình khai thác dầu

khí); PVC-MS và Lilama 18 là các nhà thầu phụ thực hiện gia công chế tạo chân đế và khối thượng tầng.

BK Thiên Ưng là giàn khai thác khí và condensate đặt tại Lô 04-3, thuộc bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam. Đây là công trình siêu trường siêu trọng, tổng khối lượng chân đế và khối thượng tầng (topside) khoảng 15.000 tấn, lắp đặt ở khu vực có độ sâu 120m nước. Dự kiến dự án sẽ được hoàn thành vào cuối tháng 4/2015.

Phát biểu tại lễ khởi công, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Hùng Dũng khẳng định BK Thiên Ưng là một trong những công trình quan trọng của Tập đoàn nhằm thực hiện chiến lược mở rộng hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí ở vùng nước sâu, xa bờ. Lãnh đạo Tập đoàn tin tưởng với bề dày kinh nghiệm của Vietsovpetro, công trình BK Thiên Ưng sẽ được đưa vào hoạt động an toàn, chất lượng và đúng tiến độ.

Anh Phương

PVCFC đẩy mạnh công tác nghiên cứu phát triển sản phẩm mới

Ngày 7/5/2014, phát biểu chỉ đạo tại buổi làm việc với Công ty TNHH MTV Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC), TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhấn mạnh PVCFC cần thực hiện đồng bộ các giải pháp như hoàn thiện và kiểm soát chặt chẽ hơn nữa các quy trình an toàn trong vận hành sản xuất, tối ưu hóa công nghệ để vận hành tối đa công suất, tăng sản lượng Nhà máy Đạm Cà Mau trong Quý II. Đồng thời, PVCFC cần tăng cường hơn nữa công tác phát triển thị trường, tiếp thị và quảng bá sản phẩm; thực hiện tốt công tác quản trị công ty và quản trị sản xuất kinh doanh; đẩy mạnh công tác nghiên cứu phát triển sản phẩm mới trên cơ sở nghiên cứu kỹ lưỡng, đánh giá

hiệu quả từng dự án tạo nên sự khác biệt trong giải pháp nhằm thực hiện thành công chiến lược Công ty. Đối với công tác cổ phần hóa PVCFC, Phó Tổng giám đốc Lê Mạnh Hùng chỉ đạo đơn vị hoàn thiện các phương án, kế hoạch, tích cực chủ động tìm kiếm đối tác chiến lược để đảm bảo nhiệm vụ cổ phần hóa doanh nghiệp triển khai theo đúng lộ trình đã đề ra.

Theo Tổng giám đốc PVCFC Bùi Minh Tiến, trong 4 tháng đầu năm 2014, Công ty đã cơ bản hoàn thành kế hoạch đề ra, tổ chức vận hành Nhà máy Đạm Cà Mau đảm bảo an toàn, ổn định và duy trì ở mức 99% công suất thiết kế và cung cấp ra thị trường gần 250.000 tấn phân đạm.

Tấn Anh

DQS sửa chữa giàn khoan Cửu Long

Công ty TNHH MTV Công nghiệp Tàu thủy Dung Quất (DQS) cho biết đã tiếp nhận giàn khoan Cửu Long của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" để tiến hành sửa chữa. Theo kế hoạch, giàn khoan Cửu Long sẽ được sửa chữa trong 135 ngày với các hạng mục chính: hệ thống điện, điện tự động, sơn chống ăn mòn, kết cấu thân vỏ, outfitting, hệ thống ballasts, hệ thống ống, hệ thống cơ khí, động lực, hệ thống khoan, máy phát điện chính, máy phát sự cố...

Từ đầu năm 2014 đến nay, DQS đã hoàn thành sửa chữa và bàn giao vượt tiến độ tàu cầu Hoàng Sa, sà lan VSP05 cho Vietsovpetro. Hiện đội ngũ cán bộ, kỹ sư của Công ty đã làm chủ công nghệ đóng mới và sửa chữa tàu, giàn khoan.

Nguyễn Minh

Đạm Phú Mỹ nhận danh hiệu "Sản phẩm nông nghiệp tiêu biểu năm 2013"

Ngày 18/5/2014, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) cho biết sản phẩm Đạm Phú Mỹ của PVFCCo đã đạt danh hiệu "Sản phẩm nông nghiệp tiêu biểu năm 2013". Theo bà Nguyễn Thị Hiền - Phó Chủ tịch HĐQT PVFCCo, kết quả này là sự ghi nhận của Trung ương Hội Nông dân Việt Nam, của bà con nông dân đối với sản phẩm Đạm Phú Mỹ của PVFCCo. Đây cũng là động lực để PVFCCo phát triển, hoàn thiện bộ sản phẩm phân bón Phú Mỹ nhằm phục vụ bà con nông dân tốt hơn nữa.

Đình Vũ

Petrovietnam ủng hộ Cảnh sát biển Việt Nam và Kiểm ngư Việt Nam

Đầu tháng 5/2014, Tổng công ty Dầu khí Hải dương Trung Quốc (CNOOC) đặt trái phép giàn khoan HD 981 tại khu vực Lô 143 của Việt Nam, trong vùng đặc quyền kinh tế và thềm lục địa của Việt Nam, thuộc chủ quyền và quyền tài phán của Việt Nam theo đúng Công ước Liên hợp quốc về Luật Biển năm 1982. Là cơ quan chấp pháp của Việt Nam, lực lượng Cảnh sát biển Việt Nam và Kiểm ngư Việt Nam tiên phong trong việc giữ gìn toàn vẹn lãnh thổ, lãnh hải, chủ quyền Tổ quốc và đảm bảo hòa bình, sự ổn định của đất nước cũng như trong khu vực, tiếp sức cho Ngành Dầu khí Việt Nam hoàn thành nhiệm vụ được giao trong hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam. Trong quá trình thực thi nhiệm vụ, Cảnh sát biển Việt Nam và Kiểm ngư Việt Nam đã bị các tàu Trung Quốc đâm, phun vòi rồng làm hư hỏng nhiều tàu thuyền và các trang thiết bị, làm bị thương nhiều cán bộ, chiến sĩ thuộc hai lực lượng này.

Với tinh thần chung tay, góp sức giữ gìn biển đảo quê hương, ngày 12/5/2014, tại trụ sở Bộ Ngoại giao Việt Nam,

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã trao tặng 1 tỷ đồng ủng hộ các cán bộ, chiến sĩ Cảnh sát biển Việt Nam và Kiểm ngư Việt Nam (mỗi đơn vị 500 triệu đồng). Thay mặt cán bộ, công nhân viên, người lao động dầu khí, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã bày tỏ sự cảm kích trước những đóng góp của lực lượng Cảnh sát biển, Kiểm ngư Việt Nam đã kiên cường, anh dũng và quyết tâm để bảo vệ vùng đặc quyền kinh tế của đất nước. Trong thời gian tới, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Công đoàn Dầu khí Việt Nam phát động phong trào và kêu gọi toàn thể cán bộ, công nhân viên và người lao động Ngành Dầu khí Việt Nam quyên góp, tiếp tục ủng hộ cả về vật chất và tinh thần để kịp thời động viên các lực lượng chấp pháp của Việt Nam đang làm nhiệm vụ trên biển.

Thay mặt các cán bộ, chiến sĩ đang làm nhiệm vụ trên biển, Phó Chính ủy Bộ Tư lệnh Cảnh sát biển Việt Nam Hoàng Văn Đồng và Phó Cục trưởng Cục Kiểm ngư Việt Nam Nguyễn Văn Trung khẳng định sẽ tiếp tục kiên quyết trong việc giữ gìn chủ quyền biển đảo và thềm lục địa Việt Nam.

Quang Hùng

PVFCCo bàn giao xuống tuần tra cao tốc H47P cho Bộ Tư lệnh Cảnh sát biển Việt Nam



Lễ ký biên bản bàn giao xuống tuần tra cao tốc H47P. Ảnh: DPM

Ngày 12/5/2014, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) và Bộ Tư lệnh Cảnh sát biển Việt Nam đã tổ chức Lễ bàn giao xuống tuần tra cao tốc H47P cho lực lượng Cảnh sát biển tại Tp. Vũng Tàu.

Xuồng tuần tra cao tốc H47P do PVFCCo tài trợ có giá trị 12 tỷ đồng, được thiết kế và chế tạo theo công nghệ hiện đại, sử dụng vật liệu tổng hợp PPC (polypropylen copolymer), một trong những vật liệu cao cấp nhất hiện nay

trong chế tạo tàu, xuồng, canô nhờ khả năng chịu được va đập mạnh, tuổi thọ cao, hoạt động tốt trong điều kiện thời tiết khắc nghiệt, đồng thời rất thân thiện với môi trường. Xuồng dài 13,5m, rộng gần 3,5m, lượng giãn nước 10,2 tấn, 600 mã lực và chở được 3 tấn hàng cùng 12 người. Bộ Tư lệnh Cảnh sát biển Việt Nam đã bàn giao xuống tuần tra cho Vùng cảnh sát biển 3 quản lý và sử dụng.

Ngày 20/5/2014, cán bộ, công nhân viên, người lao động PVFCCo đã quyên góp 300 triệu đồng để ủng hộ lực lượng Cảnh sát biển và Kiểm ngư Việt Nam. Theo ông Lê Cự Tân - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT PVFCCo, đây là hành động thiết thực của Tổng công ty nhằm chung tay giữ gìn biển đảo quê hương và góp phần hỗ trợ, động viên các lực lượng đang ngày đêm bám biển, thực thi nhiệm vụ bảo vệ chủ quyền thiêng liêng của Tổ quốc.

Đình Khôi

PV GAS vào Top 2.000 doanh nghiệp lớn nhất thế giới

Tạp chí Forbes (Mỹ) vừa công bố danh sách 2.000 doanh nghiệp lớn nhất thế giới. Đây là năm thứ 10 Forbes xếp hạng 2.000 doanh nghiệp toàn cầu, dựa trên các tiêu chí đánh giá doanh thu, lợi nhuận, tài sản và giá trị thị trường. Trong đó, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) lần đầu tiên lọt vào Bảng xếp hạng của Forbes (vị trí 1.651) với doanh thu năm 2013 đạt 3,1 tỷ USD.

Năm 2014, PV GAS đặt mục tiêu vận hành an toàn, hiệu quả các công trình khí hiện có, đảm bảo tiến độ các dự án đầu tư; cung cấp trên 9,511 tỷ m³ khí khô cho các hộ tiêu thụ, đảm bảo sản lượng LPG cung cấp chiếm trên 70% thị phần toàn quốc. PV GAS phấn đấu doanh thu toàn Tổng công ty đạt trên 62,444 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt 10,537 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 4,176 nghìn tỷ đồng...

Nguyễn Cẩm

TIN THẾ GIỚI

EU tài trợ 750 triệu euro để xây dựng cơ sở hạ tầng năng lượng



EU dành ưu tiên hàng đầu cho các dự án thuộc lĩnh vực khí đốt và điện. Ảnh: Lngworldnews

Liên minh châu Âu (EU) sẽ cung cấp 750 triệu euro cho các dự án xây dựng cơ sở hạ tầng năng lượng xuyên châu Âu. Khoản tài trợ trên của EU sẽ dành ưu tiên hàng đầu cho các dự án chủ yếu thuộc lĩnh vực khí đốt và điện. Các dự án này sẽ giải quyết các vấn đề an ninh nguồn cung năng lượng và giúp chấm dứt sự cô lập năng lượng của một số nước thành viên EU. Đồng thời, những dự án này cũng sẽ đóng góp vào việc hoàn chỉnh thị trường năng lượng nội khối của EU và sự kết hợp năng lượng tái tạo vào mạng lưới năng lượng EU. Khoản tài trợ của EU sẽ thúc đẩy đầu tư trong các liên kết xuyên biên giới còn khuyết thiếu qua việc bổ sung cho các nguồn vốn tư nhân và công cộng cần thiết.

Ông Günther Oettinger, Ủy viên về lĩnh vực năng lượng EU cho biết: "Cuộc khủng hoảng của Ukraine hiện

nay làm rõ thêm tầm quan trọng của việc nâng cấp cơ sở hạ tầng năng lượng và xây dựng các mối liên kết còn đứt đoạn giữa các nước thành viên EU, nhằm tăng cường an ninh năng lượng của EU. Nói chung, các quốc gia thành viên chỉ có thể hỗ trợ lẫn nhau khi nguồn cung cấp năng lượng được kết nối tốt. Hơn nữa, cải thiện cơ sở hạ tầng năng lượng là một điều kiện tiên quyết để hoàn chỉnh thị trường năng lượng nội khối vì lợi ích của người tiêu dùng và các doanh nghiệp trong EU".

Trong khuôn khổ Quỹ Kết nối châu Âu (CEF), 5,85 tỷ euro đã được phân bổ cho các dự án xây dựng cơ sở hạ tầng năng lượng xuyên châu Âu trong giai đoạn 2014 - 2020.

Danh sách "các dự án vì lợi ích chung" đầu tiên đã được Ủy ban châu Âu thông qua trong tháng 10/2013 với khoảng 250 dự án xây dựng cơ sở hạ tầng năng lượng trọng điểm. Khi hoàn thành, mỗi dự án sẽ đảm bảo lợi ích đáng kể cho ít nhất hai quốc gia thành viên; tăng cường an ninh nguồn cung, hội nhập thị trường và nâng cao khả năng cạnh tranh cũng như giảm lượng khí CO₂ phát thải.

Theo quy định, số tiền tài trợ của EU cho mỗi dự án không được vượt quá 50% chi phí hợp lệ. Trong trường hợp đặc biệt, khi dự án góp phần đáng kể vào đảm bảo an ninh nguồn cung hoặc thúc đẩy sự đoàn kết giữa các nước thành viên trong lĩnh vực năng lượng, số tiền tài trợ của EU có thể lên đến 75% chi phí hợp lệ. Hạn cuối cùng nộp đơn đề xuất là ngày 19/8/2014. Ủy ban châu Âu sẽ đưa ra quyết định cuối cùng về danh sách các dự án sẽ nhận được tài trợ trong tháng 11/2014.

Đỗ Hưng (theo Europa.eu)

Sản lượng dầu mỏ của Saudi Arabia đạt 12,5 triệu thùng/ngày



Sản lượng dầu mỏ của Saudi Arabia hiện đạt khoảng 9,6 triệu thùng/ngày. Ảnh: Arabianoilandgas

Bộ trưởng Dầu mỏ Saudi Arabia, ông Ali al-Naimi cho biết sản lượng dầu mỏ của quốc gia này hiện đạt khoảng 9,6 triệu thùng/ngày. Saudi Arabia có khả năng tăng sản lượng lên 12,5 triệu thùng/ngày, có khả năng "lấp đầy" sự thiếu hụt về nguồn cung dầu mỏ trên thị trường mà cuộc khủng hoảng tại Ukraine gây ra. Ông Ali al-Naimi khẳng định, Saudi Arabia và Tổ chức Các nước

Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) đều sẽ đáp ứng bất kỳ nhu cầu tăng thêm nào của thị trường.

Sự kiện Crimea sáp nhập vào Liên bang Nga và tình trạng bạo lực tại miền Đông Ukraine đã "hâm nóng" thị trường dầu mỏ, đẩy giá dầu Brent trong các hợp đồng kỳ hạn tiến sát mốc 108USD/thùng, sau khi đạt 112,39USD/thùng ở phiên ngày 3/3/2014 - mức cao nhất tính từ đầu năm đến nay. Phát biểu bên lề một hội nghị ở Seoul, ông Naimi cho rằng giá dầu giữ ở mức 100USD/thùng là hợp lý đối với cả nhà sản xuất, đối tượng tiêu thụ và các hãng dầu mỏ.

Bộ trưởng Dầu mỏ Saudi Arabia dự báo, trong cuộc họp vào ngày 11/6/2014 tại Vienna, OPEC sẽ duy trì hạn ngạch sản xuất ở mức 30 triệu thùng/ngày, vì hiện "không có lý do gì để thay đổi". OPEC đang phải đối diện với khả năng sản lượng dầu của Iran và Iraq tăng mạnh sau một thời gian phải hứng chịu các lệnh trừng phạt và nội chiến.

Hương Giang (theo Reuters)

Canada cam kết là nhà cung cấp năng lượng tin cậy cho thế giới



Trữ lượng dầu cát của Canada ước đạt 168 tỷ thùng.

Ảnh: Huffingtonpost.ca

Tại cuộc họp các bộ trưởng năng lượng G-7 diễn ra từ ngày 5 - 6/5/2014 tại Italy, Bộ trưởng Tài nguyên Canada Greg Rickford nhấn mạnh Canada ủng hộ xu hướng sử dụng năng lượng có trách nhiệm và đã liên tục đầu tư cho lĩnh vực đổi mới, nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng. Bộ trưởng Rickford cho biết nhu cầu năng lượng toàn cầu dự báo sẽ tăng trong các thập kỷ tới và Canada đã chuẩn bị sẵn sàng để đáp ứng nhu cầu cũng như đóng góp vào an ninh năng lượng toàn cầu. Trách nhiệm của các nhà cung cấp năng lượng đáng tin cậy như Canada là đáp ứng những nhu cầu này thông qua phát triển và sử dụng năng lượng có trách nhiệm.

Bộ trưởng Rickford đề cập đến các đề xuất hiện nay của Canada về xây dựng cơ sở hạ tầng mới, gồm hệ

thống đường ống dẫn dầu thô với tổng công suất hơn 3 triệu thùng/ngày. Ngoài ra, 11 giấy phép xuất khẩu LNG, với tổng khối lượng xuất khẩu lên tới 165 triệu tấn LNG/năm, đang được xem xét thông qua. Các dự án này sẽ giúp Canada đáp ứng đáng kể nhu cầu năng lượng toàn cầu ngày càng tăng cao, đồng thời tăng cường khả năng hỗ trợ các khách hàng của Canada ở châu Á, châu Âu và Bắc Mỹ. Bộ trưởng Rickford khẳng định, với nguồn tài nguyên dồi dào và cam kết mở cửa đầu tư và thương mại, Canada sẵn sàng hỗ trợ các đối tác và giúp đáp ứng nhu cầu toàn cầu.

Tại cuộc họp, Bộ trưởng Tài nguyên Canada và Bộ trưởng Phát triển Kinh tế Italy đã ký tuyên bố chung về các kế hoạch thúc đẩy hợp tác và trao đổi thông tin nhằm tăng cường và mở rộng mối quan hệ thương mại năng lượng song phương. Tuyên bố cũng xác định các lĩnh vực hợp tác tiềm năng gồm đa dạng hóa và sử dụng hiệu quả năng lượng; tăng cường thương mại và đầu tư trong lĩnh vực dầu khí; công nghệ lưới điện thông minh và năng lượng tái tạo.

Năm 2011, Canada dẫn đầu nhóm G-7 về tỷ lệ điện sản xuất từ các nguồn không phát ra khí thải gây hiệu ứng nhà kính (chiếm 77% tổng lượng điện do nước này sản xuất). Canada hiện đứng thứ 5 thế giới về sản xuất khí đốt tự nhiên, có trữ lượng dầu thô lớn thứ 3 thế giới (trong đó riêng trữ lượng dầu cát ước đạt 168 tỷ thùng) và là nước sản xuất dầu mỏ lớn thứ 5 thế giới.

Viên Luyến (theo Nationaljournal)

IEA dự báo nhu cầu dầu mỏ toàn cầu đạt 92,8 triệu thùng/ngày

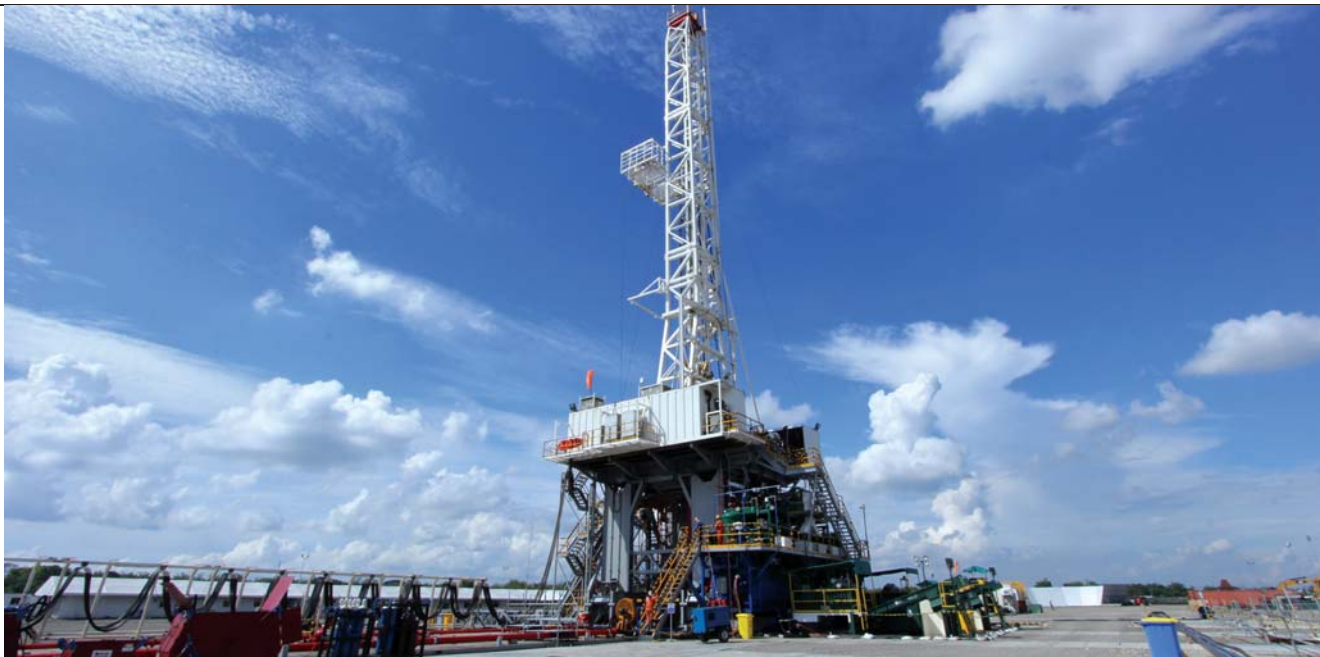
Trong báo cáo hàng tháng công bố ngày 15/5/2014, Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) nâng dự báo nhu cầu dầu mỏ toàn cầu năm 2014 thêm 65.000 thùng/ngày lên 92,8 triệu thùng/ngày, đồng thời thúc giục Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) tăng sản lượng trước những dấu hiệu "căng thẳng" trên thị trường dầu mỏ. Do giá dầu dự báo sẽ vẫn ở mức cao, OPEC nên tăng mạnh sản lượng trong 6 tháng cuối năm để cung cấp đủ dầu cho thị trường trong bối cảnh nhu cầu dầu toàn cầu tăng mạnh. Trong báo cáo trên, IEA lưu ý rằng để cân bằng cán cân cung - cầu, các nước OPEC sẽ cần tăng sản lượng Quý III/2014 thêm 900.000 thùng/ngày so với sản lượng đã đạt được trong tháng 4.

Trong Quý I/2014, nhu cầu dầu mỏ toàn cầu bất ngờ tăng mạnh, tập trung ở Mỹ, Nhật Bản, Đức và Anh. Nhu cầu của các nước ngoài Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế (OECD), chủ yếu là các nước mới nổi, cũng tăng đáng kể. Trong đó, phải kể đến nhu cầu khá lớn từ Ấn Độ, Brazil, Iran và Saudi Arabia.

IEA lưu ý bất ổn ở Libya có thể tác động đến nguồn cung cầu dầu mỏ thế giới, do chưa có gì chắc chắn về việc nước này sẽ mở cửa cảng hay ngừng xuất khẩu. Báo cáo của IEA cho hay trong tháng 4, nguồn cung dầu mỏ toàn cầu tăng 700.000 thùng/ngày so với tháng 3, lên hơn 92 triệu thùng/ngày. Sản lượng dầu mỏ của OPEC trong tháng 3 đã giảm xuống mức thấp nhất trong 5 tháng qua, nhưng đã tăng 405.000 thùng/ngày lên mức 29,90 triệu thùng/ngày trong tháng 4, xấp xỉ hạn ngạch khai thác dầu mỏ của OPEC.

Trước đó, ngày 13/5/2014, Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) cho biết nhu cầu dầu mỏ toàn thế giới trong năm 2014 ở mức 91,15 triệu thùng/ngày, tăng 1,14 triệu thùng/ngày so với năm 2013, trong đó Trung Quốc và Trung Đông chiếm một nửa mức tăng trưởng này. OPEC cho rằng sau khi tăng mạnh lên mức 91,3 triệu thùng/ngày trong Quý I/2014, nhu cầu dầu mỏ toàn thế giới có thể sẽ dịu bớt.

Như Mai (theo IEA)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Cung - cầu dầu thô

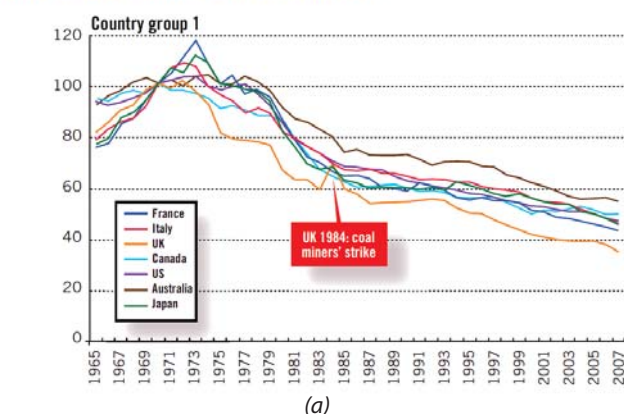
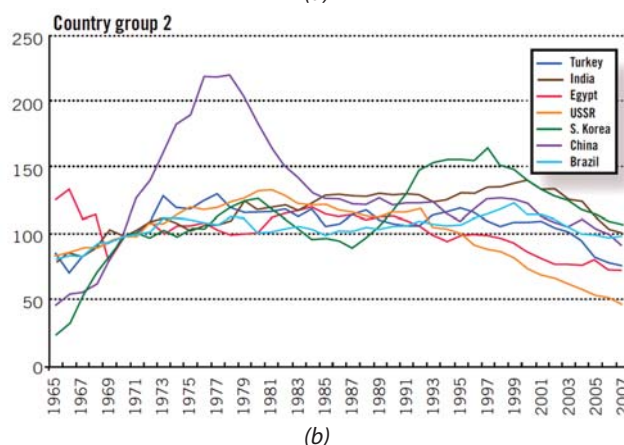
Theo các nhà nghiên cứu thị trường thế giới, nhu cầu dầu mỏ của các nước thuộc Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế (OECD) có khuynh hướng tăng theo thời gian. Dự báo mức tiêu thụ dầu mỏ toàn cầu trong năm 2014 sẽ tăng 1,4 triệu thùng/ngày. Mức cung của Tổ chức các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) năm 2014 sẽ tăng 1,6 triệu thùng/ngày, cao hơn 200.000 thùng/ngày so với năm 2013. Dự báo này cho thấy bức tranh cung/cầu năm 2014 sẽ không khác nhiều so với năm 2013. Giá dầu diễn biến không ổn định nhưng OPEC sẽ điều hành được giá dầu trên thị trường thế giới.

Cán cân cung - cầu và tình trạng của nền kinh tế thế giới là yếu tố quan trọng nhất ảnh hưởng đến giá dầu, ngược lại giá dầu trên thị trường cũng là nhân tố quan trọng ảnh hưởng đến trạng thái của nền kinh tế. Rõ ràng rằng khó có thể nhận diện trước các sự thay đổi cũng như dự báo xu hướng giá dầu trong tương lai một cách chắc chắn. Điều này giải thích vì sao có rất nhiều kịch bản khác nhau, thậm chí trái ngược nhau về mức độ thay đổi công nghệ, trạng thái các nền kinh tế, chính sách của các chính phủ, chủ trương của các tổ chức... trong các dự báo dài hạn. Các dự báo giá dầu dài hạn dao động trong một phổ rộng, từ dưới 100USD/thùng đến 200USD/thùng. Không có dự báo nào được đưa ra một cách tùy tiện. Do đó, việc phân tích thị trường là cần thiết để rút ra các bài học nếu chưa dám nói là quy luật về sự thay đổi các tham số này trong hơn 20 năm qua.

Về nhu cầu, sự cải thiện hay suy giảm của nền kinh tế thế giới ảnh hưởng trực tiếp đến nhu cầu năng lượng

nói chung và dầu mỏ nói riêng. Các yếu tố quan trọng chi phối tương lai thị trường dầu mỏ đều xuất phát từ việc các nước công nghiệp hóa phát triển có sớm thoát khỏi tình

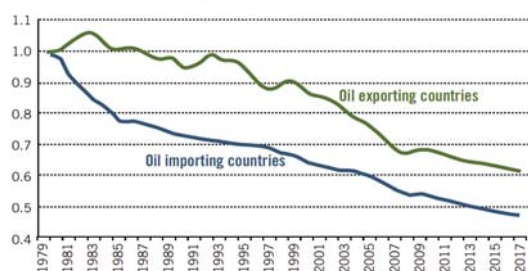
OIL INTENSITY INDEX OF GDP: 1970=100*



Nguồn: The Conference Board (TCB), Groningen Growth and Development Centre (GGDC) - Oil and Gas Journal 5/5/2014

Hình 1. Chỉ số cường độ dầu của GDP: các nước nhóm 1 (a), các nước nhóm 2 (b)

OIL-GDP RATIO FOR NET OIL EXPORTERS, IMPORTERS: 1979=1*



Nguồn: Centre for Global Energy Studies (CGES) - Oil and Gas Journal 5/5/2014

Hình 2. Chỉ số dầu - GDP của các nước xuất khẩu/nhập khẩu dầu thô

Bảng 1. Giá dầu thô Mỹ

Đơn vị: USD/thùng

Loại dầu	Ngày 25/4/2014	Ngày 12/5/2014
Alaska nhẹ - North Slope 27°	97,76	99,10
Louisiana ngọt	95,97	95,13
California - Midway Sunset 13°	98,20	97,35
California Buena Vista Hills 26°	105,76	104,67
Wyoming ngọt	92,10	91,26
East Texas ngọt	95,25	94,50
West Texas chua 34°	92,00	91,25
West Texas trung bình	97,00	96,25
Oklahoma ngọt	97,00	96,25
Texas Upper Gulf Coast	90,75	90,00
Michigan chua	89,00	88,25
Kansas Common	96,00	95,25
North Dakota ngọt	87,19	86,44

Nguồn: Oil and Gas Journal 5/5/2014, 12/5/2014

Bảng 2. Giá dầu thô trung bình giao sau của các loại dầu chính trên thị trường thế giới

Đơn vị: USD/thùng

Loại dầu	Tháng 4/2014	Dự báo cuối tháng 5/2014
Chuẩn OPEC	104,27	107,21
Arab nhẹ - Saudi Arabia	104,87	107,76
Basrah nhẹ - Iraq	102,11	105,76
Bonny nhẹ 37° - Nigeria	110,19	113,30
Es Sider - Libya	107,39	111,37
Girassol - Angola	108,80	110,49
Iran nặng	104,32	106,76
Kuwait xuất khẩu	103,13	106,20
Marine - Qatar	104,53	106,37
Merey - Venezuela	93,99	97,79
Murban - UAE	107,75	108,88
Oriente - Ecuador	94,73	97,96
Saharan trộn - Algeria	108,09	111,55
Minas 34° - Indonesia	111,12	105,26
Fateh 32° - Dubai	104,68	106,51
Isthmus 33° - Mexico	101,29	108,79
Tia Juana nhẹ, 31° - Venezuela	107,69	NA
Brent 38° - UK	106,91	111,44
WTI/Brent	5,67	-5,79
Brent/Dubai	3,01	4,93

Nguồn: Oil & Gas Journal 19/5/2014

trạng suy thoái kinh tế hay không (mặc dù nhiều nước mức gia tăng nhu cầu dầu mỏ không lớn, thậm chí suy giảm, nhưng tỷ trọng tiêu thụ dầu mỏ trên thị trường rất cao). Ngoài ra, sự gia tăng nhu cầu dầu mỏ tiêu thụ sẽ nằm ở các nước còn lại của thế giới vì đây là những nước đông dân cư, tốc độ gia tăng dân số cao, nền kinh tế mới bắt đầu bước vào giai đoạn công nghiệp hóa, hiện đại hóa.

Nhu cầu dầu còn bị chi phối bởi chính sách kinh tế nội địa, như quy định giới hạn tốc độ phát triển công nghiệp nặng, dịch vụ công, phát triển kinh tế tư nhân, các quy định về tiêu chuẩn tiêu thụ năng lượng của các phương tiện vận tải, xe du lịch, các giải pháp tiết kiệm năng lượng, chính sách sử dụng năng lượng tái tạo thay thế dầu mỏ, chính sách trợ giá nhiên liệu, chính sách giảm nghèo đói... Ở Mỹ, riêng việc quy định số lượng xăng tiêu thụ trên 1km đối với xe tự sản xuất hoặc nhập khẩu, sử dụng trên đất Mỹ đã giảm được nhu cầu nhập khẩu 2 triệu thùng dầu/năm trước khi có quy định này.

Vấn đề bảo vệ môi trường được các nước quan tâm hơn trước đây nên trong thời gian tới nhiều nước sẽ yêu cầu giảm tiêu thụ dầu mỏ. Các yếu tố chi phối thị trường dầu mỏ nói trên thể hiện rất rõ trong phản ứng của Tổng thống Richard Nixon sau sự kiện cấm vận dầu Saudi Arabia năm 1973. Giá dầu là một yếu tố quan trọng xác định nhu cầu dầu mặc dù các ảnh hưởng trực tiếp và gián tiếp trong giai đoạn ngắn hạn hoặc dài hạn có thay đổi. Thái độ phản ứng lại của các nhà tiêu thụ khi xảy ra việc tăng giá dầu rất đa dạng, như giảm chạy xe, mua xe mới tiêu thụ ít nhiên liệu hoặc có khả năng thay đổi dạng nhiên liệu. Hiệu quả sử dụng nguyên liệu nhận thấy rất rõ trên biểu đồ thay đổi giá theo thời gian trong những năm vừa qua mặc dù điều này không một bài báo kinh tế nào đề cập tới. Khuynh hướng sử dụng nhiên liệu thay thế đang được đẩy mạnh và chắc chắn không thể đảo ngược. Khuynh hướng này thể hiện trên số liệu thống kê qua chỉ số cường độ xăng dầu trong nền kinh tế giảm, tức là lượng dầu mỏ tiêu thụ để làm ra một USD GDP giảm.

Chỉ số cường độ dầu của GDP (Oil intensity index of GDP) ở các nước phát triển giảm đến 50% trong giai đoạn 1970 - 2007. Hiện tượng này cũng xảy ra ở các nước đang phát triển và kém phát triển nhưng ở mức độ thấp hơn.

Chỉ số dầu - GDP của các nước xuất khẩu/nhập khẩu dầu thô (Oil - GDP Ratio for net oil exporters/importers) của các nước vẫn cao trong giai đoạn kinh tế phát triển nhưng ổn định và giảm sau năm 1990. Kết quả nghiên cứu của Centre for Global Energy Studies (CGES) về diễn biến cường độ dầu đến năm 2017 được trình bày trong Hình 2.

Về nguồn cung, các nước sản xuất dầu như Brazil, Iraq, Mexico, Libya... có khả năng tăng sản lượng với quy mô lớn. Việc suy giảm sản lượng ở các mỏ cũ có thể chấm dứt thậm chí làm đảo chiều nguồn vốn đầu tư bằng cách áp dụng các công nghệ khai thác mới. Nhiều mỏ mới sẽ sớm được phát hiện và đưa vào khai thác. Nguồn cung từ các mỏ dầu khí phi truyền thống tăng mạnh. Ngoài Mỹ, nhiều quốc gia khác trên thế giới có thể sẽ thành công bất ngờ đối với dầu khí trong đá chặt sít và đá phiến sét. Tuy nhiên, để khai thác thương mại các nguồn cung tiềm năng này cần nhiều công sức, thời gian và tiền bạc. Hiện nay công nghệ phá vỡ vỉa thủy lực đang gặp phải sự phản đối mạnh mẽ của người dân (Anh, Pháp...) do gây ra tình trạng cạn kiệt nguồn nước, ô nhiễm môi trường. Dầu khí là nguồn năng lượng hữu hạn và theo quy luật sẽ đạt sản lượng đỉnh, sau đó suy giảm, tuy nhiên các nhà khoa học vẫn chưa xác định được thời gian sản lượng dầu toàn cầu đạt đỉnh.

Về thị trường, giá dầu hiện vẫn ở mức cao do nguồn cung không ổn định. OPEC vẫn có ảnh hưởng quan trọng đến giá dầu trên thị trường trong nhiều năm nữa vì sản lượng của các nước thuộc tổ chức này đang cung cấp khoảng 40% nhu cầu dầu mỏ thế giới. Theo công bố của Saudi Arabia và các nước thành viên OPEC khác về nhu cầu ngân sách quốc gia, các tổ chức dự báo quốc tế đều thống nhất cho rằng giá dầu trong các năm tới không thể thấp hơn 100USD/thùng. OPEC muốn đẩy giá dầu lên cao hơn song điều này khó có thể xảy ra, đặc biệt là trong bối cảnh suy thoái kinh tế và khả năng cạnh tranh của các nguồn dầu khí khác ngoài OPEC. Nhu cầu tài chính đột xuất, ngắn hạn có thể khiến một số nước OPEC tăng sản lượng, gây ra hiện tượng dư thừa nguồn cung và đẩy giá dầu xuống thấp.

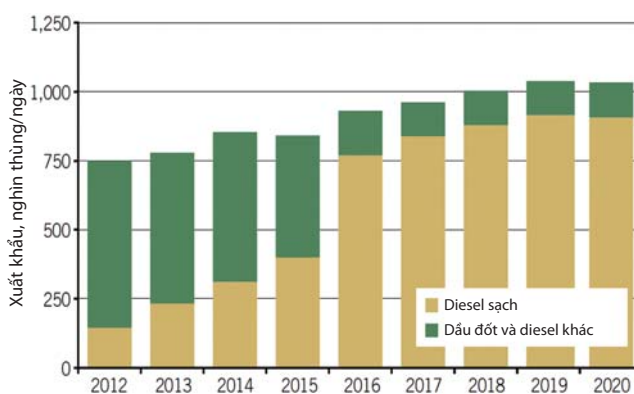
Trong báo cáo Quý I/2014, Công ty Ernst and Young cho biết sản lượng dầu khí tăng ở cả 3 nước Mỹ, Canada, Mexico, nhu cầu dầu khí tăng do kinh tế bắt đầu hồi phục và hy vọng động lực thị trường vẫn giữ vững cho những tháng cuối năm 2014. Giá dầu thế giới hiện đang ở mức tương đối cao mặc dù nguồn cung tăng nhưng vẫn chưa thay đổi tương quan cung - cầu trong các tháng đầu năm. Giá một số loại dầu thô của Mỹ (Bảng 1) ngày 12/5/2014 dao động ở mức 86,44 - 104,67USD/thùng, chênh lệch giá dầu ở các bang thu hẹp. Trong Quý I/2014, giá khí spot trung bình cao hơn 5USD/triệu Btu, đặc biệt giá khí trung bình hàng ngày trong tháng 2/2014 vượt mức 8USD/triệu Btu khi lượng khí dự trữ quốc gia giảm đến mức thấp nhất. Điều này đã khuyến khích ngành sản xuất khí đốt Mỹ phát

Bảng 3. Giá LNG giao sau trong giai đoạn 2014 - 2016

Đơn vị: USD/triệu Btu

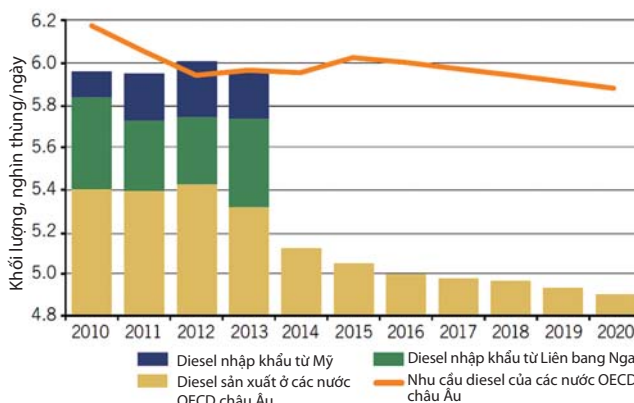
Năm	2014	2015	2016
Thị trường			
Hợp đồng xuất khẩu US Lower - 48 vĩ độ (FOB)	8,57	8,00	7,64
NBP (Anh)	10,10	10,24	10,24
Đức (biên giới)	10,21	10,43	10,46
Nhật Bản	15,15	14,40	14,03

Nguồn: PFC Energy, 2/5/2014



Nguồn: ESI Energy - Oil and Gas Journal 7/4/2014

Hình 3. Dự báo dầu diesel xuất khẩu của Liên bang Nga giai đoạn 2013 - 2020



Nguồn: ESI Energy - Oil and Gas Journal 7/4/2014

Hình 4. Dự báo nhu cầu diesel của các nước OECD châu Âu trong giai đoạn 2013 - 2020

Bảng 4. Thay đổi mức thuế xuất khẩu các sản phẩm lọc dầu Liên bang Nga (%) giai đoạn 2013 - 2016

Năm	2013	2014	2015	2016
Loại hàng hóa				
Xăng, naptha	90	90	90	90
Diesel	66	65	63	61
Các sản phẩm lọc dầu khác kể cả xăng máy bay	66	66	66	66
Dầu đốt	66	66	100	100
Than á bitum, các loại cốc dầu mỏ	66	66	100	100

triển. Khủng hoảng nguồn cung khí đốt ở thị trường châu Âu liên quan đến bất ổn chính trị ở Ukraine sẽ tạo điều kiện để Mỹ xuất khẩu khí đốt dưới dạng LNG ở thị trường mới ngoài thị trường truyền thống là Đông Bắc Á.

Liên bang Nga đẩy mạnh sản xuất diesel sạch

Liên bang Nga đang áp dụng chính sách thuế mới đối với sản phẩm lọc dầu xuất khẩu. Chính sách này được dự báo sẽ làm thay đổi chủng loại sản phẩm lọc dầu phục vụ xuất khẩu và thúc đẩy ngành sản xuất diesel chứa hàm lượng lưu huỳnh thấp (ULSD) phát triển. Đồng thời, sẽ làm thay đổi công nghệ lọc dầu của Liên bang Nga (hướng tới các sản phẩm sạch) và giúp Moscow nâng cao sức cạnh tranh ở thị trường châu Âu. ESAI Energy dự báo sản lượng dầu diesel 10ppm lưu huỳnh của Liên bang Nga sẽ tăng rất ngoạn mục, vượt quá 900.000 thùng/ngày vào năm 2020, trong đó một lượng lớn diesel 10ppm xuất khẩu gắn với giá diesel 10ppm Rotterdam.

Nguồn cung diesel sạch từ Liên bang Nga và các nhà cung cấp khác ngoài châu Âu sẽ là rào cản đối với sự tăng giá của diesel 10ppm Rotterdam theo giá dầu Brent. Giá tính lùi (netback price) dầu xuất khẩu bằng giá dầu thế giới trừ thuế xuất khẩu - là cơ sở của lọc dầu Liên bang Nga. Trước đây, thuế xuất khẩu của Liên bang Nga gây khó khăn rất lớn cho việc nâng cấp sản phẩm sạch của ngành lọc dầu nước này, trong đó có diesel. Trong 10 năm qua, các loại thuế đánh trên sản phẩm lọc dầu nằm trong khoảng 40 - 90% mức thuế dầu thô xuất khẩu. Không giống như thuế đánh trên dầu nhiên liệu, Chính phủ Nga đang giảm thuế cho diesel. Trong giai đoạn 2013 - 2016, Nga sẽ giảm thuế xuất khẩu diesel từ 66%

xuống 61%, nhằm bảo đảm lợi nhuận cho hoạt động sản xuất diesel. Theo chế độ cải cách thuế đối với dầu mỏ, Nga sẽ giữ thuế xuất khẩu xăng ở mức 90% của thuế xuất khẩu dầu thô, điều này khiến lợi nhuận từ sản xuất xăng thấp hơn sản xuất diesel sạch. Trước mắt, Chính phủ Liên bang Nga không có kế hoạch giảm thuế xăng xuất khẩu cho đến năm 2016.

Hiện diesel sạch Liên bang Nga chỉ chiếm thị phần rất nhỏ ở châu Âu. Trong thời gian gần đây, Liên bang Nga đã xuất khẩu khoảng 750.000 thùng diesel/ngày đến các thị trường ngoài Liên Xô cũ, trong đó các nước châu Âu tiêu thụ khoảng 400.000 thùng/ngày. Theo dự báo, lượng diesel sạch của Moscow sắp tới đủ để cung cấp cho thị trường vận tải đường bộ châu Âu. Việc Liên bang Nga gia tăng nguồn cung diesel cho các nước Tây - Bắc Âu trước mắt sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến các nhà lọc dầu của Mỹ ở vùng vịnh Mexico. Hiện nay, diesel của Mỹ cung cấp chủ yếu cho thị trường Nam Mỹ. Tuy nhiên, sản lượng diesel của các nước Mỹ La tinh đang có xu hướng tăng, đủ để đáp ứng nhu cầu nội vùng và trong thời gian ngắn sắp tới sẽ không cần nhập khẩu diesel từ Mỹ. Khi đó, Mỹ sẽ phải xuất khẩu diesel sang châu Âu và cạnh tranh quyết liệt với nguồn cung từ Liên bang Nga. Tương tự, Liên bang Nga cũng sẽ phải cạnh tranh mạnh mẽ với các nước ở Đông Suez để xuất khẩu diesel sang Địa Trung Hải. Ngoài ra, vấn đề tàu chuyên dụng chở diesel xuất khẩu cũng là thách thức lớn đối với Liên bang Nga. Đặc biệt, chủ trương chuyển hướng đối với sản phẩm lọc dầu của Liên bang Nga sẽ tiềm ẩn nhiều rủi ro nếu nhu cầu diesel ở các nước tiêu thụ chính (gồm cả Trung Quốc, Ấn Độ...) giảm mạnh trong thời gian tới.

Hà Phong (gửi thiệu)



Đề tài:

Nghiên cứu pha chế chất phân tán dầu từ các hóa chất hoạt động bề mặt tổng hợp phù hợp với đặc trưng của dầu thô Việt Nam

Một trong những phương pháp hiệu quả để xử lý dầu tràn là sử dụng chất phân tán phun lên lớp dầu tràn. Tuy nhiên, dầu thô ở Việt Nam có hàm lượng parafine rắn và nhiệt độ đông đặc khá cao nên một số chất phân tán thương mại đang được sử dụng tại Việt Nam chưa đạt hiệu quả cao. Theo phương pháp bình lắc, chất phân tán Superdispersant-25 (SD-25) cho hiệu quả phân tán 30 - 31% đối với dầu Bạch Hổ - Rồng, 7% đối với dầu Chim Sáo, trong khi Cục Bảo vệ Môi trường Hoa Kỳ (EPA) quy định để có trong danh sách chất phân tán sử dụng vào việc ứng cứu sự cố tràn dầu, hiệu quả phân tán tối thiểu phải đạt 45%. Với mục tiêu tạo ra chất phân tán dầu có hiệu quả cao và thân thiện với môi trường, phục vụ công tác ứng phó sự cố tràn dầu, nhóm tác giả thuộc Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí - Viện Dầu khí Việt Nam đã thực hiện đề tài "Nghiên cứu pha chế chất phân tán dầu từ các hóa chất hoạt động bề mặt tổng hợp phù hợp với đặc trưng dầu thô Việt Nam".

Nhóm tác giả đã tiến hành khảo sát, thu thập thông tin và đánh giá nhu cầu sử dụng, tàng trữ chất phân tán tại các mỏ dầu, giàn khoan, cơ sở ứng phó sự cố tràn dầu ở trong nước; tiến hành nghiên cứu pha chế chất phân tán phù hợp với dầu thô mỏ Bạch Hổ (đại diện bể Cửu Long), dầu thô mỏ Đại Hùng (đại diện cho bể Nam Côn Sơn), dầu thô mỏ Sông Đốc (đại diện cho bể Malay - Thổ Chu) và hiệu quả đạt tương ứng là 47,6%; 67,3%; 66,7%. Đồng thời, nhóm tác giả tiến hành thử nghiệm độ độc cấp tính và thử nghiệm hiệu quả phân tán tại hiện trường; đánh giá sơ bộ tính ưu việt về hiệu quả, tính kinh tế và tính thân thiện môi trường của chất phân tán pha chế so với một số chất phân tán nhập ngoại.

Bảng 1 thể hiện hiệu quả phân tán giữa chất phân tán pha chế với chất phân tán nhập ngoại. Đối với dầu Bạch Hổ, chất phân tán pha chế có hiệu quả cao hơn 1,5 lần so với chất phân tán SD-25, cao hơn chất phân tán Sea Care 5 lần, hơn Sea Green 5,6 lần cao hơn Shell VDC 10 lần, hơn Dasic Slickgone 2,5 lần. Đối với dầu Đại Hùng, hiệu quả phân tán ghi nhận được cao hơn SD-25 khoảng 1,6 lần,

hơn Sea Care 4,7 lần, hơn Sea Green 4 lần, cao hơn Shell VDC 4 lần, và hơn Dasic Slickgone 1,7 lần. Trên dầu mỏ Sông Đốc, hiệu quả phân tán cao hơn SD-25 khoảng 1,4 lần, hơn Sea Care 3,8 lần, hơn Sea Green 3,2 lần, cao hơn Shell VDC 4,4 lần và hơn Dasic Slickgone 2,3 lần.

Chất phân tán pha chế thân thiện với môi trường, có độ độc cấp tính thấp hơn SD-25. Giá trị LC50 khi thử nghiệm độ độc trên ấu trùng tôm sú của chất phân tán pha chế được là 44,57ppm, trong khi của SD-25 là 30,08ppm. Về mặt kinh tế, tính trên quy mô sản xuất phòng thí nghiệm 2.000 lít/ngày thì chi phí sản xuất 1 lít chất phân tán là 158.982 đồng, thấp hơn giá bán thương mại của SD-25 (168.800 đồng). Khi sử dụng ngoài hiện trường, chất phân tán pha chế được pha loãng 10 lần với nước biển, có hiệu quả phân tán dầu tương đương chất phân tán SD-25 ở dạng đậm đặc. Do đó, nếu dùng SD-25 sẽ cần nhiều chất phân tán hơn, điều này không có lợi cho môi trường cũng như hiệu quả kinh tế. Trên cơ sở ưu điểm của chất phân tán pha chế được, nhóm tác giả đề xuất Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục nghiên cứu, đưa vào sản xuất thương mại hóa để tạo ra sản phẩm đặc trưng của Petrovietnam phục vụ cho công tác ứng phó tràn dầu, bảo vệ môi trường biển. Đồng thời, cần thực hiện thêm một số nghiên cứu theo dõi các đặc tính hóa lý, kiểm tra tính ổn định của chất phân tán theo thời gian, thử nghiệm hiệu quả phân tán quy mô bể thử nghiệm thêm với các đối tượng dầu thô khác, nghiên cứu tối ưu hóa về mặt kinh tế và kỹ thuật để sản xuất với quy mô lớn (từ 5.000 lít/ngày).

Báo cáo tổng kết gồm 4 chương với các nội dung liên quan đến tổng quan về đặc điểm, tính chất của dầu thô Việt Nam, thành phần cơ bản của chất phân tán, cơ chế hoạt động của chất phân tán, các số liệu về nhu cầu sử dụng và tàng trữ chất phân tán dầu tại Việt Nam, các nghiên cứu pha chế chất phân tán dầu, thử nghiệm độ độc, đánh giá hiệu quả kinh tế của chất phân tán pha chế được cũng như các kết luận, kiến nghị về các nghiên cứu bổ sung cần thực hiện để có thể thương mại hóa sản phẩm trong tương lai.

Bảng 1. So sánh hiệu quả phân tán giữa chất phân tán pha chế và chất phân tán nhập ngoại

Loại dầu	Tỷ lệ hiệu quả phân tán giữa chất phân tán pha chế với chất phân tán nhập ngoại				
	Superdispersant-25 (SD-25)	Sea Care	Sea Green	Shell VDC	Dasic Slickgone
Bạch Hổ	1,5	5	5,6	10	2,5
Đại Hùng	1,6	4,7	4	4	1,7
Sông Đốc	1,4	3,8	3,2	4,4	2,3

Phạm Thị Lê Na (giới thiệu)

PHỔ BIẾN SÁNG KIẾN

Sử dụng tàu định vị động học DP2 thi công ống dẫn dầu cho trạm rót dầu không bến - FSO



Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" có 4 kho nổi chứa xuất dầu thô đang hoạt động tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng. Khoảng 10 giàn khai thác được chuyển về 1 kho nổi chứa dầu với sản lượng nhận dầu lên đến 80.000 thùng/ngày qua hệ thống ống mềm riser. Trong trường hợp, hệ thống ống mềm riser dẫn dầu thô từ hệ thống đường ống ngầm lên kho nổi FSO-5 bị đứt, phải sử dụng tàu cầu Trường Sa để thi công khắc phục. Tàu cầu Trường Sa dài 141,41m, rộng 54,51m, có khả năng cầu 600 tấn trong điều kiện làm việc theo quy định hàng hải của Vietsovpetro (sóng <1,25m, gió < 10m/s). Tuy nhiên, trong điều kiện thời tiết xấu, các giàn phải dừng khai thác sẽ gây tổn thất về chi phí vật tư, nhân công... ảnh hưởng đến doanh thu. Khắc phục tình trạng trên, tác giả Đỗ Văn Phúc (Xí nghiệp xây lắp, khảo sát và sửa chữa các công trình khai thác dầu khí) và các cộng sự Vietsovpetro đã đề xuất giải pháp sử dụng tàu dịch vụ được trang bị hệ thống định vị động học DP2 (không cần thả neo mà vẫn đứng yên tại vị trí) có kích thước nhỏ và một số thiết bị chuyên dụng (tời, hệ thống ròng rọc, pa lăng xích) thay thế tàu cầu Trường Sa để thi công trong điều kiện thời tiết xấu.

Theo giải pháp, cần chuẩn bị dây, tời và đưa tàu định vị động học DP2 vào vị trí kho nổi FSO-5; lắp đặt hệ thống ròng rọc, tời, pa lăng trên cụm neo xích (turret) của kho nổi chứa dầu (FSO, FPSO). Sử dụng 2 pa lăng xích kéo giữ (2 tấn/1 pa lăng) để tháo 2 mặt bích (khớp nối) giữa 2 đầu ống mềm và đầu ống dẫn dầu của kho nổi nằm tại cụm neo xích, tàu định vị động học DP2 tiến sát vào vị trí thay thế dưới cụm xích neo. Sau khi tháo khớp nối nhả pa lăng xích và ống mềm xuống 0,5m, dùng tời kéo 2 ống mềm riser về phía cụm neo xích để tháo 2 pa lăng xích ra khỏi ống mềm riser; dùng tời của kho nổi, thả ống mềm riser từ cụm xích neo (turret) xuống mặt boong tàu định vị động

học DP2. Dùng tời của tàu định vị động học DP2 kéo 2 ống mềm riser (đã bị hỏng) và khớp nối lên boong tàu. Tiếp theo, tháo dỡ đoạn ống mềm riser bị hỏng và lắp ráp đoạn ống mềm riser mới vào đầu nối của hệ thống dẫn dầu dưới đáy biển (trạm kết nối ngầm - PLEM); đưa tàu định vị động học DP2 tiến sát vào vị trí thay thế dưới cụm xích neo của kho nổi (turret), thả cáp tời từ kho nổi chứa dầu xuống sàn tàu định vị động học DP2, kết nối với ống mềm riser và từ từ kéo ống riser lên turret bằng tời. Dùng pa lăng xích kéo 2 đầu nối của ống mềm riser vào 2 đầu ống dẫn dầu của kho nổi tại cụm xích neo; kết nối với mặt bích của hệ thống ống mềm riser trên kho nổi chứa dầu bằng bu lông; thử áp lực và mở van ngầm của đường ống dẫn dầu và đưa kho nổi FSO-5 vào khai thác; thu hồi cáp tời trên tàu định vị động học DP2 và kho nổi chứa dầu.

Giải pháp trên lần đầu tiên được áp dụng ở Việt Nam, đảm bảo yêu cầu kỹ thuật và quản lý, vận hành; đặc biệt có thể thực hiện các thao tác an toàn nối ống trong điều kiện thời tiết biển xấu (sóng cao 3,5m, gió 25m/s). Thiết bị được chế tạo gọn, thuận tiện, lắp đặt, bảo dưỡng không ảnh hưởng đến tàu; thao tác vận hành đơn giản, thi công nhanh và giải quyết được việc nối ống trong điều kiện thời tiết xấu mà tàu cầu Trường Sa trước đây không làm được, góp phần nhanh chóng khắc phục sự cố, đảm bảo sản lượng khai thác dầu thô và tiết kiệm ít nhất là 4.563.319USD cho một lần thay thế ống dẫn dầu.

Giải pháp "Sử dụng tàu định vị động học DP2 thi công ống dẫn dầu cho trạm rót dầu không bến - FSO" đã được công nhận là Sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam năm 2013 và Quỹ Hỗ trợ Sáng tạo Kỹ thuật Việt Nam (VIFOTEC) trao giải Nhất tại Hội thi Sáng tạo Kỹ thuật toàn quốc lần thứ 12 (2012 - 2013).

Nguyễn Việt Hưng (giới thiệu)