

Dầu Khí



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

■ SỐ 9 - 2014

ISSN-0866-854X





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Hoàng Ngọc Đang

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

ThS. Vũ Văn Nghiêm

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viễn

ThS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

PHỤ TRÁCH MỸ THUẬT

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 173 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

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

Ảnh bìa: Giàn đầu giếng Sư Tử Nâu Bắc. Ảnh: Phan Ngọc Trung

TIÊU ĐIỂM

Petrovietnam đẩy mạnh
HỢP TÁC QUỐC TẾ TRONG LĨNH VỰC DẦU KHÍ



Chủ tịch HPTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trao quà lưu niệm cho Thủ tướng thứ nhất Bộ Năng lượng Liên bang Nga, Anis Pirov

Tại buổi làm việc giữa lãnh đạo Bộ Năng lượng Liên bang Nga và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, hai bên đánh giá cao mối quan hệ hợp tác truyền thống và hiệu quả trong lĩnh vực dầu khí, đồng thời thảo luận các giải pháp đẩy mạnh hợp tác, tăng cường hiệu quả hoạt động của các liên doanh Gazpromet và Ruvisipetrol tại Liên bang Nga, các dự án khai thác tài nguyên, xuất khẩu...

Chủ tịch HPTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn đã nghi Bộ Năng lượng Liên bang Nga tiếp tục tạo điều kiện thuận lợi để liên doanh Gazpromet và Ruvisipetrol tiếp tục hoạt động hiệu quả. Petrovietnam đã cùng tham gia đầu tư vào các dự án dầu khí tại Liên bang Nga, đồng thời bày tỏ mong muốn đồng vai trò và đầu tư để các doanh nghiệp dầu khí Liên bang Nga tiếp tục phát triển hợp tác với các quốc gia Đông Nam Á (ASEAN). Chủ tịch Nguyễn Xuân Sơn hy vọng hợp tác dầu khí giữa doanh nghiệp hai nước sẽ tiếp tục được nâng lên tầm cao mới, góp phần thúc đẩy hơn nữa mối quan hệ đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga.

Thủ tướng thứ nhất Bộ Năng lượng Liên bang Nga Yuri Seleznev khẳng định sẵn sàng hỗ trợ các liên doanh kinh doanh hiệu quả, tiến hành khai thác công nghệ mới, công nghệ phương thức khai thác các kiến nghị liên quan đến các dự án khai thác tài nguyên và xuất khẩu dầu.

Trong thời gian công tác tại Liên bang Nga, Chủ tịch HPTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã có các buổi làm việc

với ông Igor Sechin - Chủ tịch Rosneft, ông Alexey Miller - Chủ tịch điều hành Gazprom, ông Valery Goulov - Tổng giám đốc Gazprom E&P International và ông Alexandre Yukov - Tổng giám đốc Gazprom Neft; ông Sergey Kuvshinov - Tổng giám đốc Zambetneft...

Các bên đã thảo luận một số dự án đang tiến hành, đồng nhất chủ trương, tiếp tục đẩy mạnh hợp tác song phương thông qua việc tăng cường hiệu quả của các dự án dầu khí đã và đang được tích cực triển khai. Petrovietnam và Rosneft đồng nhất thành lập liên doanh để tiến hành thăm dò, khai thác tại mỏ dầu ở bán đảo Pechora. Petrovietnam và Gazprom đánh giá cao kết quả triển khai các dự án thăm dò, khai thác dầu khí và trao đổi các giải pháp phát triển thị trường khí nhiên liệu H2V tại Việt Nam. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trao đổi với Gazprom Neft về việc mua lại cổ phần Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSH), tham gia vào dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, cung cấp dầu thô để sản xuất dầu khí tại Việt Nam, Liên bang Nga và các nước thứ ba.

Làm việc với Ruvisipetrol và Gazpromet, Chủ tịch HPTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn đánh giá kết quả hoạt động của hai liên doanh trong thời gian qua, đồng thời khẳng định sẽ liên tục các dự án khai thác và Liên bang Nga để thúc đẩy các khu khai thác và tạo hành lang pháp lý để đầu tư nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh.

Đánh giá tiềm năng dầu khí
VÙNG BIỂN VÀ THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM



Từ Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam bên trái với Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải một số kết quả chính của Dự án. Ảnh: Ngọc Linh

Dự án "Thăm dò tiềm năng dầu khí trên vùng biển Việt Nam" chủ trì thực hiện thuộc Dự án tổng thể về đầu tư cơ bản và quản lý tài nguyên môi trường biển đến năm 2015, tầm nhìn đến năm 2020 được Thủ tướng Chính phủ và lịch sử phát triển địa chất của các đơn vị liên quan trong các giai đoạn trước đây, các đơn vị liên quan và các đơn vị khác nhau, hoạt động magma phun trào vào các tầng địa tầng khác nhau, cũng như điều kiện và môi trường trầm tích của các phân vị địa tầng trong Cenozoic của các bể trầm tích đã được làm sáng tỏ, đó là các bể trầm tích và hình thái tổng thể, thống nhất và hệ thống.

Các trục địa chất của các bể trầm tích, đới, vùng, cấu tạo và bẫy chứa đã được chính xác hóa bằng các số liệu mới và sự hỗ trợ của việc áp dụng công nghệ, phần mềm hiện đại, báo cáo đầy đủ tin cậy cho nghiên cứu phân vùng trầm tích và đánh giá tiềm năng dầu khí. Các đơn vị địa tầng bậc 1, 1/1 ở các bể trầm tích đã được xác lập và chuẩn hóa.

Dự án đã xây dựng được bộ bản đồ tỷ lệ 1:1.000.000 cho toàn bộ trầm tích dầu và khí vùng biển Việt Nam, gồm 5 bản đồ cấu tạo, 4 bản đồ đẳng dày, 2 bản đồ độ dày và mức

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

- 12

♦

Đánh giá nguồn gốc dầu khí Lô 05-2 và 05-3 bằng kết quả phân tích sắc ký khí, sắc ký khối phổ và đồng vị carbon mẫu dầu và khí
- 20

♦

Đặc điểm địa chấn địa tầng và dự báo môi trường trầm tích miocene trên, Bể Phú Khánh
- 26

♦

Đặc điểm hình thái, cơ chế động học của đới đứt gãy trung tâm miền vòng Hà Nội và sự ảnh hưởng đến quá trình hình thành - phá hủy bẫy cấu trúc dầu khí trong Cenozoic
- 33

♦

Nghiên cứu công nghệ sản xuất nhũ tương nhựa đường có khả năng sử dụng trong ngăn cách nước ở các giếng khai thác tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ
- 46

♦

Đánh giá, xếp hạng các dự án chế biến sâu khí

GIỚI THIỆU CÔNG NGHỆ

- 52

♦

Quá trình đổi mới công nghệ trong lĩnh vực địa vật lý tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam

DẦU KHÍ THẾ GIỚI

- 62

♦

Cuba tăng cường hợp tác thăm dò khai thác dầu khí
- 65

♦

Việt Nam - Ấn Độ tăng cường hợp tác dầu khí
- 66

♦

Cuu Long JOC đưa mỏ Sư Tử Vàng Tây Nam vào khai thác
- 67

♦

Dự án khai thác toàn mỏ Cendor giai đoạn 2 cho dòng dầu đầu tiên
- 68

♦

Chế tạo khối thượng tầng giàn khai thác H5 mỏ Tê Giác Trắng
- 69

♦

Kỷ hợp đồng đầu nối và dịch vụ cho điểm giao nhận khí 2
- 70

♦

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã tiếp nhận 400 chuyến dầu thô
- 71

♦

IEA hạ dự báo tăng trưởng nhu cầu dầu mỏ toàn cầu
- 72

♦

Brazil đang mất dần vị trí trên bản đồ dầu khí thế giới

TIN TỨC - SỰ KIỆN

CONTENTS



FOCUS

- 4 ♦ Petrovietnam strengthens international co-operation in the field of oil and gas
- 6 ♦ Assessment of hydrocarbon potential of Vietnam's territorial waters and continental shelf
- 8 ♦ Dung Quat Refinery produces over 8 million litres of E5 petrol
- 10 ♦ PV GAS to ensure implementation progress of major projects

SCIENTIFIC RESEARCH

- 12 ♦ Characterisation of crude oils and gas in blocks 05-2 and 05-3 - Nam Con Son basin using biomarkers, gas chromatography and carbon isotope analysis
- 20 ♦ Seismic stratigraphy and depositional environment of the upper miocene, Phu Khanh basin
- 26 ♦ Geometrical characteristics and kinetic mechanism of the fault system in the centre of Hanoi trough and their role in the formation and destruction of Cenozoic structural traps
- 33 ♦ Research on technology to produce bitumen emulsion for water isolation in Lower Miocene production wells of Bach Ho oilfield
- 46 ♦ Evaluating and ranking gas processing projects
- 52 ♦ Technology innovation in petroleum geophysical exploration in Vietnam
- 62 ♦ Cuba to promote co-operation in oil and gas exploration and production

OIL AND GAS AROUND THE WORLD

NEWS

- 65 ♦ Vietnam, India to boost co-operation in the field of oil and gas
- 66 ♦ STU Vang Tay Nam put into production by Cuu Long JOC
- 67 ♦ Cendor Phase 2 produces first oil
- 68 ♦ First cut ceremony for the Topside of Te Giac Trang field's H5 WHP
- 70 ♦ Dung Quat Refinery receives the 400th shipment of crude oil
- 71 ♦ IEA lowers global oil demand growth forecast
- 72 ♦ Brazil falling off world oil map

Petrovietnam đẩy mạnh HỢP TÁC QUỐC TẾ TRONG LĨNH VỰC DẦU KHÍ

Trong tháng 9/2014, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn đã có chuyến thăm và làm việc với Bộ Năng lượng và các tập đoàn/công ty dầu khí hàng đầu của Liên bang Nga. Hai bên đã tập trung thảo luận các giải pháp để nâng cao hiệu quả hoạt động của các liên doanh và triển khai các dự án hợp tác mới.



Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trao quà lưu niệm cho Thứ trưởng thứ nhất Bộ Năng lượng Liên bang Nga. Ảnh: PVN

Tại buổi làm việc giữa lãnh đạo Bộ Năng lượng Liên bang Nga và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, hai bên đánh giá cao mối quan hệ hợp tác truyền thống và hiệu quả trong lĩnh vực dầu khí; đồng thời thảo luận các giải pháp đẩy mạnh hợp tác, tăng cường hiệu quả hoạt động của các liên doanh Gazpromviet và Rusvietpetro tại Liên bang Nga, các ưu đãi về thuế khai thác tài nguyên, xuất khẩu...

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn đề nghị Bộ Năng lượng Liên bang Nga tiếp tục tạo điều kiện thuận lợi để liên doanh Gazpromviet và Rusvietpetro tiếp tục hoạt động hiệu quả. Petrovietnam sẵn sàng tham gia đầu tư vào các dự án dầu khí tại Liên bang Nga, đồng thời bày tỏ mong muốn đóng vai trò là cầu nối để các doanh nghiệp dầu khí Liên bang Nga tiếp cận thị trường Hiệp hội các quốc gia Đông Nam Á (ASEAN). Chủ tịch Nguyễn Xuân Sơn hy vọng hợp tác dầu khí giữa doanh nghiệp hai nước sẽ tiếp tục được nâng lên tầm cao mới, góp phần thắt chặt hơn nữa mối quan hệ đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga.

Thứ trưởng thứ nhất Bộ Năng lượng Liên bang Nga Yuri Sentiurin khẳng định sẵn sàng hỗ trợ các liên doanh kinh doanh hiệu quả, trên tinh thần đôi bên cùng có lợi, cũng như phương thức giải quyết các kiến nghị liên quan đến ưu đãi và thuế khai thác tài nguyên và xuất khẩu dầu.

Trong thời gian công tác tại Liên bang Nga, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã có các buổi làm việc

với ông Igor Sechin - Chủ tịch Rosneft, ông Alexey Miller - Chủ tịch điều hành Gazprom; ông Valery Guliev - Tổng giám đốc Gazprom E&P International và ông Alexandre Yukov - Tổng giám đốc Gazprom Neft; ông Sergey Ivanovich Kudryashov - Tổng giám đốc Zarubezhneft...

Các bên đã thảo luận một số vấn đề trọng tâm, thống nhất thúc đẩy hợp tác song phương thông qua việc tăng cường hiệu quả của các dự án dầu khí đã và đang được tích cực triển khai. Petrovietnam và Rosneft thống nhất thành lập liên doanh để tiến hành thăm dò, khai thác hai mỏ dầu ở biển Pechora. Petrovietnam và Gazprom đánh giá cao kết quả triển khai các dự án thăm dò, khai thác dầu khí và trao đổi các giải pháp phát triển thị trường khí nhiên liệu NGV tại Việt Nam. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trao đổi với Gazprom Neft về việc mua lại cổ phần Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR), tham gia vào dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, cung cấp dầu thô dài hạn cho Nhà máy; hợp tác triển khai các dự án thăm dò, khai thác dầu khí tại Việt Nam, Liên bang Nga và các nước thứ ba.

Làm việc với Rusvietpetro và Gazpromviet, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn đánh giá kết quả hoạt động của hai liên doanh trong thời gian qua, đồng thời khẳng định sẽ kiến nghị các Bộ/Ngành của Việt Nam và Liên bang Nga để tháo gỡ các khó khăn và tạo hành lang pháp lý để hai đơn vị nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh.



Đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với ông Alexey Miller - Chủ tịch điều hành Gazprom. Ảnh: PVN

BỘ TRƯỞNG BỘ CÔNG THƯƠNG VŨ HUY HOÀNG THĂM VÀ LÀM VIỆC VỚI GAZPROM NEFT

Ngày 18/9/2014, Bộ trưởng Bộ Công Thương Vũ Huy Hoàng đến thăm và làm việc với Gazprom Neft nhân dịp tham dự Phiên đàm phán thứ 7 Hiệp định Liên minh Hải quan FTA Nga - Belarus - Kazakhstan. Lãnh đạo Petrovietnam và Gazprom Neft đã báo cáo kết quả đàm phán về việc Gazprom Neft mua cổ phần của BSR và tham gia Dự án nâng cấp và mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Hai bên dự kiến sẽ kết thúc đàm phán trong đầu tháng 10/2014 để có cơ sở báo cáo Chính phủ hai nước. Bộ trưởng Vũ Huy Hoàng đánh giá cao sự hợp tác chặt chẽ của Petrovietnam và Gazprom Neft trong thời gian qua. Bộ Công Thương sẽ tạo mọi điều kiện thuận lợi để hai doanh nghiệp triển khai hợp tác kinh doanh hiệu quả, không chỉ trong Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, mà còn các dự án khác tại Việt Nam và Liên bang Nga.

Ngày 15/9/2014, tại Liên bang Nga, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn đã có buổi làm việc với ông Konov Dmitry Vladimirovich - Chủ tịch Sibur Holding. Là công ty lớn chuyên về chế biến khí và hóa dầu, Sibur sở hữu và là nhà vận hành lớn nhất tại Liên bang Nga trong lĩnh vực vận chuyển, xử lý và chế biến khí đồng hành (APG) được thu gom từ các công ty khai thác dầu tại Nga, sau đó đưa ra thị trường các sản phẩm khí tự nhiên (NG), LPG, Naphtha, NGL, MTBE và các dạng nhiên liệu cùng chất phụ gia khác để sản xuất polymer, cao su tổng hợp, nhựa, hợp chất hữu cơ, chất dẫn xuất, hóa chất. Tính đến cuối năm 2013, Sibur có 26 nhà máy, 7 nhà máy xử lý khí (GPP), 5 trạm nén khí, 3 tổ hợp tách phân đoạn khí GFU có công suất xử lý 23,1

tỷ m³ APG/năm (sản xuất 5,2 triệu tấn NGL/năm). Tổng doanh thu của Sibur trong năm 2013 là 269,8 tỷ rúp, lợi nhuận trước thuế là 78,9 tỷ rúp.

Tại buổi làm việc, Lãnh đạo Petrovietnam và Sibur Holding đã giới thiệu về tiềm năng hợp tác trong lĩnh vực hóa dầu và hóa khí; thống nhất triển khai các bước cụ thể trong việc nghiên cứu khả năng hợp tác đầu tư tại Việt Nam và Liên bang Nga, đặc biệt là khả năng Sibur đầu tư xây dựng các nhà máy hóa dầu và khí tại Việt Nam.

Ngày 17/9/2014, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn đã có buổi làm việc với ông Alexander Dyukov - Tổng giám đốc Gazprom Neft và đoàn đàm phán cấp cao của hai bên về việc Gazprom Neft tham gia dự án nâng cấp và mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Hai bên đã thảo luận chi tiết và thống nhất phương án nâng cấp và mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; cung cấp dầu thô ESPO cho Nhà máy từ Nga; cách tiếp cận về việc đánh giá giá trị Nhà máy có tính đến các ưu đãi của Chính phủ đối với dự án.

Nhân dịp này, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã đi thăm Nhà máy Lọc dầu Moscow của Gazprom Neft. Nhà máy đi vào hoạt động từ năm 1938, đến nay sau nhiều lần nâng cấp và mở rộng, công suất của Nhà máy đã đạt trên 12 triệu tấn/năm (công suất ban đầu là 0,5 triệu tấn/năm). Đây là một trong số 10 nhà máy lọc dầu hoạt động hiệu quả nhất của Nga, đứng đầu về sản xuất xăng dầu và các nhiên liệu diesel, đảm bảo khoảng 40% nhu cầu tiêu thụ các sản phẩm dầu của Liên bang Nga.

Hoàng Anh - Đoàn Linh

Đánh giá tiềm năng dầu khí VÙNG BIỂN VÀ THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

Ngày 15/9/2014, Ban chỉ đạo Nhà nước về điều tra cơ bản tài nguyên - môi trường biển đã thành lập Hội đồng nghiệm thu cấp Nhà nước kết quả thực hiện Dự án “Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam”. Đây là dự án do Viện Dầu khí Việt Nam chủ trì thực hiện, có nhiều đóng góp giá trị cho khoa học địa chất dầu khí. Lần đầu tiên ranh giới giữa các bể trầm tích Cenozoic được xác định trên cơ sở xử lý, minh giải một khối lượng lớn tài liệu, số liệu khảo sát địa chất - địa vật lý, có đủ các luận cứ khoa học và độ tin cậy cần thiết nhằm định hướng cho hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí, góp phần khẳng định và bảo vệ chủ quyền Quốc gia.



TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam báo cáo với Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải một số kết quả chính của Dự án. Ảnh: Ngọc Linh

Dự án “Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam” do Viện Dầu khí Việt Nam chủ trì thực hiện thuộc “Đề án tổng thể về điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên môi trường biển đến năm 2010, tầm nhìn đến năm 2020” được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt ngày 1/3/2006 theo Quyết định số 47/2006/QĐ-TTg. Trên cơ sở đó, Viện Dầu khí Việt Nam đã thực hiện 7 Đề tài nhánh “Đánh giá tiềm năng và trữ lượng dầu khí” của 8 bể trầm tích (Sông Hồng, Phú Khánh, Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu - Phú Quốc, Trường Sa - Tư Chính - Vũng Mây) và Đề tài tổng hợp chung “Đánh giá tổng thể bể tiềm năng dầu khí toàn thềm và định hướng công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí”.

Lần đầu tiên ranh giới giữa các bể trầm tích Cenozoic được xác định trên cơ sở xử lý và minh giải một khối lượng lớn tài liệu, số liệu khảo sát địa chất - địa vật lý, có đủ các luận cứ khoa học và độ tin cậy cần thiết nhằm định hướng cho hoạt động tìm kiếm, thăm dò tài nguyên dầu khí nói riêng và khoáng sản nói chung.

Một số vấn đề cơ bản về kiến tạo Biển Đông như hoạt động đứt gãy của các hệ thống chính: Sông Lô, Vĩnh Ninh, Sông Chảy, Sông Hồng, Rào Nậy, Tây Tri Tôn,

Tam Kỳ - Phước Sơn, Cù Lao Xanh, Sườn Dốc Đông Việt Nam, Cát Trượt Tuy Hòa, Sư Tử Đen - Phú Quý, Bạch Hổ - Rạng Đông, Mae Ping - Sông Hậu, Sông Đồng Nai, Hồng - Măng Cầu, Đá Chữ Thập - Đá Tây, Vũng Mây, Tây Trường Sa, Ba Chùa - Kim Long; cơ chế hình thành và lịch sử phát triển địa chất của các đơn vị kiến tạo trong các giai đoạn trước tách giãn, tách giãn và sau tách giãn; hoạt động magma phun trào vào các thời kỳ khác nhau; cũng như điều kiện và môi trường trầm tích của các phân vị địa tầng trong Cenozoic của các bể trầm tích đã được làm sáng tỏ, đối sánh và liên kết khu vực một cách tổng thể, thống nhất và hệ thống.

Cấu trúc địa chất của các bể trầm tích, đới, vùng, cấu tạo và bể chứa đã được chính xác hóa bằng các số liệu mới với sự hỗ trợ của việc áp dụng công nghệ, phần mềm hiện đại, bảo đảm đủ độ tin cậy cho nghiên cứu phân vùng triển vọng và đánh giá tiềm năng dầu khí. Các đơn vị cấu tạo bậc I, II ở các bể trầm tích đã được xác lập và chuẩn hóa.

Dự án đã xây dựng được bộ bản đồ tỷ lệ 1:1.000.000 cho toàn bộ thềm lục địa và vùng biển Việt Nam, gồm: 5 bản đồ cấu tạo, 4 bản đồ đẳng dày, 2 bản đồ đá mẹ và mức

độ trưởng thành, 1 bản đồ phân vùng kiến tạo, 1 bản đồ các cấu tạo triển vọng và tiềm năng, 4 bản đồ tập hợp cấu tạo triển vọng, 1 bản đồ phân vùng triển vọng dầu khí. Đây là bộ bản đồ lần đầu tiên được xây dựng khá đồng bộ, đầy đủ và tương đối hoàn chỉnh trên cơ sở tổng hợp, liên kết hàng loạt bản đồ tương ứng ở tỷ lệ lớn hơn (1:200.000 - 1:500.000) của các bể trầm tích, đáp ứng được yêu cầu quy hoạch và quản lý tài nguyên, môi trường biển trong những năm trước mắt và lâu dài.

Kết quả phân tích, đánh giá hệ thống dầu khí: đá sinh, đá chứa, đá chắn, bẫy và thời gian di cư hydrocarbon của từng đới, vùng, khu vực và bể trầm tích đã làm cơ sở để xác định phạm vi phân bố và phân loại các tập hợp triển vọng bao gồm móng nứt nẻ trước Cenozoic, cát kết Oligocene, cát kết Miocene, carbonate Miocene, cũng như xác lập các phụ tập hợp triển vọng chi tiết (cát kết Miocene hạ, Miocene trung - thượng và Pliocene) trong một số bể trầm tích nhất định. Trên cơ sở đó xác lập và phân chia toàn bộ khu vực nghiên cứu thành 5 vùng triển vọng: vùng triển vọng cao (vùng triển vọng cao thiên về dầu, vùng triển vọng cao thiên về khí), vùng triển vọng khá (vùng triển vọng khá thiên về dầu, vùng triển vọng khá thiên về khí), vùng triển vọng trung bình, vùng triển vọng thấp và vùng chưa rõ triển vọng.

Các kết quả nghiên cứu là cơ sở để Viện Dầu khí Việt Nam đề xuất cụ thể phương hướng triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong thời gian tới, ưu tiên tại các vùng có triển vọng cao, triển vọng khá về dầu và khí ở các bể trầm tích trên thềm lục địa và vùng biển Việt Nam. Đối với các bể trầm tích/khu vực mới có hoạt động tìm kiếm thăm dò, chưa có mỏ/đối tượng đưa vào khai thác dầu khí, cần tập trung nghiên cứu, thu nổ địa chấn 2D, 3D bổ sung, lựa chọn tiến hành khoan thăm dò các đối tượng tiềm năng, để gia tăng trữ lượng các cấp. Đối với các bể/ diện tích truyền thống, cần đẩy mạnh nghiên cứu chính xác hóa tiềm năng, khoan thăm dò bổ sung và thẩm định các diên tích/đối tượng cụ thể, nhằm gia tăng trữ lượng xác minh và sản lượng khai thác.

Đối với công tác nghiên cứu khoa học và công nghệ, cần đẩy mạnh công tác nghiên cứu điều tra cơ bản; khai thác, ứng dụng tổ hợp các phương pháp và công nghệ hiện đại để nghiên cứu cấu trúc nứt nẻ, quy mô phân bố bẫy chứa và đánh giá lại trữ lượng dầu khí của đá móng ở các bể Cửu Long, Nam Côn Sơn và Đông Bắc bể Sông Hồng. Phân tích định lượng, đánh giá triển vọng dầu khí bẫy phi cấu tạo và hỗn hợp ở các bể Cửu Long, Malay - Thổ Chu, lựa chọn vị trí giếng khoan

Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam" đã xây dựng được hàng nghìn sơ đồ, bản đồ, biểu đồ, mặt cắt, hình vẽ... thể hiện chi tiết cấu trúc địa chất, tiềm năng dầu khí của 8 bể trầm tích và toàn thềm lục địa Việt Nam. Trong đó, Dự án đã xây dựng bản đồ các yếu tố kiến tạo cho từng bể trầm tích; xây dựng bản đồ dị thường từ, dị thường trọng lực cho các khu vực nghiên cứu; xây dựng bản đồ cấu trúc (đẳng thời/đẳng sâu), đẳng dày của các tầng/đối tượng có tiềm năng dầu khí; xây dựng bản đồ cổ tương đá và môi trường trầm tích; xây dựng bộ bản đồ về đá mẹ, mức độ trưởng thành và dịch chuyển dầu khí; xây dựng bộ bản đồ các mỏ, cấu tạo triển vọng và các play dầu khí; xây dựng bản đồ phân vùng triển vọng/đánh giá rủi ro các tầng/đối tượng chứa dầu khí...

thăm dò. Nghiên cứu đánh giá tích tụ khí trong trầm tích Miocene thượng, Pliocene, Pleistocene ở các bể Sông Hồng, Phú Khánh. Đồng thời, nghiên cứu đánh giá lại tiềm năng dầu khí trong bẫy chứa carbonate tuổi Miocene ở phần Nam bể Sông Hồng và bể Nam Côn Sơn; nghiên cứu đánh giá các dạng bẫy chứa phi truyền thống (sét kết chặt nứt nẻ, tầng than chứa khí, tích tụ gashydrate...); nghiên cứu quy luật phân bố và hàm lượng khí CO₂ trong các mỏ dầu khí, các giải pháp công nghệ khai thác.

TS. Phan Ngọc Trung - Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam, Chủ nhiệm Dự án cho biết, Dự án đánh giá tiềm năng dầu khí theo 4 cấp độ: bể trầm tích, hệ thống dầu khí, play, cấu tạo triển vọng. Kết quả nghiên cứu của Dự án đã làm rõ việc hình thành, tích tụ và phân bố dầu khí, xây dựng được một cơ sở dữ liệu khoa học, đầy đủ, tin cậy về tiềm năng và trữ lượng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam. Dự án đã cung cấp các dữ liệu phục vụ việc hoạch định chính sách và xây dựng chiến lược tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, các giải pháp quản lý và khai thác hợp lý tài nguyên môi trường biển của Nhà nước một cách khoa học, hiệu quả; góp phần khẳng định, bảo vệ chủ quyền quốc gia và an ninh quốc phòng. Đây cũng là cơ hội giúp Ngành Dầu khí Việt Nam có điều kiện phát triển, ứng dụng các công nghệ hiện đại, đào tạo nguồn cán bộ quản lý/nghiên cứu chất lượng cao trong lĩnh vực tìm kiếm thăm dò và quản lý khoáng sản biển.

Việt Hà

NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT ĐÃ SẢN XUẤT TRÊN 8 TRIỆU LÍT XĂNG



Theo Lộ trình áp dụng tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh học với nhiên liệu truyền thống (Quyết định số 53/2012/QĐ-TTg), xăng sinh học E5 sẽ được sử dụng tại 7 tỉnh/thành phố lớn từ ngày 1/12/2014 và sử dụng rộng rãi trong toàn quốc từ ngày 1/12/2015. Việc tỉnh Quảng Ngãi tiên phong thực hiện Lộ trình trước 3 tháng đã mở đường, khai thông thị trường xăng sinh học.

Đảm bảo nhu cầu xăng E5 trong nước

Từ ngày 1/9/2014, 100% cửa hàng và đại lý kinh doanh xăng dầu trên toàn tỉnh Quảng Ngãi chính thức phân phối xăng E5 RON 92 (thay thế hoàn toàn xăng Mogas 92), sớm 3 tháng so với Lộ trình của Chính phủ.

Tại Lễ phát động và diễu hành tuyên truyền xăng E5 RON 92 trên địa bàn tỉnh Quảng Ngãi ngày 7/9/2014, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Sinh Khang cho biết: Trong khi chờ các hỗ trợ tài chính theo chỉ đạo của Chính phủ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chỉ đạo Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) có chính sách chiết khấu hỗ trợ, khuyến khích phân phối, tiêu dùng xăng E5, tập trung hoàn thiện hệ thống phối trộn. Từ ngày 28/7/2014, BSR đã hoàn thành hệ thống công nghệ pha trộn xăng E5 RON 92 trực tuyến đảm bảo độ chính xác và kiểm soát chặt chẽ chất lượng. Công suất tối đa hệ thống này đạt khoảng 54 triệu lít/tháng (600.000 lít/1 ca/8 giờ).

Phó Tổng giám đốc Petrovietnam Nguyễn Sinh Khang cho rằng, việc triển khai sử dụng xăng E5 trên địa bàn Quảng Ngãi mang tính mở đường, khai thông thị trường xăng sinh học. Kinh nghiệm này còn là cơ sở để các Bộ/



Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Sinh Khang phát biểu tại Lễ phát động. Ảnh: PVN

Ngành, các doanh nghiệp kinh doanh xăng dầu đầu mối tham khảo và học tập nhằm xây dựng chính sách cũng như kế hoạch tổ chức thực hiện trong thời gian tới.

BSR đang quản lý, vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất và hệ thống pha trộn xăng E5 hiện đại, đảm bảo chất lượng sản phẩm theo quy định của Bộ Khoa học và Công nghệ. Theo Tổng giám đốc BSR Đinh Văn Ngọc, khối lượng xăng E5 RON 92 xuất bán ra thị trường bước đầu rất khả quan. Tính đến ngày 24/9/2014, BSR đã sản xuất trên 8,1 triệu lít xăng E5 RON 92 và xuất bán ra thị trường khoảng 7,5 triệu lít... BSR dự kiến, nhu cầu xăng E5 RON 92 trong tháng 10/2014 đạt khoảng 8 - 10 triệu lít và từ tháng 11/2014 sẽ đạt 10 - 12 triệu lít/tháng.

Tính đến ngày 15/9/2014, Công ty CP Nhiên liệu Sinh học Dầu khí Miền Trung (BSR-BF) đã cung cấp cho Nhà

máy Lọc dầu Dung Quất trên 445.000 lít ethanol biến tính. Ông Phạm Văn Vượng - Giám đốc BSR-BF cho biết, sản lượng ethanol khan hiện còn 1.267.000 lít (phối trộn được 26 triệu lít xăng E5 RON 92), đảm bảo cung ứng đủ xăng sinh học cho thị trường.

Cần ban hành chính sách hỗ trợ cụ thể

Để phát triển mạng lưới phân phối nhiên liệu sinh học theo chỉ đạo của Chính phủ và Bộ Công Thương, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) xây dựng các trạm phối trộn và bắt đầu sản xuất, kinh doanh xăng E5 RON 92 từ tháng 8/2010. Đồng thời, PV OIL rà soát nâng cấp cơ sở hạ tầng, cải tạo hệ thống kho, cửa hàng xăng dầu đảm bảo các điều kiện kỹ thuật cho việc kinh doanh xăng thương mại E5.

Cả nước có 6 nhà máy sản xuất ethanol sinh học từ nguyên liệu sắn lát với tổng công suất thiết kế 535 triệu lít ethanol/năm. Tuy nhiên, thời gian trước do mức tiêu thụ tại thị trường trong nước thấp nên nhiều nhà máy phải ngừng hoạt động; sản lượng ethanol sản xuất trong nước chủ yếu được xuất khẩu sang Nhật Bản, Hàn Quốc,

Philippines với giá thấp hơn giá thành. Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất là nhà máy duy nhất đang vận hành và có ưu thế lớn vì cồn E100 được pha trực tiếp vào xăng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, rồi xuất qua cảng biển. Trong khi đó, các nhà máy khác vận chuyển cồn E100 bằng xe bồn đến trạm pha trộn, sau đó mới vận chuyển xăng E5 đến nơi tiêu thụ.

Kinh nghiệm sử dụng xăng sinh học E5/E10 của các nước trong khu vực Đông Nam Á (Philippines, Thái Lan...) cho thấy phải có hệ thống hành lang pháp lý (tiêu chuẩn, chất lượng, hệ thống quản lý, tiêu chuẩn ngành), công bố tiêu chuẩn nhà nước về xăng E5, về hệ thống tàng trữ phân phối và các quy chuẩn kèm theo. Đặc biệt, cần có các chính sách về ưu đãi, để thúc đẩy quá trình sản xuất cũng như phân phối và kinh doanh; sự triển khai quyết liệt và có trách nhiệm của các địa phương, doanh nghiệp kinh doanh xăng dầu; sự hưởng ứng tích cực của người tiêu dùng...

Trước đó, tại cuộc họp Thường trực Chính phủ về phương án giá xăng sinh học (17/4/2014), Thủ tướng Chính phủ yêu cầu thực hiện việc đưa xăng sinh học vào thị trường theo đúng Lộ trình áp dụng tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh học với nhiên liệu truyền thống. Thủ tướng Chính phủ giao Bộ Tài chính chủ trì, phối hợp với Bộ Công Thương xây dựng phương án thành lập Quỹ khuyến khích phát triển nhiên liệu sinh học và tạo cơ chế thu thêm từ các loại xăng khoáng (RON 92, RON 95) để bù cho xăng sinh học, tạo chênh lệch giá hợp lý khuyến khích người tiêu dùng; nghiên cứu bổ sung việc thành lập Quỹ này vào dự thảo Nghị định sửa đổi, bổ sung Nghị định số 84/2009/NĐ-CP ngày 15/10/2009 của Chính phủ về kinh doanh xăng dầu...

Theo các chuyên gia, để thực hiện thành công mục tiêu “Đề án phát triển nhiên liệu sinh học đến năm 2015, tầm nhìn đến năm 2025”, Chính phủ và các Bộ, Ban/Ngành cần sớm ban hành chính sách hỗ trợ doanh nghiệp sản xuất và đầu mối phân phối cũng như khuyến khích người tiêu dùng trên phạm vi cả nước. Cụ thể, xem xét miễn thuế, phí môi trường đối với phần xăng nền để pha chế xăng E5; giảm thuế tiêu thụ đặc biệt đối với xăng E5 đưa vào lưu thông. Đồng thời, có chính sách ưu đãi, khuyến khích đầu tư phát triển vùng sản nguyên liệu phục vụ sản xuất nhiên liệu sinh học gắn với phát triển nông nghiệp và nông thôn; tiếp tục mở rộng hệ thống phân phối, ứng dụng khoa học mới vào sản xuất kinh doanh và phát triển vùng nguyên liệu.

Ngọc Linh

ĐÀ NẴNG VÀ QUẢNG NAM ĐẨY MẠNH TIÊU THỤ XĂNG E5

Ngày 23 - 24/9/2014, Bộ Công Thương, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam, UBND Tp. Đà Nẵng, UBND tỉnh Quảng Nam đã họp và ký kết triển khai Kế hoạch thực hiện phân phối xăng E5 RON 92 trên địa bàn Tp. Đà Nẵng, tỉnh Quảng Nam sớm hơn Lộ trình của Chính phủ. Theo đó, các cửa hàng xăng dầu kinh doanh trên địa bàn Tp. Đà Nẵng (từ ngày 1/11/2014), Quảng Nam (từ ngày 31/12/2014) sẽ phân phối xăng E5 RON 92 thay thế xăng khoáng Mogas 92. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chỉ đạo BSR nghiên cứu áp dụng cơ chế chính sách giá E5 cụ thể cho các đầu mối để khuyến khích các doanh nghiệp tham gia phân phối sản phẩm xăng E5 RON 92.



Quảng Ngãi chính thức phân phối xăng E5 RON 92 trên toàn tỉnh từ ngày 1/9/2014. Ảnh: BSR



ĐẢM BẢO TIẾN ĐỘ TRIỂN KHAI CÁC DỰ ÁN LỚN

Sau gần 1/4 thế kỷ, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) cung cấp cho thị trường gần 89 tỷ m³ khí khô, trên 8,6 triệu tấn LPG và gần 1,5 triệu tấn condensate. Năm 2014, PV GAS được giao khối lượng khí lớn nhất từ trước đến nay (9,8 tỷ m³ khí), trong khi phải thực hiện công tác bảo dưỡng sửa chữa lớn và triển khai nhiều dự án trọng điểm, tiến độ gấp rút, yêu cầu cao về kỹ thuật công nghệ.

Cung cấp gần 89 tỷ m³ khí khô

Kể từ khi đưa dòng khí đầu tiên vào bờ (năm 1995) đến nay, PV GAS đã cung cấp cho thị trường gần 89 tỷ m³ khí khô, trên 8,6 triệu tấn khí hóa lỏng (LPG) và gần 1,5 triệu tấn khí ngưng tụ (condensate). Với việc quản lý và vận hành an toàn, liên tục các hệ thống thu gom, vận chuyển, tàng trữ, chế biến và phân phối khí từ các bể Cừu Long, Nam Côn Sơn (ở khu vực Đông Nam Bộ) và PM3-Cà Mau (khu vực Tây Nam Bộ), PV GAS đang cung cấp khí để sản xuất gần 35% sản lượng điện, 70% thị phần phân bón và duy trì trên 70% thị phần khí hóa lỏng phục vụ các ngành công nghiệp và dân dụng trong nước. Kể từ năm 1995 đến nay, PV GAS đã đạt doanh thu trên 425.000 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước hơn 45.000 tỷ đồng.

Trong 9 tháng đầu năm 2014, PV GAS đã vận hành an toàn, hiệu quả và đảm bảo công tác an ninh an toàn các công trình khí hiện có; đảm bảo hiệu quả trong sản xuất, tiêu thụ khí và các sản phẩm khí ở mức tối đa. Đồng thời, Tổng công ty tập trung kiểm soát và đảm bảo tiến độ, vốn cho các dự án đầu tư xây dựng, đặc biệt là các dự án thu gom, chế biến, tàng trữ và phân phối khí; lấy lĩnh vực khí và dịch vụ khí làm trọng tâm, tiếp tục rà soát công tác đầu tư ra bên ngoài, điều chỉnh danh mục loại hình các dự án, vốn đầu tư phù hợp, đảm bảo hiệu quả; tiết giảm chi phí trong hoạt động sản xuất kinh doanh; quản lý/khai thác có hiệu quả các hợp đồng mua, bán, vận chuyển khí; tập trung đầu tư xây dựng và phát triển thương hiệu PV GAS trong và ngoài nước.



Thông qua việc cổ phần hóa, PV GAS đã huy động được nguồn vốn của các nhà đầu tư trong và ngoài nước để nâng cao năng lực tài chính, đổi mới công nghệ, áp dụng các phương thức quản trị doanh nghiệp và quản lý tiên tiến, nâng cao khả năng cạnh tranh và hiệu quả sản xuất kinh doanh. Với việc là doanh nghiệp đầu tiên của Việt Nam chạm mức vốn hóa 10 tỷ USD trên sàn chứng khoán trong năm 2014, GAS đang là cổ phiếu có giá trị vốn hóa lớn nhất thị trường trong nước.

Đảm bảo tiến độ triển khai các dự án lớn

Thực hiện “Quy hoạch tổng thể phát triển Ngành công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2015, định hướng đến năm 2025” đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xác định con đường phát triển Ngành công nghiệp khí theo hướng tăng tốc, đột phá, đảm bảo an toàn, chất lượng, hiệu quả và bền vững trên nền tảng công nghệ tiên tiến, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng và đảm bảo nguồn cung cấp khí ổn định, lâu dài.

Theo kế hoạch, Ngành công nghiệp khí Việt Nam phấn đấu đạt quy mô thị trường đến năm 2015 với 17 - 21 tỷ m³/năm và trong giai đoạn 2015 - 2025 phấn đấu đạt 22 - 29 tỷ m³ khí/năm. Về phát triển hệ thống hạ tầng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung thực hiện các giải pháp

để hoàn thành hạ tầng công nghiệp khí khu vực miền Nam; hình thành và phát triển hạ tầng công nghiệp khí miền Bắc và miền Trung; từng bước triển khai hệ thống nối mạng liên vùng; đẩy mạnh đầu tư xây dựng các nhà máy xử lý khí.

Mục tiêu của PV GAS trong thời gian tới là ưu tiên phát triển công nghiệp khí thành ngành kinh tế kỹ thuật quan trọng, tăng cường công tác chế biến sâu để gia tăng giá trị của sản phẩm khí, định hướng nhập khẩu khí để phục vụ nhu cầu ngày càng tăng trong cả nước.

Ngoài việc đảm bảo vận hành an toàn, hiệu quả các công trình khí hiện có, PV GAS đang tập trung nguồn lực triển khai nhiều dự án lớn. Dự án “Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1” (tổng mức đầu tư trên 400 triệu USD) xây dựng đường ống thu gom khí dài 151,35km với đường kính ống khoảng 26” từ mỏ Thiên Ưng và kết nối vào giàn Bạch Hổ (BK4A), thu gom khí vào bờ để bổ sung cho lượng khí ngày càng thiếu hụt ở khu vực Đông Nam Bộ. Dự án này sẽ tạo cơ sở hạ tầng kích thích thăm dò, khai thác dầu khí vùng nước sâu bể Nam Côn Sơn, tạo hạ tầng kỹ thuật cho việc nhập khẩu khí trong tương lai. Dự án khí Đại Hùng (tổng mức đầu tư gần 100 triệu USD) thu gom khí từ mỏ Đại Hùng ngoài khơi Việt Nam để đưa vào bờ cung cấp cho các hộ tiêu thụ. Dự án khí Thái Bình (tổng mức đầu tư trên 150 triệu USD) thu gom khí từ mỏ Thái Bình và Hàm Rồng ngoài khơi Việt Nam để đưa vào bờ cung cấp cho các hộ tiêu thụ thấp áp khu vực Thái Bình và các tỉnh phía Bắc...

Trong quá trình phát triển, PV GAS đối diện với không ít khó khăn: Quy hoạch phát triển, quy hoạch xây dựng từ thượng nguồn, hạ nguồn và giữa ngành khí, điện... còn thiếu và chưa đồng bộ, dẫn đến việc lập dự án đầu tư chậm và thường phải điều chỉnh, thiếu đồng bộ về kỹ thuật - công nghệ. Việc đàm phán giá khí với chủ mỏ kéo dài ảnh hưởng đến tiến độ, chi phí và chất lượng của dự án. Một số dự án phê duyệt chưa có quy hoạch xây dựng dẫn đến khó khăn trong triển khai và không đồng bộ với các dự án khác trong chuỗi dự án. Chi phí đầu tư phát triển mỏ khí lớn (do phải khoan nhiều giếng), thời gian kéo dài, thiết bị khai thác có yêu cầu kỹ thuật và độ an toàn cao, một số mỏ yêu cầu phải có thiết bị tách CO₂, xây dựng đường ống...

Với quyết tâm vượt qua thách thức, PV GAS đang hiện thực hóa chiến lược trở thành một trong những ngành công nghiệp đầu tàu của nền kinh tế, từng bước vươn ra thị trường quốc tế để có tên trong các thương hiệu khí mạnh của châu Á.

Hồng Hạnh

ĐÁNH GIÁ NGUỒN GỐC DẦU KHÍ LÔ 05-2 VÀ 05-3 BẰNG KẾT QUẢ PHÂN TÍCH SẮC KÝ KHÍ, SẮC KÝ KHỐI PHỔ VÀ ĐỒNG VỊ CARBON MẪU DẦU VÀ KHÍ

KS. Nguyễn Thị Bích Hà, ThS. Hà Thu Hương, KS. Đào Trung Dũng
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Trong công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, nghiên cứu về hệ thống dầu khí là nghiên cứu cơ bản làm nền tảng cho các đánh giá về tiềm năng dầu khí của một bể trầm tích. Bể trầm tích Nam Côn Sơn thuộc thềm lục địa Việt Nam đã phát hiện các mỏ dầu khí như: Đại Hùng, Thanh Long, Bồ Câu, Nguyệt Thạch, Mộc Tinh, Hải Thạch, Lan Tây, Lan Đỏ... Tuy nhiên, nguồn gốc vật chất hữu cơ và sự phân bố của dầu thô bể Nam Côn Sơn đang là trăn trở của các nhà địa chất dầu khí. Một số vấn đề vẫn chưa được trả lời như nguồn gốc của dầu mỏ, mức độ biến đổi của vật chất hữu cơ, điều kiện lắng đọng, tốc độ trầm tích, tỷ lệ phát hiện khí nhiều hơn dầu... Bài báo đánh giá phân loại nguồn gốc dầu và khí ở Lô 05-2 và 05-3. Kết quả phân tích sắc ký khí (GC), sắc ký khối phổ (GCMS) và đồng vị carbon 13 cho thấy dầu thô ở giếng khoan Nguyệt Thạch được sinh ra từ đá mẹ có độ trưởng thành thấp chứa vật chất hữu cơ đầm hồ.

Từ khóa: Nguồn gốc, vật chất hữu cơ, dầu thô, đầm hồ, đồng vị carbon, thực vật bậc cao, cửa sổ tạo dầu, tích tụ hydrocarbon, pha tạo khí.

1. Tính chất lý hóa của dầu thô/condensate

Đánh giá, phân loại các nhóm dầu dựa trên kết quả phân tích chất vật lý, thành phần hóa học và các chỉ tiêu phân tích chi tiết như sắc ký khí, sắc ký khối phổ của các mẫu dầu thô và condensate nhằm chỉ ra môi trường lắng đọng và phân hủy vật chất hữu cơ, mức độ biến đổi của đá mẹ đã sinh ra dầu và condensate. Đặc biệt kết quả phân tích isotope của các mẫu khí và mẫu dầu thô đã làm sáng tỏ nguồn gốc dầu/khí, mối liên quan khí - dầu và dầu - dầu. Lô 05-2, 05-3 và vùng lân cận đã có phát hiện dầu ở các giếng khoan: 05-2-HT-2X, 05-3-MT-1X, 05-2-NT-1X, 05-2-B-1X, 05-2-KCT-1X, 06-LD-1X, 06-LT-1X OBS1... trong các tầng chứa Miocene trên, Miocene giữa và Miocene dưới.

Kết quả phân tích tính chất vật lý và thành phần hóa học của các mẫu dầu/condensate của Lô 05-2 và 05-3 được thống kê ở Bảng 1.

Trong số 21 mẫu sản phẩm thu thập từ Lô 05 có 13 mẫu là condensate có độ API > 45 (Bảng 1) và 8 mẫu dầu trong đó 2 mẫu DST#3 (2.874 - 3.004m) ở Lô 05-1a và mẫu RFT5 (2.864,5m) ở giếng khoan 05-2-NT-1X là dầu nặng ($^{\circ}\text{API} < 25$), 6 mẫu là dầu bình thường có độ API thay đổi trong khoảng 25 - 45. Hầu hết các mẫu dầu ở bể Nam Côn Sơn đều có hàm lượng lưu huỳnh, vanadium và niken thấp, đó là đặc trưng của dầu có nguồn gốc vật chất hữu cơ chủ yếu từ thực vật bậc cao.

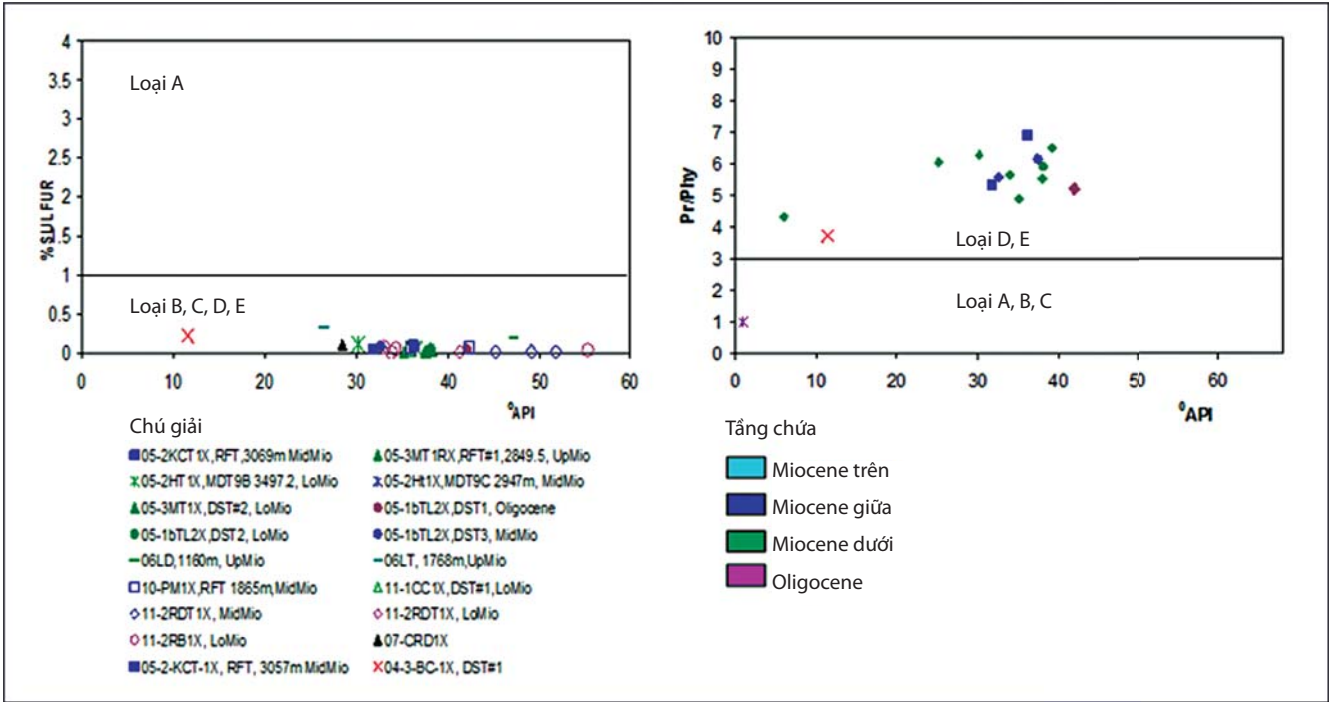
Tất cả 21 mẫu dầu/condensate đều có hàm lượng lưu huỳnh, vanadium và niken thấp. Mối quan hệ hàm lượng sulphur và độ API cho thấy các mẫu dầu thuộc loại dầu B, C, D, E. Theo mối quan hệ giữa tỷ số Pr/Phy và độ API thì các mẫu này thuộc dầu loại D, E. Thành phần hóa học của dầu thô là yếu tố quan trọng để phân loại dầu thuộc nhóm D hay E. Theo phân loại của BP Research Centre (Bảng 2) nếu dầu thô có nhóm hydrocarbon $n_{C70} > 70\%$ thì các dầu đó thuộc nhóm D và ngược lại. Bảng 1 cho thấy tất cả dầu thô/condensate của Lô 05 thuộc dầu nhóm D - dầu được sinh ra từ đá mẹ chứa chủ yếu là vật chất hữu cơ được tách ra từ thực vật bậc cao.

2. Sắc ký khí và sắc ký khối phổ

Kết quả phân tích sắc ký khí và sắc ký khối phổ như là dấu vân để nhận biết dạng vật chất hữu cơ có trong mẫu dầu và mẫu đá. Pristane và Phytane được tách ra từ nhánh của Chlorophyll, sự có mặt của hợp phần này phản ánh mức độ tăng lên của hoạt động vi khuẩn trong môi trường oxy hóa ban đầu. Tuy nhiên tỷ số Pr/Phy bị ảnh hưởng do sự biến đổi của đá chứa vật chất hữu cơ, trong quá trình trưởng thành Phytane được sinh ra nhanh hơn Pristane. Vì vậy, tỷ số này giảm theo mức độ trưởng thành. Tỷ số Pr/Phy của dãy Isoprenoid dùng để đánh giá về nguồn gốc, môi trường của vật chất hữu cơ. Khi nhận biết các dấu vết sinh vật có được trên các dải phân bố của Triterpane và Steranes từ phép phân tích sắc ký khối phổ có thể chỉ ra

Bảng 1. Tính chất lý hóa chủ yếu của dầu thô và condensate - Lô 05 bể Nam Côn Sơn

Tên giếng khoan	Ký hiệu mẫu	Độ sâu (m)	Tầng chứa	Loại mẫu	°API	S (%)	HCsat (%)	HCaro (%)	NOS		Pr/Phy	Pr/nC ₁₇	Phy/nC ₁₈	Vanadium (ppm)	Nickel (ppm)
									(%)	(%)					
05-1b-TL-2X	RFT	3.198,5	Miocene giữa	Dầu thô	32,86	0,086	76,09	20,23	3,68	5,33	1,48	0,24	0,24		
	DST#3	3.217,3 - 3.222,5													
	DST#2	4.092,2 - 4.097,3	Miocene dưới	Condensate	38,06	0,058	72,02	26,17	1,81	5,52	0,85	0,16	0,16	< 1	< 1
	DST#1	4.559 - 4.575	Oligocene	Condensate	40,50	0,046	78,60	20,23	1,17	5,20	0,63	0,12	0,12	< 1	< 1
05-2-HT-1X	MDT	2.956,5	Miocene trên	Condensate	36,15	0,05	89,50	10,50		6,82	1,21	0,17	0,17	< 0,1	2,45
	MDT	3.195,8	Miocene giữa	Condensate	35,90	0,05	82,70	17,20	0,10	6,31	1,30	0,19	0,19	< 0,1	2,82
	MDT	3.497,2	Miocene dưới	Condensate	36,40	0,05	93,10	6,90		6,93	1,38	0,19	0,19	< 0,1	1,84
	MDT	3.617		Condensate			89,00	10,90	0,10	6,78	1,22	0,18	0,18		
05-2-NT-1RX	MDT	3.765	Miocene dưới	Dầu thô	32,80	0,10	75,70	24,10	0,20	5,43	1,84	0,33	0,33	< 2	5
	RFT5	2.864,5													
	DST#6	2.594 - 2.605	Miocene dưới		30,90					5,65	1,11	0,20	0,20		
	DST#6A	2.594 - 2.637													
05-1a-DH-4X	DST#5	2.651 - 2.663													
	DST#4	2.737 - 2.749													
	DST#3	2.874 - 3.004													
	DST#2	2.984 - 3.004													
05-2-KCT-1XR	RFT	3.057	Miocene giữa	Dầu thô	36,18	0,096	82,68	8,66	9,66	6,40					
		3.069			31,75	0,049	78,05	13,82	8,13	5,34				0,02	1,30
05-3-MT-1RX	RFT	2.849,5mBRT	Miocene trên	Dầu thô	35,10	0,01	73,41	19,94	6,64	4,48	1,39	0,26	0,26	0,07	2,56
05-3-MT-1X	DST#2	3.075,5			38,10	0,03	66,17	18,92	85,09	14,91	5,92	1,36	1,36	0,22	
	DST#1C	3.136,5			37,44	0,02	65,16	20,00	85,16	14,84	6,14	1,37	1,37	0,229	



Hình 1. Biểu đồ quan hệ độ API và hàm lượng sulphur và tỷ số Pr/Phy Lô 05-2 - 05-3 và vùng lân cận

Bảng 2. Phân loại dầu theo BP Research Centre

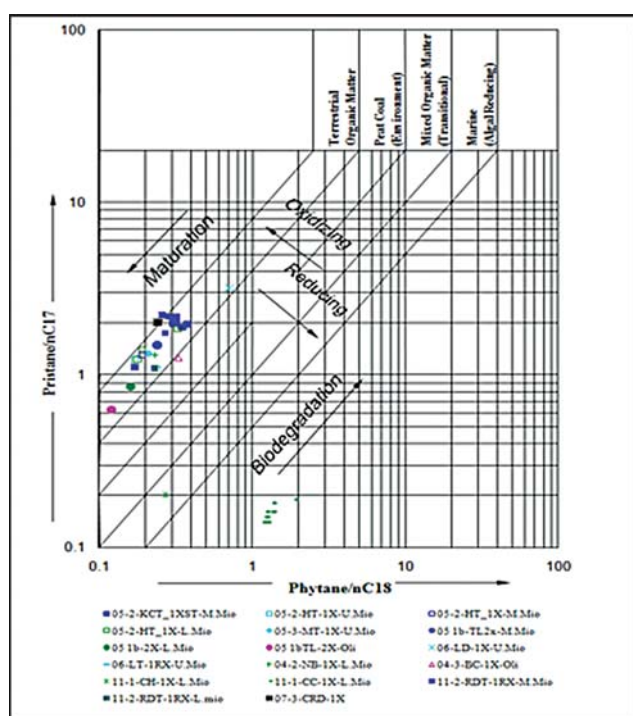
Phân loại	Vật chất hữu cơ	Môi trường lắng đọng của đá mẹ	Ảnh hưởng đến tính chất của dầu		
			Vật chất hữu cơ	Môi trường lắng đọng	Cả hai
A	Phytoplankton Bacteria	Biển (carbonate và biển nông)	Hàm lượng wax thấp	Hàm lượng sulfur cao	Có thể kết hợp với các thông số khác nếu chưa rõ ràng
B	Phytoplankton Bacteria	Trầm tích biển sâu	Hàm lượng wax thấp	Hàm lượng sulfur khá cao	
C	Phytoplankton Bacteria	Nước ngọt	Hàm lượng wax cao	Hàm lượng sulfur thấp	
D	Higher land plant (Angiosperm dominated) Debris, Bacteria	Lục địa	Hàm lượng wax cao	Hàm lượng sulfur thấp	
E	Higher land plant (Gymnosperm dominated) Debris, Bacteria	Lục địa	Hàm lượng wax cao	Hàm lượng sulfur thấp	

nguồn vật liệu lục địa là tảo đầm hồ hay tảo biển hay là thực vật bậc cao... từ phép phân tích còn chỉ ra đá mẹ sinh dầu vào giai đoạn nào, tuổi của đá mẹ Đệ tam hay Cổ hơn... Những đánh giá này rất có ý nghĩa về nghiên cứu môi trường trầm tích, xây dựng thông số kiểm tra cho xây dựng mô hình trưởng thành của đá mẹ, xác định mối liên quan dầu - dầu và dầu - đá mẹ, là công cụ hữu hiệu trong tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí.

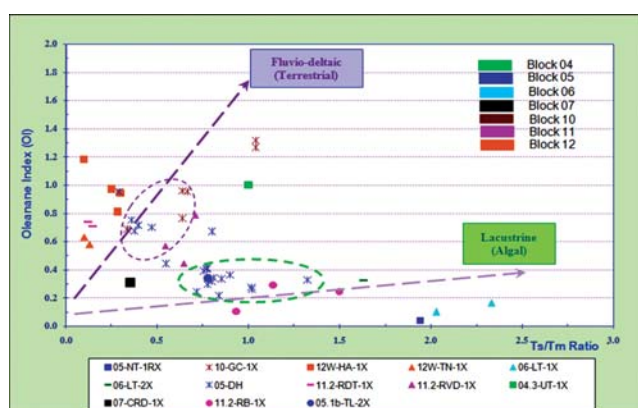
Kết quả phân tích sắc ký khí của 21 mẫu cho thấy đều liên quan đến đá mẹ chứa chủ yếu là vật chất hữu cơ lục địa, lắng đọng và phân hủy dưới điều kiện oxy hóa và khử yếu (Hình 2). Sự khác biệt giữa nhóm vật chất hữu cơ nguồn gốc tảo đầm hồ (lacustrine algal) và nhóm vật chất hữu cơ nguồn gốc vùng cửa sông - tam giác châu (fluvio-

deltaic terrestrial) được thể hiện trên biểu đồ Hình 3. Theo đó, phần lớn các mẫu dầu thô và condensate phát hiện ở Lô 05 và vùng lân cận tập trung ở vùng cửa sông - tam giác châu và hỗn hợp giữa đầm hồ - tam giác châu, chỉ có một số mẫu phân bố ở vùng vật chất hữu cơ đầm hồ.

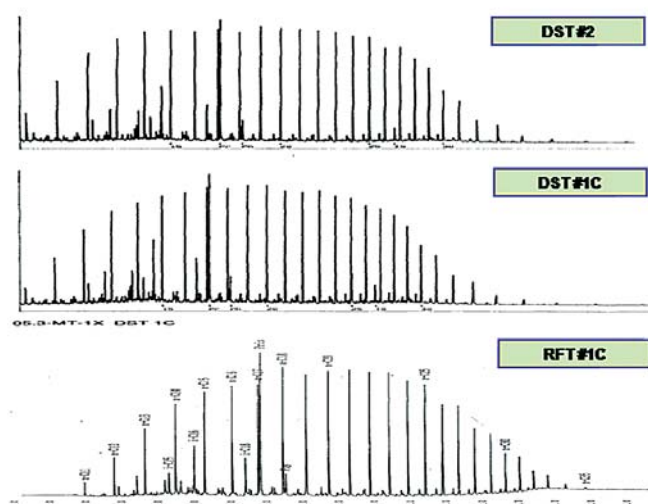
Ở cấu tạo Mộc Tinh phát hiện dầu thô ở giếng khoan MT-1X và MT-1RX. Kết quả phân tích sắc ký khí hydrocarbon no của 3 mẫu dầu thô (mẫu DST#1C và DST#2 ở giếng khoan 05-3-MT-1X và mẫu RFT ở độ sâu 2.849,5mBRT của giếng khoan 05-3-MT-1RX) cho thấy đều có dải phân bố sắc ký khí C₁₅⁺ của hydrocarbon bão hòa phân bố theo dạng vòm - dạng của vật chất hữu cơ đã trưởng thành (Hình 4a), cả 3 mẫu đều có tỷ số Pr/Phy cao (6,14; 5,92 và 4,48). Điều này cho thấy đá mẹ sinh ra dầu



Hình 2. Biểu đồ quan hệ tỷ số Pr/C_{17} và Ph/C_{18}



Hình 3. Biểu đồ quan hệ chỉ số Oleanane và tỷ số T_s/T_m



Hình 4a. Sắc ký khí C_{15+} mẫu dầu thô ở cấu tạo Mộc Tinh

đã trưởng thành chứa chủ yếu vật chất hữu cơ được tách ra từ thực vật bậc cao (kerogene loại III).

Sự phân bố của các cấu tử trên các dải phân bố Triterpane (m/z 191) cho thấy cấu tử Moretane và Oleanane là hai cấu tử đặc trưng cho nguồn vật liệu hữu cơ được tách ra từ thực vật bậc cao. Các cấu tử Oleanane (peak B), Bicardinane (peak w) có mặt trong tất cả các mẫu là những dấu hiệu tin cậy chỉ ra nguồn vật chất hữu cơ lục địa được tách ra từ thực vật bậc cao, Bicardinane liên quan đến loài cây có nhựa (Resinite) phát hiện thấy ở dầu Đông Nam Á và phổ biến nhiều ở vật chất hữu cơ được tách ra từ thực vật bậc cao. Oleanane liên quan đến loài cây hạt kín (Angiosperm) chỉ phát hiện trong mẫu dầu và mẫu đá có tuổi Creta sớm hoặc trẻ hơn (Hình 4b và 4c).

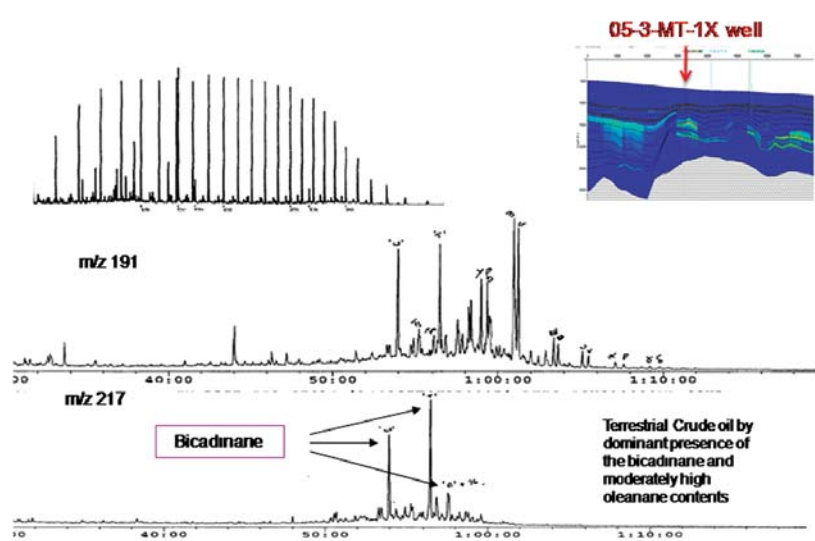
Trên dải phân bố Sterane (m/z 217), tính trội của C_{29} so với C_{27} và C_{28} thể hiện ở sự có mặt phong phú của vật chất hữu cơ lục địa. Cấu tử T_s và T_m (Hình 4b và 4c) là thông số đánh giá mức độ trưởng thành, khi mức độ trưởng thành tăng thì cấu tử T_m chuyển sang T_s . Thông số trưởng thành của 2 mẫu dầu đều có $T_s > T_m$ cho thấy dầu này được di thoát từ đá mẹ có mức trưởng thành khá cao.

Ở cấu tạo Kim Cương Tây phát hiện 2 mẫu dầu thô RFT 3.057m và 3.069m trong tầng đá chứa Miocene giữa. Cả hai mẫu đều có tỷ số Pr/Phy cao (6,4 và 5,34).

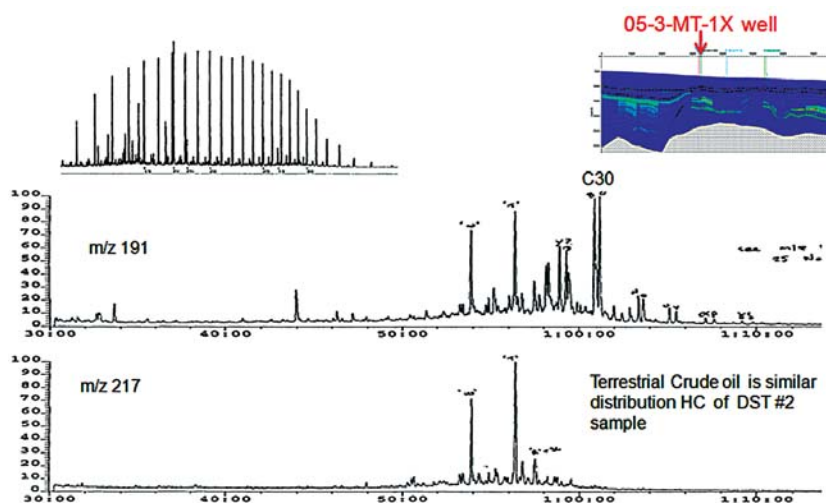
Dải phân bố Steranes (m/z 217) và Triterpane (m/z 191) của 2 mẫu trình bày ở Hình 5a (RFT 3.057m) và Hình 5b (RFT 3.069m). Trên dải phân bố Sterane và Triterpane đều có đặc trưng là giàu Bicadinanes, hàm lượng Oleanane là khá cao. Thông số trưởng thành (T_s/T_m) của mẫu RFT 3.057m và 3.069m cho thấy cả 2 mẫu dầu đều được tách ra từ đá mẹ đang trong pha cửa sổ tạo dầu. Sự phân bố của dải hopane trên Hình 5b khác với Hình 5a là dải hopane mở rộng từ C_{31} - C_{35} giảm đều theo chiều tăng số nguyên tử carbon điều đó cho thấy dầu được tách ra từ đá mẹ được lắng đọng và phân hủy trong môi trường có tính khử cao hơn.

Cấu tạo Hải Thạch có 4 mẫu condensate và 1 mẫu dầu. Kết quả phân tích sắc ký hydrocarbon no (4 mẫu condensate và 1 mẫu dầu) cho thấy đặc trưng phong phú của dải n-alkane, tỷ số Pr/Phy khá cao (5,43 - 6,93) cho thấy đá mẹ sinh ra dầu và condensate chứa chủ yếu vật chất hữu cơ tách ra từ thực vật bậc cao (Bảng 1).

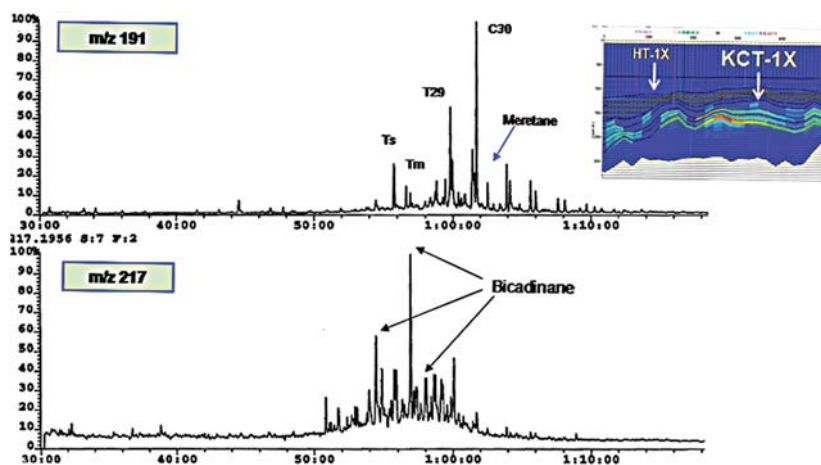
Dải phân bố Steranes (m/z 217) và Triterpane (m/z 191) của 4 mẫu condensate và mẫu dầu là tương tự nhau và được đặc trưng bởi sự có mặt chủ yếu của Bicadinanes và Oleanane. Điều này có thể nhận thấy từ tỷ số Oleanane/ C_{30} hopane của tất cả 5 mẫu condensate và dầu là rất cao



Hình 4b. Kết quả phân tích sắc ký khí và sắc ký khối phổ mẫu dầu thô (DST#2, 3.075,5m) từ tầng chứa Miocene trên giếng khoan 05-3-MT-1X



Hình 4c. Kết quả phân tích sắc ký khí và sắc ký khối phổ mẫu dầu thô (DST#1C, 3.136,5m) Từ tầng chứa Miocene trên giếng khoan 05-3-MT-1X



Hình 5a. Kết quả phân tích sắc ký khối phổ mẫu dầu thô (RFT, 3.057m) từ tầng chứa Miocene giữa giếng khoan 05-2-KCT-1X

(114,68 - 130,79). Đánh giá mức độ trưởng thành của 5 mẫu condensate và dầu dựa vào tỷ số $T_s/T_s + T_m$. Tỷ số này tương đối cao (0,4 - 0,47) cho thấy các mẫu dầu/condensate được sinh ra từ đá mẹ đạt độ trưởng thành cao.

Điểm khác biệt giữa condensate/dầu của cấu tạo Hải Thạch với dầu/condensate từ Mộc Tinh, Kim Cương Tây và Nguyệt Thạch là trên dải Triterpane (m/z 191) có $C_{29} > C_{30}$ hopane và sự có mặt của C_{25} và C_{30} Norhopane là dấu hiệu sinh học của vật chất hữu cơ biển có trong các mẫu dầu và condensate.

Kết quả phân tích sắc ký khí tổng dầu mẫu RFT5 2.864,5m ở giếng khoan 05-2-NT-1RX cho thấy phần hydrocarbon nhẹ đã bị mất. Sắc ký hydrocarbon no cho kết quả là tỷ số Pr/Phy thấp, điều này khác biệt với các mẫu dầu đã đánh giá ở trên.

Dải Sterane đặc trưng bởi sự có mặt của cấu tử C_{30} 4 Methyl Steranes và Diasterane chỉ ra dấu vết của vật chất hữu cơ đầm hồ và môi trường giàu sét. Trên dải Triterpane tương đối giàu Bicadinane nhưng vắng mặt Oleanane. Như vậy, có thể dầu được sinh ra từ đá mẹ đầm hồ chứa hỗn hợp vật chất hữu cơ algal thực vật bậc cao.

3. Kết quả phân tích đồng vị carbon các mẫu khí và dầu thô

Trên biểu đồ quan hệ giữa đồng vị carbon 13 của khí methane và ethane (Hình 8a), mẫu khí của giếng khoan MT-1RX liên quan đến khí đồng hành trong pha của số tạo dầu.

Khí từ giếng khoan HT-1X là khí sinh ra trong pha tạo khí khô. Kết quả phân tích đồng vị carbon của mẫu khí DST và RFT từ giếng khoan 06-LT-OBS1, 06-LT-1XR, 06-LT-2X (1.662 - 1.672m), 06-LT-1XR và 06-LT-2X (1.682m) cho thấy các mẫu khí của giếng khoan 06-LT-1XR và 06-LT-1XR là hỗn hợp khí dầu mỏ với khí sinh hóa. Sự có mặt khí sinh hóa trong các mẫu khí cho thấy cấu tạo chứa khí là cấu tạo hồ.

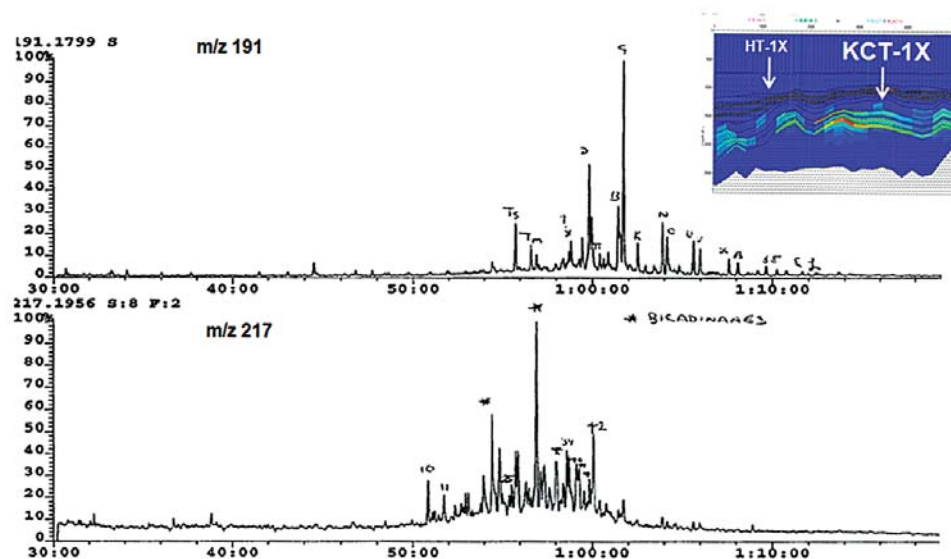
Khí từ giếng khoan 06-LT-OBS1, KCT-1X ST1, LT-1X là khí liên quan đến pha cửa sổ tạo dầu. Khí từ giếng khoan HT-1X được sinh ra từ pha tạo khí khô.

Phân tích đồng vị carbon từ các mẫu khí đã chỉ ra:

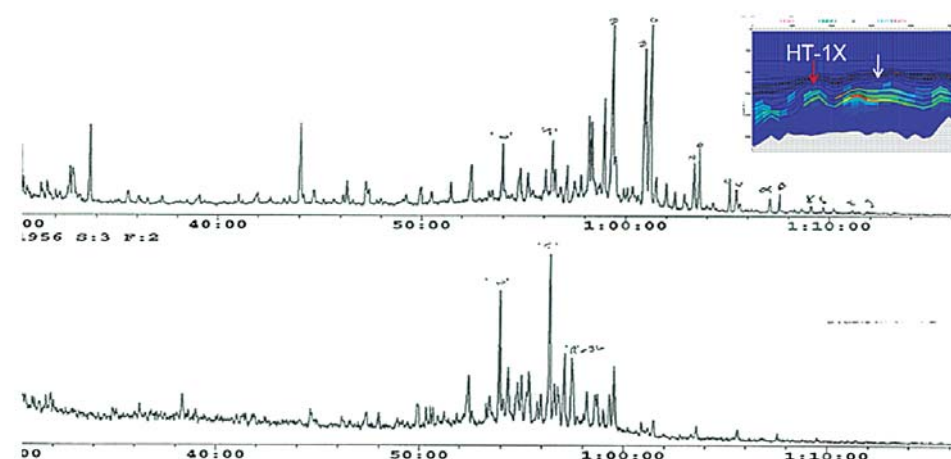
- Nguồn gốc khí, khí được sinh ra từ các pha chuyển hóa vật chất hữu cơ của đá mẹ hay khí sinh hóa.
- Khả năng tích tụ hydrocarbon của bể chứa.

Trong tìm kiếm thăm dò, đánh giá tiềm năng sinh dầu khí là một trong 3 yếu tố cơ bản để nghiên cứu về hệ thống dầu khí. Trong khai thác dầu khí, xác định khả năng liên thông vỉa, trong mỏ khai thác là yếu tố rất quan trọng xây dựng mô hình mỏ. Kết quả phân tích đồng vị carbon 13 trong các mẫu dầu là cơ sở quan trọng để chỉ ra nguồn gốc dầu.

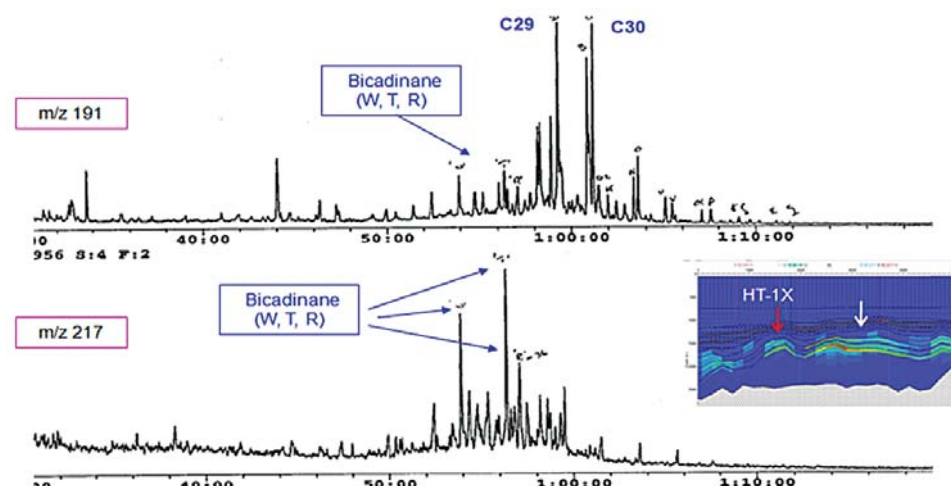
Hình 8b là biểu đồ kết hợp giữa tỷ số Pr/Phy của phép phân tích sắc ký khí phân đoạn hydrocarbon no với kết quả phân tích đồng vị carbon 13 của dầu thô. Biểu đồ đã chỉ ra nguồn gốc vật chất hữu cơ của đá mẹ đã sinh ra dầu ở giếng khoan NT-1RX là đá mẹ chứa vật chất hữu cơ đầm hồ. Đá mẹ sinh ra dầu ở giếng khoan HT-2X, MT-1X, KCT-1X là đá mẹ chứa chủ yếu vật chất hữu cơ từ thực vật bậc cao. Điều này, phù hợp với kết quả phân tích GCMS đã đánh giá ở trên.



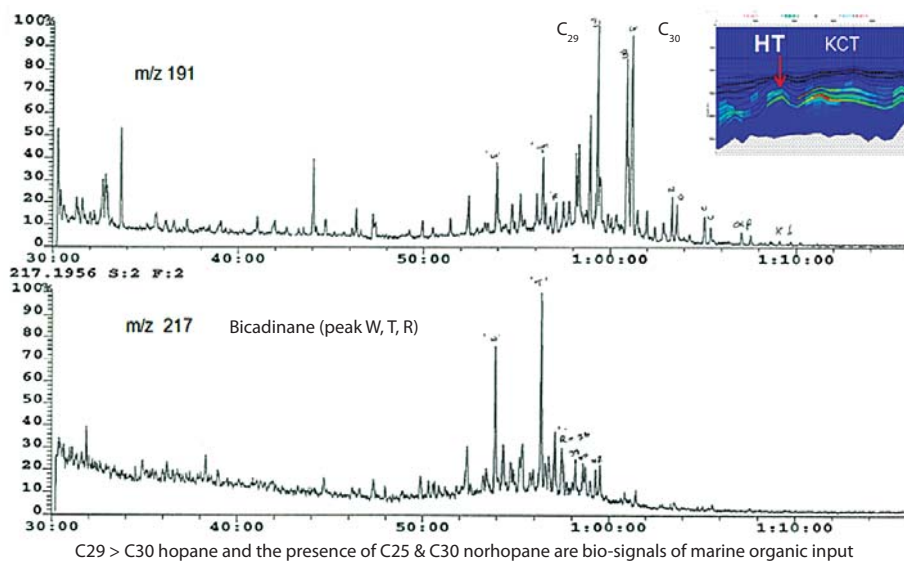
Hình 5b. Kết quả phân tích sắc ký khối phổ mẫu dầu thô (RFT, 3.069m) từ tầng chứa Miocene giữa giếng khoan 05-2-KCT-1XR



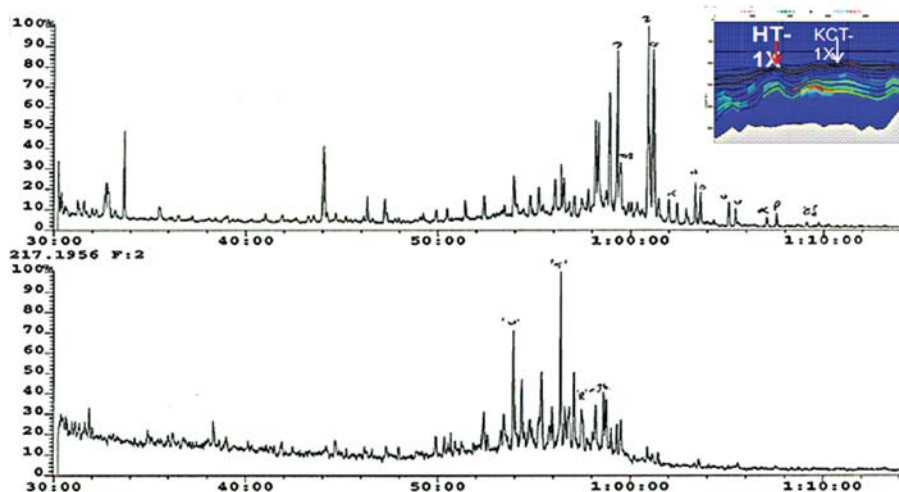
Hình 6a. Kết quả phân tích sắc ký khối phổ mẫu condensate (MDT, 2.956,5m) từ tầng chứa Miocene trên giếng khoan 05-2-HT-1X



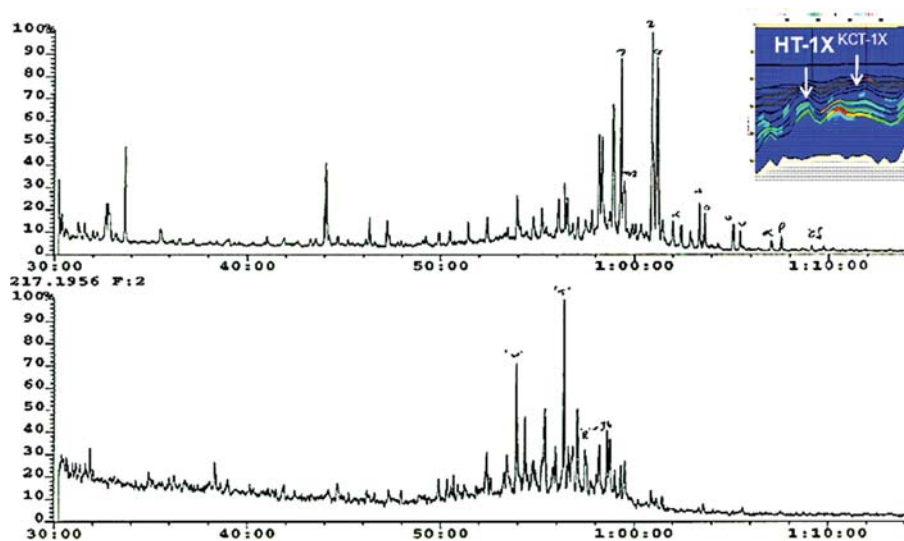
Hình 6b. Kết quả phân tích GCMS mẫu condensate (MDT, 3.195,8m) từ tầng chứa Miocene giữa giếng khoan 05-2-HT-1X



Hình 6c. Kết quả phân tích sắc ký khối phổ mẫu condensate (MDT#2, 3.497,2m) từ tầng chứa Miocene dưới giếng khoan 05-2-HT-1X



Hình 6d. Kết quả phân tích sắc ký khối phổ mẫu condensate (MDT, 3.617m) từ tầng chứa Miocene dưới giếng khoan 05-2-HT-1X



Hình 6e. Kết quả phân tích sắc ký khối phổ mẫu condensate (MDT, 3.765m) Từ tầng chứa Miocene dưới giếng khoan 05-2-HT-1X

4. Kết luận

Kết quả phân tích sắc ký khí, sắc ký khối phổ của các mẫu dầu thô/condensate và đồng vị carbon 13 của các mẫu dầu khí là cơ sở quan trọng để đánh giá nguồn gốc vật chất hữu cơ của dầu và khí. Dựa trên kết quả phân tích tính chất của dầu/condensate, thành phần nhóm, sắc ký khí và các dấu hiệu sinh vật cho thấy dầu và condensate thu được từ cấu tạo Mộc Tinh và Hải Thạch có đặc điểm:

- Dầu/condensate ở Mộc Tinh và Hải Thạch sinh từ đá mẹ có độ trưởng thành cao chứa vật chất hữu cơ chủ yếu tách ra từ thực vật bậc cao lắng đọng và phân hủy trong điều kiện oxy hóa và khử yếu.

- Dầu từ cấu tạo Hải Thạch có nguồn gốc từ đá mẹ fluvio-deltaic, chứa vật chất hữu cơ biển (đều thấy rõ ở cả 5 mẫu).

- Dầu thu được từ cấu tạo Nguyệt Thạch sinh ra từ đá mẹ có độ trưởng thành thấp hơn, chứa hỗn hợp vật chất hữu cơ đầm hồ và thực vật bậc cao lắng đọng và phân hủy trong môi trường khử oxy hóa. Dầu RFT 2.864m từ Nguyệt Thạch bị phá hủy.

Dầu thô/condensate thu từ Lô 05-2 và 05-3 được sinh ra từ đá mẹ có tuổi Đệ Tam.

Tài liệu tham khảo

1. Lê Văn Hiến và nnk. Nghiên cứu đặc điểm cấu trúc và tiềm năng dầu khí đối tượng synrift bể Nam Côn Sơn. Báo cáo kết quả nghiên cứu Đề tài cấp Ngành. 2011.

2. Nguyễn Thị Bích Hà. Geochemical modeling Blocks 05-2

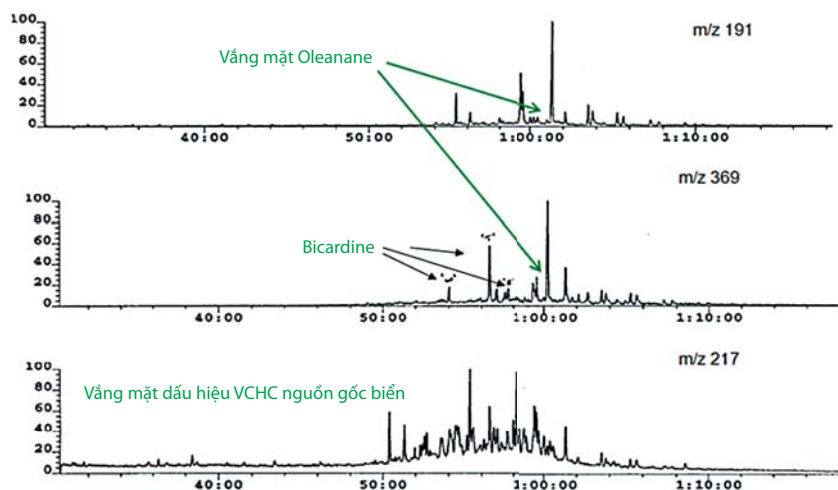
and 05-3 hydrocarbon charge modeling for Kim Cuong Bac prospect in Nam Con Son basin. 2012.

3. K. E. Peters, C.C.Walters, J.M.Moldowan. *The Biomarker Guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments*. Prentice Hall.1993: 363p.

4. K. E. Peters, C.C.Walters, J.M.Moldowan. *The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history*. Cambridge University. Press. 2008; 2: 700p.

5. Trần Công Tào và nnk. *Đánh giá địa hóa của trầm tích Đệ Tam trong bể Nam Côn Sơn*. Viện Dầu khí Việt Nam. 1997.

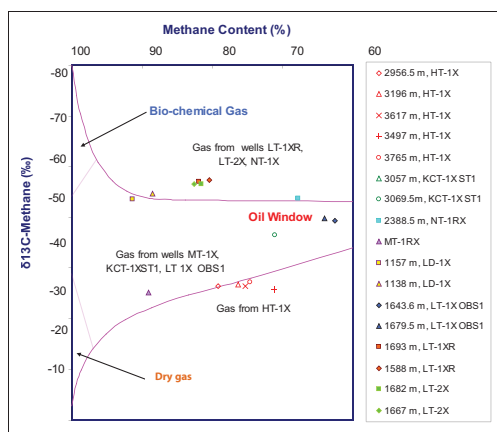
6. Võ Thị Hải Quan. *Depositional characterisation of upper Miocene, wells HT-2X and HT-3X, Hai Thach Field, Nam Con Son basin, offshore Southern Vietnam*. 2006.



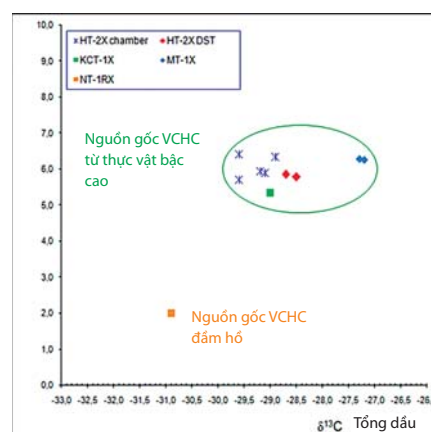
Mẫu dầu RFT, 2864m liên quan đến đá mẹ đầm hồ lắng đọng và phân hủy VCHC trong môi trường khử

Hình 7. Kết quả phân tích sắc ký khối phổ mẫu dầu thô (RFT5, 2.864,5m)

Từ tầng chứa Miocene dưới giếng khoan 05-2-NT-1RX



Hình 8a. Phân loại nguồn gốc khí bằng biểu đồ quan hệ đồng vị carbon khí methane và hàm lượng methane Lô 05-2, 05-3 và vùng lân cận



Hình 8b. Phân loại nguồn gốc dầu bằng kết quả đồng vị carbon Lô 05-2 và 05-3

Characterisation of crude oils and gas in blocks 05-2 and 05-3 - Nam Con Son basin using biomarkers, gas chromatography and carbon isotope analysis

Nguyen Thi Bích Ha, Ha Thu Huong, Dao Trung Dung
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Research on petroleum systems is the basis for evaluating the potential of a sedimentary basin during exploration and exploitation processes. In this, results from analysed samples are very useful. In the Nam Con Son basin offshore Vietnam, several oil and gas fields have been found such as Dai Hung, Thanh Long, Bo Cau, Nguyet Thach, Moc Tinh, Hai Thach, Lan Tay, Lan Do, etc. However, the origin of organic matter and the distribution of crude oils in Nam Con Son basin still pose difficult problems for petroleum geologists. Certain questions remain to be answered, such as the origin and transformation level of organic matter, depositional conditions, rate of sedimentation or even why geologists have not discovered oil accumulations leading to gas being found more than oil. In this paper, the authors use advanced analysis technology and combine effective analysis parameters to evaluate and classify the origin of oil and gas in Blocks 05-2 and 05-3. According to the results of GC, GCMS and carbon-13 isotope analysis, crude oil at the Nguyet Thach well is believed to be generated from a low maturity source rock containing lacustrine organic matter.

Key words: Crude oil, organic matter, terrestrial, lacustrine, carbon isotope, source rock, oil window.

ĐẶC ĐIỂM ĐỊA CHẤN ĐỊA TẦNG VÀ DỰ BÁO MÔI TRƯỜNG TRẦM TÍCH MIOCENE TRÊN, BỂ PHÚ KHÁNH

ThS. Hoàng Việt Bách¹, GS.TSKH. Mai Thanh Tân²

TS. Đỗ Văn Lưu¹, PGS.TS. Nguyễn Thành Vốn³

¹Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

²Đại học Mô - Địa chất Hà Nội

³Đại học Khoa học Tự nhiên Tp. Hồ Chí Minh

Tóm tắt

Sự lún chìm của bể Phú Khánh sau thời kỳ gián đoạn trầm tích cuối Miocene giữa cùng với nguồn vật liệu phong phú từ bể Sông Hồng đã hình thành trầm tích Miocene trên của bể Phú Khánh. Bằng minh giải địa chấn địa tầng trên quan điểm địa tầng phân tập, các kết quả nghiên cứu được trình bày trong bài báo này cho phép phân chia các tập và hệ thống trầm tích liên quan đến sự thăng giáng mực nước biển trong thời kỳ Miocene muộn. Từ kết quả minh giải tài liệu địa chấn, nhóm tác giả đã xác định đặc điểm và sự phân bố tương địa chấn liên quan đến tương môi trường trầm tích, có đối sánh với tài liệu địa chất giếng khoan trong khu vực. Kết quả nghiên cứu là tiền đề cho các nghiên cứu đánh giá triển vọng dầu khí trầm tích Miocene trên bể Phú Khánh.

Từ khóa: Địa chấn địa tầng, tập trầm tích, hệ thống trầm tích, tương địa chấn, Miocene trên, bể Phú Khánh.

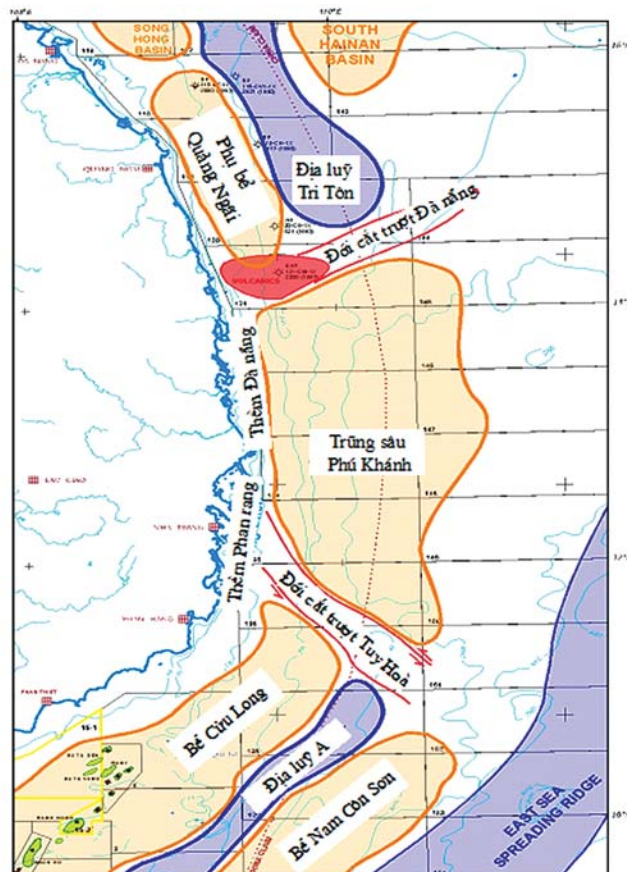
1. Giới thiệu

Bể Phú Khánh là bể trầm tích nước sâu ở vùng biển miền Trung, phía Bắc tiếp giáp với bể Sông Hồng, phía Nam tiếp giáp với bể Cửu Long và Nam Côn Sơn (Hình 1). Đây là khu vực nước sâu nên mức độ nghiên cứu còn hạn chế, chỉ có 3 giếng khoan thăm dò trên vùng thềm nước nông, chủ yếu là tài liệu địa chấn 2D (trên 20.000km) và một phần địa chấn 3D (khoảng 5.000km²) [5, 6, 10, 11, 12, 16].

Đến nay, đã có nhiều nghiên cứu trầm tích Cenozoic ở thềm lục địa Việt Nam nói chung và bể Phú Khánh nói riêng trên cơ sở áp dụng phương pháp địa chấn địa tầng. Năm 1998, Gwang H.Lee và Joel S.Watkins đã phân chia các tập và hệ thống trầm tích ở bể Phú Khánh [7]. Trong dự án ENRECA, các tác giả đã xác định các ranh giới bất chỉnh hợp khu vực [1, 13]. Tuy nhiên, do hạn chế về tài liệu nên việc phân chia các tập và hệ thống trầm tích, xác định đặc điểm phân bố tương chưa được hệ thống và chi tiết. Trong nghiên cứu [10] sử dụng tài liệu địa chấn phân giải cao nhưng chủ yếu chỉ tập trung vào trầm tích Pliocene - Đệ Tứ.

Trong bài báo này, nhóm tác giả tập trung nghiên cứu trầm tích Miocene trên, một trong các phân vị địa tầng được đánh giá là có khả năng tồn tại các vỉa chứa dầu khí tiềm năng như: bẫy địa tầng (quạt sườn, quạt đáy bể, thấu kính cát...) và bẫy cấu trúc. Các kết quả phân chia tập và hệ thống trầm tích, đặc điểm tương và sự phân bố của chúng sẽ góp phần làm sáng tỏ thêm về triển vọng dầu khí trong khu vực bể Phú Khánh.

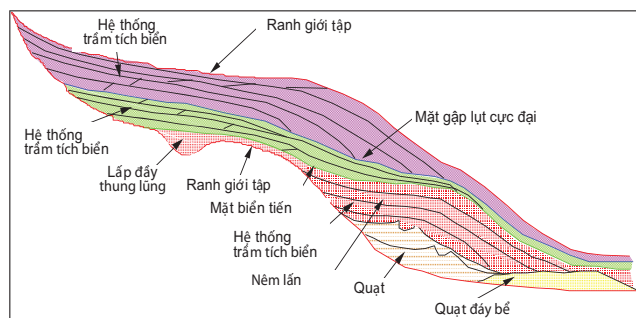
Do số lượng giếng khoan ở bể Phú Khánh rất ít nên việc nghiên cứu địa tầng trầm tích chủ yếu phải sử dụng phương pháp địa chấn địa tầng trên cơ sở địa tầng phân tập. Vấn đề quan trọng là chọn được mô hình tập và hệ



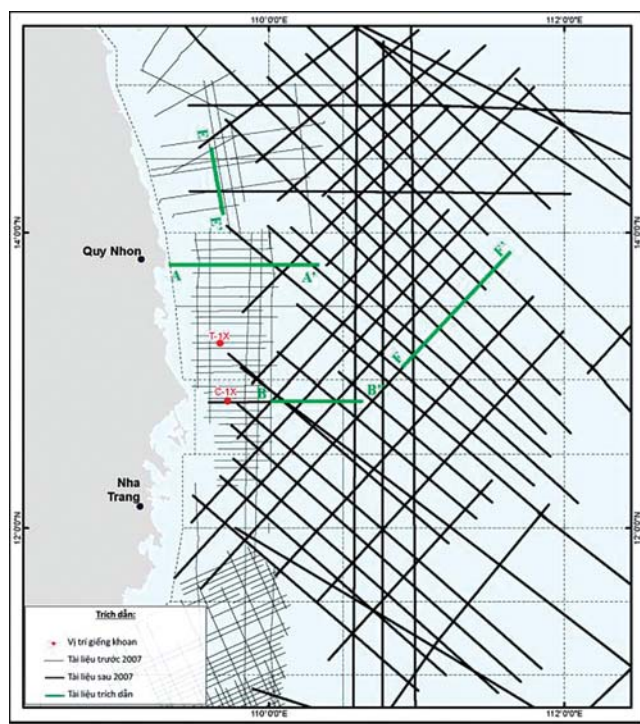
Hình 1. Sơ đồ vị trí bể Phú Khánh [11]

thống trầm tích phù hợp với đặc điểm của bể, xác định được mối quan hệ giữa nguồn trầm tích, hoạt động kiến tạo và sự thay đổi mực nước biển theo chu kỳ. Từ mối quan hệ tương địa chấn với tương trầm tích cho phép phân vùng tương và dự báo môi trường trầm tích.

Một tập trầm tích (sedimentary sequence) được xác định bởi một chu kỳ trầm tích đầy đủ quá trình biển tiến và biển thoái. Xuất phát từ đặc điểm các bể trầm tích khác nhau mà hiện nay có các mô hình tập trầm tích khác nhau. Đó là tập tích tụ (depositional sequence/DS) có ranh giới tập là mặt bất chỉnh hợp bào mòn (SU) (Hình 2), tập cùng nguồn gốc (genetic sequence/GS) có ranh giới tập là mặt ngập lụt cực đại (MFS) hoặc tập biển tiến - biển thoái (transgressive - regressive sequence/T-RS) có ranh giới tập là mặt biển tiến (TS) [2, 3, 4, 14, 15, 17, 18].



Hình 2. Mô hình tập tích tụ [9]



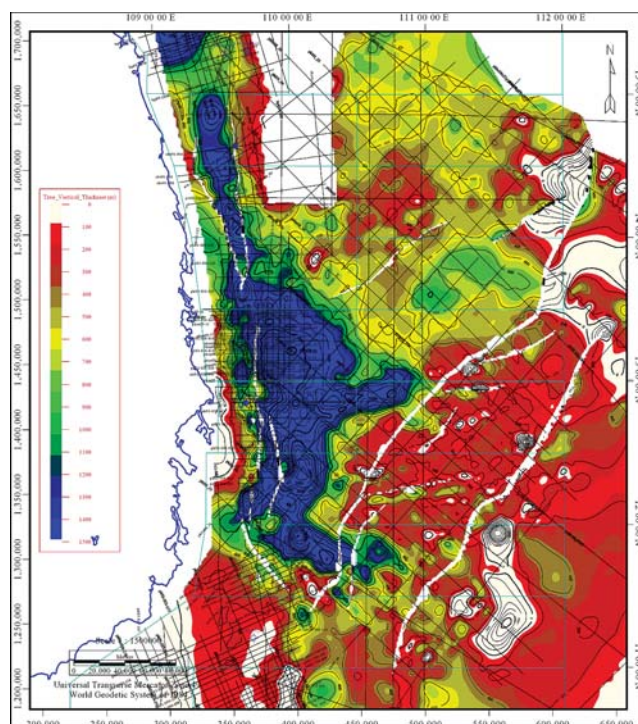
Hình 3. Sơ đồ mạng lưới tuyến địa chấn 2D và vị trí các tuyến được trích dẫn

Trong điều kiện bể trầm tích ở bể Phú Khánh, quá trình biển thoái cường bức tạo nên mặt bào mòn bất chỉnh hợp rõ rệt trên tài liệu địa chấn. Vì vậy, nhóm tác giả sử dụng mô hình tập tích tụ gồm: hệ thống trầm tích biển thoái (hệ thống trầm tích biển thấp - LST, hệ thống trầm tích biển cao - HST) và hệ thống trầm tích biển tiến - TST. Trong hệ thống trầm tích biển thấp có tập hợp các quạt đáy biển, quạt sườn và các dạng nêmlấn; trong hệ thống trầm tích biển cao chủ yếu là các nêmlấn. Đây là tiền đề để xác định tương địa chấn liên quan đến các dạng bẫy chứa. Trong hệ thống trầm tích biển tiến thường mỏng dần về phía xa bờ, chứa vật liệu mịn tạo nên các mặt cắt đặc sét và là tiền đề xác định các tập sét sinh hoặc chấn.

2. Đặc điểm tập và hệ thống trầm tích Miocene trên

Trầm tích Miocene trên được xác định bởi nóc và đáy là các bất chỉnh hợp khu vực với đặc trưng bị bào mòn cắt xén mạnh, được liên kết từ các giếng khoan C-1X và T-1X. Các bất chỉnh hợp này được thể hiện khá rõ trên mặt cắt địa chấn với các dấu hiệu bào mòn cắt xén, chống nóc bên dưới và kê áp bên trên.

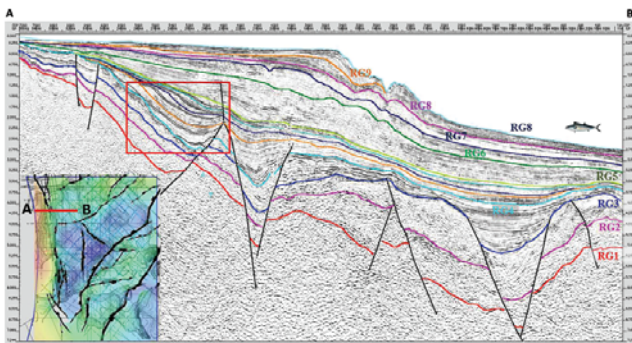
Vị trí các tuyến địa chấn có mặt cắt minh họa và vị trí các giếng khoan được thể hiện trên Hình 3. Kết quả xác định sự thay đổi bề dày trầm tích Miocene trên được thể hiện trên Hình 4.



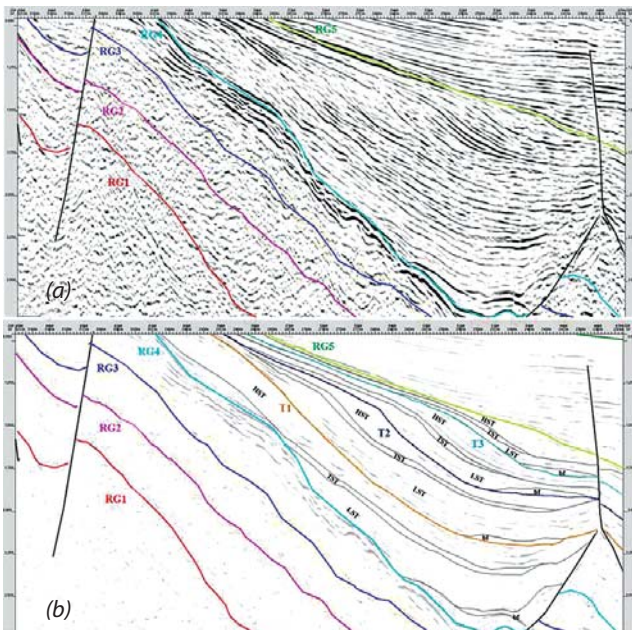
Hình 4. Bản đồ đẳng dày trầm tích Miocene trên

Mình giải địa chấn địa tầng cho phép phân chia trầm tích Miocene trên thành các tập bậc cao hơn. Các tập nhỏ này bao gồm các hệ thống trầm tích của quá trình biển tiến và biển thoái liên quan đến các chu kỳ thay đổi mực nước biển ngắn.

Hệ thống biển thấp được thể hiện khá rõ với các dấu hiệu tướng lộn xộn liên quan đến dòng chảy rối của quạt đáy biển và quạt sườn ở phần đáy. Phần trên của hệ thống biển thấp có tướng dạng sigma, xiên chéo liên quan đến nêl lấn và phủ đáy (downlap) xuống nóc của quạt. Hệ thống biển tiến được phát hiện ở phía cao gần bờ hơn trên mặt cắt, có các dấu hiệu kê áp (onlap) với bờ dốc, tướng địa chấn có dạng song song và phân kỳ. Hệ thống trầm tích biển cao đặc trưng bởi tướng nêl lấn với dấu hiệu phủ đáy lên mặt ngập lụt cực đại. Trên Hình 5 là mặt cắt địa chấn tuyến AA' thể hiện các mặt ranh giới bất chỉnh hợp khu vực phân chia địa tầng từ nóc móng đến đáy biển.



Hình 5. Mặt cắt địa chấn tuyến AA'



Hình 6. Hình ảnh các tập và hệ thống trầm tích trong Miocene trên trích từ tuyến A-A' (Hình 5) (a - mặt cắt địa chấn, b - mặt cắt đã phân tích)

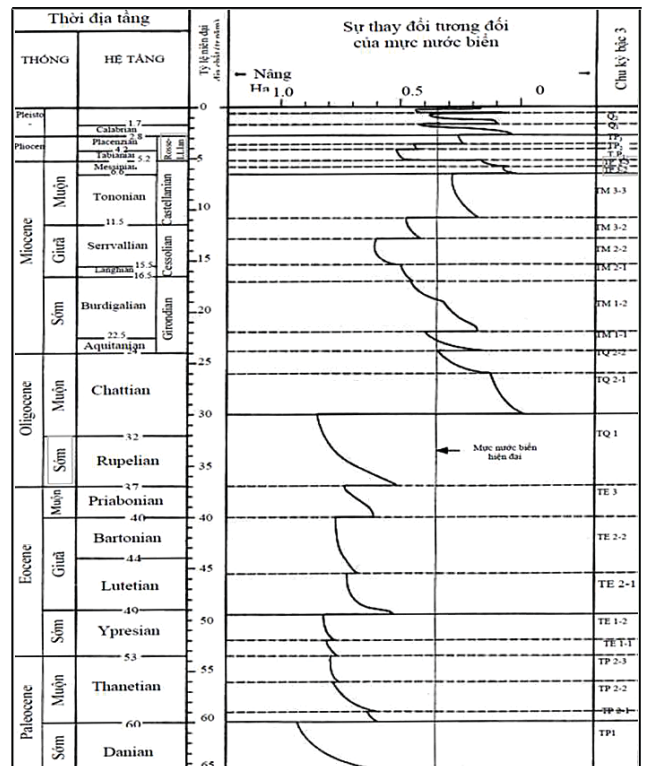
Hình 6 thể hiện sự phân chia các tập và hệ thống trầm tích trong Miocene trên. Trong đó, Hình 6a là mặt cắt địa chấn và Hình 6b là kết quả mình giải địa tầng phân tập Miocene trên. Kết quả phân chia hệ thống trầm tích tập Miocene trên phù hợp với đường cong thay đổi mực nước biển toàn cầu của Had (Hình 7). Kết quả này phù hợp với các nghiên cứu trước đó [7, 13], song với việc bổ sung tài liệu địa chấn và liên kết các giếng khoan C-1X và T-1X cho phép có độ tin cậy cao hơn và có sự liên kết trong khu vực.

3. Đặc điểm và sự phân bố tướng trầm tích

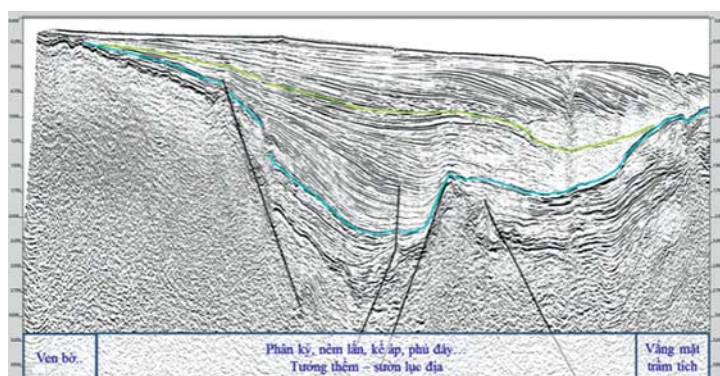
Lịch sử lắng đọng trầm tích Miocene trên được luận ra từ kết quả phân tích địa chấn địa tầng trên quan điểm địa tầng phân tập có liên hệ với các vùng kế cận. Trên cơ sở phân tích tướng địa chấn và mối quan hệ với tướng trầm tích đã cho phép chia các thành tạo trầm tích Miocene trên thành 5 vùng có môi trường trầm tích khác nhau gồm vùng biển nông ven bờ, vùng thềm - sườn lục địa, vùng biển sâu, vùng vắng trầm tích lục nguyên và khu vực núi lửa.

Hình ảnh đặc điểm tướng môi trường trầm tích Miocene trên trên các mặt cắt địa chấn AA', BB', EE' và FF' được thể hiện trên các Hình 8 - 11. Vị trí các tuyến địa chấn này được thể hiện trên Hình 3.

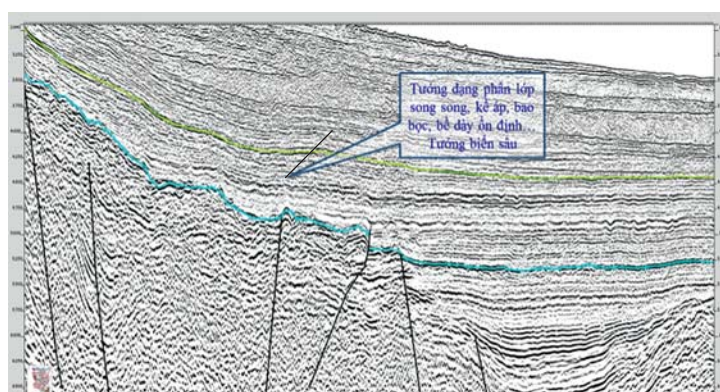
Đặc điểm các vùng tướng môi trường trầm tích được xác định như sau:



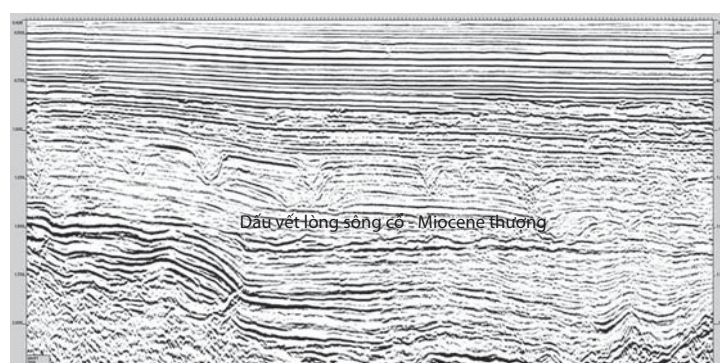
Hình 7. Đường cong thay đổi mực nước biển toàn cầu [9]



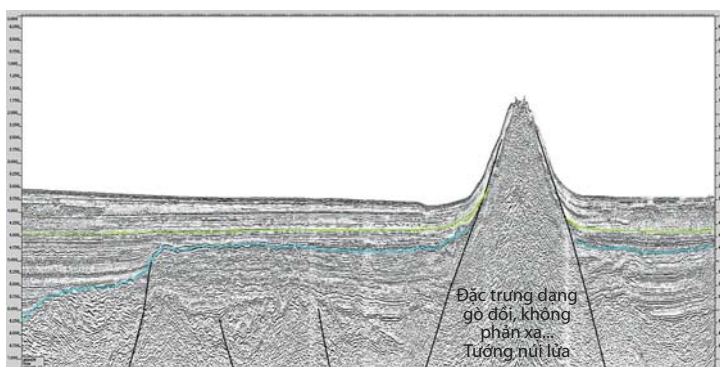
Hình 8. Mặt cắt địa chấn thể hiện tướng ven bờ, tướng trầm tích và tướng biển sâu (tuyến AA')



Hình 9. Mặt cắt địa chấn thể hiện tướng trầm tích biển sâu (tuyến BB')



Hình 10. Mặt cắt địa chấn thể hiện tướng lòng sông cổ (tuyến EE')



Hình 11. Mặt cắt địa chấn thể hiện tướng núi lửa xuyên cắt (tuyến FF')

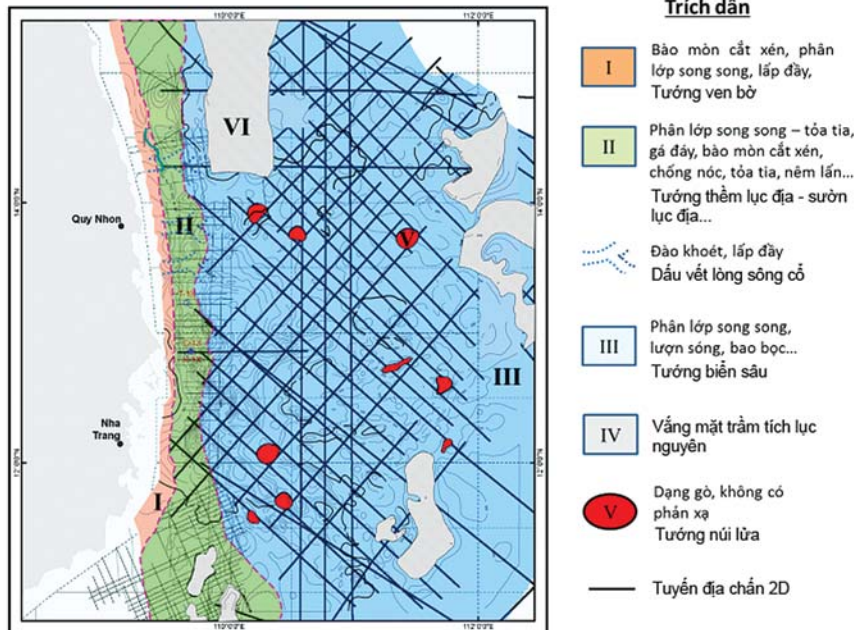
- Vùng I - Môi trường biển nông ven bờ, nằm song song với đới bờ kéo dài theo phương Bắc Nam. Tài liệu địa chấn được xác định với các đặc trưng bị bào mòn cắt xén mạnh, phân lớp song song, tướng lấp đầy... Chưa có giếng khoan trong môi trường trầm tích biển nông ven bờ của bể Phú Khánh.

- Vùng II - Thềm và sườn lục địa nằm sát vùng I và đặc trưng bởi tướng địa chấn có dạng nêl lùn với các dấu hiệu bất chỉnh hợp như gá đầy, chống nóc... Các thành tạo trầm tích trong tập Miocene trên rất phong phú, từ các trầm tích aluvi đến các thành tạo trầm tích biển nông và biển sâu. Ngoài ra, dấu hiệu các lòng sông cổ ở khu vực Tây Bắc bể Nam Côn Sơn cho thấy có khả năng tồn tại các quạt cát aluvi, các turbidite... trong vùng. Liên kết với các giếng khoan trong khu vực bồn trũng ta thấy trầm tích gặp ở giếng khoan C-1X và T-1X có thành phần thạch học chủ yếu là sét kết, bột kết tướng thềm.

- Vùng III - Môi trường thềm ngoài, biển sâu. Đây là vùng phát triển của chân sườn lục địa, trung tâm của bồn trũng ngăn cách với khu vực thềm - sườn lục địa bởi đứt gãy kinh tuyến 110° ở phía Tây. Phía Bắc và Đông Bắc được khống chế bởi đới nâng Tri Tôn và đới phân dị Hoàng Sa, phía Đông Nam giáp với vỏ đại dương của biển Đông. Môi trường biển sâu vùng III có diện tích phủ gần như khắp bồn trũng. Đặc trưng địa chấn của vùng này là dạng phản xạ phân lớp, song song với bề dày trầm tích ổn định cho thấy vùng III được thành tạo trong môi trường biển sâu, có tính chất sụt lún kiến tạo và bình ổn. Chưa có giếng khoan nào trong vùng III.

- Các vùng IV, V - vùng vắng mặt trầm tích lục nguyên và vùng núi lửa. Thực chất các vùng này chủ yếu nằm trong phạm vi vùng III, là các khu vực mà trầm tích Miocene trên bị xuyên cắt bởi hoạt động núi lửa hoặc vắng mặt trầm tích do hoạt động tách giãn đáy đại dương thời kỳ cuối Oligocene - Miocene sớm [16] làm các thành tạo trầm tích thời kỳ này bị nâng lên uốn nếp và bị phá hủy mạnh bởi các hoạt động đứt gãy (khu vực đới nâng Khánh Hòa) cũng như bị phá hủy bởi các hoạt động núi lửa trẻ.

Bản đồ phân vùng tướng địa chấn và dự báo môi trường lắng đọng trầm tích Miocene trên



Hình 12. Bản đồ phân vùng tương địa chấn và dự báo môi trường trầm tích Miocene trên

(Hình 12) cho thấy các thành tạo trầm tích biển sâu đóng vai trò chủ đạo, phủ phần lớn khu vực nghiên cứu. Các khu vực vắng mặt trầm tích Miocene trên gồm đới nâng phía Bắc, khu vực núi lửa và vỏ đại dương. Kết quả dự báo môi trường lắng đọng trầm tích đã được liên kết, đối sánh với tài liệu địa chất các giếng khoan trong khu vực nghiên cứu.

4. Kết luận

Từ kết quả nghiên cứu địa chấn địa tầng và phân tích tương trầm tích Miocene trên ở khu vực bể Phú Khánh, nhóm tác giả có các nhận định sau:

- Việc áp dụng phương pháp địa chấn địa tầng theo quan điểm địa tầng phân tập và liên kết với tài liệu các giếng khoan cho phép chính xác hóa ranh giới các phân vị địa tầng trầm tích Miocene trên bể Phú Khánh. Phân chia các tập và hệ thống trầm tích phù hợp với sự thay đổi mực nước biển và lịch sử phát triển địa chất.
- Kết quả phân tích đặc điểm và sự phân bố tương trầm tích Miocene trên bể Phú Khánh cho phép thành lập bản đồ phân vùng tương bao gồm vùng tường ven bờ, vùng thêm - sườn lục địa, vùng biển sâu, vùng vắng trầm tích và khu vực núi lửa.

Tài liệu tham khảo

1. L.O.Boldreel, et al. *The Phu Khanh basin - Aspects of structural evolution and hydrocarbon potential*. Science - Technology Conference "30 Years Petroleum Industry:

New Challenges and Opportunities". 24 - 25 August, 2005.

2. O.Catuneanu. *Principles of sequence stratigraphy*. Elsevier, New York. 2006: 375p.

3. A.Embry. *Transgressive - Regressive sequence stratigraphy*. Gulf Coast SEPM Conference Proceedings, Houston. 2002: p. 151 - 172.

4. William E.Galloway. *Genetic stratigraphic sequences in basin analysis I: architecture and genesis of flooding surface bounded depositional units*. AAPG Bulletin. 1989; 73(2): p. 125 - 142.

5. Hoàng Việt Bách và nnk. *Tách giãn Biển Đông và quá trình hình thành phát triển "bể" Phú Khánh: Cập nhật từ kết quả nghiên cứu địa chấn 2D*. Tập chí

các Khoa học về Trái đất. 2013; 3: p. 249 - 257.

6. Lê Văn Dung và nnk. *Đánh giá tiềm năng dầu khí một số cấu tạo thuộc trầm tích Đệ Tam ở bể Phú Khánh*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2002.

7. Gwang H.Lee, Joel S.Watkins. *Seismic sequence stratigraphy and hydrocarbon potential of the Phu Khanh basin, offshore central Vietnam*. AAPG Bulletin. 1988; 82(9): p. 1711 - 1735.

8. Mai Thanh Tan. *Seismic stratigraphic studies of the continental shelf of Southern Vietnam*. Journal of Petroleum Geology. 1995; 18 (3): p. 345 - 354.

9. Mai Thanh Tân. *Thăm dò địa chấn*. Nhà xuất bản Giao thông Vận tải. 2011; 523 trang.

10. Mai Thanh Tan, Le Van Dung, Le Duy Bach, Nguyen Bieu, Tran Nghi, Hoang Van Long, Phan Thien Huong. *Pliocene-Quaternary evolution of the continental shelf of central Vietnam based on high resolution seismic data*. Journal of Asian Earth Sciences. 2014; 79(A): p. 529 - 539.

11. Nguyễn Hiệp và nnk. *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2007: 549 trang.

12. Nguyễn Huy Quý và nnk. *Nghiên cứu cấu trúc địa chất và địa động lực làm cơ sở đánh giá tiềm năng dầu khí các vùng biển xa bờ Việt Nam*. Đề tài nghiên cứu cấp Nhà nước KC09-06. 2004.

13. Lars Henrik Nielsen, et al. *Integrated analysis and modelling of geological basins in Vietnam and assessment of their hydrocarbon potential: First phase - Phu Khanh basin*. Final technical report. 2004; II: 143p.
14. Charles E. Payton, et al. *Seismic stratigraphy - Applications to hydrocarbon exploration*. American Association of Petroleum Geologists. 1977: 516 pages.
15. Henry W. Posamentier, George P. Allen. *Siliciclastic sequence stratigraphy - Concepts and applications*. SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology. 1999.
16. C. Rangin, P. Huchon, X. Le Pichon, H. Bellon, C. Lepvrier, D. Roques, Nguyen Dinh Hoe, Phan Van Quynh. *Cenozoic deformation of Central and South Vietnam*. Tectonophysics. 1995; 231 (1-4): p. 179 - 196.
17. L. L. Sloss. *Stratigraphic models in exploration*. Journal of Sedimentary Petrology. 1962; 32(3): p. 415 - 422.
18. P. R. Vail. *Seismic stratigraphy interpretation using sequence stratigraphy, Part 1 - Seismic stratigraphy interpretation procedure*. AAPG Studies in Geology. 1987; 27(1): p. 1 - 10.

Seismic stratigraphy and depositional environment of the upper miocene, Phu Khanh basin

Hoang Viet Bach¹, Mai Thanh Tan²

Do Van Luu¹, Nguyen Thanh Van³

¹Petrovietnam Exploration Production Corporation

²Hanoi University of Mining and Geology

³Ho Chi Minh City University of Science

Summary

The Upper Miocene sediment of the Phu Khanh basin was deposited during the post-rift period by thermal subsidence of the basin and with abundant sediment supply mainly from the Song Hong basin. Seismic stratigraphy interpretation using sequence stratigraphy was carried out in order to interpret the depositional system tracks, sequence boundaries and their relationship with the relative sea level change. By interpreting seismic data and comparing with well data in the Phu Khanh basin, the authors defined the seismic facies characteristics and predicted the depositional environment of the Upper Miocene section. The result of this study is a premise for further study of the petroleum potential in the Phu Khanh basin.

Key words: Seismic stratigraphy, sequence and system track, seismic facies, Upper Miocene, Phu Khanh basin.

ĐẶC ĐIỂM HÌNH THÁI, CƠ CHẾ ĐỘNG HỌC CỦA ĐỐI ĐÚT GỖY TRUNG TÂM MIỀN VÔNG HÀ NỘI VÀ SỰ ẢNH HƯỞNG ĐẾN QUÁ TRÌNH HÌNH THÀNH - PHÁ HỦY BẦY CẤU TRÚC DẦU KHÍ TRONG CENOZOIC

CN. Hoàng Hữu Hiệp, ThS. Nguyễn Hữu Nam
Công ty Dầu khí Sông Hồng

Tóm tắt

Đới đứt gãy trung tâm Miền vông Hà Nội gồm đứt gãy Vĩnh Ninh, đứt gãy Thái Bình và các đứt gãy bậc cao nằm giữa chúng thuộc hệ thống đứt gãy Sông Hồng. Đây là hệ thống phá hủy kiến tạo lớn, nổi tiếng trên thế giới gồm biến dạng dẻo và biến dạng giòn với các cơ chế động học rất khác nhau. Trong bài báo này, nhóm tác giả phân tích đặc điểm hình thái, cơ chế động học của đới đứt gãy trung tâm Miền vông Hà Nội, từ đó chỉ ra vai trò, sự ảnh hưởng đến quá trình hình thành - phá hủy các kiểu cấu tạo nghịch đảo chứa dầu khí.

Từ khóa: Đặc điểm hình thái, động học, đứt gãy Vĩnh Ninh, đứt gãy Thái Bình, trung tâm Miền vông Hà Nội, Cenozoic.

1. Giới thiệu

Hệ thống đứt gãy Sông Hồng là một hệ thống đứt gãy trượt bằng lớn bắt đầu từ cao nguyên Tây Tạng kéo dài qua vịnh Bắc Bộ tới Natuna (Indonesia) với tổng chiều dài hơn 2.000km. Trong từng không gian và giai đoạn khác nhau, hệ thống đứt gãy phát triển ở những độ sâu rất khác nhau với các chế độ xiết trượt ép nén hay xiết trượt tách giãn từ đó tạo ra các cấu trúc có đặc trưng riêng [6]. Cấu trúc pull-apart (bể kéo tách Sông Hồng) là một phân đoạn cấu trúc đặc biệt và là bể trầm tích Cenozoic lớn nhất trên thềm lục địa Việt Nam gồm phần trên đất liền với tên gọi Miền vông Hà Nội và phần ngoài khơi vịnh Bắc Bộ bao gồm từ các Lô 102 đến Lô 121.

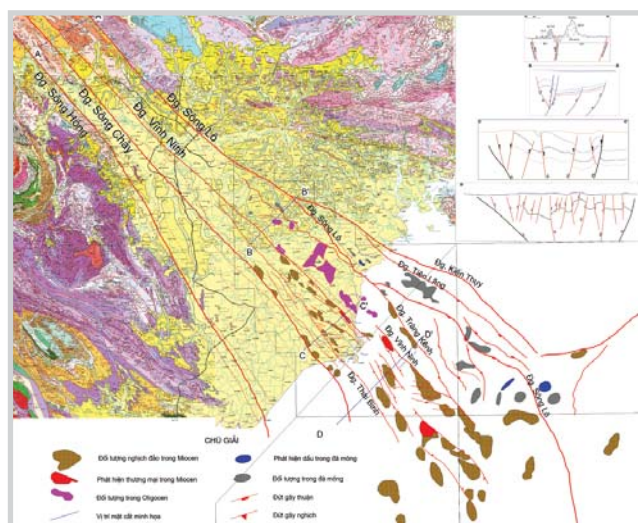
Đới đứt gãy trung tâm Miền vông Hà Nội là hệ thống gồm các đứt gãy Vĩnh Ninh, Thái Bình và các đứt gãy nằm giữa hai đứt gãy này (như Tiền Hải, Kiến Xương, các đứt gãy bậc cao khác...) tạo ra hệ thống đứt gãy kiểu thuận hướng - ngược hướng (synthetic - antithetic faults) rất đặc trưng. Kết quả công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí trong giai đoạn 1960 - 1975 cho thấy đới đứt gãy Vĩnh Ninh và Thái Bình khống chế các cấu trúc dải nâng của Miền vông Hà Nội (dải nâng Khoái Châu - Tiền Hải và dải nâng Kiến Xương) [9]. Trên cơ sở đó, các tuyến địa chấn và giếng khoan đã được thiết kế để thăm dò dầu khí trên các dải nâng này. Kết quả đã phát hiện được mỏ khí Tiền Hải C tại dải nâng Khoái Châu - Tiền Hải và đưa vào khai thác từ năm 1981 đến nay (Hình 1). Đới đứt gãy trung tâm Miền vông Hà Nội bị khống chế bởi hệ thống đứt gãy Sông Hồng, cụ thể là đứt gãy Sông Chảy và đứt gãy Sông Lô/Tràng Kênh.

Công tác tìm kiếm, thăm dò ngoài khơi vịnh Bắc Bộ của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam và các nhà thầu

dầu khí đã xác định được sự kéo dài của các cấu trúc nâng Khoái Châu - Tiền Hải và Kiến Xương. Một loạt giếng khoan thăm dò trên các dải cấu trúc này đã được triển khai như: 103-T-G-1X, 103-T-H-1X, 102-CQ-1X, 102-HĐ-1X, 102-TB-1X, 103-HAL-1X, 103-ĐL-1X... Kết quả đã phát hiện được mỏ khí Thái Bình (Lô 102) và cụm mỏ Hồng Long (Lô 103-107) (Hình 1). Điều này cho thấy có sự liên hệ giữa các cấu trúc chứa dầu khí với đới đứt gãy trung tâm Miền vông Hà Nội và cần được làm sáng tỏ.

2. Tính chất, đặc điểm hình thái của đới đứt gãy trung tâm Miền vông Hà Nội

Đới đứt gãy trung tâm Miền vông Hà Nội gồm 2 đứt gãy chính là Vĩnh Ninh và Thái Bình cùng với các đứt gãy

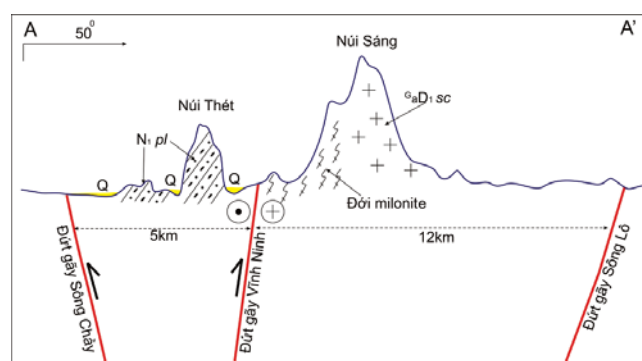


Hình 1. Bản đồ cấu trúc và phân bố các dạng bẫy khu vực Miền vông Hà Nội và lân cận (thành lập trên cơ sở bản đồ địa chất tỷ lệ 1/200.000 [11] và tài liệu công bố của Petrovietnam [5] - có chỉnh sửa)

bậc cao nằm giữa chúng. Trong đó, có hai đứt gãy bậc cao quan trọng là Kiến Xương và Tiền Hải giới hạn dải nâng Kiến Xương và dải nâng Tiền Hải với nếp lồi Phụng Ngai.

2.1. Đứt gãy Vĩnh Ninh

Trên bình đồ cấu trúc hiện đại có thể xác định được đứt gãy Vĩnh Ninh tách ra từ đứt gãy Sông Chảy tại khu vực Thác Bà - Yên Bái với sự xuất hiện của trầm tích Neogene hệ tầng Phan Lương [11] (theo bản đồ địa chất tỷ lệ 1/200.000 từ Tuyên Quang). Từ Thác Bà (huyện Yên Bình - Yên Bái) đến



Hình 2. Mặt cắt địa chất phương Tây Nam - Đông Bắc qua khu vực Hải Lựu - Lập Thạch



Hình 3. Thành tạo minolite nguồn gốc từ đá granite khu vực núi Sáng thể hiện chuyển động trượt bằng trái của đứt gãy Vĩnh Ninh



Hình 4. Vết xước để lại trên mặt trượt thể hiện quá trình trượt bằng trái của đứt gãy Vĩnh Ninh tại khu vực núi Sáng

Tam Đa (huyện Sơn Dương - Tuyên Quang) là ranh giới kiến tạo giữa các thành tạo biến chất tuổi Proterozoic muộn - Cambrian sớm hệ tầng Thác Bà. Đặc biệt, từ Tam Đa đến thị trấn Lập Thạch (huyện Lập Thạch - Vĩnh Phúc) phát triển các thành tạo milonite có nguồn gốc từ granite phức hệ Sông Chảy ($aD_{1,sc}$). Từ An Hòa (huyện Lập Thạch) theo hướng Đông Nam đứt gãy Vĩnh Ninh kéo dài chạy qua khu vực Hồ Tây (Hà Nội) và vươn ra vịnh Bắc Bộ, đứt gãy chủ yếu phát triển trong tầng trầm tích Neogene và bị che phủ bởi trầm tích Đệ Tứ. Như vậy, đoạn qua Hà Nội dọc theo Sông Hồng là đứt gãy Vĩnh Ninh, còn đứt gãy Sông Hồng thực sự lại chạy dọc theo rìa Bắc của dãy núi Chúc Sơn.

Ở khu vực huyện Lập Thạch khoảng cách giữa đứt gãy Sông Chảy và đứt gãy Vĩnh Ninh chỉ là 5km, mặt cắt AA' phương Tây Nam - Đông Bắc qua xã Hải Lựu (Lập Thạch) có thể thấy được cấu trúc đặc trưng (Hình 2).

Đứt gãy Sông Chảy và đứt gãy Vĩnh Ninh kéo dài về phía Đông Nam tạo ra một thung lũng ở giữa được phủ bởi tầng trầm tích Đệ Tứ. Giữa thung lũng Đệ Tứ này xuất hiện một số dải núi hẹp chạy dài theo phương Tây Bắc - Đông Nam với thành phần là các tập trầm tích cuội kết, cát kết hạt thô tuổi Neogene sớm thuộc hệ tầng Phan Lương, nơi cao nhất của dải núi Neogene này đạt tới độ cao 340m (núi Thét). Từ những số liệu về địa chất và địa hình, có thể khẳng định trong Cenozoic đứt gãy Vĩnh Ninh đã từng hoạt động như một đứt gãy nghịch làm nâng trôi các tập trầm tích có sẵn lên tới độ cao vài trăm mét như hiện tại.

Đông Bắc đứt gãy Vĩnh Ninh ở khu vực này là núi Sáng, trên đó phát triển các thành tạo milonite có nguồn gốc từ granite (Hình 3). Quan sát một vài vị trí của núi Sáng có thể thấy rõ các mặt trượt, vết xước thể hiện quá trình trượt bằng trái với phương trượt Tây Bắc - Đông Nam và góc pitch (góc của vết xước so với mặt phẳng nằm ngang) gần như bằng 0 (Hình 4).

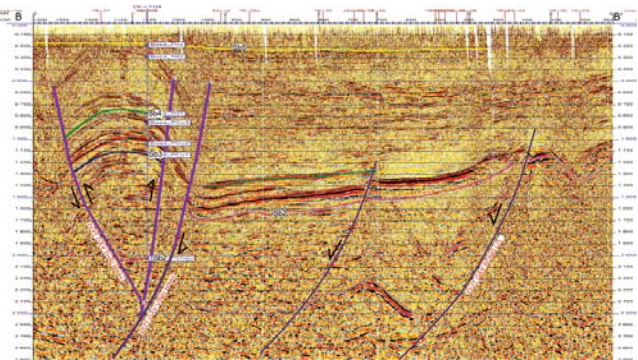
Về phía Đông Nam Miền vông Hà Nội, diện phát triển của trầm tích Pliocene - Đệ Tứ lớn, che phủ các trầm tích Neogene. Theo tài liệu địa chấn và các giếng khoan (5.400km tuyến địa chấn, trên 80 giếng khoan), các trầm tích Paleogene - Neogene ở đây được phân chia thành các hệ tầng Phù Tiên (E_2), Đình Cao (E_3), Phong Châu (N_1^1), Phù Cù (N_1^2) và Tiên Hưng (N_1^3). Hệ tầng Vĩnh Bảo (N_2) được thành tạo trong điều kiện kiến tạo bình ổn nằm phủ bất chỉnh hợp trên hệ tầng Tiên Hưng. Ranh giới dưới của các hệ tầng tương ứng với các mặt âm học: Mặt móng (Sb0) - 52 triệu năm trước, Sb1 - 32 triệu năm trước, Sb2 - 23 triệu năm trước, Sb3 - 16 triệu năm trước, Sb4 - 11 triệu năm trước và Sb5 - 5 triệu năm trước. Đáy của hệ tầng Vĩnh Bảo

ứng với mặt Sb5 - 5 triệu năm trước. Trong đó Sb1, Sb2 và Sb5 là các mặt bào mòn, bất chỉnh hợp lớn có thể quan sát được ở nhiều khu vực thuộc Miền vông Hà Nội cũng như ngoài khơi vịnh Bắc Bộ.

Trên mặt cắt địa chấn BB' phương Tây Nam - Đông Bắc qua giếng khoan 104 (Hình 5) có thể thấy rõ tính chất hoạt động đa pha của đứt gãy Vĩnh Ninh:

Dựa vào các ranh giới dưới của các hệ tầng Tiên Hưng (Sb4) và Phù Cừ (Sb3) giữa hai bên cánh của đứt gãy, có thể khẳng định tính chất nghịch của đứt gãy Vĩnh Ninh, các tập trầm tích thuộc cánh Tây Nam được nâng lên trong pha nghịch đảo kiến tạo. Từ trên mặt cắt này xác định pha nghịch của đứt gãy hoạt động vào giai đoạn cuối Miocene.

Dựa vào ranh giới dưới của hệ tầng Phong Châu (Sb2 - đường màu hồng) đã được chuẩn hóa từ tài liệu giếng khoan có thể thấy trên bình đồ hiện tại ranh giới này ở cánh Tây Nam thấp hơn so với cánh Đông Bắc, các tập



Hình 5. Mặt cắt địa chấn BB' thể hiện tính chất hoạt động đa pha của đứt gãy Vĩnh Ninh

trầm tích thuộc cánh Tây Nam đã được nâng lên vào cuối Miocene. Do đó, trước khi pha nghịch đảo xảy ra, ranh giới dưới của hệ tầng Phong Châu ở cánh Tây Nam sẽ nằm ở vị trí thấp hơn so với cánh Đông Bắc. Điều này chứng tỏ trước khi chuyển động nghịch đứt gãy Vĩnh Ninh là một đứt gãy thuận có biên độ dịch chuyển lớn.

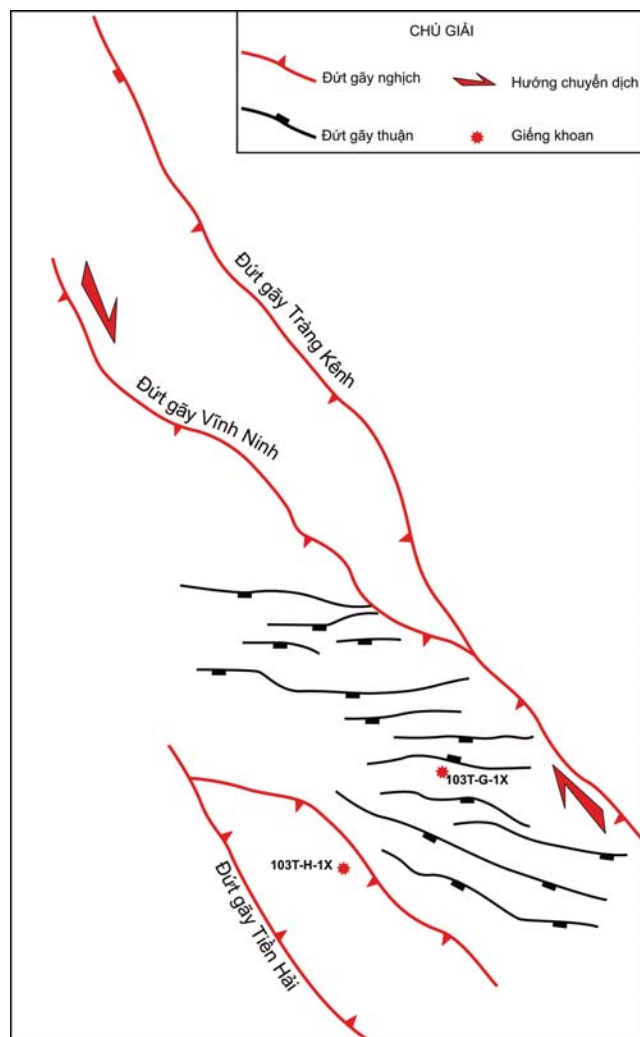
Kết hợp tài liệu giếng khoan và tài liệu địa chấn, nhóm tác giả tính toán biên độ dịch chuyển đứng của đứt gãy trong từng pha hoạt động. Kết quả cho thấy biên độ dịch chuyển trong pha nghịch đảo cuối Miocene thay đổi mạnh theo không gian. So sánh ranh giới các phụ hệ tầng Tiên Hưng 2 và Phù Cừ 2 ở cánh treo và cánh nằm dọc đứt gãy Vĩnh Ninh theo hướng từ Tây Bắc xuống Đông Nam cho thấy: biên độ dịch chuyển của đứt gãy trong pha nghịch tăng dần từ giếng 107 (biên độ khoảng 550m) đến khu vực các giếng 103, 65, 74, 77 (biên độ khoảng 1.200 - 1.350m) rồi lại giảm dần xuống khu vực giếng 106 (biên độ 800m), giếng 79 (biên độ khoảng 550m) và ra ngoài khu vực Lô 102 thì biên độ dịch chuyển không đáng kể (Bảng 1).

Trên mặt cắt BB' (Hình 5), vị trí hiện tại của đáy tầng Phong Châu (đường màu hồng) ở cánh Tây Nam đứt gãy Vĩnh Ninh thấp hơn so với cánh Đông Bắc khoảng 400ms tương ứng với trên 550m (tính theo vận tốc lớp trên mặt cắt địa chấn). Trong khi đáy tầng Tiên Hưng (đường màu xanh lá cây) ở cánh Tây Nam lại cao hơn so với cánh Đông Bắc khoảng 650ms tương ứng với khoảng 800m (tính theo vận tốc lớp trên mặt cắt địa chấn). Do đó, tại vị trí của mặt cắt BB' có thể tính được biên độ dịch chuyển đứng của đứt gãy Vĩnh Ninh trong pha thuận khoảng 1.350m.

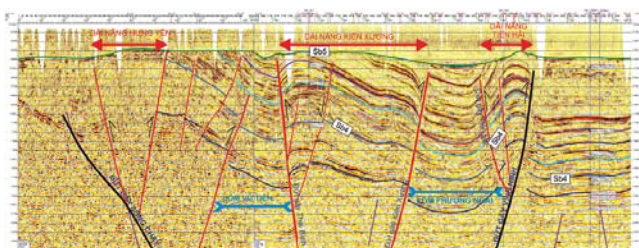
Bảng 1. Chiều sâu ranh giới các phụ hệ tầng Tiên Hưng 2 và Phù Cừ 2 ở phần trên và dưới đứt gãy Vĩnh Ninh (theo tài liệu của Petrovietnam)

Chiều sâu giếng khoan				Giếng 107 (2.600m)		Giếng 103 (3.000m)		Giếng 65 (2.060m)		Giếng 74 (2.360m)		Giếng 77 (2.104m)		Giếng 106 (3.100m)		Giếng 79 (2.409m)			
Địa tầng				Trên đứt gãy	Dưới đứt gãy	Trên đứt gãy	Dưới đứt gãy	Trên đứt gãy	Dưới đứt gãy	Trên đứt gãy	Dưới đứt gãy	Trên đứt gãy	Dưới đứt gãy	Trên đứt gãy	Dưới đứt gãy	Trên đứt gãy	Dưới đứt gãy		
Kỷ	Hệ	Thống	Hệ tầng	Phụ hệ tầng															
CENOZOIC	NEOGENE	MIOCENE	Trên	Tiền Hưng	II	562		505	1.850	864	2.060	732	2.073	777	1.975	814		807	
				I	1.001 439		962 457	2.248 398	1.259 395		1.163 431	2.360 287	1.158 381	2.104 129	1.195 381		1.174 367	1.755 289	
			Giữa	Phù Cừ	III	1.250 249		1.205 243	2491 243	1.513 254		1.380 217		1.450 292		1.440 245		1.466 292	2.034 279
				II	1.553	2.115	1.487	2.645	1.755				1.682		1.750	2.544		2.230	
Giếng khoan: 107					1.001		Chiều sâu đáy (phụ) hệ tầng		Chiều dày phụ hệ tầng										
Chiều sâu giếng khoan: 2.600m					439														

Sau khi minh giải các mặt cắt địa chấn và đưa lên bản đồ, nhóm tác giả thấy rằng đứt gãy Vĩnh Ninh hoạt động trong pha nghịch không phải chỉ là một đứt gãy đơn nhất, liên tục mà là một hệ thống các đoạn đứt gãy (Hình 1) phát triển theo kiểu chồng gối (en echelon). Đây là một kiểu cấu trúc hình thái đặc trưng cho loại hình đứt gãy trượt bằng với đứt gãy chính nằm ở dưới sâu liên kết các đứt gãy nhỏ ở phía trên.



Hình 6. Cơ chế chuyển động ép nén đuôi tạo ra các bẫy cấu trúc dầu khí và hệ thống đứt gãy lồng chim đi kèm phá hủy sự toàn vẹn của bẫy (theo tài liệu của Total) [1]



Hình 7. Mặt cắt CC' phương Tây Nam - Đông Bắc thể hiện các đứt gãy và cấu trúc bậc cao đối trung tâm

Theo tài liệu của Total được C.Rangin sử dụng trong công trình nghiên cứu về hệ thống đứt gãy Sông Hồng [1], đứt gãy Vĩnh Ninh nhập vào đứt gãy Sông Lô (nhưng thực chất là đứt gãy Tràng Kênh - một nhánh của đứt gãy Sông Lô) ở góc Đông Nam Lô 102 và bị thay đổi hướng phát triển từ Tây Bắc - Đông Nam chuyển dần sang á kinh tuyến. Ở khu vực hai đứt gãy hội tụ xuất hiện hệ thống đứt gãy lồng chim phương á vĩ tuyến đi kèm với đứt gãy Vĩnh Ninh. Đáng chú ý ở đây là hệ thống đứt gãy lồng chim này đều nằm về phía cánh treo của đứt gãy Vĩnh Ninh (phần được nâng lên) và là các đứt gãy thuận (Hình 6).

2.2. Đứt gãy Thái Bình

Đứt gãy Thái Bình là một nhánh của đứt gãy Vĩnh Ninh cắm về phía Đông Bắc, với góc dốc khoảng 45 - 50°, nằm giữa đứt gãy Sông Chảy và đứt gãy Vĩnh Ninh, kéo dài theo phương Tây Bắc - Đông Nam ra tới bờ biển Nam Định - Thái Bình. Đứt gãy này được phát hiện trên cơ sở phân tích tài liệu địa chấn.

Trên mặt cắt địa chấn BB' (Hình 5) khoảng cách giữa đứt gãy Thái Bình và đứt gãy Vĩnh Ninh là 5km (tính cho mặt đáy phụ hệ tầng Tiên Hưng 3); các tập trầm tích ở hai bên cánh đứt gãy Thái Bình bị uốn nếp mạnh, tập trầm tích Miocene trên bị bào mòn cắt xén; đứt gãy cắt qua tầng trầm tích Miocene trên nhưng không cắt qua tầng trầm tích Pliocene - Đệ Tứ. Từ đó, nhóm tác giả khẳng định đứt gãy Thái Bình là một đứt gãy nghịch có thời gian hoạt động vào cuối Miocene. Ngoài ra khi phát triển xuống dưới sâu, đứt gãy Thái Bình cắt vào đứt gãy Vĩnh Ninh ở khoảng 2,5s (tương ứng khoảng 5km) theo kiểu đứt gãy cộng ứng ngược hướng (antithetic). Điều này chứng tỏ đứt gãy Thái Bình không phải là đứt gãy sâu và chỉ đóng vai trò đứt gãy khống chế các cấu trúc bậc cao như cấu tạo, dải cấu tạo.

Theo mặt cắt CC' (Hình 7), khoảng cách từ đứt gãy Thái Bình đến đứt gãy Sông Chảy khoảng 9km, đến đứt gãy Vĩnh Ninh khoảng 13km. Điều này cho thấy khoảng cách giữa đứt gãy Thái Bình và đứt gãy Vĩnh Ninh trong phạm vi Miền vồng Hà Nội được mở rộng từ phía Tây Bắc về phía Đông Nam, phù hợp với việc bể Sông Hồng mở rộng không gian trầm tích về phía thềm lục địa.

So sánh ranh giới đáy tầng Tiên Hưng giữa các cánh của đứt gãy cho thấy biên độ nghịch đảo vào khoảng 200ms tương ứng với khoảng 350m và tương đối ổn định theo không gian. Hiện tại chưa có tài liệu nào xác định được đứt gãy Thái Bình là đứt gãy thuận.

Kết quả minh giải tài liệu địa chấn và thành lập bản đồ cấu trúc cho tầng đáy Tiên Hưng cho thấy ở khu vực Miền vông Hà Nội tồn tại một hệ thống đứt gãy thuận kiểu lông chim phương á vĩ tuyến đi kèm với đứt gãy Thái Bình, cũng giống như trường hợp của đứt gãy Vĩnh Ninh, hệ thống đứt gãy lông chim này chỉ xuất hiện ở phía cánh treo (phần được nâng lên) của đứt gãy Thái Bình (Hình 1).

2.3. Đứt gãy Kiến Xương và đứt gãy Tiên Hải

Đứt gãy Kiến Xương là một nhánh của đứt gãy Thái Bình có hướng cắm về phía Tây Nam, còn đứt gãy Tiên Hải là một nhánh của đứt gãy Vĩnh Ninh và có hướng cắm về phía Đông Bắc, có nghĩa là cả hai đứt gãy này đều có hướng đối ngược với hướng của đứt gãy chính tách ra chúng theo kiểu cặp khe nứt (đứt gãy) cộng ứng (Hình 1 và 7).

Trên mặt cắt BB' (Hình 5) qua khu vực huyện Phù Cù không có sự xuất hiện của đứt gãy Kiến Xương và Tiên Hải, phải tới khu vực huyện Kiến Xương mới thấy rõ sự có mặt của hai đứt gãy này. Nói cách khác khi khoảng cách giữa đứt gãy Thái Bình và Vĩnh Ninh được mở rộng về phía Đông Nam thì mới có không gian để hình thành các đứt gãy nhánh.

Trên mặt cắt CC' (Hình 7) thuộc phần đất liền và mặt cắt DD' (Hình 9) thuộc phần thềm lục địa Lô 102 thấy rõ tính chất của hai đứt gãy này là các đứt gãy nghịch được hình thành vào pha kiến tạo cuối Miocene. Độ sâu xuyên cắt của các đứt gãy này nhỏ (không quá 3.000m), sau đó chập vào các đứt gãy chính là Thái Bình và Vĩnh Ninh tạo thành các nếp lồi với phương của trục nếp uốn là Tây Bắc - Đông Nam, không gian giữa hai đứt gãy Kiến Xương và Tiên Hải là nếp lồi Phụng Ngãi (Hình 7).

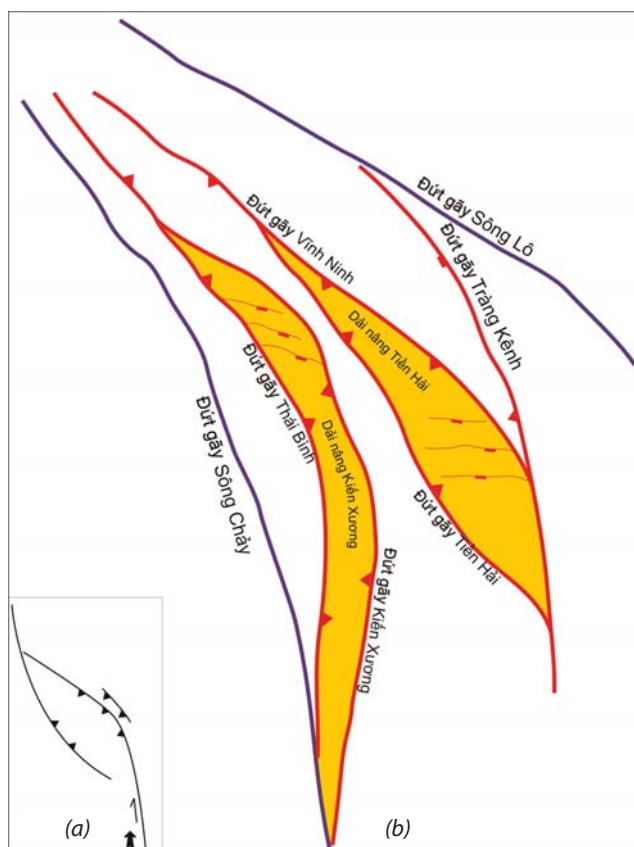
3. Đặc điểm động học và sự ảnh hưởng đến quá trình hình thành - phá hủy bẫy cấu tạo nghịch đảo của đới đứt gãy trung tâm Miền vông Hà Nội

Theo kết quả nghiên cứu [3], trong phạm vi bể Sông Hồng, mặt Moho biến đổi trong giới hạn từ 18 - 24km. Mật độ trung bình vỏ kết tinh là 2,86g/cm³. Móng trước Cenozoic có độ sâu tối đa lên đến 10 - 15km. Mật độ đá trầm tích Cenozoic có giá trị thay đổi trong giới hạn từ 1,33 - 2,44 g/cm³, trung bình là 1,89g/cm³. Và theo nghiên cứu [4], trong phạm vi bể Sông Hồng phát triển một loạt các đứt gãy có độ sâu xuyên cắt lớn như đứt gãy Sông Hồng (trên 60km), đứt gãy Tiên Lãng (35 - 40km), đứt gãy Sông Chảy (35 - 40km), đứt gãy Sông Lô (30 - 40km), đứt gãy Vĩnh Ninh (20 - 30km). Như vậy có thể thấy rằng các đứt gãy này hầu hết cắt qua mặt Moho và đóng vai trò quan trọng trong bình đồ cấu trúc kiến tạo của khu vực.

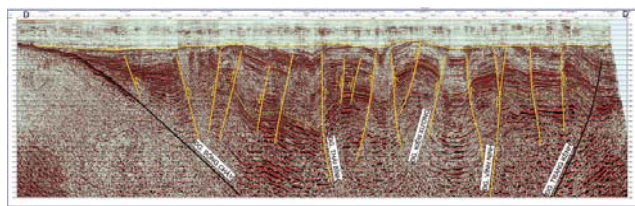
Nếu đứt gãy Sông Hồng là đứt gãy lớn ở Đông Nam Á, sự chuyển động dọc đứt gãy là động lực tạo ra khối trôi trượt Đông Dương và cùng với đứt gãy sâu Tiên Lãng tạo ra sự khác biệt giữa phần lục địa và biển Đông Việt Nam, thì đới đứt gãy trung tâm Miền vông Hà Nội là các đứt gãy nội bể. Các đứt gãy rìa bể và nội bể tạo ra hệ thống đứt gãy thuận nghịch rất đặc trưng.

Trong giai đoạn Eocene, khu vực trung tâm Miền vông Hà Nội là một trũng giữa núi trong đó phát triển các trầm tích molas lục địa như đã phát hiện được ở hệ tầng Phù Tiên trong giếng khoan 104 - cấu tạo Phù Cù. Hệ tầng Phù Tiên bị phủ bất chỉnh hợp bởi trầm tích đầm hồ - aluvi tuổi Oligocene của hệ tầng Đình Cao.

Thời kỳ Oligocene - Miocene sớm là giai đoạn tách



Hình 8. a) Mô hình chuyển động trượt bằng phải gây nghịch đảo kiến tạo; b) Bình đồ cấu trúc giản lược khu vực Miền vông Hà Nội và lân cận



Hình 9. Mặt cắt DD' thể hiện sự phức tạp hóa của cấu trúc dải nâng trung tâm Miền vông Hà Nội khi kéo dài ra khu vực Lô 102-106

giãn cực đại của đới trung tâm tạo ra một địa hào phức tạp, sụt lún theo cơ chế của các đứt gãy thuận có hợp phần trượt trái.

Ở khu vực Miền vông Hà Nội và lân cận bể dày trầm tích Oligocene - Miocene sớm (hệ tầng Đình Cao - hệ tầng Phong Châu) cánh Đông Bắc đứt gãy Vĩnh Ninh (trùng Đông Quan) có chiều dày khoảng 2.000 - 3.000m còn ở khu vực Tây Nam đứt gãy Vĩnh Ninh chiều dày lên tới 3.000 - 4.000m. Điều này cho thấy đứt gãy Vĩnh Ninh trong giai đoạn Oligocene - Miocene sớm hoạt động như một đứt gãy thuận, mở rộng không gian trầm tích.

Theo C.Rangin [1] đứt gãy Vĩnh Ninh là ranh giới giữa bình đồ cấu trúc hướng Tây Bắc - Đông Nam của bể Sông Hồng và hướng Đông Bắc - Tây Nam của bể Beibuwan. Tuy nhiên theo tài liệu của Petrovietnam [5] ranh giới của bể Sông Hồng không chỉ bị giới hạn bởi đứt gãy Vĩnh Ninh mà còn phát triển mạnh ra phía Đông, Đông Bắc của đứt gãy này.

Nhiều nghiên cứu cho rằng khi đi ra ngoài vịnh Bắc Bộ, đứt gãy Sông Lô chập vào đứt gãy Vĩnh Ninh ở góc Đông Nam Lô 102. Tuy nhiên có thể thấy rằng, đứt gãy Sông Lô được xác lập, đặt tên trên cơ sở các tài liệu địa chất, địa vật lý trên phần đất liền và (hệ thống) đứt gãy Sông Lô đóng vai trò như là đứt gãy khống chế bể trầm tích Sông Hồng về phía Đông Bắc. Do đó, khi phát triển ra ngoài vịnh Bắc Bộ thì đoạn đứt gãy chập vào đứt gãy Vĩnh Ninh chỉ là một đứt gãy nhánh của đứt gãy Sông Lô (đứt gãy Tràng Kênh). Còn đứt gãy Sông Lô thực sự vẫn tiếp tục phát triển về phía Đông Bắc của đứt gãy Vĩnh Ninh, Tràng Kênh và đóng vai trò khống chế không gian trầm tích của bể Sông Hồng.

Vào cuối Miocene xảy ra hiện tượng nghịch đảo kiến tạo do tác động của mảng châu Úc vào mảnh Đông Nam Á làm cho các đứt gãy chuyển hướng hoạt động từ cơ chế chuyển động trượt bằng trái có hợp phần thuận sang chuyển động trượt bằng phải [7, 8]. Thực tế nghiên cứu cấu trúc bể Sông Hồng cho thấy hình thái của các đứt gãy lớn như Sông Chảy, Vĩnh Ninh, Sông Lô đều bị uốn cong thay đổi phương ở khu vực Lô 102-106, 103-107 từ Tây Bắc - Đông Nam ở trong đất liền sang á kinh tuyến ở ngoài thềm lục địa. Do đó, khi chịu một lực tác động từ phía Nam thì toàn bộ trầm tích ở khu vực này sẽ bị uốn nếp mạnh và các đứt gãy chuyển từ thuận thành nghịch. Diện tích chịu ảnh hưởng của quá trình nghịch đảo kiến tạo ở trong đất liền chỉ có ở cánh Tây Nam đứt gãy Vĩnh Ninh và có một phần nhỏ diện tích nằm sát đứt gãy về phía Đông Bắc (ngoài khu vực Lô 102). Nguyên nhân của hiện tượng này là trong hệ

thống đứt gãy tạo bể (gồm đứt gãy Sông Chảy, Sông Lô, Vĩnh Ninh và các đứt gãy nhánh của chúng) chỉ có đứt gãy Sông Lô và Vĩnh Ninh có hướng đổ về Tây, Tây Nam, nên sẽ hứng lực tác động từ phía Nam. Ngoài ra, do đứt gãy Vĩnh Ninh nằm về phía Tây Nam so với đứt gãy Sông Lô nên gần như chịu toàn bộ lực tác động này và ở khu vực Lô 102, nơi bắt đầu có sự thay đổi hướng đứt gãy mạnh sẽ có một phần ở cánh Đông Bắc đứt gãy cũng chịu ảnh hưởng (Hình 8). Quá trình nghịch đảo kiến tạo cuối Miocene đã tạo nên một loạt các cấu trúc nếp lồi thuận lợi cho việc tích tụ dầu khí như đã phát hiện ở trong Miền vông Hà Nội (mỏ Tiên Hải C), Lô 102 (mỏ Thái Bình) và Lô 103 (cụm mỏ Hồng Long).

Như đã phân tích ở trên, trên bản đồ cấu trúc đáy tầng Tiên Hưng-Sb4 (Miocene trên) cũng như các mặt cắt địa chấn cho thấy có một hệ thống đứt gãy thuận kiểu lông chim đi kèm với các đứt gãy chính Vĩnh Ninh và Thái Bình (Hình 1 và 8). Có thể giải thích cho tổ hợp đứt gãy như sau: khi quá trình nghịch đảo kiến tạo xảy ra phần trầm tích nằm ở cánh treo của các đứt gãy bị uốn nếp và nâng trở mạnh mẽ và bị mất cân bằng trọng lực so với phần bị hạ thấp, do đó dưới tác động của trọng lực sẽ hình thành một loạt các đứt gãy thuận giống như hiện tượng sụt lở đất đá dọc các bờ sông. Quá trình hình thành hệ thống đứt gãy lông chim này phần nào sẽ phá hủy các cấu trúc nếp lồi (bẫy) có khả năng chứa dầu khí.

Trên mặt cắt địa chấn liên kết CC' theo phương Tây Nam - Đông Bắc có thể thấy rõ đứt gãy Vĩnh Ninh là rìa của dải nâng Trung tâm, gồm các cấu trúc bậc cao là dải nâng Kiến Xương, dải nâng Tiên Hải và xen giữa là nếp lồi Phụng Ngãi. Phía Đông Bắc đứt gãy Vĩnh Ninh là đứt gãy Sông Lô, nằm xen giữa hai đứt gãy này là trùng Đông Quan, phía Tây Nam đứt gãy Thái Bình là nếp lồi Vũ Tiên và dải nâng Hưng Yên (Hình 7). Ở ngoài khơi vịnh Bắc Bộ, bức tranh cấu trúc trên trở nên phức tạp hơn (Hình 1 và 9). Đứt gãy Vĩnh Ninh và đứt gãy Tràng Kênh chập vào nhau và khi đó đứt gãy Vĩnh Ninh không còn là ranh giới giới hạn không gian của đới nâng nữa, mà đứt gãy Tràng Kênh (một nhánh của đứt gãy Sông Lô) mới là rìa của đới nghịch đảo. Nhìn chung có thể thấy sự khác biệt về cấu trúc không gian phần đất liền và ở phần thềm lục địa. Số lượng các đứt gãy cũng như nếp uốn ở khu vực thềm lục địa nhiều và phức tạp hơn so với trong đất liền.

3. Kết luận

Đứt gãy Vĩnh Ninh thuộc đới đứt gãy trung tâm Miền vông Hà Nội có thời gian hoạt động lâu dài, đa pha. Pha thứ nhất của đứt gãy Vĩnh Ninh hoạt động như là đứt

gây thuận có hợp phần trượt bằng trái trong giai đoạn Oligocene - Miocene sớm, đóng vai trò mở rộng không gian trầm tích. Biên độ của pha thuận ở khu vực cấu tạo Phù Cừ - Tây Bắc Miền vồng Hà Nội là 1.350m. Pha thứ hai của đứt gãy Vĩnh Ninh diễn ra vào cuối Miocene, do đặc điểm vị trí và hình thái mà nó hoạt động như một đứt gãy nghịch. Biên độ nghịch đảo của đứt gãy Vĩnh Ninh ở khu vực Miền vồng Hà Nội không giống nhau mà thay đổi theo không gian. Ở khu vực Hải Lựu - Lập Thạch, dưới tác động của pha nghịch đảo trầm tích Neogene sớm của hệ tầng Phan Lương nâng trôi dọc theo đứt gãy Vĩnh Ninh và hình thành một dải núi có độ cao trên 340m.

Đới đứt gãy trung tâm Miền vồng Hà Nội hoạt động trong pha nghịch đảo kiến tạo cuối Miocene và có vai trò khống chế các cấu trúc nghịch đảo, tạo điều kiện thuận lợi cho việc hình thành các bẫy cấu trúc dầu khí. Tuy nhiên, hệ thống đứt gãy lòng chim đi kèm lại đóng vai trò phá hủy các tích tụ này.

Tài liệu tham khảo

1. C.Rangin, M.Klein, D.Roques, X.Le Pichon, Le Van Trong. *The Red river fault system in the Tonkin Gulf, Vietnam*. Tectonophysics. 1995; 243(3 - 4): p. 209 - 222.
2. Cao Đình Triều. *Một số kết quả bước đầu đánh giá vận tốc dịch chuyển và trạng thái ứng suất vỏ trái đất lãnh thổ Việt Nam*. Tạp chí Địa chất. 1997; A240(5 - 6): trang 33 - 39.
3. Cao Đình Triều. *Mô hình mật độ vỏ trái đất đới đứt gãy Sông Hồng trên phần đất liền lãnh thổ Việt Nam*. Tạp chí các Khoa học Trái đất. 2000; 22(4): trang 347 - 354.
4. Cao Đình Triều, Phạm Huy Long. *Kiến tạo đứt gãy Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2002.
5. Nguyễn Mạnh Huyền, Hồ Đắc Hoài. *Bể trầm tích Sông Hồng và tài nguyên dầu khí*. Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2007: trang 185 - 240.
6. Phan Văn Quýnh. *Hệ thống biến dạng Ailaoshan-Calimantan*. Tạp chí Địa chất. 1997; A(239): trang 25 - 30.
7. Phan Văn Quýnh, Hoàng Hữu Hiệp. *Hiệu ứng biến dạng trượt bằng - cơ chế hình thành các bồn trầm tích Kainozoi chứa dầu khí thềm lục địa Đông Dương*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học Đại học Mở Địa chất. 2004; 5: trang 64 - 70.
8. Phan Văn Quýnh, Hoàng Hữu Hiệp. *Cấu trúc kiến tạo và đặc điểm địa động lực bể Sông Hồng*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học và Công nghệ quốc tế: 30 năm Viện Dầu khí Việt Nam - Phát triển và Hội nhập. 2008; 1: trang 120 - 132.
9. PIDC. *Kế hoạch thăm dò tổng thể Miền vồng Hà Nội và vùng phụ cận giai đoạn 2004 - 2008*. 2003.
10. Robertson Petroleum Training Centre. *Structural geology workshop*. W203. 1997.
11. Tổng cục Địa chất và Khoáng sản. *Bản đồ địa chất và khoáng sản Việt Nam, tỷ lệ 1/200.000, tờ Tuyên Quang*. 2001.

Geometrical characteristics and kinetic mechanism of the fault system in the centre of Hanoi trough and their role in the formation and destruction of Cenozoic structural traps

Hoang Huu Hiep, Nguyen Huu Nam
PVEP Songhong

Summary

The fault system in the centre of Hanoi trough includes Vinh Ninh fault, Thai Binh fault and the high order faults between them. These faults belong to Song Hong fault system - a well-known deformation zone in South Asia consisting of ductile and brittle deformations with very different kinetic mechanisms. In this paper, the authors analysed the geometrical characteristics and the kinetic mechanisms of the fault system of the centre of Hanoi Trough and pointed out their role and influences on the formation and destruction of structurally reversed hydrocarbon traps.

Key words: Geometrical characteristics, kinetics, Vinh Ninh fault, Thai Binh fault, centre of Hanoi Trough, Cenozoic.

NGHIÊN CỨU CÔNG NGHỆ SẢN XUẤT NHŨ TƯƠNG NHỰA ĐƯỜNG CÓ KHẢ NĂNG SỬ DỤNG TRONG NGĂN CÁCH NƯỚC Ở CÁC GIẾNG KHAI THÁC TẦNG MIOCENE DƯỚI MỎ BẠCH HỔ

TS. Nguyễn Huỳnh Anh, KS. Nguyễn Thị Anh Thư, KS. Hà Minh Tiến
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Để xử lý tình trạng ngập nước ở các giếng khai thác có thể sử dụng các loại vật liệu, hóa chất khác nhau, song đều không đảm bảo tính chọn lọc, nghĩa là khi đã sử dụng thì toàn bộ chất lưu trong vỉa sẽ bị ngăn cách hoàn toàn với giếng, không phân biệt là nước hay dầu. Nhiều nghiên cứu đã sử dụng những phân đoạn cặn của quá trình chưng cất dầu thô với hàm lượng nhựa và asphaltene cao để ngăn cách nước và cho dầu thẩm thấu qua, nhưng do độ nhớt của phân đoạn cặn chưng cất quá cao nên gây khó khăn trong quá trình sử dụng. Vì vậy, sử dụng nhũ tương nhựa đường được xem như một phương pháp ngăn cách nước có chọn lọc. Nhóm tác giả đã tiến hành nghiên cứu công nghệ sản xuất nhũ tương nhựa đường tại phòng thí nghiệm để xác định một số đặc tính hóa lý nhằm đánh giá khả năng, hiệu quả xử lý tình trạng ngập nước ở các giếng khai thác tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ. Nhóm tác giả đã lựa chọn hai hệ nhũ tương nhựa đường phù hợp nhất để tiến hành thử nghiệm bơm ép với điều kiện vỉa (áp suất, nhiệt độ cao) trong phòng thí nghiệm. Kết quả thử nghiệm cho thấy hệ nhũ tương nhựa đường có khả năng ngăn cách nước rất cao (hệ số phục hồi độ thấm nước giảm 96% trong khi vẫn có khả năng cho dầu thẩm thấu qua (hệ số phục hồi độ thấm dầu đạt khoảng 89%).

Từ khóa: Nhựa đường, nhũ tương, nhũ tương nhựa đường, ngăn cách nước, Miocene dưới.

1. Giới thiệu

1.1. Cơ chế và đặc điểm kỹ thuật của quy trình phối trộn nhũ tương nhựa đường

Nhũ tương nhựa đường là một hệ phân tán nhựa đường trong nước, được hình thành nhờ quá trình phân tán nhựa đường vào pha liên tục (pha nước) với sự trợ giúp của một hay nhiều chất hoạt động bề mặt có chức năng giảm sức căng bề mặt giữa hai pha nước và nhựa đường, giúp cho hệ bền vững theo thời gian [1, 3]. Nhũ tương nhựa đường được sản xuất bằng cách phối trộn nhựa đường nóng với dung dịch nước có chứa các chất nhũ hóa bằng một lực cơ học đủ để chia nhựa đường thành các hạt rất nhỏ (1 - 100µm).

Theo P.A.Rebinder [3 - 6], quá trình nhũ hóa nhựa đường bắt đầu diễn ra bằng sự kéo giãn các hạt lớn pha bị phân tán (nhựa đường) thành hình trụ dưới tác dụng của dòng chảy rối tốc độ cao. Khi kích thước hạt hình trụ đó đạt đến ngưỡng giới hạn, hạt sẽ tự động tách thành một hạt lớn và một hạt nhỏ do có lợi về mặt nhiệt động học hơn bởi vì năng lượng tự do của nó lớn hơn năng lượng tự do của hạt lớn và hạt nhỏ sau khi tách cộng lại. Quá trình này tiếp diễn cho đến khi các hạt có kích thước bằng nhau. Đến một giới hạn thời gian nào đó, quá trình phân

tán và liên kết giữa các hạt trong hệ sẽ đạt trạng thái cân bằng. Lúc này, hệ nhũ tương nhựa đường bền vững được tạo thành. Nếu trạng thái cân bằng nói trên bị chuyển dịch, hệ nhũ tương sẽ trở nên bền hoặc kém bền hơn.

Về cơ bản, quy trình phối trộn nhũ tương nhựa đường chịu sự ảnh hưởng của các yếu tố: nhiệt độ các pha, nhiệt độ khuấy trộn, hàm lượng các pha, đặc tính và hàm lượng chất hoạt động bề mặt cũng như hàm lượng các chất điều chỉnh độ pH, chất ổn định nhũ và đặc biệt là đặc trưng thiết kế cũng như hiệu quả của thiết bị khuấy trộn.

Sau khi hệ nhũ tương nhựa đường được bơm vào giếng và tiếp xúc với lớp đá vỉa, phần nước sẽ bị phân tách, phần nhựa đường sẽ kết dính và bám trên bề mặt đá vỉa. Vật liệu cát kết với kích thước hạt nhỏ là điều kiện tốt để hệ nhũ tương nhựa đường phân tách khi tiếp xúc. Quá trình này chịu ảnh hưởng của tính chất đá vỉa (độ thấm, độ rỗng) cũng như bản chất nhũ tương nhựa đường (hàm lượng chất hoạt động bề mặt, độ pH môi trường...). Đối với các hệ nhũ tương nhựa đường cation, phần mang điện tích của chất hoạt động bề mặt hấp phụ vào vật liệu cát kết dẫn đến quá trình phân tách nhũ tương nhựa đường và kết tụ các phần nhựa đường bị tách ra ngay trong môi trường nước. Theo nghiên cứu [9 - 12, 16, 17, 22], các hệ nhũ tương nhựa đường cation phân tách khi gặp môi

trường cát kết sẽ tạo ra các ion SiO_3^{2-} và NH_3^+ . Các muối tạo thành không tan giúp cho hiện tượng kết tụ diễn ra mạnh hơn. Sự hấp phụ các ion chất hoạt động bề mặt lên bề mặt đá vữa cũng đồng thời làm cho tính chất bề mặt đá vữa từ ưa nước chuyển thành kỵ nước, từ đó nhựa đường (phân tách ra từ hệ nhũ tương nhựa đường) lại càng bám dính mạnh lên bề mặt đá vữa. Lớp nhựa đường này vừa có tác dụng ngăn cách nước di chuyển vào giếng (ngăn cách nước ngập), vừa cho phép dầu thấm qua (khai thác phần dầu còn lại trong vỉa).

1.2. Đặc tính của đối tượng vỉa dầu ngập nước và tiêu chí lựa chọn hệ nhũ tương nhựa đường phù hợp

Phức hệ Miocene dưới phát triển gần như trên toàn bộ diện tích của mỏ Bạch Hổ với chiều sâu từ 2.759 - 3.298m dưới mực nước biển. Các tầng sản phẩm của phức hệ tính từ trên xuống dưới là tầng 23, 24, 25, 26, 27 với mức độ sản phẩm cao được quan sát thấy ở vòm Bắc và vòm Trung tâm. Hiện tại, chỉ có tầng 23 là đối tượng đang được khai thác [24]. Áp suất vỉa ban đầu của tầng Miocene dưới ở vòm Trung tâm là 28,8MPa. Áp suất vỉa ban đầu của thân dầu Miocene dưới ở vòm Bắc là 29,3MPa. Nhiệt độ tự nhiên của thân dầu Miocene là 80 - 110°C. Gradient địa nhiệt ở độ sâu từ 1.800 - 3.600m dưới mực nước biển là 3,5°C/100m. Độ rỗng của tầng sản phẩm thay đổi từ 0 - 33,5%, trung bình là 17,7%. Kết quả thống kê cho thấy, độ thấm của tầng sản phẩm này thay đổi từ 0,5 - 2.500mD, giá trị trung bình là 239mD [13, 24]. Hiện nay, phần lớn giếng khai thác tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ đều bị ngập nước với mức độ tương đối cao (có giếng trên 90%).

Nhóm tác giả đã nghiên cứu đặc tính đối tượng vỉa dầu ngập nước thông qua phân tích mẫu lõi (Bảng 1).

Dựa trên kết quả phân tích, nhóm tác giả đã lựa chọn mẫu lõi M-4 và M-5 là đối tượng để tiến hành thử nghiệm bơm ép nhũ tương nhựa đường ở điều kiện vỉa do có giá trị độ rỗng và độ thấm khí tương đối gần với giá trị độ rỗng và độ thấm khí trung bình của tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ.

Từ kết quả nghiên cứu [18 - 21, 23], nhóm tác giả đã lựa chọn các giếng khai thác ngập nước để thực hiện

ngăn cách nước bằng nhũ tương nhựa đường với các tiêu chí: không chịu ảnh hưởng trực tiếp từ giếng bơm ép nước (khoảng cách đến giếng bơm ép gần nhất phải lớn hơn 600m); độ dày vỉa lớn hơn 5m, độ dày tầng chứa dầu không nhỏ hơn 3m nếu độ nhớt của dầu vỉa nhỏ hơn 10MPa.s và không nhỏ hơn 4 - 5m nếu độ nhớt của dầu vỉa lớn hơn 10MPa.s; độ ngập nước của giếng cần xử lý có thể lên đến 99%.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả tham khảo quy trình bơm ép hóa phẩm vùng cận đáy của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và đề xuất công nghệ bơm nhũ tương nhựa đường nhằm trám bít, ngăn cách nước trong các giếng khai thác có độ ngập nước cao.

- Chuẩn bị hóa phẩm và thiết bị: Phối trộn nhũ tương nhựa đường theo công thức cần thiết trên hệ thống phối trộn tại căn cứ dịch vụ, sau đó đưa ra giàn cùng với thiết bị và dầu DO... Trước khi tiến hành bơm nhũ tương nhựa đường cần xác định mức chất lỏng trong không gian ngoài ống.

- Quy trình: Bơm nhũ tương nhựa đường vào ống khai thác của giếng, sau đó xác định mức chất lỏng trong không gian ngoài ống (đã được đóng kín). Bơm dầu DO để đẩy nhũ tương nhựa đường vào vỉa (thể tích dầu DO tương ứng với thể tích trong của ống khai thác). Không gian ngoài ống phải được đóng kín, sau đó, một lần nữa xác định mức chất lỏng trong không gian ngoài ống. Sau thời gian phản ứng cần thiết (tối đa 2 giờ), có thể tiến hành gọi dòng trở lại. Bằng các giá trị đo đặc được sau khi gọi dòng, xác định hiệu quả kinh tế kỹ thuật của công nghệ sử dụng nhũ tương nhựa đường nhằm ngăn cách nước ở giếng khai thác ngập nước nặng.

- Yêu cầu đối với nhũ tương nhựa đường sử dụng trong bơm ép ngăn cách nước:

- + Nhũ tương nhựa đường cần ổn định trong quá trình tồn trữ và vận chuyển thể hiện qua chỉ tiêu độ ổn định lưu trữ trong 24 giờ. Thời gian ổn định trong điều kiện bảo quản bình thường tối thiểu là 2 tháng, tương tự các hóa phẩm sử dụng trong khai thác dầu khí;

- + Nhũ tương nhựa đường có tác dụng nhanh khi

Bảng 1. Thông số đặc tính mẫu lõi

TT	Kí hiệu mẫu	Giếng	Độ sâu (m)	Chiều dài (cm)	Đường kính (cm)	Độ rỗng (%)	Độ thấm khí (mD)
1	M-1	74	2.987,4	5,64	3,76	19,7	628,0
2	M-2	74	2.992,2	5,69	3,80	19,9	635,0
3	M-3	74	2.992,8	5,50	3,78	22,5	65,9
4	M-4	818	3.169,3	5,48	3,80	20,3	248,0
5	M-5	818	3.171,1	5,64	3,76	21,3	228,0
6	M-6	818	3.171,3	5,52	3,79	17,5	24,3

tiếp xúc với vật liệu cát kết tại điều kiện nhiệt độ cao (90°C), phân tách và kết tụ tạo thành lớp nhựa đường bám đều trên bề mặt đá vôi, giảm gần như hoàn toàn sự hấp thụ nước của đá vôi, thời gian phân tách dưới 2 giờ;

+ Nhũ tương nhựa đường có độ nhớt thấp. Tuy nhiên, nếu độ nhớt quá thấp, khả năng bị rửa trôi của hệ nhũ tương nhựa đường sau khi xử lý bơm ép vào vùng cận đáy giếng rất cao. Do đó, nhóm tác giả chọn giá trị độ nhớt Saybolt Furol tại 25°C và 90°C yêu cầu cho các hệ nhũ tương nhựa đường tiềm năng tương ứng lần lượt nằm trong khoảng từ 45 - 60 giây và 7 - 12 giây. Các hệ nhũ tương nhựa đường không đạt điều kiện này sẽ không được chọn thử nghiệm điều kiện vữa;

+ Phân bố kích thước hạt nhũ lớn qua thí nghiệm rây sàng không lớn hơn 5%. Ngoài ra, kích thước hạt nhựa đường tối đa trong hệ nhũ tương nhựa đường tốt nhất không được vượt quá giá trị kích thước lỗ rỗng của vữa chứa tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ (trung bình từ 100 - 250µm).

1.3. Chế tạo hệ thống thiết bị sản xuất nhũ tương nhựa đường quy mô phòng thí nghiệm

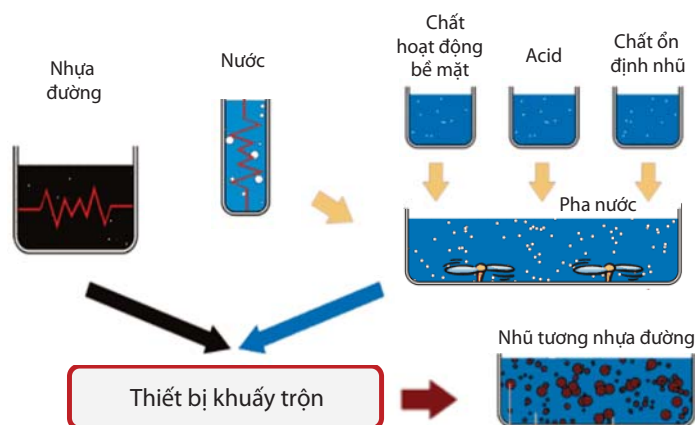
Trên cơ sở so sánh các ưu nhược điểm của quy trình phối trộn liên tục và phối trộn theo mẻ, nhóm tác giả lựa chọn thiết kế hệ thống phối trộn nhũ tương nhựa đường quy mô phòng thí nghiệm theo mẻ. Hệ thống này có ưu điểm: thiết kế đơn giản, quy mô nhỏ, cho phép khuấy trộn lượng nhỏ, có thể dễ dàng điều chỉnh thành phần phối trộn phục vụ mục đích nghiên cứu với chi phí thấp. Sơ đồ nguyên tắc của hệ thống và thiết bị phối trộn nhũ tương nhựa đường được mô tả trong Hình 1 và 2. Hình 3 là hệ thống thiết bị phối trộn nhũ tương nhựa đường được thiết kế theo các thông số kỹ thuật chính (Bảng 2).

2. Sử dụng nhũ tương nhựa đường trong xử lý giếng ngập nước trong tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ

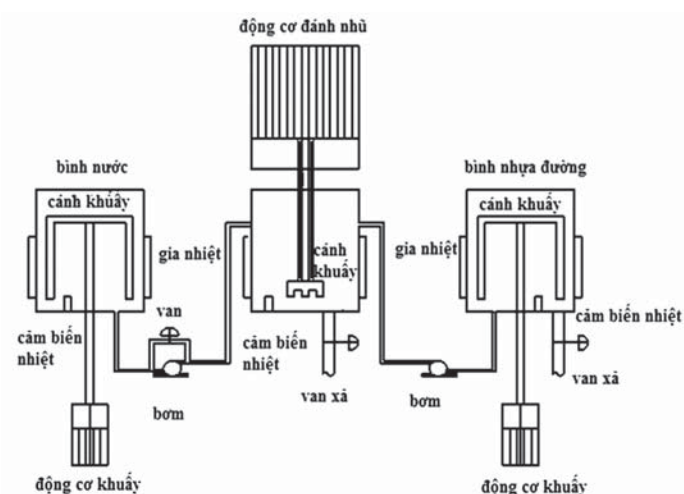
2.1. Phối trộn nhũ tương nhựa đường và khảo sát các yếu tố ảnh hưởng đến quá trình tạo nhũ

2.1.1. Chuẩn bị nguyên liệu, hóa chất

Nhóm tác giả sử dụng nhựa đường đặc (60/70, đạt Tiêu chuẩn vật liệu nhựa đường đặc 22-TCN 279-01) và nhựa đường BHD (40/60, đạt tiêu chuẩn ГОСТ



Hình 1. Sơ đồ nguyên tắc hệ thống phối trộn nhũ tương nhựa đường



Hình 2. Sơ đồ hệ thống thiết bị phối trộn nhũ tương nhựa đường

Bảng 2. Thông số kỹ thuật chính của hệ thống thiết bị phối trộn nhũ tương nhựa đường

	Đơn vị tính	Giá trị
Công suất tối đa	lít/mê	10
Công suất tối thiểu	lít/mê	2
Thể tích bình nguyên liệu	lít	5
Nhiệt độ gia nhiệt pha dung môi	°C	0 - 100
Nhiệt độ gia nhiệt pha bị phân tán	°C	0 - 200
Nhiệt độ gia nhiệt bình phối trộn	°C	0 - 100
Tốc độ khuấy đánh nhũ	vòng/phút	0 - 8.000
Tốc độ khuấy bình nguyên liệu	vòng/phút	0 - 300

22245-90 của Liên bang Nga). Nhựa đường đặc 60/70 và nhựa đường BHD có nhiệt độ chảy mềm lần lượt là 49,4°C và 51,1°C, độ kim lún ở 25°C lần lượt là 62,2 x 0,1mm và 45,1 x 0,1mm.

Hai hệ chất hoạt động bề mặt cation được nhóm tác giả sử dụng để phối trộn nhũ tương nhựa đường là MTT-24 (Redicote EM-22) và MTT-4582 (Stabiram 4582). Trong đó, chất hoạt động bề mặt MTT-24 dạng lỏng, màu vàng, trị số amin tổng 150 - 160mg HCl/g, nhiệt độ đông đặc 10°C, độ nhớt ở nhiệt độ 20°C là 65cP, nhiệt độ chớp cháy trên 100°C. Chất hoạt động bề mặt

MTT-4582 dạng lỏng, tỷ trọng tại nhiệt độ 20°C 1 - 1,1g/cm³, độ khô 65 - 70% khối lượng, trong dung dịch 10% nước cất pH = 5 - 9, hàm lượng chlorine 0,8 - 1% khối lượng.

Polymer EVA - Dupont™Elvax® 460 và Elvax® W40 được sử dụng như phụ gia phối trộn với nhựa đường để tăng độ bền nhiệt của nhựa đường. Dupont™Elvax® 460 và Elvax® W40 có tỷ trọng lần lượt là 0,941g/cm³ và 0,965g/cm³; chỉ số chảy (g/10 phút) là 2,5 và 52; điểm chảy là 88°C và 47°C; điểm hóa dẻo 64°C và 27°C; nhiệt độ tối đa sử dụng 230°C.

Trong quá trình phối trộn nhũ tương nhựa đường, có sử dụng các chất điều chỉnh pH HCl, chất ổn định nhũ CaCl₂.

2.1.2. Quy trình phối trộn nhũ tương nhựa đường

Cho nước, chất nhũ hóa, acid và phụ gia vào ngăn chứa pha dung môi và khởi động máy khuấy với tốc độ từ 0 - 300 vòng/phút. Nhiệt độ pha dung môi từ 45 - 80°C. Sau khi gia nhiệt tới nhiệt độ thích hợp, pha dung môi được đưa sang ngăn trộn nhũ tương bằng bơm ly tâm. Tốc độ của dòng được điều chỉnh thông qua van điều khiển. Cho nhựa đường ở dạng rắn vào ngăn chứa pha bị phân tán, gia nhiệt đến khoảng 90°C. Bật máy khuấy với tốc độ từ 0 - 150 vòng/phút. Tiếp tục gia nhiệt nhựa đường đến khoảng 120 - 160°C. Sau khi đạt được nhiệt độ thích hợp, pha bị phân tán được đưa sang ngăn khuấy nhũ tương nhờ bơm bánh răng ăn khớp trong.

Ngăn khuấy trộn nhũ tương được gia nhiệt tới nhiệt độ tạo nhũ trước khi đưa nguyên liệu từ pha dung môi và pha bị phân tán sang. Tốc độ khuấy có thể điều chỉnh từ 0 - 8.000 vòng/phút



Hình 3. Hệ thống thiết bị phối trộn nhũ tương nhựa đường

tùy thuộc vào kích cỡ hạt nhũ tương cần sản xuất. Thời gian trộn nhũ được điều chỉnh thông qua bảng điều khiển. Sau khi nhũ tương tạo thành, lấy sản phẩm từ đáy ngăn.

2.1.3. Khảo sát các yếu tố ảnh hưởng đến quá trình tạo nhũ và lựa chọn các thông số kỹ thuật tối ưu

Nhằm khảo sát các thông số tối ưu trong quy trình phối trộn nhũ tương nhựa đường, nhóm tác giả đã tiến hành phối trộn một số hệ nhũ tương nhựa đường với thành phần gồm 50% khối lượng nhựa đường, độ pH môi trường là 2, hàm lượng CaCl₂ là 0,2% khối lượng, chất tạo nhũ sử dụng là MTT-24 với hàm lượng 2% khối lượng, tốc độ khuấy cố định tại 8.000 vòng/phút, nhiệt độ pha nhựa đường cố định tại 152°C và nhiệt độ pha nước được điều chỉnh tính toán phù hợp với nhiệt độ nhũ tương tạo thành. Hai yếu tố được khảo sát là thời gian khuấy nhũ (10 - 20 - 40 - 60 phút) và nhiệt độ tạo nhũ (70 - 80 - 90°C). Kết quả khảo sát cho thấy điều kiện tối ưu để phối trộn nhũ tương nhựa đường là thời gian khuấy trộn 40 phút và nhiệt độ khuấy trộn nhũ tương 80°C.

2.2. Các yếu tố ảnh hưởng đến tính chất của sản phẩm nhũ tương nhựa đường

2.2.1. Phương pháp phối trộn

Nhóm tác giả đã tiến hành phối trộn nhũ tương nhựa đường với điều kiện thiết bị phối trộn cố định (pH môi trường là 2, thời gian trộn nhũ là 40 phút, nhiệt độ pha nhũ tương là 80°C, nhiệt độ pha nước là 55°C, nhiệt độ pha nhựa đường là 152°C).

Các thành phần dùng để khảo sát gồm: nhựa đường 60/70 (ký hiệu là NĐ1) và nhựa đường BHD 40/60 (ký hiệu là NĐ2) với hàm lượng 50% khối lượng; chất hoạt động bề mặt MMT-24 và MMT-4582 - hàm lượng 1%, 2%, 4%, 6% khối lượng; polymer EVA - Dupont™Elvax® 460 và Elvax® W40 - hàm lượng 1, 2, 4% khối lượng.

Sau khi tiến hành phối trộn được 2 hệ nhũ tương nhựa đường tương ứng là NTNĐ1 và NTNĐ2, nhóm tác giả thử nghiệm, đánh giá tính chất của sản phẩm nhũ tương nhựa: tính lưu biến (độ nhớt tại 25°C và tại 90°C); tính ổn định nhũ (độ phân tách sau 24 giờ, thí nghiệm rây sàng, độ khử nhũ); tính bám dính cốt liệu cát kết tại 90°C; khả năng giảm độ ngấm nước khi bám dính với cốt liệu.

2.2.2. Kết quả đánh giá

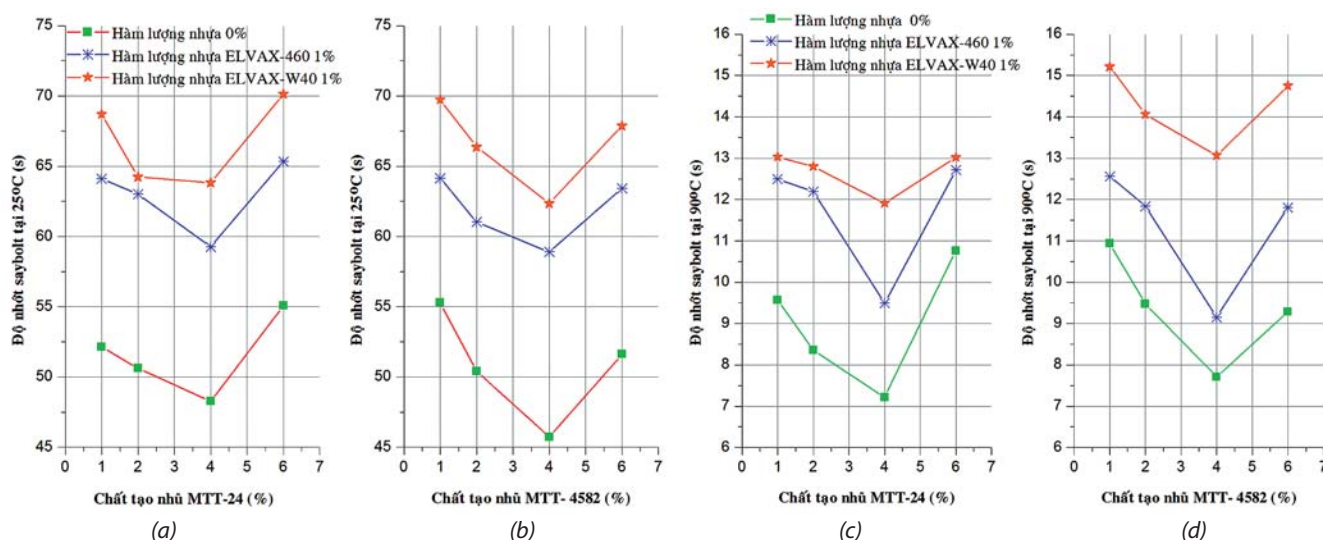
- Tính lưu biến

Nhóm tác giả đánh giá tính lưu biến của các hệ nhũ tương nhựa đường phối trộn thông qua kết quả đo độ nhớt tại nhiệt độ 25°C và 90°C. Kết quả thực nghiệm xác định mối liên hệ giữa thành phần phối trộn và độ nhớt được thể hiện trong đồ thị Hình 4 và 5.

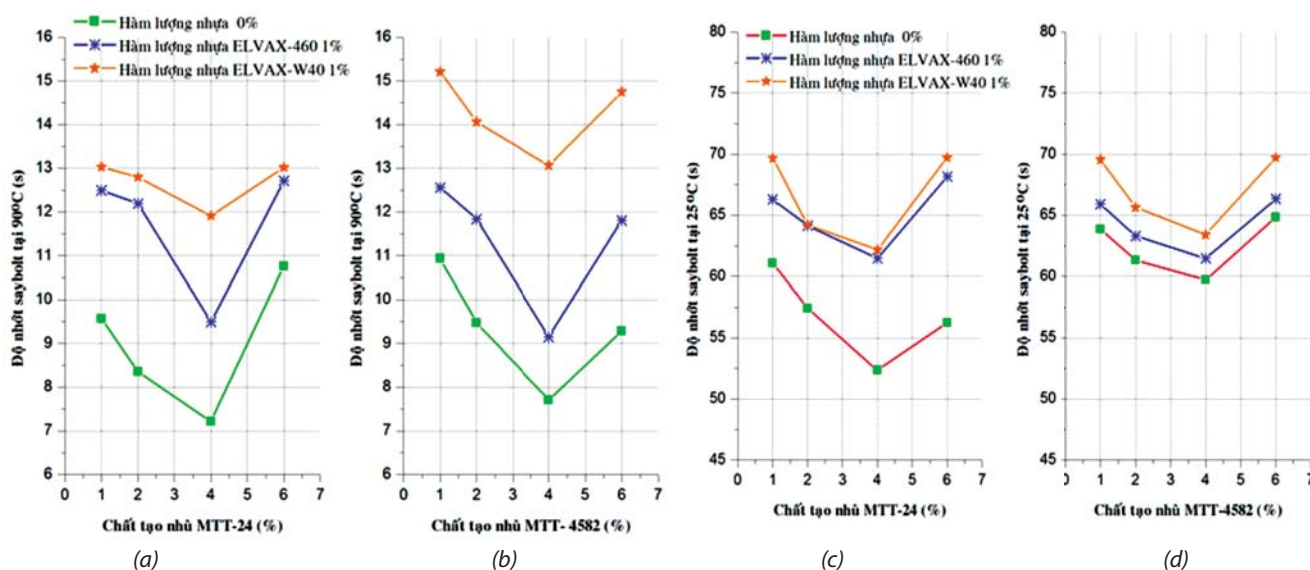
Khi hàm lượng chất hoạt động bề mặt tăng lên trên 1% khối lượng, độ nhớt của hệ nhũ tương nhựa đường có xu hướng giảm. Tuy nhiên, khi hàm lượng chất hoạt động bề mặt tăng lên quá cao (6% khối lượng) thì độ nhớt của hệ nhũ tương nhựa đường lại có xu hướng tăng lên, có trường hợp còn cao hơn cả giá trị độ nhớt của hệ khi sử dụng 1% khối lượng chất hoạt động bề mặt. Nguyên nhân của hiện tượng này là do nồng độ chất hoạt động bề mặt

quá cao (dư thừa) khiến khi phân tán trong pha nước, các phân tử chất hoạt động bề mặt liên kết với nhau tạo ra các micelle làm tăng độ nhớt của pha nước, dẫn đến độ nhớt nhũ tương nhựa đường tạo thành cũng tăng.

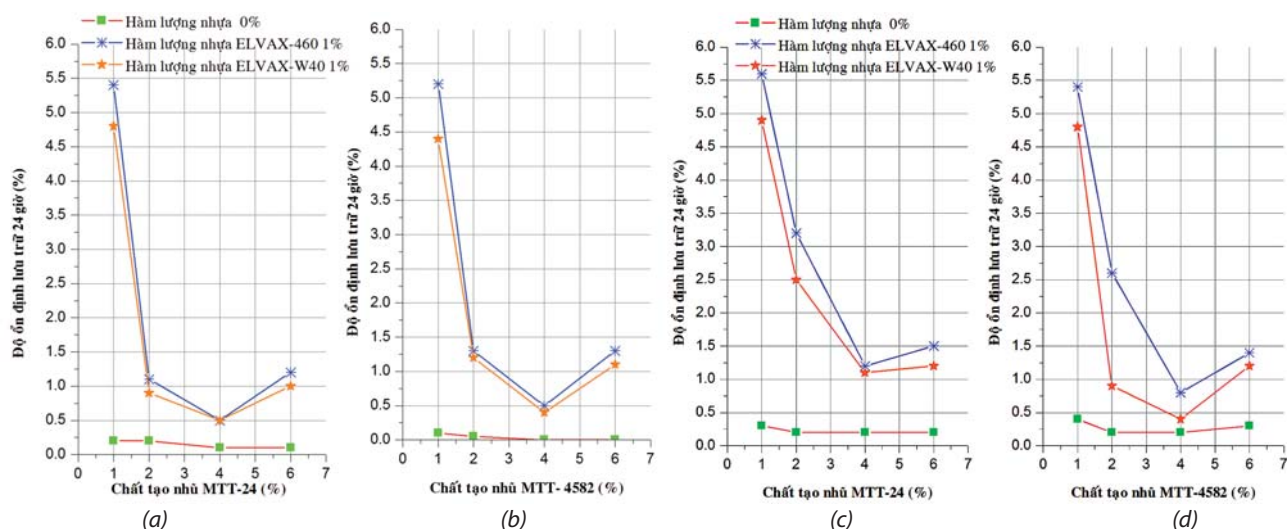
Khi sử dụng nhựa polymer làm phụ gia trong quá trình phối trộn, các hệ nhũ tương nhựa đường đều có xu hướng tăng độ nhớt lên khá cao. Đặc biệt, với hàm lượng polymer sử dụng từ 2 - 4% khối lượng thì các hệ nhũ tương nhựa đường tạo ra rất quánh, độ nhớt rất cao, độ bền nhũ rất kém, rất khó có khả năng sử dụng trong xử lý giếng khai thác ngập nước (do khó khăn trong quá trình bơm xuống giếng khai thác). Việc bổ sung phụ gia polymer Elvax® W40 khiến hệ nhũ tương nhựa đường có độ nhớt lớn hơn nhiều so với phụ gia polymer Elvax® 460. Vì vậy, khi sử dụng các hệ nhũ tương nhựa đường có bổ sung polymer, nên chọn polymer Elvax® 460 để thuận tiện hơn cho việc bơm dung dịch.



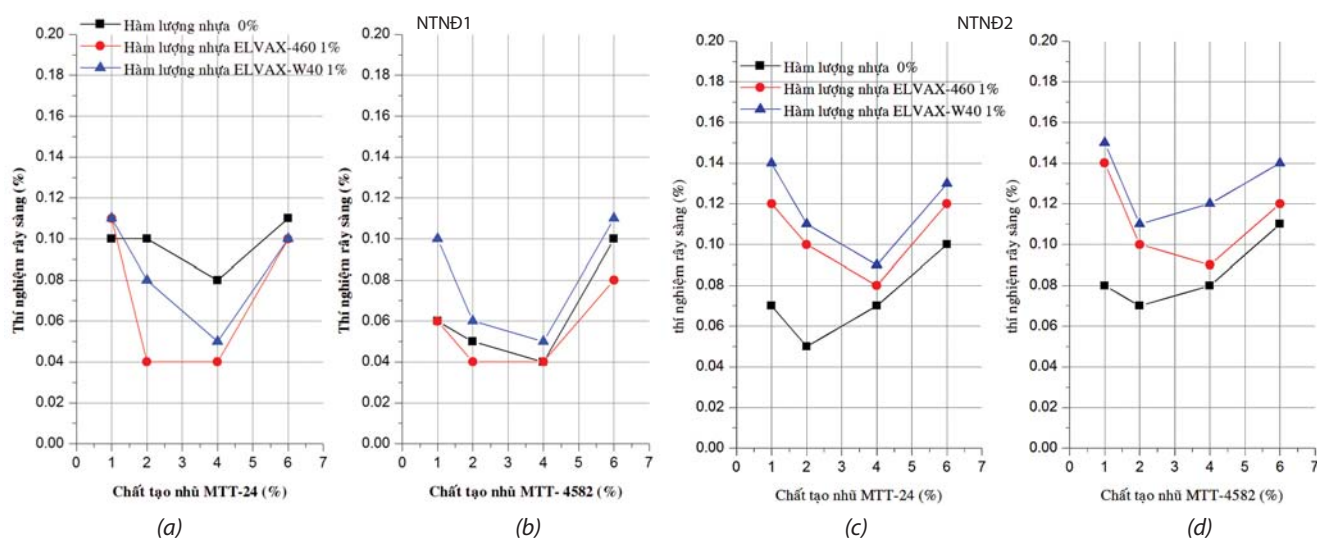
Hình 4. Ảnh hưởng của thành phần phối trộn lên đặc tính độ nhớt tại 25°C và 90°C của NTND1



Hình 5. Ảnh hưởng của thành phần phối trộn lên đặc tính độ nhớt tại 25°C và 90°C của NTND2



Hình 6. Ảnh hưởng của thành phần phối trộn của các loại nhũ tương nhựa đường lên độ ổn định lưu trữ 24 giờ



Hình 7. Ảnh hưởng của thành phần phối trộn đến kích thước hạt NTND1 và NTND2

Các hệ nhũ tương nhựa đường được phối trộn với hai loại chất hoạt động bề mặt MTT-24 và MTT-4582 có giá trị độ nhớt tại nhiệt độ 90°C dao động từ 7 - 16 giây, tương đương với độ nhớt động học quy đổi là 10,08 - 32,82cP. Về nguyên tắc, các hệ nhũ tương nhựa đường này đều có khả năng bơm ép vào vỉa để thử nghiệm ngăn cách nước. Tuy nhiên, kinh nghiệm thực tế cho thấy chỉ các hệ dung dịch có độ nhớt tại 90°C thấp hơn 12 giây thì mới đạt hiệu quả bơm ép cao. Do đó, các hệ nhũ tương nhựa đường tiềm năng có hàm lượng chất hoạt động bề mặt 2% hoặc 4% khối lượng.

- Tính ổn định nhũ

Các hệ nhũ tương nhựa đường được đánh giá tính ổn định nhũ trong quá trình tồn trữ (thông qua độ ổn định tồn trữ trong 24 giờ), độ khử nhũ (thông qua thí nghiệm độ khử nhũ) và độ tách nhũ (thông qua thí nghiệm đo độ bám dính cốt liệu cát kết). Hình 6 cho thấy tác động

của thành phần phối trộn đến độ ổn định của nhũ tương nhựa đường.

Trong quá trình phối trộn nhũ tương nhựa đường, hàm lượng chất tạo nhũ từ 2 - 6% khối lượng không ảnh hưởng nhiều đến độ ổn định sau 24 giờ của nhũ tương. Khi phối trộn nhũ tương nhựa đường với hàm lượng chất hoạt động bề mặt là 1% khối lượng thì các hệ nhũ tương nhựa đường tạo thành có tốc độ sa lắng tương đối cao (khoảng 5% trong 24 giờ).

Khi hàm lượng của chất tạo nhũ tăng, độ ổn định tồn trữ trong 24 giờ tăng, nghĩa là độ sa lắng giảm. Tuy nhiên, khi nồng độ chất tạo nhũ đạt 6% khối lượng thì sẽ tạo ra các micelle, khiến độ sa lắng của hệ nhũ tương nhựa đường có xu hướng tăng lên.

Các phân tử polymer cũng có ảnh hưởng đến độ sa lắng của hệ nhũ tương nhựa đường. Trong quá trình phân tán, các phân tử polymer có phân tử lượng lớn tương tác

với nhựa đường, tạo thành hạt có kích thước lớn hơn, làm giảm độ bền tồn trữ của hệ nhũ tương nhựa đường.

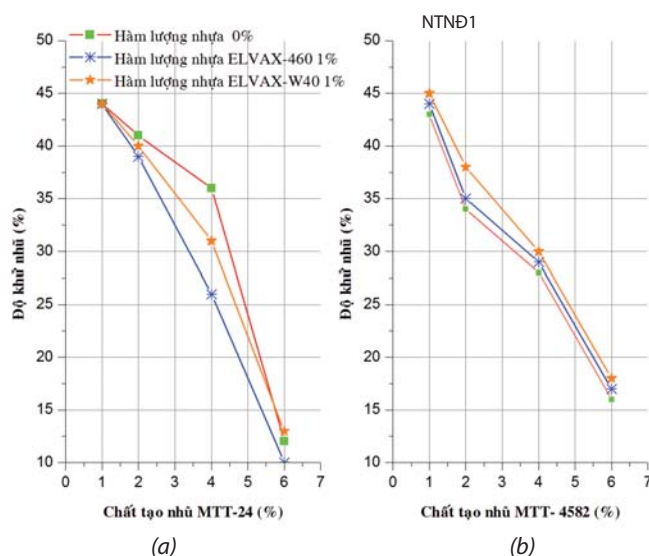
Về độ ổn định tồn trữ, các hệ nhũ tương nhựa đường không bổ sung phụ gia polymer có độ ổn định cao. Trong khi đó, các hệ nhũ tương nhựa đường có phụ gia polymer, hàm lượng chất hoạt động bề mặt 1% khối lượng đều có tốc độ sa lắng cao, sẽ không phải là đối tượng nhóm tác giả ưu tiên lựa chọn.

Ngoài ra, tính ổn định nhũ còn thể hiện ở sự phân bố kích thước hạt như kết quả rây sàng trong Hình 7. Các hệ nhũ tương nhựa đường có độ rây sàng dao động từ 0,04 - 0,14%, nghĩa là các hạt nhựa đường trong hệ nhũ tương nhựa đường với kích thước lớn hơn mắt lưới (140 μ m) có tỷ lệ dưới 0,14%. Giá trị này cho thấy các hệ nhũ tương nhựa đường được khảo sát có phân bố kích thước hạt nhựa đường rất nhỏ, khi sử dụng bơm ép vào vỉa sẽ dễ dàng chui qua các khe rỗng.

Đối với các hệ NTNĐ1, độ rây sàng có xu hướng giảm khi tăng hàm lượng chất hoạt động bề mặt từ 1 - 4% khối lượng. Với hàm lượng chất hoạt động bề mặt 6% khối lượng, giá trị độ rây sàng tăng. Điều này cũng phù hợp với độ ổn định tồn trữ của nhũ giảm, hệ không bền. Không có sự khác biệt nhiều khi sử dụng hai loại chất hoạt động bề mặt đã khảo sát trên toàn bộ mẫu thực hiện.

Sự có mặt của phụ gia polymer có ảnh hưởng không nhiều đến giá trị thí nghiệm rây sàng, do các hệ nhũ tương nhựa đường có kích thước hạt rất nhỏ. Tuy nhiên, hệ nhũ tương nhựa đường được bổ sung polymer Elvax® W40 có xu hướng tạo hạt có kích thước lớn hơn so với bổ sung polymer Elvax® 460 (với cùng hàm lượng 1% khối lượng).

Giá trị độ khử nhũ cho thấy độ bền của nhũ trong



trường hợp gặp các tác nhân phá nhũ. Khi hàm lượng chất hoạt động bề mặt tăng thì độ khử nhũ giảm (do Dioctyl Sodium Sulfosuccinate là một chất hoạt động bề mặt anion, có khả năng tách nhũ tỷ lệ nghịch với hàm lượng chất hoạt động bề mặt cation có trong hệ nhũ tương nhựa đường).

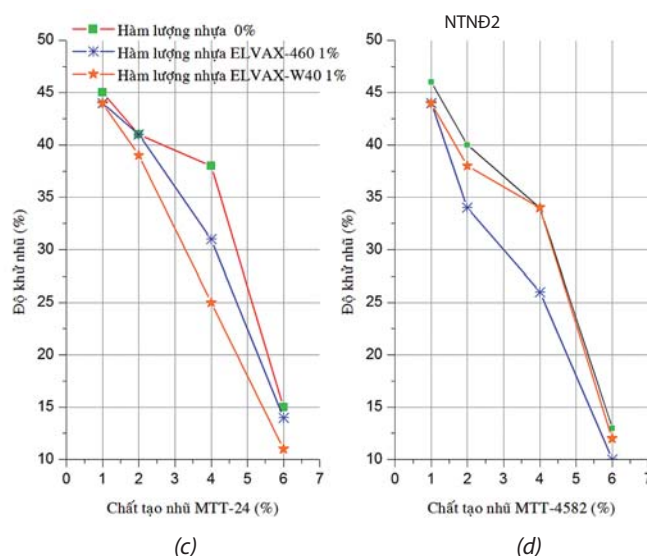
Theo các đồ thị độ khử nhũ (Hình 8), với hàm lượng chất hoạt động bề mặt 6% khối lượng, các hệ nhũ tương nhựa đường có độ khử nhũ thấp hơn so với các hệ nhũ tương nhựa đường có hàm lượng chất hoạt động bề mặt 1%, 2% và 4% khối lượng. Như vậy, các hệ nhũ tương nhựa đường với hàm lượng chất hoạt động bề mặt 6% khối lượng có các đặc tính không phù hợp, vì thế nhóm tác giả không ưu tiên lựa chọn.

Đối với các hệ NTNĐ1, độ khử nhũ thấp nhất là hai hệ nhũ tương nhựa đường được tạo thành với chất hoạt động bề mặt MTT-24 được bổ sung polymer Elvax® 460 và hệ nhũ tương nhựa đường được tạo thành với chất hoạt động bề mặt MTT-4582 không bổ sung polymer.

Đối với các hệ NTNĐ2, độ khử nhũ thấp nhất là hệ nhũ tương nhựa đường được tạo thành với chất hoạt động bề mặt MTT-24 được bổ sung polymer Elvax® W40 và hệ nhũ tương nhựa đường được tạo thành với chất hoạt động bề mặt MTT-4582 được bổ sung polymer Elvax® 460.

- Độ bám dính cốt liệu cát kết

Nhóm tác giả tiến hành thí nghiệm đánh giá độ bám dính cốt liệu cát kết tại nhiệt độ cao (không có áp suất cao) để đánh giá khả năng phân tách và bám dính của các hệ nhũ tương nhựa đường trong điều kiện bơm vào vỉa trong thực tế. Kết quả thực nghiệm cho thấy (Hình 9), độ phân tách bám dính vào bề mặt cốt liệu của các hệ



Hình 8. Độ khử nhũ theo thành phần phối trộn NTNĐ2

nhũ tương đều tăng theo thời gian. Hệ nhũ tương nhựa đường với hàm lượng chất hoạt động bề mặt càng cao, độ phân tách bám dính càng cao. Kết quả này phù hợp với lý thuyết về khả năng phân tách khi tiếp xúc với cốt liệu cát kết đã nêu ở trên.

Các hệ nhũ tương nhựa đường có sử dụng phụ gia polymer thì độ bám dính cốt liệu tốt và quá trình bám dính diễn ra nhanh hơn so với hệ nhũ tương nhựa đường không sử dụng polymer. Khi ứng dụng vào điều kiện thực tế với áp suất cao, chắc chắn khả năng phân tách, bám dính với cốt liệu sẽ tốt hơn thực nghiệm tại điều kiện thường.

- *Khả năng giảm độ ngấm nước của nhũ tương nhựa đường đối với đá mẫu lõi*

Nhóm tác giả đánh giá khả năng sử dụng nhũ tương nhựa đường để ngăn cách nước (tại các giếng khai thác ngập nước) trong điều kiện phòng thí nghiệm bằng khả năng giảm độ ngấm nước qua đá vỉa sau khi được xử lý nhũ tương nhựa đường bao phủ bề mặt. Hình 10 cho thấy tác động của thành phần phối trộn lên khả năng ngăn cách nước của nhũ tương nhựa đường đối với đá vỉa cát kết Miocene dưới mỏ Bạch Hổ thông qua khả năng giảm độ ngấm nước theo thời gian. Theo đó, độ ngấm nước của các mẫu đá sau khi được xử lý bề mặt bằng cách bao phủ nhũ tương nhựa đường giảm mạnh. Độ ngấm chỉ còn từ 10 - 23% so với đá mẫu lõi ban đầu không được bao phủ. Điều này chứng tỏ khi bám lên bề mặt đá vỉa, nhựa đường có khả năng ngăn cách nước rất tốt.

Nhìn chung, với hệ nhũ tương nhựa đường có sử dụng hàm lượng chất hoạt động bề mặt cao hơn thì lớp nhựa

đường (khi bám lên bề mặt đá vỉa) có khả năng ngăn cách nước tốt hơn. Điều này phù hợp với mức độ phân tách cao hơn của nhũ tương nhựa đường khi sử dụng chất hoạt động bề mặt với hàm lượng cao hơn. Tuy nhiên, sự chênh lệch này không lớn và không đánh giá chính xác mức độ ngăn cách nước giữa các hệ nhũ tương nhựa đường trong thực tế điều kiện vỉa.

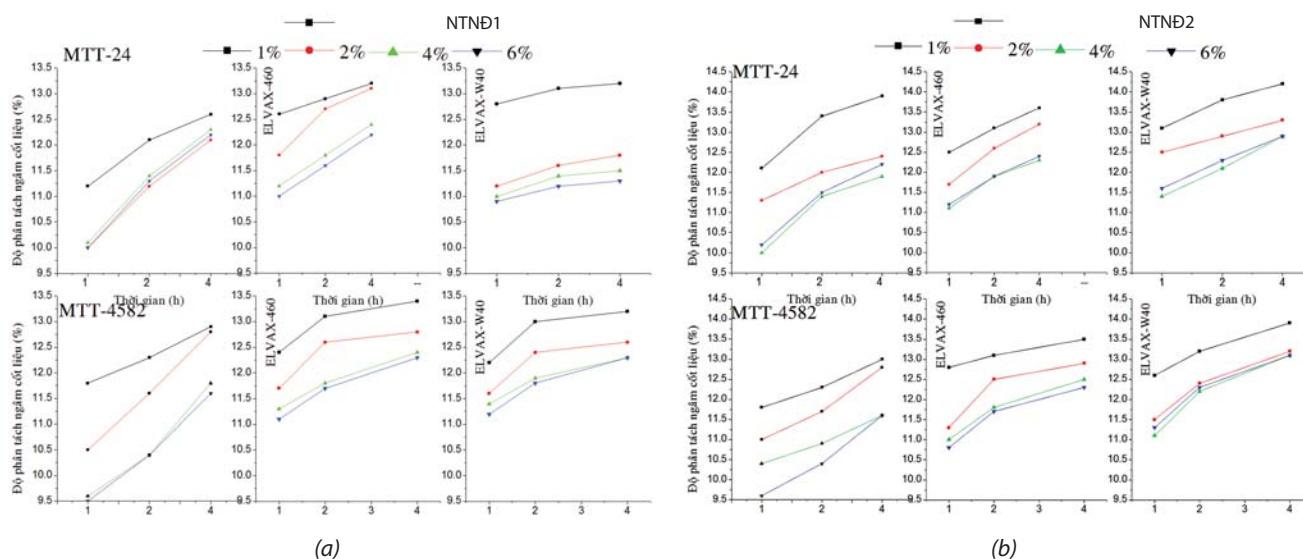
Hình 11 là hình ảnh phân bố kích thước hạt nhũ của hai mẫu NTNĐ1 và NTNĐ2 được chụp dưới kính hiển vi (kích thước mỗi ô lưới nhỏ trong hình là 25µm).

Các hạt nhũ trong hệ nhũ tương nhựa đường có kích thước rất nhỏ, chủ yếu có đường kính < 25µm (chiếm hơn 95%), các hạt nhũ có đường kính > 100µm không đáng kể. Điều này chứng tỏ khả năng ứng dụng các hệ nhũ tương nhựa đường để ngăn cách nước vỉa cát kết tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ (kích thước lỗ rỗng trung bình từ 100 - 250µm).

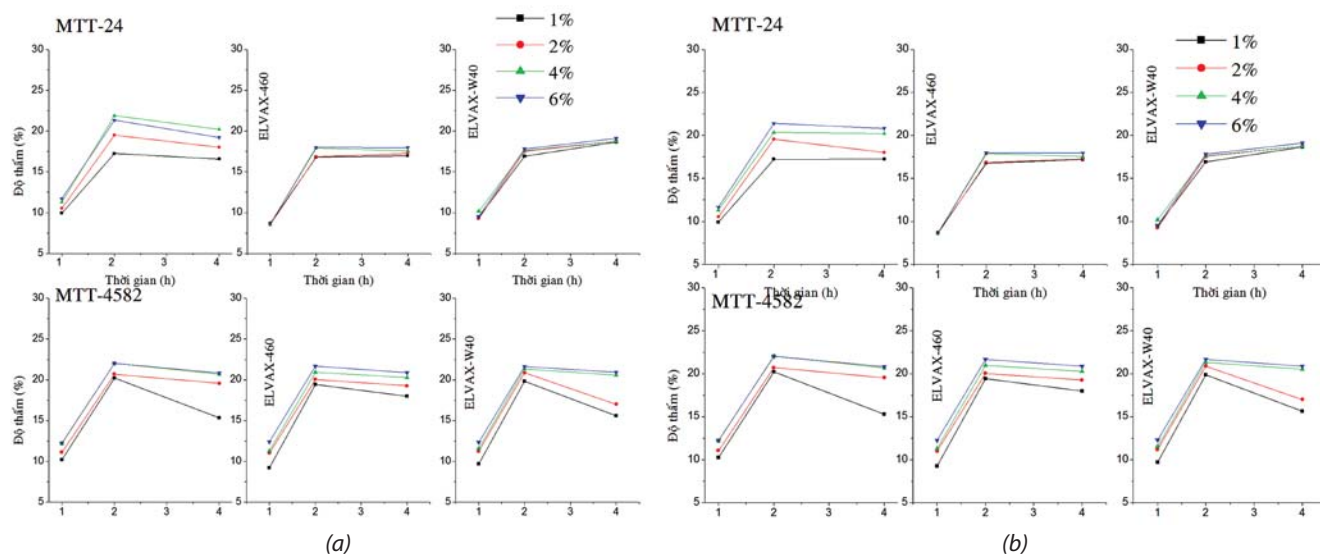
- *Độ phủ đều của nhũ tương nhựa đường*

Hai mẫu đá vỉa tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ được nhúng trong nhũ tương nhựa đường theo đúng quy trình trong vòng 30 phút tại nhiệt độ 90°C, sau đó sấy khô ở nhiệt độ 105°C trong 4 giờ, làm nguội trong bình hút ẩm và đưa vào chụp dưới kính hiển vi (Hình 12).

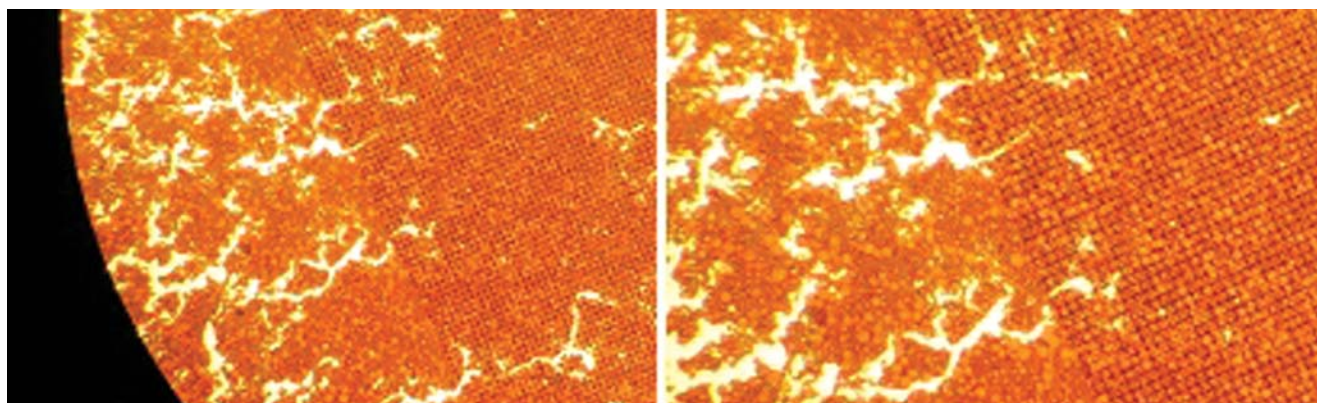
Kết quả cho thấy nhũ tương nhựa đường bao phủ rất đều và kín khắp bề mặt đá vỉa. Điều này phù hợp với kết quả thử nghiệm khả năng giảm độ ngấm nước sau khi bao phủ nhũ tương nhựa đường lên bề mặt đá do bề mặt đá vỉa được phủ kín, nước không thể thấm qua được khiến độ ngấm nước giảm mạnh.



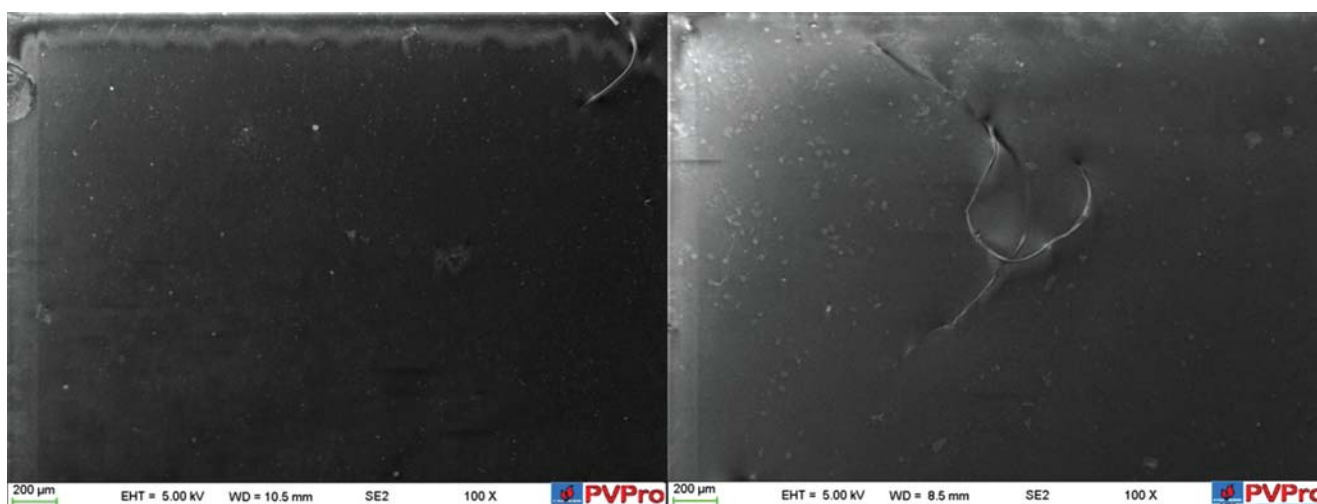
Hình 9. Độ phân tách khí ngấm với cốt liệu của hai loại nhũ tương nhựa đường



Hình 10. Độ thấm nước của đá mẫu lõi khi sử dụng với hai loại nhũ tương nhựa đường



Hình 11. Hình chụp kích thước hạt nhũ của hệ nhũ tương nhựa đường



Hình 12. Độ phủ đều của NTND2 trên đá mẫu lõi

2.3. Lựa chọn các hệ nhũ tương nhựa đường có tiềm năng ứng dụng để ngăn cách nước trong vỉa cát kết tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ

Tính chất sản phẩm của nhũ tương nhựa đường sử dụng nguyên liệu nhựa đường 60/70 và BHD 40/60 tương

đối giống nhau (một số đặc tính được tăng cường hoặc giảm đi bằng cách bổ sung polymer). Vì vậy loại nhựa đường 60/70 được nhóm tác giả ưu tiên lựa chọn.

Về nguyên tắc, hệ nhũ tương nhựa đường có độ nhớt càng thấp càng thuận tiện khi bơm xuống giếng khai

thác. Tuy nhiên, nếu hệ nhũ tương nhựa đường quá lỏng thì khả năng giữ lại trên bề mặt đá vôi kém đi, gây thất thoát dung dịch và làm giảm hiệu quả ngăn cách nước. Vì vậy, nhóm tác giả cho rằng cần chọn các hệ nhũ tương nhựa đường có độ nhớt vừa phải, với hàm lượng chất hoạt động bề mặt từ 2 - 4% khối lượng.

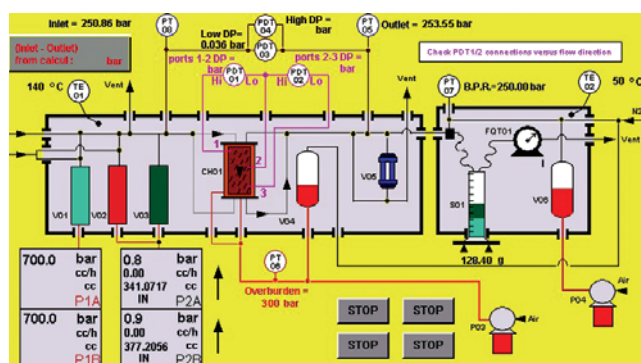
Thí nghiệm rây sàng cho thấy mức độ phân bố kích cỡ hạt nhũ giữa các mẫu nhũ tương nhựa đường không đồng đều mặc dù tỷ lệ nhựa đường bị giữ lại trên rây rất nhỏ (dưới 1%), có khả năng sử dụng để bơm ép xuống giếng, vào vỉa.

Từ các hệ nhũ tương nhựa đường phối trộn và thử nghiệm, nhóm tác giả lựa chọn hệ nhũ tương nhựa đường tiềm năng để ngăn cách nước trong vỉa cát kết tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ. Hệ này được phối trộn từ nhựa đường 60/70, sử dụng chất hoạt động bề mặt MTT-24 (hàm lượng 2% khối lượng), có và không có polymer Elvax® 460 (hàm lượng 1% khối lượng) với hàm lượng chất hoạt động bề mặt là 2% khối lượng.

3. Đánh giá hiệu quả kinh tế của phương pháp sử dụng nhũ tương nhựa đường để xử lý giếng ngập nước trong tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ

3.1. Thử nghiệm ngăn cách nước bằng nhũ tương nhựa đường trong phòng thí nghiệm

Sơ đồ thí nghiệm được mô tả trong Hình 13. Thiết bị bao gồm: buồng giữ mẫu (cho phép bơm được từ 2 đầu khác nhau của mẫu); các van và đối áp; các bơm tạo áp suất và điều chỉnh lưu lượng; 3 bình thép chứa chất lưu dầu, nước và chất nhũ tương nhựa đường với thể tích 1.000cm³/bình; ống đồng cho phép đo thể tích của dầu, nước và chất nhũ tương nhựa đường; cửa sổ trong suốt cho phép theo dõi màu hoặc trạng thái pha của chất lưu. Buồng giữ mẫu và các bình chứa chất lưu được đặt trong lò ổn nhiệt bằng khí nóng. Ngoài ra, các cảm biến đo áp



lại (chiều từ trên xuống dưới). Lưu lượng bơm cũng được đặt ở mức thấp nhất có thể (10cc/giờ) nhằm bảo đảm cho nước được di chuyển đều qua mẫu lõi. Nhóm tác giả tiến hành ghi áp suất đầu bơm và đo đặc thể tích nước qua được đến ống hứng, xác định độ thấm hiệu dụng của nước, tính toán hệ số phục hồi độ thấm của nước sau khi được xử lý nhũ tương nhựa đường (hoặc xác định thể tích nước thấm qua mẫu sau khi xử lý bằng nhũ tương nhựa đường cũng như giá trị áp suất đầu bơm nếu không xác định được chênh áp ΔP).

Tiếp theo, nhóm tác giả bơm dầu qua mẫu lõi cũng với lưu lượng bơm nhỏ nhất có thể (10cc/giờ). Tiến hành ghi áp suất đầu bơm và đo đặc thể tích dầu qua được đến ống hứng, xác định độ thấm hiệu dụng của dầu qua hai cấp lưu lượng bơm, tính toán hệ số phục hồi độ thấm của dầu sau khi được xử lý nhũ tương nhựa đường (hoặc xác định thể tích dầu thấm qua mẫu sau khi xử lý bằng nhũ tương nhựa đường cũng như giá trị áp suất đầu bơm nếu không xác định được chênh áp ΔP).

3.2. Đánh giá hiệu quả kinh tế kỹ thuật

Kết quả thử nghiệm bơm ép nhũ tương nhựa đường ở điều kiện vỉa (Bảng 3) cho thấy hệ số phục hồi độ thấm nước giảm trung bình đến 96% trong khi hệ số phục hồi độ thấm dầu ban đầu đạt trung bình gần 89%. Điều đó chứng tỏ sau khi bơm ép nhũ tương nhựa đường, nhựa đường đã tách ra khi tiếp xúc với cát kết mẫu lõi tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ, tạo thành lớp vật liệu ngăn cách nước. Lớp vật liệu này, ngoài khả năng ngăn cách nước cao còn có khả năng cho dầu thấm qua. Vì vậy, phương pháp này chính là phương pháp ngăn cách nước có chọn lọc hiệu quả.

Giả sử phương pháp ngăn cách nước bằng nhũ tương nhựa đường có hiệu quả trong vòng 1, 2 hoặc 3 tháng, so sánh với các phương pháp trám bít ngăn cách nước bằng xi măng thông thường, phương pháp sử dụng nhũ tương nhựa đường ngoài hiệu quả ngăn cách nước cao còn thu được một lượng lớn dầu khai thác với giá trị kinh tế nhất định (Bảng 5).

Bảng 3. Sự thay đổi thấm pha dầu - nước trước và sau khi bơm nhũ tương nhựa đường

Nhũ tương	Kw trước (mD)	Kw sau (mD)	Hệ số phục hồi độ thấm nước	Ko trước (mD)	Ko sau (mD)	Hệ số phục hồi độ thấm dầu
1	30,42	1,27	0,042	76,54	69,73	0,911
2	31,53	1,15	0,036	77,65	67,45	0,868

Bảng 4. Chi phí ước tính cho việc thực hiện bơm ép nhũ tương nhựa đường

TT	Hạng mục	Đơn vị	Số lượng	Thời gian (ngày)	Đơn giá (triệu đồng)	Thành tiền (triệu đồng)
1	Chi phí nghiên cứu các thông số, đặc tính của giếng khai thác, xây dựng công thức hệ nhũ tương nhựa đường phù hợp, lên kế hoạch thực hiện	giếng	1		200	200
2	Chi phí chuẩn bị thiết bị, dụng cụ tại căn cứ Vietsovpetro	giếng	1		50	50
3	Chi phí vận chuyển thiết bị, dụng cụ, hóa phẩm ra giàn	giếng	1		200	200
4	Chi phí nhân công và thiết bị					
4.1	Nhân công					
	Đốc công	người	1	4	14	56
	Đội trưởng	người	2	4	10	80
	Thợ cơ khí/thợ máy	người	2	4	8	64
	Chuyên viên hóa phẩm	người	2	4	8	64
4.2	Thiết bị, dụng cụ					
	Container và thiết bị, dụng cụ đi kèm	cái	5	5	3	75
	Phuy PVC để chứa nhũ tương nhựa đường	cái	6	2	3	36
	Máy bơm dùng để bơm và khuấy nhũ tương nhựa đường	cái	1	5	0,4	2
	Bơm nhũ tương nhựa đường	cái	2	5	20	200
4.3	Vật tư khác	bộ	1		10	10
4.4	Nhũ tương nhựa đường	m ³	16		16	256
	Tổng cộng					1.293

Bảng 5. Lượng dầu khai thác được và giá trị kinh tế tương ứng với thời gian hiệu quả

Thời gian hiệu quả	1 tháng	2 tháng	3 tháng
Lượng dầu khai thác được (tấn)	263,16	403	750
Giá trị kinh tế thu lại được (USD*)	194.738	298.220	555.491

Ghi chú: (*) Giá dầu là 105USD/thùng, tương đương khoảng 740USD/tấn

4. Kết luận

Nhóm tác giả đã nghiên cứu phương án tối ưu và thiết kế, chế tạo thành công hệ thống phối trộn nhũ tương nhựa đường quy mô phòng thí nghiệm, công suất 10 lít/mẻ với quy trình khép kín, có khả năng điều chỉnh thành phần phối trộn linh hoạt, cho ra sản phẩm ổn định... Hệ thống phối trộn nhũ tương nhựa đường có mức độ tự động hóa cao, có giá trị ứng dụng trong nghiên cứu các hệ nhũ tương khác.

Qua thử nghiệm nhóm tác giả đã rút ra được công thức 2 hệ nhũ tương nhựa đường tối ưu có khả năng sử dụng hiệu quả trong ngăn cách nước, chống ngập nước tại các giếng khai thác tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ. Các hệ nhũ tương nhựa đường này có thành phần gồm: nhựa đường 60/70 (hàm lượng 50% khối lượng); chất hoạt động bề mặt MTT-24 (hàm lượng 2% khối lượng); có hoặc không có phụ gia polymer Elvax[®] 460 (hàm lượng 1% khối lượng).

Nhóm tác giả đã thử nghiệm theo điều kiện vỉa với mẫu lõi lấy từ tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ; thực hiện thành công thử nghiệm bơm ép nhũ tương nhựa đường vào mẫu lõi. Kết quả cho thấy sau khi bơm ép nhũ tương nhựa đường, lớp nhựa đường dính bám trên mẫu lõi đã có tác dụng ngăn cách nước gần như tuyệt đối (độ thấm nước giảm trung bình khoảng 96% tương ứng với hệ số phục hồi độ thấm nước chỉ đạt khoảng 4%). Trong khi đó, lớp nhựa đường trám bít lại có khả năng cho dầu thấm qua (hệ số phục hồi độ thấm dầu đạt khoảng 89%). Công nghệ này có ưu thế hơn so với các phương pháp trám bít thông thường ở chỗ không ngăn cách hoàn toàn giữa vỉa và giếng khai thác sau khi xử lý.

Trên cơ sở tham khảo các quy trình tính toán hiệu quả kinh tế kỹ thuật của Vietsovpetro, nhóm tác giả đã xây dựng các công thức tính toán hiệu quả kinh tế, kỹ thuật của công nghệ sử dụng nhũ tương nhựa đường trong xử lý giếng khai thác ngập nước. Hệ thống công thức này cho phép xác định hiệu quả ngăn cách nước khi sử dụng nhũ tương nhựa đường để trám bít đồng thời cho phép tính toán lượng dầu khai thác được sau khi xử lý giếng khai thác ngập nước. Với chi phí khoảng 1,293 tỷ đồng, giá trị kinh tế của phương pháp ngăn cách nước bằng nhũ tương nhựa đường ước đạt trên 194 nghìn USD (sau 1 tháng), 298 nghìn USD (sau 2 tháng) và 555 nghìn USD (sau 3 tháng).

Tuy nhiên, phương pháp ngăn cách nước bằng nhũ tương nhựa đường còn có một số hạn chế (giếng có thể sẽ chậm phục hồi sau khi xử lý, nhựa đường có thể phân tách và bám dính bên trong cần ống khai thác...) song đều có thể xử lý, khắc phục được. Vì vậy, từ kết quả sử dụng

nhũ tương nhựa đường trong ngăn cách nước, xử lý giếng khai thác ngập nước tại tầng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ quy mô phòng thí nghiệm đã chứng tỏ tính khả thi của phương pháp về mặt công nghệ. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả tiếp tục triển khai phương án triển khai thử nghiệm ở quy mô thực tế tại các giếng khai thác đã bị ngập nước nặng (lên đến 99%), gần đến giai đoạn phải đóng giếng nhưng vẫn còn trữ lượng dầu đáng kể.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Xuân Mẫn. *Nhũ tương nhựa bitum - đại cương và ứng dụng*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 1995.
2. Nguyễn Bin. *Tính toán quá trình, thiết bị trong công nghệ hóa chất và thực phẩm - Tập 1*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2004.
3. Карпеко Ф. В., Гуреев А.А. *Битумные эмульсии*. М. ЦНИИТЭнефтехим. 1998: 192с.
4. Пасынский А.Г. *Коллоидная химия*. М. Высшая школа. 1995: 232с.
5. Фролов И.Н. *Коллоидная химия*. М. Недра. 1989: 462с.
6. Фридрихсберг Д.А. *Курс коллоидной химии*. Л.: Химия. 1994.
7. Неппер Д. *Стабилизация коллоидных дисперсий полимерами*. М. Мир. 1986: 488с.
8. Под ред. К. Мителла, *Мицеллообразование, солюбилизация и микроэмульсии*. М. Мир. 1980: 597с.
9. Ибрагимов Г.З, Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. *Химические реагенты для добычи нефти*. М. Недра. 1986.
10. Клещенко И.И., Григорьев А.В., Телков А.П. *Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин*. М. Недра. 1997.
11. Ибрагимов Г.З, Хисамутдинов А.А. *Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти*. М. Недра. 1983: 312с.
12. Елисеев Д.Ю. *Технология тампонирувания для высокотемпературных пластов*. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2002: 130с.
13. Lê Đình Lăng, Nguyễn Minh Toàn, Dương Hiến Lương, Trần Đức Thọ. *Một số nghiên cứu về nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học và Công nghệ Quốc tế "Dầu khí Việt Nam 2010 - Tăng tốc phát triển". 2010: trang 937 - 948.

14. Gaylon L. Baumgardner. *Asphalt emulsion manufacturing today and tomorrow*. Asphalt Emulsion Technology. Published by Transportation Research Board of the National Academies. 2006: p. 16 - 25.
15. Delmar R. Salomon. *Asphalt emulsion technology, transportation research board characteristics of bituminous materials committee*. 2006.
16. Рябоконь С.А., и др. *Выбор технологии и тампонажных материалов при проведении ремонтно-изоляционных работ в скважинах*. Нефтяное хозяйство. 1989. 4: с.47 - 53.
17. Блажевич В.А., и др. *Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений*. М.: Недра. 1981: с.232.
18. *Обобщение современного состояния ремонтно-изоляционных работ обводняющихся скважин (российский и зарубежный опыт)*. М.: ИРЦ Газпром. 1998.
19. Минаков И.И. *Промысловые испытания гидрофобизирующих композиций на Самотлорском месторождении*. Нефтяное хозяйство. 6: с.17 - 19.
20. Силин М.А., Рудь М.И., Фам Х.К., и др. *Разработка битумной эмульсии для применения в технологии селективной изоляции водопритоков*. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010; 11: с.11 - 13.
21. Лозин Е.В., Алмаев Р.Х., Базекина Л.В., и др. *Масштабное внедрение МУН на месторождениях Башкортостана, in Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов*. Самара. 2000: с.36 - 41.
22. Хасаншин Р.Н. *Разработка технологии изоляции попутно добываемых вод в скважинах*. Уфа: Уфимский государственный технический университет. 2005: с.120
23. Фам Хоанг Кыонг. *Разработка состава устойчивой битумной эмульсии для селективной изоляции притока вод в добывающие скважины*. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2010: с.132.
24. Phạm Đức Thắng, Nguyễn Văn Minh, Hoàng Linh Lan. *Đặc trưng năng lượng vỉa và khai thác đối tượng Miocene hạ, mỏ Bạch Hổ*. Tạp chí Dầu khí. 2011; 8: trang 35 - 44.
25. Wikipedia. *Bancroft rule*. http://en.wikipedia.org/wiki/Bancroft_rule.

Research on technology to produce bitumen emulsion for water isolation in Lower Miocene production wells of Bach Ho oilfield

Nguyen Huynh Anh, Nguyen Thi Anh Thu, Ha Minh Tien
Vietnam Petroleum Institute

Summary

There are several methods to treat flooded oil wells, using different kinds of chemicals and materials. However, most of them are unselective, meaning that the entire fluid in the reservoir will be completely isolated from the wells, including the crude oil. Many studies have used different residue fractions from crude oil distillation with high asphaltene and resin content to isolate water from the reservoir to the production well which allow the entire crude oil to penetrate through the isolation material. The disadvantage of this technique is that the viscosities of heavy crude oil fractions are too high, making it difficult to use them in oil wells. Therefore, using bitumen emulsion to isolate water from the reservoir is a highly potential technique. The authors have studied the technology to produce bitumen emulsion in lab scale. Bitumen emulsions later on were tested for their physicochemical properties to evaluate their abilities for injection into the production wells. The two most potential samples of bitumen emulsion were used for injection and isolation test at reservoir conditions (high pressure, high temperature) in the lab. The results of experiments showed that bitumen emulsions got a high water isolation ability (water permeability recovery coefficient was reduced by 96%). At the same time, they allow crude oil to penetrate through (crude oil permeability recovery coefficient was about 89%).

Key words: Bitumen, emulsion, bitumen emulsion, water isolation, Lower Miocene.

ĐÁNH GIÁ, XẾP HẠNG CÁC DỰ ÁN CHẾ BIẾN SÂU KHÍ

ThS. Trần Nam Thanh, KS. Trần Hồng Loan
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu kết quả nghiên cứu về đánh giá, xếp hạng các dự án chế biến sâu khí dựa trên tiêu chí hiệu quả kinh tế thể hiện qua giá khí tối đa chấp nhận được và tỷ số NPV/Tổng mức đầu tư. Kết quả nghiên cứu cho thấy hướng sản xuất methanol trực tiếp từ khí thiên nhiên có hiệu quả cao nhất, tiếp theo là dimethyl ether và ammonia. Các olefins (ethylene, propylene) được sản xuất theo công nghệ MTO/MTP có hiệu quả kinh tế cao hơn so với sản xuất bằng cracking hơi nước ethane hay propane. Đồng thời, nhóm tác giả đề xuất xây dựng tổ hợp các dự án chế biến sâu khí tại khu vực miền Trung, nhằm sử dụng hiệu quả nguồn khí từ mỏ Cá Voi Xanh, khí có hàm lượng CO₂ cao. Ước tính lợi nhuận của các tổ hợp này dao động từ 0,29 - 0,34USD/m³ khí thiên nhiên, cao gấp 10 lần lợi nhuận của các dự án sản xuất nhiệt điện khí.

Từ khóa: Chế biến sâu khí, hóa dầu từ khí, mỏ Cá Voi Xanh, MTO, MTP, khí thiên nhiên.

1. Giới thiệu

Ngày 24/10/2013, Việt Nam đạt mốc khai thác 90 tỷ m³ khí. Sản lượng khai thác khí của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam) đạt 9,75 tỷ m³ (năm 2013) [1] và dự kiến sẽ tăng lên 14 tỷ m³ vào năm 2018. Khí thiên nhiên khai thác trong nước chủ yếu được sử dụng để sản xuất điện (84%) và đạm (11%), song chưa được sử dụng để sản xuất các sản phẩm hóa dầu khác mang lại giá trị gia tăng.

Trong nhiệm kỳ 2011 - 2013, Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã có nghị quyết xây dựng quy hoạch về việc sử dụng 20% tổng sản lượng khí thiên nhiên khai thác hàng năm cho công nghiệp hóa dầu. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chỉ đạo Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (PVPro) - Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) thường xuyên cập nhật tình hình, sắp xếp các dự án chế biến sâu khí theo thứ tự ưu tiên về hiệu quả kinh tế [2].

Việc nghiên cứu, đánh giá tổng thể và xếp hạng các dự án chế biến sâu khí giúp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có định hướng đúng đắn về việc đầu tư sản xuất các sản phẩm hóa dầu nhằm nâng cao giá trị gia tăng cho nguồn nguyên liệu khí thiên nhiên của Việt Nam và cung cấp cơ sở khoa học để Chính phủ xem xét, ưu tiên một phần nguồn khí cho phát triển công nghiệp hóa dầu - hướng đi mang lại hiệu quả kinh tế cao.

Một số nghiên cứu trước đây tập trung đề xuất các sản phẩm hóa dầu từ khí có độ rủi ro về thị trường thấp (chủ yếu đáp ứng thị trường trong nước), song có thể bỏ qua một số dự án có hiệu quả kinh tế cao mà thị trường trong nước chưa có nhu cầu hoặc nhu cầu thấp. Nghiên cứu "Đánh giá, xếp hạng các dự án chế biến sâu khí"

được thực hiện nhằm xác định các dự án chế biến sâu khí và đánh giá, xếp hạng các dự án này chủ yếu theo hiệu quả kinh tế, thể hiện ở giá khí tối đa dự án có thể chấp nhận được mà dự án vẫn đạt yêu cầu về hiệu quả kinh tế tài chính.

2. Đánh giá, xếp hạng các dự án chế biến sâu khí

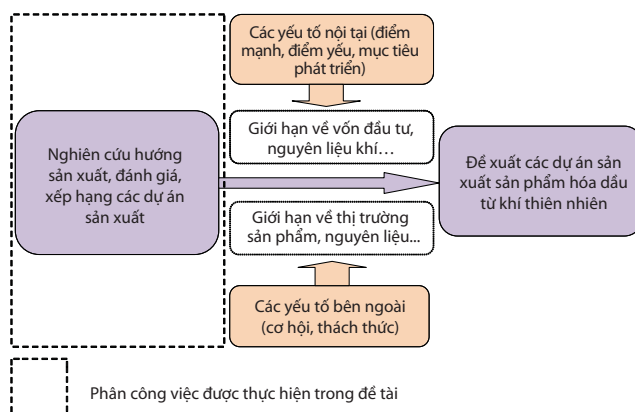
2.1. Phương pháp luận nghiên cứu

Việc xây dựng quy hoạch tổng thể ngành công nghiệp hóa dầu từ khí cần theo các bước như Hình 1.

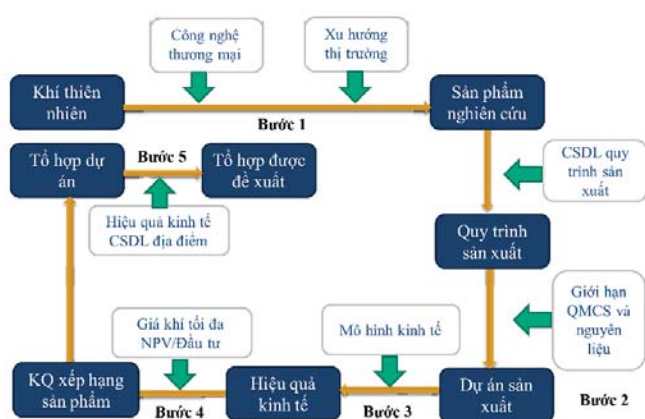
Nhóm tác giả sử dụng phương pháp luận như Hình 2 để xác định các dự án theo hướng đề xuất các dự án hóa dầu từ khí có hiệu quả kinh tế cao, đáp ứng thị trường trong nước và có thể xuất khẩu.

- Bước 1: Xác định các sản phẩm nghiên cứu sản xuất được từ khí thiên nhiên (khí khô thương phẩm)

Các sản phẩm hóa dầu sản xuất từ khí thiên nhiên



Hình 1. Quy trình thực hiện xây dựng quy hoạch ngành công nghiệp chế biến sâu khí



Hình 2. Quy trình thực hiện nghiên cứu của đề tài

được xác định dựa trên các quy trình công nghệ sản xuất đã thương mại hóa theo tài liệu The Process Economics Program Yearbook International 2008 (PEP Yearbook 2008) [3]. Với định hướng vừa đáp ứng nhu cầu trong nước vừa hướng đến xuất khẩu, các sản phẩm này sẽ được tiếp tục nghiên cứu sơ bộ xu hướng thị trường trong và ngoài nước, loại bỏ các sản phẩm có xu hướng sử dụng giảm do tính độc hại hoặc được thay thế bằng các sản phẩm khác có ưu điểm hơn.

- Bước 2: Xác định các dự án sản xuất các sản phẩm đã được lựa chọn

Từ nguồn dữ liệu hơn 1.000 quy trình sản xuất đơn lẻ được cung cấp trong tài liệu PEP Yearbook 2008, nghiên cứu tiến hành xác định các dự án sản xuất các sản phẩm được lựa chọn với nguyên liệu gốc là khí thiên nhiên. Do một sản phẩm có thể được sản xuất từ nhiều hướng khác nhau (ví dụ ethylene có thể được sản xuất trực tiếp từ khí thiên nhiên hoặc từ methanol) và một hướng sản xuất có thể có nhiều bản quyền công nghệ khác nhau nên số lượng dự án được xác định rất lớn (hơn 23.000 dự án). Để xác định chính xác và đầy đủ các dự án, nhóm tác giả đã lập trình và sử dụng phần mềm trên máy tính để thực hiện ghép các quy trình thành các chuỗi dự án.

- Bước 3: Tính toán hiệu quả kinh tế của các dự án

Mô hình tài chính được xây dựng để tính toán hiệu quả kinh tế của các dự án. Các số liệu về tổng mức đầu tư, tiêu hao nguyên liệu, tiện ích và sản lượng các sản phẩm trên cơ sở nguồn tài liệu PEP Yearbook 2008. Các chỉ tiêu tỷ suất hoàn vốn nội tại (IRR), giá trị hiện tại thuần (NPV), NPV tại mức IRR_{min} được tính toán và xem xét để đánh giá hiệu quả kinh tế của các dự án [4].

- Bước 4: Xếp hạng các dự án

Việc xếp hạng các dự án được thực hiện dựa trên 2 chỉ tiêu: “giá khí tối đa chấp nhận được” để dự án vẫn đạt hiệu

quả kinh tế ($IRR \geq IRR_{min}$) và chỉ tiêu “NPV/Tổng mức đầu tư” để xác định hiệu quả thu được từ một đơn vị chi phí đầu tư. Kết quả của bước này là bảng xếp hạng từ cao đến thấp của tất cả các dự án sản xuất được từ khí thiên nhiên. Bảng xếp hạng đã khái quát về hiệu quả kinh tế giữa các sản phẩm với nhau, giữa các hướng sản xuất cùng một sản phẩm và giữa các sản phẩm từ cùng một nguyên liệu.

- Bước 5: Thành lập và đề xuất tổ hợp dự án

Nhóm tác giả thành lập tổ hợp sản xuất các dự án sản xuất các sản phẩm chế biến sâu khí với mục tiêu tối đa hóa hiệu quả kinh tế và đảm bảo một số tiêu chí bắt buộc như: không vượt quá giới hạn tiêu thụ nguyên liệu khí thiên nhiên, không sản xuất dư thừa các sản phẩm không có khả năng vận chuyển để tiêu thụ hoặc thiếu các nguyên liệu không thể mua/nhập khẩu. Việc đề xuất các tổ hợp sản xuất gắn liền với việc đề xuất địa điểm phù hợp.

2.2. Nguồn cung nguyên liệu khí Việt Nam [5, 6, 7]

Căn cứ trên dữ liệu hiện có về nguồn cung và nhu cầu tiêu thụ khí phân theo vùng miền tại Việt Nam, việc cân đối cung cầu, phân tích và đánh giá về khả năng cung cấp khí cho từng khu vực theo định hướng sau:

- Khu vực Đông Nam Bộ dự kiến năm 2025 sẽ thiếu khí. Khu vực Tây Nam Bộ dư khoảng từ 10 - 300 triệu m^3 khí trong giai đoạn 2014 - 2023 đối với kịch bản cơ sở, từ 10 - 74 triệu m^3 khí và gần 300 - 560 triệu m^3 khí tương ứng với các giai đoạn 2014 - 2017 và 2019 - 2024 đối với kịch bản tiềm năng, trong đó:

+ Kịch bản cơ sở: gồm tất cả nguồn cung cấp khí hiện hữu;

+ Kịch bản tiềm năng: kịch bản cơ sở cộng thêm một số nguồn khí sẽ bổ sung trong tương lai.

- Đối với khu vực miền Trung, dựa trên cơ sở kế hoạch phát triển khí mỏ Cá Voi Xanh, sản lượng khí dự kiến trung bình từ 7 - 10 tỷ m^3 /năm, bắt đầu khai thác từ năm 2020 [7].

- Đối với khu vực miền Bắc, nguồn khí từ dự án Thái Bình trong giai đoạn 2014 - 2024 với sản lượng cung cấp là 200 - 500 triệu m^3 khí/năm đã có kế hoạch cung cấp cho khách hàng công nghiệp tại khu vực Tiền Hải (tỉnh Thái Bình) và phân phối cho các khách hàng tại các vùng lân cận bằng công nghệ CNG [5, 6].

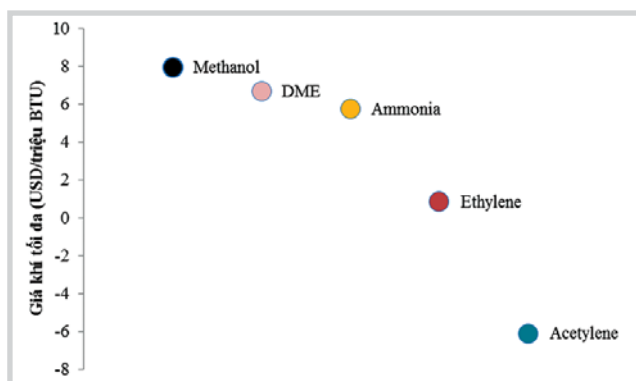
Tình hình cung - cầu khí cho thấy, miền Trung là khu vực có nhiều tiềm năng cho việc phát triển ngành công nghiệp chế biến sâu khí ở Việt Nam.

2.3. Đánh giá, xếp hạng các dự án chế biến sâu khí

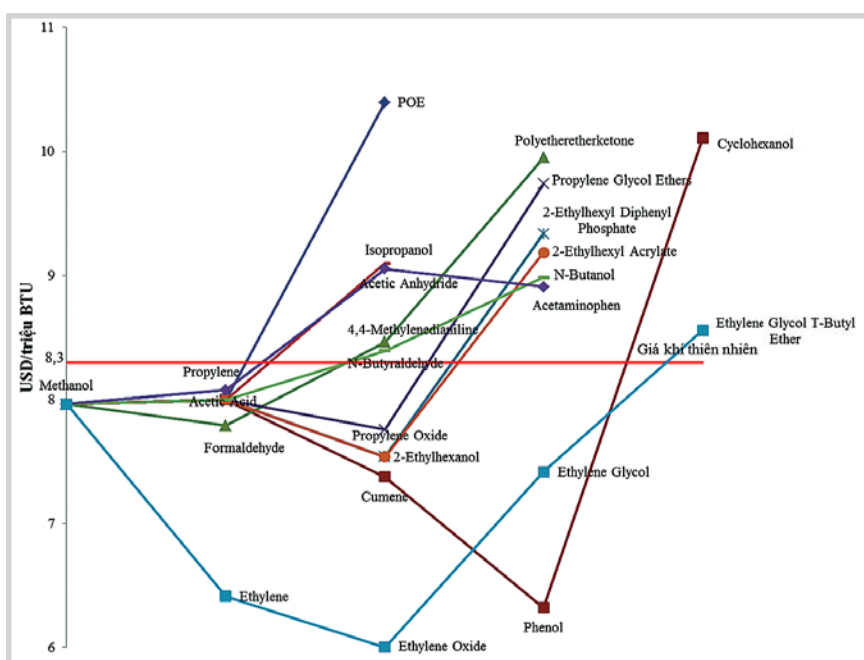
Trên cơ sở dữ liệu của hơn 1.000 quy trình sản xuất từ PEP Yearbook 2008, kết hợp với nghiên cứu xu hướng phát triển của các sản phẩm, nhóm tác giả đã xác định và tính toán hiệu quả kinh tế cho 156 sản phẩm được sản xuất từ khí thiên nhiên với hơn 360 hướng sản xuất từ 23.000 quy trình chế biến sâu khí.

Tham khảo số liệu thống kê của PEP Yearbook 2008 và đề tài “Nghiên cứu định hướng sản xuất các sản phẩm hóa dầu tại Việt Nam (chất trung gian, sản phẩm cuối) từ nguồn nguyên liệu khí giai đoạn 2011 - 2025” năm 2010, giá khí thiên nhiên áp dụng để tính toán cho các dự án là 8,3 USD/triệu Btu, giá ethane và propane là 830 USD/tấn [3, 8].

Hiệu quả kinh tế của các hóa chất được sản xuất trực tiếp từ khí thiên nhiên thể hiện qua giá khí tối đa chấp nhận thể hiện ở Hình 3.



Hình 3. Giá khí tối đa của các sản phẩm sản xuất trực tiếp từ khí thiên nhiên



Hình 4. Hướng sản xuất các sản phẩm đạt hiệu quả kinh tế cao

Theo kết quả tính toán hiệu quả kinh tế, hướng sản xuất methanol từ khí sẽ cho hiệu quả tốt hơn so với các sản phẩm khác như DME, ammonia, ethylene và acetylene.

Nhóm tác giả kiến nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xem xét các dự án chế biến sâu khí đem lại giá trị gia tăng cao từ nguồn nguyên liệu khí trong nước. Trong đó tiêu chí về hiệu quả kinh tế sẽ ưu tiên xem xét để đánh giá, xếp hạng các dự án thể hiện qua: giá khí đầu vào cao nhất mà tại đó hiệu quả kinh tế của dự án vẫn đảm bảo $IRR > IRR_{min}$ hoặc $NPV_{IRRmin} > 0$; tỷ số $NPV/\text{Tổng mức đầu tư}$.

Phương pháp đánh giá, xếp hạng: Nhóm tác giả sử dụng phương pháp chấm điểm theo thang điểm 10 và tính trung bình có trọng số, trong đó: chỉ tiêu giá khí tối đa (trọng số 70%); chỉ tiêu tỷ số $NPV/\text{Tổng mức đầu tư}$ (trọng số 30%).

Hình 4 là một số hướng sản xuất các sản phẩm có hiệu quả kinh tế cao nhất từ khí thiên nhiên thông qua sản xuất methanol.

Theo đó, sản phẩm elastomer polyolefin (POE) có hiệu quả kinh tế cao nhất thể hiện qua giá khí tối đa chấp nhận được cao nhất với 10,4USD/triệu Btu, tiếp theo là cyclohexanol (10,1USD/triệu Btu), polyetheretherketone (9,9USD/triệu Btu), propylene glycol ethers (9,7USD/triệu Btu), 2-Ethylhexyl diphenyl phosphate (9,3USD/triệu Btu), 2-Ethylhexyl acrylate (9,2USD/triệu Btu), acetic anhydride, isopropanol (9,1USD/triệu Btu), N-Butanol (9USD/triệu Btu), acetaminophen (8,9USD/triệu Btu), ethylene glycol T-butyl ether (8,6USD/triệu Btu).

Để tăng hiệu quả của việc sử dụng các sản phẩm trung gian, nhóm tác giả đã nghiên cứu tổ hợp các dự án sản xuất MTP (methanol to propylene) và MTO (methanol to olefins). Trong các hướng sản xuất ethylene và propylene, hướng sản xuất từ methanol cho hiệu quả kinh tế cao hơn so với hướng sản xuất trực tiếp từ ethane và propane.

3. Đề xuất các tổ hợp dự án chế biến sâu khí

Khi đề xuất các dự án, nhóm tác giả xem xét các tiêu chí bắt buộc về nguyên liệu và sản phẩm gồm: không sản xuất thừa các sản phẩm không thể/khó vận chuyển trong quá trình tiêu thụ hoặc có tính độc

hại, không thể tiêu thụ trên thị trường; không để thiếu các nguyên liệu không thể/khó mua/nhập khẩu trên thị trường; chỉ sản xuất vừa đủ các sản phẩm trung gian làm giảm giá trị nguồn khí.

Đồng thời, nhóm tác giả xem xét các giới hạn thị trường về nguyên liệu, sản phẩm, vốn đầu tư. Tuy nhiên, trong bài viết này, do các sản phẩm có định hướng xuất khẩu nên giới hạn về nguyên liệu và sản phẩm của thị trường nội địa chưa được đánh giá một cách đầy đủ.

Trên cơ sở xếp hạng của hơn 360 hướng sản xuất, nhóm tác giả đề xuất 3 tổ hợp dự án chế biến sâu khí (Bảng 2):

- Tổ hợp MTP: sản xuất propylene theo công nghệ MTP và các sản phẩm từ propylene;
- Tổ hợp MTO-1: sản xuất propylene/ethylene theo công nghệ MTO, polyolefin elastomer và các sản phẩm từ ethylene;
- Tổ hợp MTO-2: sản xuất propylene/ethylene theo công nghệ MTO và các sản phẩm từ propylene/ethylene.

Với giá trị gia tăng của các sản phẩm đem lại, tổ hợp MTP vẫn đạt hiệu quả kinh tế với giá khí tối đa là 12,4USD/triệu Btu.

Do ethylene oxide (dư thừa sau khi sản xuất ethylene glycol) khó vận chuyển nên sẽ được chuyển hóa thành ethylene carbonate. Mặc dù việc sản xuất ethylene carbonate sẽ làm giảm giá trị nguồn khí. Tuy nhiên, hiệu quả kinh tế của tổ hợp MTO-1 vẫn đảm bảo khi giá khí ở mức 13,6 USD/triệu Btu.

Tổ hợp MTO-2 vẫn sản xuất ethylene carbonate để đảm bảo tiêu thụ hết lượng ethylene oxide còn dư sau khi sản xuất ethylene glycol. Tổ hợp MTO-2 vẫn đảm bảo hiệu quả kinh tế khi giá khí ở mức 15,2USD/triệu Btu.

Tuy hướng sản xuất các sản phẩm từ propylene có nhiều sản phẩm có hiệu quả hơn hướng sản xuất từ

ethylene nhưng do công nghệ MTP chỉ tạo ra propylene, trong khi hướng công nghệ MTO tạo ra cả propylene và ethylene nên kết quả đánh giá xếp hạng các tổ hợp cho thấy tổ hợp sản xuất theo công nghệ MTP có giá khí tối đa chấp nhận được và NPV/Tổng mức đầu tư thấp nhất trong các tổ hợp.

Trong hai tổ hợp sản xuất theo công nghệ MTO, tổ hợp MTO-1 sản xuất sản phẩm elastomer polyolefin có hiệu quả kinh tế cao nhất trong bảng xếp hạng các dự án nhưng sản phẩm này đòi hỏi phải có cả nguyên liệu ethylene và propylene nên khi xét cả tổ hợp dự án thì tổ hợp MTO-2 có giá khí tối đa chấp nhận được cao hơn. Tuy nhiên, điểm NPV/Tổng mức đầu tư của tổ hợp MTO-2 thấp hơn so với MTO-1 vì chi phí đầu tư của tổ hợp MTO-2 cao hơn 53% so với chi phí đầu tư của tổ hợp MTO-1 trong khi NPV chỉ cao hơn 31% so với NPV của MTO-1.

Với việc dự tính sử dụng nguồn khí mỏ Cá Voi Xanh chứa hàm lượng CO₂ cao thì hướng sản xuất methanol sẽ có hiệu quả hơn (khi sử dụng công nghệ reforming một lần (one-step reforming), giảm 5 - 10% chi phí năng lượng và chi phí đầu tư thấp).

Trong trường hợp dự án đường ống dẫn khí từ mỏ Cá Voi Xanh đưa vào khu vực Đông Nam Bộ, có thể được xem xét đặt các nhà máy chế biến sâu khí tại Khu công nghiệp Phú Mỹ. Tuy nhiên, giá khí nguyên liệu đầu vào tại Phú Mỹ sẽ cao hơn so với khu vực miền Trung khoảng 2,3USD/triệu Btu - tương đương với chi phí vận chuyển khí từ nhà máy GPP miền Trung đến Phú Mỹ [7].

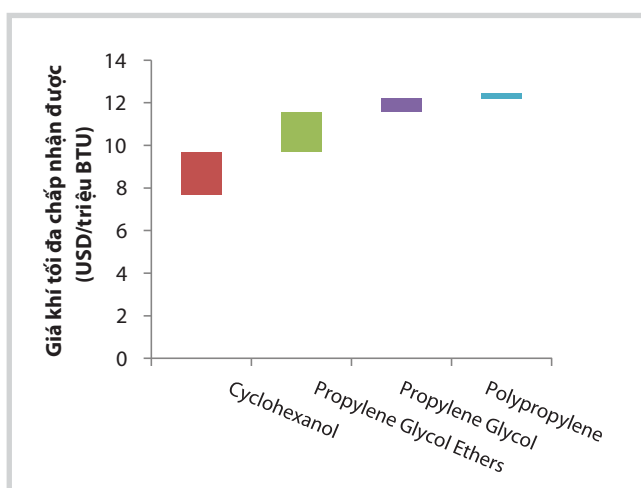
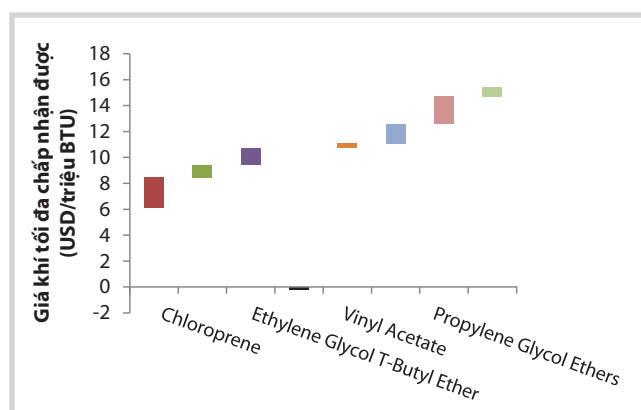
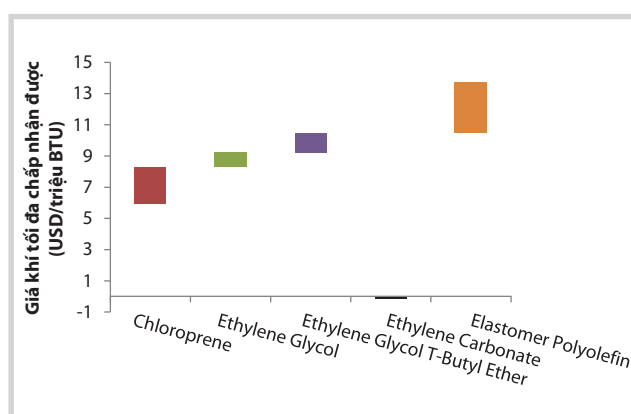
Khi xem xét hiệu quả kinh tế của các tổ hợp dự án để xuất tại giá khí bằng với giá khí trung bình áp dụng cho sản xuất điện là 10,68USD/triệu Btu, kết quả tính toán cho thấy lợi nhuận sử dụng khí thiên nhiên cho các dự án chế biến sâu khí đạt từ 0,29 - 0,34USD/m³ khí, cao gấp 10 lần so với lợi nhuận sử dụng khí cho sản xuất điện (0,02USD/m³)...

Bảng 1. Kết quả phân tích hiệu quả kinh tế của ethylene và propylene

Nguyên liệu	Sản phẩm	Chuỗi quy trình	Công suất (nghìn tấn/năm)	Tổng mức đầu tư (triệu USD)	IRR	NPV _{IRRmin} (triệu USD)	Giá khí tối đa (USD/triệu Btu)
Khí thiên nhiên	Ethylene	Khí - methanol - ethylene	255	1.566	7%	-457	6,41
	Ethylene	Khí - ethylene	255	2.458	-5%	-1.710	0,86
Ethane	Ethylene	Ethane - ethylene	255	917	-17%	-770	3,89
Propane	Ethylene	Propane - ethylene	255	1.118	N/A	-1.382	4,24
Khí thiên nhiên	Propylene	Khí - methanol - propylene	465	1.309	11%	-69	8,00
Propane	Propylene	Propane - propylene	465	979	N/A	-953	5,23

Bảng 2. Đánh giá hiệu quả kinh tế của các tổ hợp dự án chế biến sâu khí

Tổ hợp	Sản phẩm	Công suất (nghìn tấn/năm)	Tổng mức đầu tư (triệu USD)	IRR	NPV _{IRRmin} (triệu USD)	Lượng khí sử dụng (tỷ m ³)	Giá khí tối đa (USD/triệu Btu)
MTP	Cyclohexanol	191	3.720	16,8%	977	1,5	12,4
	Acetone (sản phẩm phụ)	133					
	Propylene glycol ethers	90					
	Propylene glycol	180					
	Polypropylene	250					
MTO-1	Elastomer polyolefin	330	3.390	13,7%	238	1,4	13,6
	Chloroprene	100					
	Ethylene glycol t-butyl Ether	90					
	Ethylene glycol	124					
	Ethylene carbonate	88					
MTO-2	Cyclohexanol	150	5.178	13,6%	347	1,4	15,2
	Acetone (sản phẩm phụ)	110					
	Chloroprene	100					
	Ethylene glycol t-butyl Ether	90					
	Ethylene glycol	124					
	Ethylene carbonate	88					
	Propylene glycole	180					
	Vinyl acetate	240					

**Hình 5.** Giá trị gia tăng nguồn khí của các sản phẩm trong tổ hợp MTP**Hình 6.** Giá trị gia tăng nguồn khí của các sản phẩm trong tổ hợp MTO-1**Hình 7.** Giá trị gia tăng nguồn khí của các sản phẩm trong tổ hợp MTO-2

5. Kết luận

Nhóm tác giả đã xác định và tính toán hiệu quả kinh tế cho 156 sản phẩm được sản xuất từ khí thiên nhiên với hơn 360 hướng sản xuất từ 23.000 quy trình chế biến sâu khí và rút ra một số kết luận sau:

Trong các hướng sản xuất trực tiếp từ khí thiên nhiên (ammonia, methanol, ethylene, acetylene và dimethyl ether), hướng sản xuất methanol có hiệu quả cao nhất, sau đó đến dimethyle ether và ammonia;

Các olefins (ethylene, propylene) được sản xuất theo công nghệ MTP/MTO có hiệu quả kinh tế cao hơn so với hướng sản xuất cracking hơi nước ethane hoặc propane;

Bảng 3. Đánh giá, xếp hạng các tổ hợp dự án

Tổ hợp	Điểm giá khí	Điểm NPV/Tổng mức đầu tư	Điểm trung bình	Xếp hạng
MTP	1,0	1,0	1,0	3
MTO-1	4,7	10,0	6,3	2
MTO-2	10,0	3,7	8,1	1

Các dự án sử dụng propylene làm nguyên liệu có hiệu quả kinh tế cao hơn so với các dự án sử dụng ethylene làm nguyên liệu;

Tổ hợp MTO-2 sẽ cho hiệu quả cao nhất, tiếp theo là MTO-1 và MTP, trong đó:

- Tổ hợp MTP: sản xuất propylene theo công nghệ MTP và các sản phẩm từ propylene;

- Tổ hợp MTO-1: sản xuất propylene/ethylene theo công nghệ MTO, polyolefin elastomer và các sản phẩm từ ethylene;

- Tổ hợp MTO-2: sản xuất propylene/ethylene theo công nghệ MTO và các sản phẩm từ propylene/ethylene.

Lợi nhuận sử dụng khí thiên nhiên cho các dự án chế biến sâu khí đạt từ 0,29 - 0,34USD/m³ khí, cao gấp 10 lần so với lợi nhuận sử dụng khí cho sản xuất điện.

Tài liệu tham khảo

1. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Báo cáo tổng kết công tác năm 2013, triển khai kế hoạch năm 2014.
2. Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí. Biên bản số 01/BB-TBH&CBĐK ngày 26/7/2011 - Kỳ họp lần thứ I, Tiểu ban Hóa - Chế biến dầu khí, nhiệm kỳ 2011 - 2013. 26/7/2011.

3. Jamie Lacson. *The process economics program yearbook international 2008*. IHS Chemical. 2008.

4. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Quyết định số 1531/QĐ-DKVN về việc ban hành Quy định về quy trình và tiêu chí đánh giá, thẩm định và quyết định đầu tư các dự án của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (ngoại trừ các dự án tìm kiếm - thăm dò - khai thác dầu khí). 29/2/2012.

5. Đỗ Đồng Nguyên. Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam giai đoạn đến năm 2015, định hướng đến năm 2025. Báo cáo trình bày tại Hội nghị Công nghiệp khí Việt Nam. 8/7/2011.

6. Quyết định số 459/2011/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ ngày 30/03/2011 phê duyệt "Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam giai đoạn đến năm 2015, định hướng đến năm 2025".

7. Nguyễn Tấn Hoa, Hồ Khải Hoàn, Trần Mai Khôi. Báo cáo tổng kết Đề tài nghiên cứu cấp Ngành "Nghiên cứu kinh tế kỹ thuật phương án khai thác, thu gom, xử lý và đưa vào sử dụng mỏ khí Cá Voi Xanh". Viện Dầu khí Việt Nam. 2013.

8. Phan Gia Tiểu Cẩm và nnk. Báo cáo tổng kết Đề tài nghiên cứu cấp Ngành "Nghiên cứu định hướng sản xuất các sản phẩm hóa dầu tại Việt Nam (chất trung gian, sản phẩm cuối) từ nguồn nguyên liệu khí giai đoạn 2011 - 2025". Viện Dầu khí Việt Nam. 2010.

Evaluating and ranking gas processing projects

Tran Nam Thanh, Tran Hong Loan
Vietnam Petroleum Institute

Summary

This article presents the results of evaluating and ranking gas processing projects based on economic effectiveness via affordable maximum natural gas price and the ratio of NPV/total investment cost. The research shows that it is most economically effective to produce methanol from natural gas, followed by dimethyl ether and ammonia. And the economic effectiveness of the project to produce olefins (ethylene and propylene) by MTO/MTP technology is better than that by ethane or propane steam cracking. The authors believed that the central region of Vietnam is a proper site to construct such projects in order to take advantage of the natural gas from the Ca Voi Xanh field which has high CO₂ content. The estimated margin of these complexes ranges from \$0.29 to \$0.34 per cubic metre of natural gas, which is ten times higher than that of gas-based power generating projects.

Key words: Gas processing projects, gas-based petrochemical, Ca Voi Xanh field, MTO, MTP, natural gas.

QUÁ TRÌNH ĐỔI MỚI CÔNG NGHỆ TRONG LĨNH VỰC ĐỊA VẬT LÝ TÌM KIẾM THĂM DÒ DẦU KHÍ Ở VIỆT NAM

ThS. Phạm Văn Tiềm¹, KS. Ngô Bá Khiết²

¹Hội Dầu khí Việt Nam

²Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Địa vật lý có vai trò quan trọng trong công tác tìm kiếm thăm dò khoáng sản nói chung và tìm kiếm thăm dò dầu khí nói riêng. Quá trình đổi mới công nghệ trong lĩnh vực tìm kiếm thăm dò dầu khí gắn liền với quá trình đổi mới, tiến bộ và các thành tựu trong nghiên cứu cũng như xu thế phát triển của các ngành khoa học như vật lý, địa chất, máy tính và tin học. Trong địa vật lý tìm kiếm thăm dò dầu khí, phương pháp thăm dò địa chấn (phản xạ) được sử dụng hiệu quả nhất để tìm kiếm các cấu trúc địa chất thuận lợi cho quá trình tích tụ dầu khí. Các phương pháp địa vật lý ứng dụng trong khảo sát, địa vật lý giếng khoan được phát triển đáp ứng nhu cầu nghiên cứu địa chất dọc theo thành giếng khoan, đặc biệt là nghiên cứu các thuộc tính vật lý của các vỉa đá chứa dầu khí phục vụ cho việc tính toán trữ lượng và khai thác dầu khí.

Từ khóa: Thăm dò địa chấn, địa vật lý, công nghệ, thăm dò địa chấn, thăm dò điện, từ và trọng lực, địa vật lý giếng khoan.

1. Quá trình đổi mới công nghệ trong lĩnh vực địa vật lý tại Việt Nam

1.1. Thăm dò địa chấn

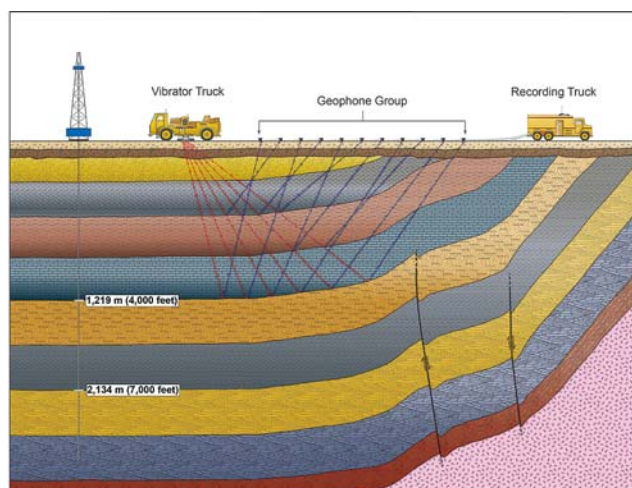
Tại Việt Nam, công nghệ thăm dò địa chấn được xem xét theo 3 công đoạn chính là công nghệ thu nổ đo ghi dữ liệu, công nghệ xử lý dữ liệu và công nghệ minh giải địa chất các dữ liệu địa chấn.

Trong thời kỳ đầu, các tuyến địa chấn 2D được vạch trên bản đồ địa hình, mạng lưới khá thưa tùy theo tỷ lệ khảo sát, vị trí khoảng cách điểm nổ điểm đo được chấm trên bản đồ hoặc đo bằng máy kinh vĩ. Bộ máy địa chấn đầu tiên được đưa vào sử dụng ở Việt Nam là máy 24 kênh CC-24 II, sau có máy IIC3-4 ghi tương tự của Liên Xô (cũ). Mìn được dùng làm nguồn nổ để tạo sóng địa chấn. Máy thu là các geophone hoạt động theo nguyên lý điện động. Dữ liệu ghi tương tự trên băng từ được xử lý trên máy PCZ-4-48 của Liên Xô với một số bộ lọc nhiễu và lọc tần số đơn giản.

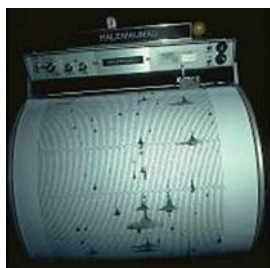
Mạch dao động địa chấn được ghi tương tự trên giấy ghi nhạy sáng thành các băng địa chấn nên hình ảnh sóng mờ, nhiễu nhiễu nên khó phân biệt sóng phản xạ nhiều lần với sóng tán xạ. Năng lượng sóng do nổ mìn suy giảm nhanh nên sóng phản xạ từ các mặt phản xạ sâu khó nhận biết, độ liên tục kém. Thời gian ghi thường dưới 6 giây. Việc xử lý và minh giải địa chất trên các mặt cắt địa chấn chủ yếu bằng mắt để nhận biết các pha, sóng có ích, loại bỏ các sóng nhiễu. Việc xây dựng các biểu đồ thời khoảng, tính toán thời gian, lập mặt cắt thời gian, mặt cắt theo độ sâu được thực hiện bằng tay với thước tính logarithm,

máy tính cơ học Nisa và được thể hiện trên giấy milimet. Với sự giúp đỡ kỹ thuật của các chuyên gia Liên Xô, các kỹ sư và cán bộ kỹ thuật của Liên đoàn 36 đã từng bước làm chủ công nghệ từ thi công thực địa thu nổ địa chấn đến việc xử lý minh giải địa chất dữ liệu địa chấn. Một số mặt cắt sâu, sơ đồ mặt phản xạ, đứt gãy chủ yếu, các đơn vị cấu trúc bậc II, bậc III và phân chia các tầng chính ở Miền vông Hà Nội đã được xây dựng đến nay vẫn còn giá trị.

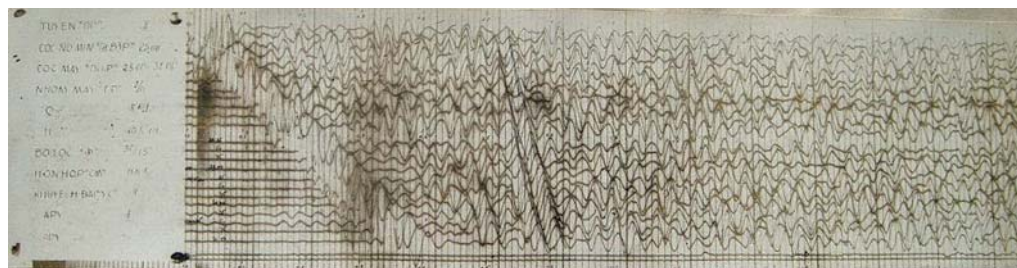
Vào những năm 70 của thế kỷ XX, Tổng cục Dầu khí Việt Nam đã tiếp nhận trạm máy đo địa chấn trên đất liền SN 338B (Pháp) với 48 mạch ghi số trên băng từ, nguồn nổ mìn, dây máy thu geophone. Đây là máy địa chấn ghi số đầu tiên của Việt Nam, tạo tiền đề cho một bước nhảy lớn về công nghệ xử lý và minh giải dữ liệu trên máy tính điện tử. Tổng cục Dầu khí Việt Nam cũng trang bị máy tính



Hình 1. Thăm dò địa chấn trên đất liền. Nguồn: James Rodgers



Hình 2. Máy seismographs



Hình 3. Mặt cắt địa chấn (ghi tương tự)

CAS- 48 (Pháp) chuyên dụng cho xử lý dữ liệu địa chấn. Các bộ lọc tín hiệu đầu tiên đã được sử dụng trong quá trình lọc tần số, lọc nhiễu... giúp hình ảnh sóng ghi rõ ràng, ít nhiễu hơn. Tuy vậy, việc minh giải địa chất chủ yếu vẫn thực hiện thủ công trên các mặt cắt địa chấn qua khả năng liên kết nhận biết các đặc tính sóng như pha, độ lớn, độ liên tục... với các yếu tố địa chất được dự báo.

Kết quả nghiên cứu dầu khí ở Đồng bằng Sông Hồng khi đó chỉ phát hiện và khoan thành công mỏ khí Tiền Hải (Thái Bình). Các nhà địa chất - địa vật lý nhận định triển vọng dầu khí sẽ có thể tốt hơn theo hướng tiến ra biển. Do vậy, tàu địa chấn Bình Minh-01 được trang bị để thu nổ địa chấn vùng biển nông với mục tiêu theo dõi, liên kết các cấu trúc địa chất ở Miền vông Hà Nội kéo dài ra phía biển của bể trầm tích Sông Hồng. Tàu Bình Minh-01 được lắp đặt máy đo địa chấn biển nông Progress-II của Liên Xô.

Viện Dầu khí Việt Nam đã thành lập Trung tâm Xử lý Số liệu Dầu khí để xử lý dữ liệu địa chấn 2D thu nổ trên đất liền, vùng biển nông của bể Sông Hồng và Đồng bằng sông Cửu Long. Trong đó, Đồng bằng Cửu Long được khảo sát bằng tàu địa chấn biển nông Gemeaux (Pháp). Các dữ liệu địa chấn ghi tương tự phải đọc chuyển sang dạng số qua máy SPAKL, các dữ liệu số trên băng địa chấn 1 inch mật độ 356bpi của máy SN338B phải chuyển đổi sang băng từ 1/2 inch mật độ 800bpi để đưa vào máy tính IBM 360/50. Bộ chương trình xử lý số liệu địa chấn COCT-1M của Liên Xô được chuyển đổi và cài đặt thành công trên máy IBM 360/50. Nhờ đó, Trung tâm Xử lý Số liệu Dầu khí đã thử nghiệm thành công chạy bộ lọc dùng thuật toán biến đổi Kirchhoff hiệu chỉnh độ sâu, độ nghiêng của mặt phản xạ về vị trí thực. Mặt cắt địa chấn, bản vẽ được in ra trên máy in kim hoặc máy vẽ Benson (Pháp).

Việc khẳng định tiềm năng dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam (có dầu khí tại giếng khoan Bạch Hổ) đã thu hút sự quan tâm của các công ty dầu khí nước ngoài. Các hợp đồng thăm dò dầu khí đầu tiên lần lượt được ký kết với Deminex, Bow Velej, Agip... Việt Nam có cơ hội ứng dụng nhiều công nghệ địa vật lý tiên tiến của Liên Xô và các

nước tư bản, đặc biệt là sau thời điểm Mỹ xóa bỏ cấm vận với nước ta (1995). Cán bộ kỹ thuật của Việt Nam chủ yếu làm việc cho các công ty dầu khí nước ngoài có hoạt động tại Việt Nam, Viện Dầu khí Việt Nam hoặc Xí nghiệp Liên doanh Dầu khí Việt - Xô (Vietsovpetro)... đã nhanh chóng tiếp thu, làm chủ các công nghệ mới. Đây là nguồn nhân lực chính để thành lập các đơn vị thăm dò, khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước sau này.

Sau này, Việt Nam sử dụng tàu địa chấn 2D của Liên Xô (như Iskatel, Poisk, Malyghin) để khảo sát thềm lục địa với mạng lưới tỷ lệ khác nhau. Tại mỏ Bạch Hổ, mạng lưới tuyến địa chấn được đan dày có nơi tới 0,5 x 0,5km. Các lô có hợp đồng dầu khí được các công ty dầu khí nước ngoài khảo sát địa chấn 2D. Một số cấu tạo triển vọng ở bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, Sông Hồng, Malay - Thổ Chu được thăm dò chi tiết bằng tàu địa chấn 3D.

Các tàu thu nổ địa chấn có thể hoạt động dài ngày trên biển trong điều kiện thời tiết phức tạp. Tàu được trang bị thiết bị thu nổ hiện đại, định vị vệ tinh GPS, máy tính tốc độ lớn có thể xử lý sơ bộ dữ liệu địa chấn ngay trên tàu cùng hệ thống điều khiển tự động và hiệu chỉnh tham số thu nổ tức thời.

Ở Việt Nam công nghệ thu nổ địa chấn tiên tiến nhất trong tìm kiếm, thăm dò dầu khí đã được áp dụng. Nguồn nổ tạo sóng địa chấn dùng súng hơi airgun công suất lớn tạo được áp suất nguồn tới 2.000 - 3.000psi. Độ sâu nguồn nổ được thiết kế tối ưu để giảm nhiễu (từ 5 - 7m). Khoảng cách thu - nổ phổ biến dao động trong khoảng 18,75 - 25m. Thời gian ghi sóng đến chủ yếu trên 6 giây (cho 2D và 3D), có khi đạt tới 9 giây cho các vùng trũng sâu. Với bước ghi 2ms như hiện nay, việc xử lý tài liệu địa chấn đạt chất lượng cao hơn và việc triển khai các phân tích thuộc tính địa chấn đặc biệt hiệu quả hơn.

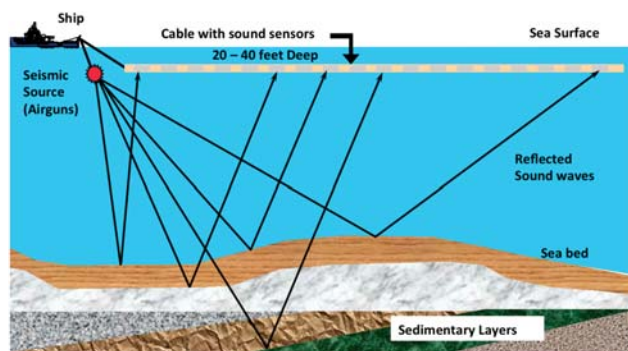
Với số lượng máy thu lớn (mỗi nhóm máy có khoảng 320 - 640 máy thu), sự tích lũy năng lượng sóng có ích mạnh hơn, chất lượng tín hiệu tốt hơn và các thông tin địa chất thu được có độ tin cậy cao hơn. Khoảng cách giữa các nhóm máy thu giảm xuống còn 12,5m (cho 2D và 3D).

Việc sử dụng cáp ghi số 2D có độ dài trên 6.000m (có khi trên 9.000m) giúp tăng khoảng cách điểm nổ đến máy thu xa nhất, giảm đáng kể các loại sóng nhiễu, sóng phản xạ một lần được tích lũy. Nhờ đó, chất lượng tài liệu khi xử lý tốt hơn, đặc biệt làm rõ các ranh giới phản xạ có góc nghiêng lớn (các mặt đứt gãy, các sườn dốc....). Trong khi đó, tàu địa chấn 3D thường sử dụng 6 cáp ghi số (có khi 8 cáp), dài từ 4.000 - 6.000m, giúp giảm đáng kể thời gian thu nổ, tiết kiệm chi phí, chất lượng tài liệu cao hơn [4].

Dữ liệu địa chấn được xử lý bằng các phương pháp thông thường (như hiệu chỉnh góc nghiêng, dịch chuyển điểm phản xạ về vị trí thực, 2 lần trừ sóng phản xạ lặp, phân tích vận tốc sau khi hiệu chỉnh góc nghiêng, lọc tiên đoán dẹp nhiễu phản xạ nhiễu lần, dịch chuyển trước cộng...) hoặc phương pháp xử lý đặc biệt (như lọc sóng phản xạ nhiễu lần, loại bỏ sóng nhiễu "swell noise", dịch chuyển với các góc nghiêng khác nhau, xây dựng mô hình vận tốc chính xác, phân tích biên độ biến đổi theo khoảng cách, biến đổi ngược hay nghịch đảo địa chấn...).

Hiện nay, Trung tâm xử lý dữ liệu Fairfield Vietnam đã xử lý được phần lớn dữ liệu địa chấn (chủ yếu là 2D) mà trước đây phải thực hiện ở nước ngoài. Đặc biệt, Fairfield Vietnam đã thử nghiệm và áp dụng thành công một số chương trình xử lý mới như: SRMA (loại bỏ sóng phản xạ nhiễu lần liên quan tới mặt nước); Diversity scaling (loại bỏ sóng nhiễu "Swell noise"); Curve ray time migration (cho phép dịch chuyển với các góc nghiêng khác nhau). Chương trình "Depth charge" GeoDepth 2D & 3D xây dựng mô hình vận tốc giúp cho các nhà xử lý nhận được giá trị vận tốc chính xác và QC (quality control) dữ liệu. Chương trình NORAR là phần mềm tính toán dịch chuyển độ sâu trước cộng (PSDM) của thời gian truyền sóng và phần mềm dịch chuyển phương trình sóng wave equation migration là của riêng Fairfield dùng cho PSDM.

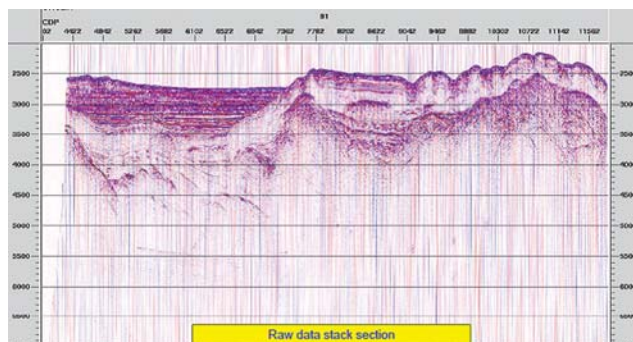
Bên cạnh chương trình xử lý chuẩn thông thường (xử lý đại trà) như xử lý số liệu địa chấn 2D, 3D, các chương trình phụ trợ, đặc biệt là các bộ lọc được cải tiến liên tục, các phần mềm được cập nhật nâng cấp thường xuyên. Ngoài xử lý dịch chuyển thời gian trước cộng (3D PSTM), việc xử lý theo phương pháp dịch chuyển độ sâu trước cộng (3D PSDM) đã được các áp dụng có hiệu quả ở tất cả các bể trầm tích của Việt Nam. Riêng đối với đối tượng móng, CCG-Veritas đã phát triển công nghệ xử lý dịch chuyển CBM (controled beam migration) để làm rõ các đối tượng có góc nghiêng lớn và tăng cường tỷ số tín hiệu/nhiều. Hiện tại xử lý CBM đã được triển khai ở nhiều mỏ như: Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Cá Ngừ Vàng...



Hình 4. Thăm dò địa chấn trên biển. Nguồn: Energytomorrow



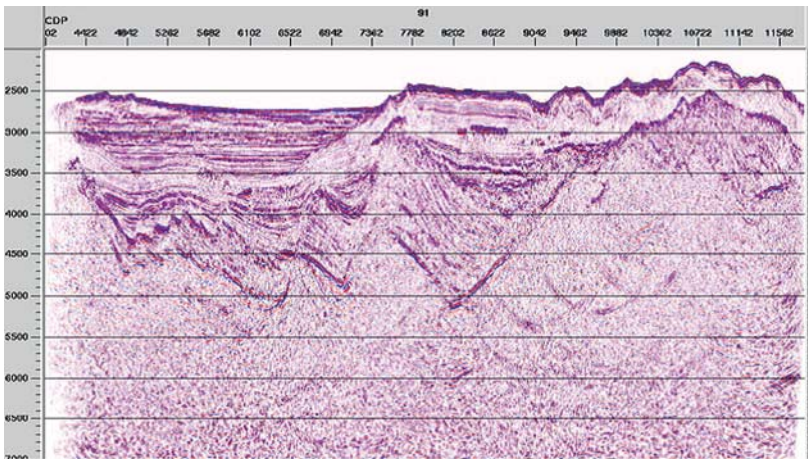
Hình 5. Tàu địa chấn 2D Binh Minh 02. Ảnh: PVEP



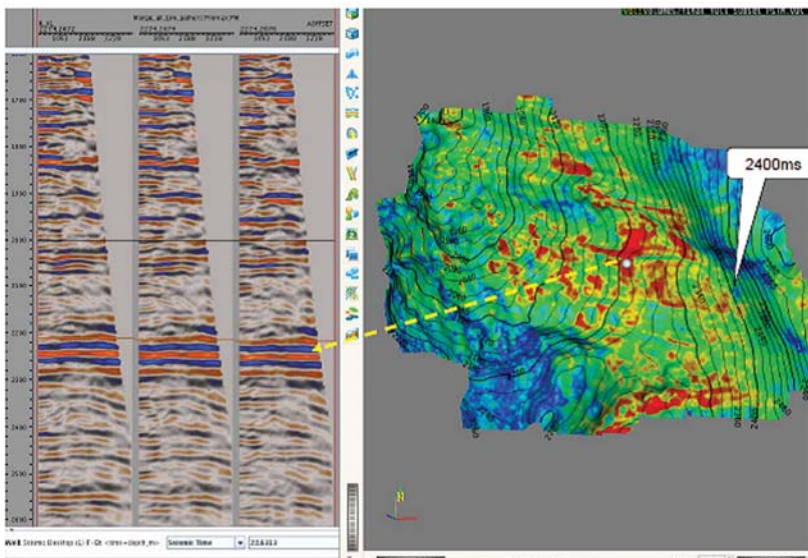
Hình 6. Mặt cắt địa chấn được xử lý thông thường

Nhìn chung, các nhà thầu địa vật lý hàng đầu thế giới đã thực hiện các hợp đồng xử lý số liệu địa chấn có chất lượng tương đối tốt, cho phép giải quyết các nhiệm vụ như: nghiên cứu cấu trúc, địa tầng, dự báo phân bố và chất lượng đá chứa dầu khí, đánh giá hệ thống dầu khí của mỏ, lô và khu vực nghiên cứu.

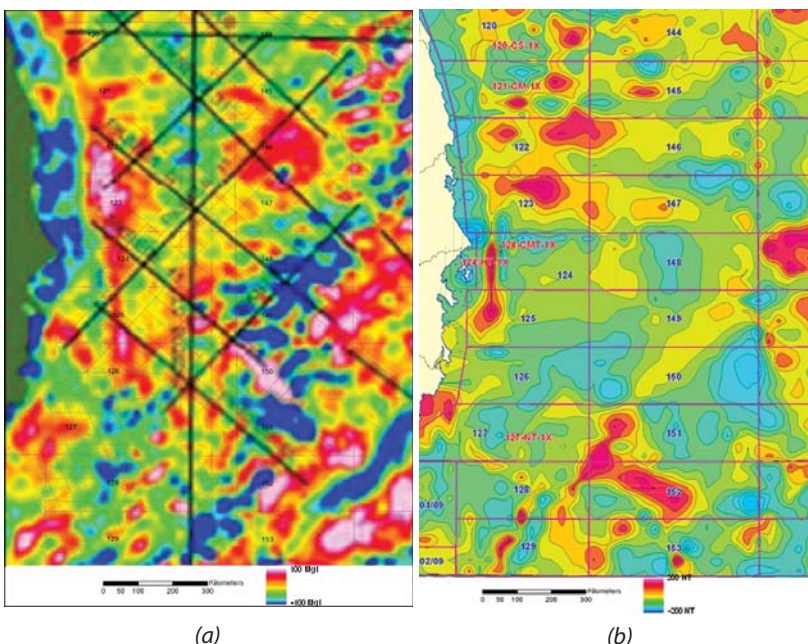
Các phần mềm minh giải của Landmark, Geoquest trên workstation dùng hệ điều hành UNIX như Seisworks-2D&3D, Geoframe- Seis-2D & 3D thì các chương trình minh giải nâng cao hoặc xử lý - minh giải đặc biệt (Hamson Russell, Fugro Jason, SMT...), nghịch đảo địa chấn, sử dụng



Hình 7. Mặt cắt địa chấn sau khi đã xử lý dịch chuyển thời gian trước cộng (PSTM)



Hình 8. Kết quả xử lý AVO tại khu vực bể Sông Hồng



Hình 9. Bản đồ dị thường từ (a) và bản đồ dị thường trọng lực Bughe bể Phú Khánh [10]

sóng ngang đã được ứng dụng nhiều trong đánh giá phân bố và tính chất của đá chứa. Hiện nay, Viện Dầu khí Việt Nam đã tự thực hiện minh giải địa chất dữ liệu địa chấn... Kết quả minh giải địa chất được thể hiện trên các lát cắt địa chất địa vật lý, các bản đồ bình đồ cấu trúc vỉa, mỏ, khu vực và bề trầm tích qua các phần mềm vẽ đồ họa hiện đại như Zmap Plus, CPS-3... trên các máy vẽ in phun, in laser màu. Số liệu đầu ra của các chương trình minh giải còn được ghi ở các định dạng khác nhau để dễ dàng đưa vào các chương trình mô hình hóa bể, mô phỏng vỉa chứa, mỏ dầu khí như Petrel, PetroMod, Sigmall, Eclipse (Schumberger); VIP, Decision Space Earth Modeling (Landmark)... Các đối tượng nghiên cứu như mặt phản xạ, đứt gãy địa phương hay khu vực, vỉa chứa, mỏ dầu khí, môi trường địa chất còn được biểu diễn xem xét trong không gian 3 chiều qua các lát cắt địa chấn 2 chiều và theo chiều thời gian (time slice) trong địa chấn 3D.

1.2. Thăm dò điện, từ và trọng lực

Công nghệ thăm dò điện, từ và trọng lực được ứng dụng trong tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở Việt Nam từ đầu những năm 60 của thế kỷ XX. Các khảo sát này nhằm nghiên cứu cấu trúc địa chất khu vực như bề dày lớp trầm tích, phân vùng kiến tạo, đặc điểm địa hình đáy biển khu vực sườn thềm lục địa, khoanh định các vùng, các đối tượng dị thường cần quan tâm đối với dầu khí. Phương pháp thăm dò điện được tiến hành chủ yếu ở Miền vông Hà Nội. Thăm dò từ và trọng lực được triển khai cả trên đất liền và ngoài thềm lục địa chủ yếu bằng các phương pháp: thăm dò từ trọng lực thành tàu (cùng với địa chấn), từ trọng lực hàng không và vệ tinh.

Thăm dò điện chủ yếu được thực hiện bằng phương pháp đo sâu điện, đo sâu từ telua với khoảng cách thu phát lớn do đối tượng nghiên cứu dự báo nằm ở độ sâu lớn (có khi trên 10km). Nguồn phát dùng pin dung lượng lớn hoặc máy phát điện chuyên dụng. Máy thu là các trạm

đo điện thế như EP-1 (Liên Xô), UJ-18 (Trung Quốc)... Giá trị đo đọc trực tiếp trên đồng hồ milivol. Việc tính toán giá trị điện trở suất thực hiện bằng tay hoặc máy tính cơ học Nisa. Công tác minh giải địa chất dữ liệu đo sâu điện chủ yếu làm thủ công sử dụng các đường cong chuẩn tính toán sẵn (palet) cho môi trường điện trở suất 2 lớp, 3 lớp của Liên Xô, thành lập lát cắt địa điện của tuyến đo trên vùng nghiên cứu. Sau này, việc xây dựng và giải bài toán thuận và nghịch với môi trường phân lớp song song, thành lập lát cắt địa điện của đo sâu điện trên máy tính điện tử (Minsk 22) nhanh chóng và chính xác hơn. Các cán bộ kỹ thuật của Liên đoàn 36 đã xây dựng được các mặt cắt địa điện tiêu biểu của vùng trũng Hà Nội, dự báo được lớp đất đá có điện trở suất thấp phía trên tầng móng điện trở suất cao, chỉ ra được móng của bể trầm tích Sông Hồng nâng lên khá nông ở vùng rìa Đông Bắc và Tây Nam. Phương pháp đo sâu điện từ telua được áp dụng trong thăm dò dầu khí và khoáng sản ở Việt Nam để nghiên cứu các cấu trúc, địa tầng sâu.

Thăm dò trọng lực được ứng dụng vào tìm kiếm dầu khí từ rất sớm trên Miền vông Hà Nội. Các cán bộ địa vật lý của Liên đoàn 36 đã dùng máy GAK chế tạo theo nguyên lý con lắc của Liên Xô, sau đó là các máy trọng lực hiện đại có độ chính xác cao hơn (cỡ 1/1.000 miligal) để đo dị thường trọng lực Δg . Mạng lưới điểm đo thưa ban đầu và sau đó đan dày để thành lập được bản đồ trọng lực tỷ lệ 1:500.000, 1:200.000 của vùng trũng Hà Nội và một số bản đồ tỷ lệ 1:50.000, 1:25.000 trên một số cấu tạo triển vọng. Giá trị dị thường trọng lực được xử lý hiệu chỉnh địa hình, hiệu chỉnh mật độ lớp trung gian... để tính toán dị thường Boughe của các điểm đo. Dữ liệu thu được được nội suy ra mạng lưới phục vụ cho việc vẽ bản đồ đẳng trị, áp dụng thuật toán nâng trường hạ trường để đưa các giá trị giống như được đo trên những mặt phẳng ở độ cao khác nhau so với đối tượng nghiên cứu nhằm dự báo bản chất dị thường. Tiến bộ kỹ thuật và công nghệ trong tính toán và máy tính cho phép giải bài toán thuận - nghịch trọng lực với giả thiết mô hình địa chất ngày càng phức tạp, gần hơn với thực tế địa chất. Kết quả thăm dò trọng lực vùng trũng Hà Nội được sử dụng để thành lập bản đồ trọng lực tỉ lệ 1:500.000 miền Bắc Việt Nam và sau này là bản đồ trọng lực toàn quốc tỷ lệ 1:500.000 do Liên đoàn Vật lý Địa chất Tổng cục Địa chất thực hiện.

Dữ liệu thăm dò từ được sử dụng trong tìm kiếm thăm dò dầu khí chủ yếu là từ hàng không và bản đồ từ vệ tinh tỷ lệ nhỏ, để phân chia các đới kiến tạo, đứt gãy lớn liên quan đến các hoạt động kiến tạo có ảnh hưởng đến quá trình hình thành phát triển của các bể trầm tích.

Máy móc thiết bị đo đạc từ mặt đất và hàng không chủ yếu thuộc công nghệ của Liên Xô từ máy cơ quang cho đến máy từ hiện số proton. Sau này, Việt Nam có sử dụng một số máy đo từ proton gọn, nhẹ, có độ chính xác cao của các nước phương Tây. Việc đo vẽ từ hàng không được thực hiện trước để tìm kiếm các khu vực có dị thường từ, sau đó được kiểm tra bằng đo vẽ từ mặt đất chi tiết hơn. Dữ liệu đo đạc cũng được xử lý hiệu chỉnh, tính toán theo quy trình chuẩn. Giá trị thu được là dị thường từ tổng ΔT_a được nội suy ra mạng lưới đều dùng các thuật toán thích hợp để thành lập các bản đồ đường đồng mức tỷ lệ khác nhau. Trường từ có thể áp dụng các thuật toán như nâng, hạ trường đối với các đối tượng nghiên cứu có góc nghiêng từ hóa khác nhau trong các bài toán thuận và nghịch đảo từ.

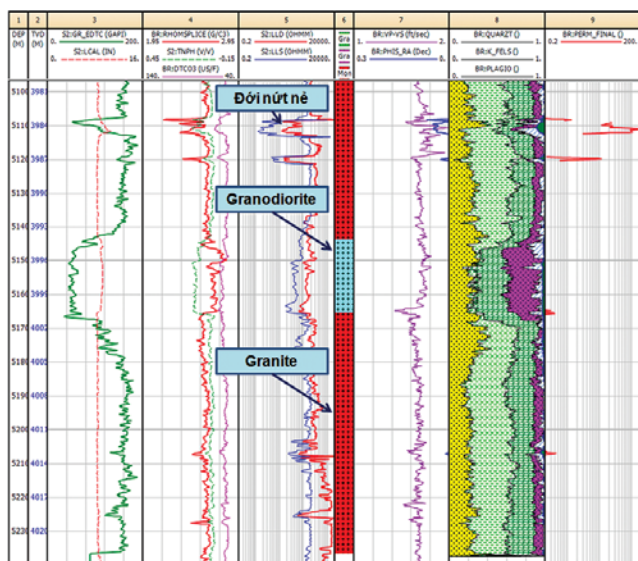
Đối với tài liệu từ, trọng lực và điện, việc xử lý chủ yếu được thực hiện ở Viện Vật lý Địa cầu, Liên đoàn Địa vật lý hoặc một số đơn vị của Bộ Tài nguyên và Môi trường. Kết quả thăm dò điện, từ trọng lực đã được sử dụng kết hợp với các dạng tài liệu địa chấn góp phần làm rõ các vấn đề địa chất khu vực nghiên cứu.

Trong lĩnh vực tìm kiếm thăm dò dầu khí, cùng với tài liệu địa chấn, các khảo sát địa vật lý như thăm dò điện, từ, trọng lực góp phần đáng kể trong việc khoanh định các vùng, các đối tượng dị thường cần quan tâm. Vì thế, các khảo sát này luôn được áp dụng trong giai đoạn đầu của tìm kiếm, thăm dò dầu khí. Tại Việt Nam, các hoạt động khảo sát thăm dò điện, từ, trọng lực được triển khai mạnh mẽ từ trước năm 2000. Trên đất liền các tài liệu từ và trọng lực mặt đất cũng như hàng không có nơi được đo đạc tới tỷ lệ 1/50.000. Hiện nay, tài liệu từ và trọng lực hàng không/vệ tinh đã bao phủ toàn bộ đất liền và vùng biển thềm lục địa Việt Nam. Trên biển đã có các bản đồ từ trọng lực vệ tinh tỷ lệ 1/500.000 hoặc lớn hơn [5].

1.3. Địa vật lý giếng khoan

Các phương pháp thăm dò địa vật lý trên mặt cũng được sử dụng để khảo sát giếng khoan trong tìm kiếm thăm dò dầu khí. Các phương pháp như điện, địa chấn (sóng âm học, sóng đàn hồi) từ tính, trọng lực (mật độ) và phóng xạ, hạt nhân được ứng dụng để nghiên cứu môi trường giếng khoan, địa tầng và tính toán một số tham số vỉa phục vụ thăm dò và khai thác mỏ với độ phân giải cao hơn. Về mặt công nghệ, công nghệ địa vật lý giếng khoan chủ yếu là 3 công đoạn chính: công nghệ về thiết bị đo ghi (máy giếng); công nghệ truyền dẫn tín hiệu và công nghệ xử lý minh giải dữ liệu.

Thời kỳ đầu, các giếng khoan thăm dò dầu khí (sâu 1.200 - 3.200m) ở vùng trũng An Châu và Miền vũng Hà Nội được đo địa vật lý giếng khoan bằng thiết bị công nghệ của Liên Xô. Trạm máy AKC-64 loại điện tử với thiết bị/zon đo chỉ đo được một số đường cong hạn chế. Trạm máy AKC-7 được bán dẫn hóa đã đo được hầu hết các phương pháp/đường cong địa vật lý giếng khoan cơ bản để nghiên cứu địa tầng giếng khoan, tính toán dự đoán độ dày, độ rỗng các lớp vỉa sét, vỉa chứa cát kết. Các giếng khoan được đo bằng phương pháp đo địa vật lý đơn giản như đo điện thế thiên nhiên SP, phóng xạ gamma tự nhiên GK, điện đo sâu sườn BKZ, đo mật độ GGK, đo neural NGK, đo âm học Δt thường... Dung dịch khoan chủ yếu là dung dịch gốc nước. Đo ghi trong giếng khoan chưa chống ống (open hole). Tín hiệu điện từ đo được truyền qua cáp về máy và ghi bằng thiết bị ghi tương tự điện quang trên giấy nhạy nhiệt hoặc nhạy sáng thành những băng đường cong địa vật lý giếng khoan. Công nghệ xử lý dữ liệu đơn giản qua việc hiệu chỉnh độ sâu đo, độ lệch giếng khoan. Minh giải thực hiện thủ công, nhận biết địa tầng giếng khoan, đứt gãy, vỉa chứa vỉa chắn, chủ yếu là định tính và bán định lượng qua hình dáng đường cong, độ lớn tín hiệu và đọc số liệu trên băng ghi, tính toán giá trị trung bình, thống kê số liệu... Việc tính toán sau này nhanh và thuận tiện hơn khi ứng dụng máy tính điện tử nhờ công cụ số hóa các đường cong địa vật lý giếng khoan như DIGI-ruler, Digitizer... Tại giếng khoan thông số số 1 của vùng trũng Hà Nội, các đường cong địa vật lý giếng khoan cơ bản đã được đo ghi. Cột địa tầng tiêu biểu cho vùng trũng Hà Nội đã được xác định và các thông số chủ yếu của các tầng có khả năng chắn, chứa đã được dự báo.



Hình 10. Đặc trưng đường cong địa vật lý giếng khoan của đá granite, granodiorite và đới nứt nẻ [9]

Sau năm 1975, công nghệ đo ghi địa vật lý giếng khoan bằng số, xử lý minh giải hiện đại của các công ty dầu khí phương Tây mới được áp dụng ở Việt Nam thông qua Schlumberger, Geoservices, Western Atlas, Haliburton, Baker Atlas... Do bị cấm vận của Mỹ, công nghệ đo địa vật lý giếng khoan khi đó chỉ hạn chế trong việc đo ghi các đường cong cơ bản thông dụng như trường xạ tự nhiên gamma-ray (GR), điện thiên nhiên (SP), điện trở (DLL, LDL), mật độ (RHOB), độ rỗng (CNL, DT)... Trạm máy đo sử dụng thường là trạm CSU hoặc CLS với cáp truyền dẫn tín hiệu trực tiếp lên máy ghi dữ liệu lên phim (analog), vào máy tính (file dạng số định dạng chuẩn LAS, ASCII). Việc xử lý minh giải dữ liệu do các nhà thầu thực hiện bằng các phần mềm thương mại của Schlumberger, Landmark...

Sau khi Vietsovpetro phát hiện và bắt đầu khai thác dầu khí ở trầm tích Miocene, Oligocene và móng granite mỏ Bạch Hổ, tiềm năng dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam đã thu hút đầu tư của các công ty dầu khí nước ngoài. Đồng thời, các công nghệ tìm kiếm, thăm dò dầu khí hiện đại nhất của các nước phát triển cũng được ứng dụng vào Việt Nam.

Các phương pháp/đường cong đo ghi địa vật lý giếng khoan đều được đo ghi trong các giếng khoan thăm dò dầu khí ở độ sâu đến 5.000 - 6.000m trong điều kiện địa chất phức tạp, một số nơi có nhiệt độ và áp suất cao. Do vậy công nghệ thiết kế và chế tạo máy giếng phải đáp ứng thích hợp, làm việc chính xác, ổn định trong các điều kiện đó và thường là ghép nối nhiều modul để đo ghi đồng thời tất cả các tổ hợp đường cong địa vật lý giếng khoan. Một số máy giếng có khả năng tự hiệu chỉnh giá trị đo ghi về giá trị thực trong điều kiện giếng khoan cụ thể (ví dụ giá trị đo mật độ thành hệ ρ và $\Delta\rho$ khi có mặt lớp vỏ sét và barite trong dung dịch khoan). Các tổ hợp đường cong này được chia ra từng nhóm theo mục tiêu nghiên cứu. Ví dụ, nhóm các phương pháp/đường cong nghiên cứu nhằm xác định cột địa tầng giếng khoan thường bao gồm: GR, SP, CALIPER... Nhóm các đường cong nhằm xác định các tham số vỉa (độ rỗng, độ thấm, độ bão hòa chất lưu, chiều dày...) gồm: RHOB, CNL, DT... và nhóm các đường cong điện trở suất và điện từ gồm: LLD, LLS, ILD, ILM, ARI, AIT, EPT, hệ vi điện cực MSFL, MLL, MCFL... Ngoài ra, tùy theo yêu cầu còn có thể đo ghi các phương pháp đặc biệt như: DIPMETER đo góc nghiêng và phương vị vỉa, FMI quét hình thành giếng nghiên cứu cấu trúc kiến trúc, nứt nẻ của thành hệ, cộng hưởng từ hạt nhân NMR nghiên cứu phân bố độ rỗng, độ thấm, chất lưu trong vỉa. Những máy giếng này thường đo ghi ngay sau khi dừng khoan và giếng khoan ở trạng thái chưa chống ống (open hole).

Một số máy giếng còn được thiết kế đặc biệt để đo một số đường cong ngay trong khi đang khoan hoặc đo trong giếng khoan đã được chống ống, đo trong ống mềm (đường cong GR, CALIPER, ILD, ILM...) hay đo trong giếng khoan với dung dịch khoan gốc dầu hoặc giếng khô. Độ phân giải theo chiều dọc giếng khoan (độ dày vỉa) thường từ vài m đến vài cm.

Các trạm đo địa vật lý giếng khoan đa năng có tốc độ đo ghi nhanh MAXIS-500 của Schlumberger, ECLIPS của Baker Atlas, EXEL-2000 và LOGIQ-B của Halliburton, ALS-3 và ALS-NT đo trong quá trình khoan và đo dung dịch khoan. Tín hiệu đo ghi được truyền về máy trạm trên mặt đất bằng cáp truyền chuyên dụng hoặc truyền dẫn qua vệ tinh về trung tâm xử lý minh giải. Dữ liệu sau khi được xử lý sơ bộ sẽ được ghi vào phim/giấy ảnh dưới dạng đường cong (analog) dành cho nhận định nhanh và kiểm tra chất lượng đo ghi tại chỗ và ghi trực tiếp vào máy tính dưới dạng số (digital, định dạng LAS, ASCII).

Việc xử lý minh giải dữ liệu địa vật lý giếng khoan chủ yếu được thực hiện trên các phần mềm thương mại chuyên dụng nhằm xác định cột địa tầng giếng khoan, thành phần thạch học các thành hệ cắt qua và tính chất các tập đá chắn, đá chứa (độ rỗng, độ bão hòa chất lưu, hàm lượng sét, bề dày hiệu dụng...) phục vụ cho việc tính toán trữ lượng dầu khí. Cuối thế kỷ XX, các phần mềm xử lý minh giải dữ liệu địa vật lý giếng khoan đều phải chạy trên máy tính lớn dùng hệ điều hành UNIX có cấu trúc cơ sở dữ liệu phức tạp như Stratlog, Petroview Plus, Elan của Schlumberger, Stratworks và Petroworks của Landmark. Sang đầu thế kỷ XXI, các phần mềm xử lý minh giải đã được viết chuyển sang chạy trên hệ điều hành Windows của các trạm làm việc PC-Workstation nhờ có tiến bộ nhảy vọt của công nghệ máy tính về tốc độ tính toán và khả năng lưu trữ dữ liệu. Đặc biệt, các phần mềm mới được tích hợp trong các phần mềm xây dựng mô hình địa chất tổng hợp như Petrel hay Roxar hoặc Corecad. Ngoài ra, các công ty dầu khí hoạt động tại Việt Nam còn phát triển một số phần mềm dùng trong nội bộ cho một số đối tượng nghiên cứu đặc biệt như phần mềm Basroc cho đá móng phong hóa nứt nẻ của Vietsovpetro, phần mềm Btban cho đối tượng vỉa mỏng có điện trở suất thấp của công ty Unocal.

Hiện có 5 đơn vị trong nước cung cấp dịch vụ đo đạc và xử lý minh giải dữ liệu địa vật lý giếng khoan là: Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Vietsovpetro, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Công ty TNHH MTV Địa vật lý Giếng khoan Dầu khí PVD (PVD Logging).

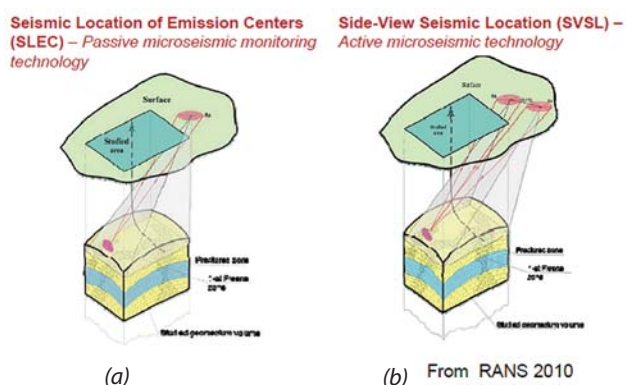
2. Xu hướng phát triển công nghệ địa vật lý trong tìm kiếm thăm dò dầu khí

2.1. Thăm dò địa chấn

Trong tương lai, công nghệ địa chấn sẽ phát triển theo hướng ứng dụng các tiến bộ khoa học, kỹ thuật và công nghệ nhằm nâng cao chất lượng tín hiệu thu địa chấn, nâng cao độ phân giải của các đối tượng nghiên cứu thăm dò có kích thước nhỏ, ở độ sâu lớn, trong môi trường địa chất phức tạp. Khai thác các thuộc tính đặc biệt của sóng địa chấn đàn hồi (như sóng ngang S và PS...) để dự báo các đặc tính vật lý của đối tượng nghiên cứu. Phát triển các công nghệ về phần cứng và phần mềm cho phép nhìn, phân tích trực tiếp hình ảnh đối tượng trong không gian 3 chiều (3D, 3,5D) và 4 chiều (4D).

Về mặt hướng phát triển của thiết bị thăm dò dầu khí, theo phân tích của Deloitte Petroleum Services Group, thiết bị cơ bản cho thăm dò địa chấn gồm: địa chấn 2D (400 - 2.000 kênh, 4.800 - 24.000 máy thu, 3 - 5 nguồn tín hiệu không nổ); địa chấn 3D (3.000 - 5.000 kênh, 6.000 - 84.000 máy thu, 4 - 5 nguồn tín hiệu không nổ). Với xu thế phát triển công nghệ, thiết bị địa chấn hiện nay sẽ trở thành lạc hậu sau 6 - 7 năm. Các công ty có xu hướng sáp nhập trở thành các công ty địa vật lý lớn có đủ tiềm lực thực hiện nghiên cứu, cải cách, cải tiến công nghệ đáp ứng thị trường dầu khí thế giới như: WesternGeco, PGS và CCG-Veritas... Các phương pháp kỹ thuật thăm dò ngày càng đa dạng. Ví dụ phương pháp Flip-Flop, Slip Sweep và hệ thống ghi dữ liệu không dây sẽ trở nên phổ biến.

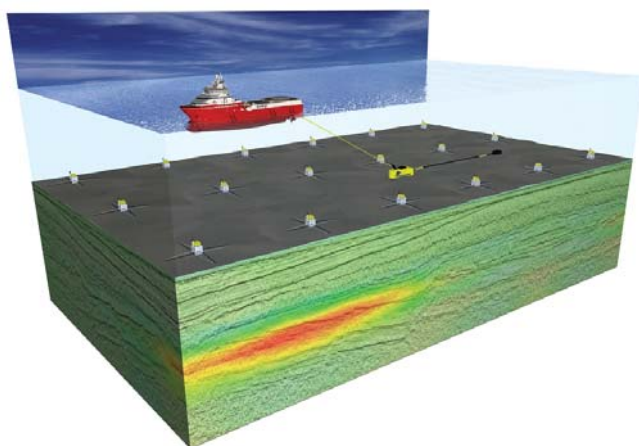
CCG-Veritas có công nghệ địa chấn 3D phủ bởi IBALT sử dụng đồng thời 5 - 6 tàu địa chấn và dùng phương pháp thu nổ phương vị rộng. Công nghệ này là sự kết hợp giữa công nghệ StagSeis và công nghệ BroadSeis. StagSeis thiết kế mạng lưới khảo sát tạo độ phủ phương vị rộng đến 10km, tàu chạy theo vòng tròn tạo điều kiện thu nổ và cung cấp hình ảnh theo nhiều phương vị và



Hình 11. Định vị trung tâm phát sóng (a) và định vị địa chấn sườn (b)

nhiều offset. Số liệu có độ tin cậy/độ chính xác cao, có tần số thấp cho phép nâng cao độ thâm nhập sâu của tín hiệu để làm rõ hình ảnh đối tượng nghiên cứu, tạo sự ổn định trong kỹ thuật nghịch đảo tín hiệu sóng. BroadSeis ứng dụng kỹ thuật băng rộng của PGS với steamer kép (dual steamer) và nguồn kép chuyên biệt (special dual-source) đặt ở 2 độ sâu khác nhau sẽ cho hình ảnh rõ nét và loại trừ được sóng ma của các đối tượng nghiên cứu nhỏ, phân lớp mỏng trong môi trường đất đá trầm tích. BroadSeis là gói dữ liệu địa chấn 3D và 4D đầy đủ thu được từ thiết bị thu - phát lại đặt theo độ sâu biến thiên sử dụng steamer sentinel cứng do Sercel sản xuất cung cấp tần số thấp và ít nhiễu. CCG-Veritas sử dụng bộ thiết bị Nautilus để điều chỉnh việc triển khai tự động nguồn sóng, máy thu sóng và định vị để phủ 3D tốt nhất cho vùng nghiên cứu.

Để nâng cao hiệu quả nghiên cứu địa chất và kết quả khoan giếng, cần xác định chính xác vị trí của các bẫy dầu khí, các loại chất lỏng (dầu, khí, nước) bão hòa trong vỉa chứa và sự có mặt của các vùng nứt nẻ bên trong vỉa. Do đó, công nghệ địa chấn mới tập trung vào việc ứng dụng các loại sóng khác của địa chấn. Đó là:



Hình 12. Mô phỏng công nghệ SeaBed Logging của EMGS



Hình 13. Tàu địa chấn BOA Thalassa khảo sát địa chấn 3D ở Biển Bắc. Ảnh: Offshoreenergytoday

- Định vị địa chấn sườn (side view seismic locator - SVSL): Đây là phương pháp thăm dò địa chấn có hiệu quả trong đo vẽ không gian (3D) và không gian - thời gian (4D) của các phân bố hệ thống nứt nẻ mở trong các thành hệ địa chất. Ngoài ra, định vị địa chấn sườn có thể xử lý lại các dữ liệu địa chấn điểm giữa chung (common mid point - CMP) 2D và 3D để nhận biết các sóng địa chấn phân tán và các hệ thống nứt nẻ mở.

- Định vị trung tâm phát sóng địa chấn (seismic locator of emission centers - SLEC) hay công nghệ theo dõi vị địa chấn thụ động. Công nghệ này dựa trên việc ứng dụng vi sóng địa chấn của nguồn phát địa chấn và nguồn nhiễu nhân tạo do con người hoạt động gây nên để nghiên cứu các hoạt động và trạng thái hiện tại của các mỏ dầu khí. Phương pháp này giúp nhận biết nguồn phát sinh sóng địa chấn (seismic emission - SE) trong trường sóng khảo sát địa chấn, định vị trung tâm phát sóng và ước tính năng lượng của các sóng địa chấn, thu thập thông tin về phân bố không gian thời gian của các hoạt động sóng địa chấn và minh giải các tham số phân bố không gian thời gian của sóng địa chấn.

Công ty Adrok (Scotland) đã thành công bước đầu trong việc phát triển công nghệ tìm kiếm dầu khí từ trên không. Các chuyên gia của Adrok đã chế tạo máy soi sử dụng công nghệ cộng hưởng điện môi nguyên tử (ADR), có thể phát hiện các vỉa dầu trên bờ bằng cách sử dụng sóng vô tuyến và vi sóng, qua đó giảm thiểu việc khoan thăm dò các giếng dầu. Công nghệ này có thể khảo sát khu vực đất đai rộng lớn, ở độ sâu đến 4.000m, giúp quy mô của các dự án tăng lên đáng kể. Máy quét dầu khí vận hành bằng cách phát sóng vô tuyến và vi sóng vào trong lòng đất và đo sự cộng hưởng của các điện tử (electron) trong nguyên tử khoáng sản. Adrok ước tính công nghệ mới có thể giảm 70% chi phí khoan thăm dò.

2.2. Thăm dò điện, từ, trọng lực

Xu hướng phát triển công nghệ của thăm dò điện, từ, trọng lực đi sâu vào hướng ứng dụng các thành tựu mới của khoa học vật lý, toán học và địa chất nhằm nâng cao hiệu quả công tác thăm dò, khai thác dầu khí. Việc giải bài toán ngược của dữ liệu thăm dò điện, từ, trọng lực sẽ có độ chính xác cao hơn khi sử dụng tích hợp được các tiến bộ công nghệ trong ngành máy tính điện tử, mô hình hóa, mô phỏng các trường vật lý với các hiểu biết địa chất để xây dựng các mô hình địa chất trong giải bài toán thuận của môi trường địa chất dưới sâu ngày càng sát hơn với thực tế địa chất. Nói cách khác, việc xây dựng mô hình địa chất càng sát với thực tế thì việc

giải bài toán ngược trong thăm dò điện, từ và trọng lực càng chính xác.

Công nghệ MicroLepton Geovision™ [1] là công nghệ viễn thám dựa trên bức xạ của các microlepton. Với hình ảnh chụp từ trên không bằng thiết bị chuyên dụng đặc biệt, có thể nhận biết bằng mắt các tín hiệu điện từ phản xạ từ microlepton của các tích tụ dầu khí. Việc ghi số liệu bằng cách chụp ảnh vệ tinh và máy bay (trường microlepton), nhận biết các vỉa dầu khí đồng thời nghiên cứu độ dày và cường độ năng lượng, cho phép dự đoán với xác suất 80% sự phân bố không gian hai chiều và ba chiều của các đối tượng địa chất, ở rất sâu dưới lòng đất.

Electromagnetic Geoservice (EMGS) [6] áp dụng công nghệ SeaBed Logging (SBL) để tìm kiếm, thăm dò các lớp dầu khí trước khi khoan bằng việc sử dụng năng lượng trường điện từ có kiểm soát (controlled source electro-magnetic - CSEM). Độ dẫn điện của sét và cát kết tương đối nhỏ khi được bão hòa nước (điện trở từ 0,5 - 5Ωm). Tuy nhiên, khi cát kết được bão hòa dầu hoặc khí, độ dẫn điện giảm đáng kể (điện trở từ 20 đến trên 200Ωm). Dựa trên nguyên lý này, công nghệ SBL sử dụng trường điện từ phát ra từ máy phát (lưỡng cực phát) kéo sau tàu ở độ sâu khoảng 30m trên mặt đáy biển theo các tuyến được thiết kế trước. Các máy thu (lưỡng cực thu) đặt trên mặt biển trong một mạng lưới đều sẽ có khả năng “nhìn” được vỉa chứa dầu khí từ bên trên. Khi gặp một đối tượng điện trở cao, sóng bị lệch đi dọc theo lớp và bị hấp thụ tắt dần ở mức độ yếu hơn nhiều. Nguồn phát tạo ra một tín hiệu và tín hiệu này bị méo bởi các lớp điện trở cao ở dưới sâu tạo thành các ghi nhận dị thường so với xung quanh. Các lớp biểu hiện dị thường điện trở cao này có thể là các vỉa dầu khí. Cường độ của trường điện, đối với một máy thu đặt trên mặt đáy biển, được đo ghi còn phụ thuộc vào khoảng cách giữa máy phát và máy thu (“offset”). Dữ liệu sau đó được xử lý bằng cách sử dụng hình ảnh độ sâu (depth imaging), nghịch đảo (inversion) và các công nghệ tiên tiến khác để tạo thành các tuyến điện trở. Kết quả đo đạc trên đối tượng vỉa được so sánh với phòng chung là những đo đạc đã tham khảo và thực hiện ở ngoài khu vực nghiên cứu.

Với công nghệ SBL, EMGS đã có phát hiện dầu khí thương mại đầu tiên và thực hiện thành công hơn 180 khảo sát cho các công ty dầu khí trên thế giới, với độ dài tuyến gần 15.000km trong điều kiện thời tiết và độ sâu nước khác nhau. Gần đây, EMGS cho biết đã ký dự án EM 3D cho các mỏ dầu khí trên thềm lục địa Norway và triển khai dự án EM 3D cho PEMEX trị giá 150 triệu USD.

SBL đã được chứng minh hiệu quả để phát hiện từ xa và trực tiếp các tích tụ dầu khí ngoài khơi, với độ sâu nước từ 100 - 3.000m. Công nghệ này giúp nâng cao hiệu quả khoan thăm dò, giảm chi phí đầu tư, gia tăng trữ lượng bằng việc ứng dụng giải pháp mới để phát hiện dấu hiệu dầu khí trước khi khoan.

2.3. Địa vật lý giếng khoan

Xu thế phát triển của địa vật lý giếng khoan dựa trên sự phát triển của khoa học kỹ thuật địa vật lý, công nghệ cơ khí, điện tử, phần mềm để giảm thời gian dùng khoan giếng cho đo địa vật lý giếng khoan, tăng đường cong/tham số tối đa trong một lần đo, đa dạng đối tượng dịch vụ (giếng khoan đường kính nhỏ, giếng khoan mở và giếng chống ống) và điều kiện môi trường. Sử dụng mạng neural nhân tạo (Artificial Neural Network - ANN) để nâng cao độ tin tưởng của các phép tính toán dự báo tính chất vật lý của vỉa chứa cũng là xu hướng trong thăm dò khai thác dầu khí. Các công ty đo địa vật lý giếng khoan nổi tiếng như Schlumberger và Baker Atlas... đã đi theo xu thế này.

Schlumberger phát triển các máy đo và phương pháp đo mới thích hợp với giếng khoan đường kính nhỏ (slim hole) để đo được cả trong các giếng khoan thăm dò và khai thác dầu khí. Máy có thể đo được nhiều yếu tố trong các thành hệ địa chất khác nhau với độ chính xác cao. Máy quét hình giếng khoan cho hình ảnh vi điện trở thành hệ của giếng khoan với dung dịch khoan gốc nước và cả giếng với dung dịch khoan gốc dầu như FMI (fullbore formation microImager), OBMI (oil-base microImager) và UBI (ultrasonic borehole imager).

Các máy đo sử dụng nhiều máy phát đơn cực và lưỡng cực để tạo sóng dọc, sóng ngang, sóng Stoneley. Đo đạc có thể thực hiện trong giếng khoan mở, hoặc giếng đã chống ống để cung cấp thông tin cần thiết về môi trường khoan và về vỉa chứa dầu khí, hỗ trợ việc ra quyết định giúp giảm thiểu giá thành khoan giếng, nâng cao hệ số thu hồi dầu và gia tăng sản lượng, kéo dài thời gian khai thác giếng.

Các máy đo thế hệ mới này được cải tiến tổ hợp có thể hoạt động ổn định trong điều kiện áp suất và nhiệt độ cao, độ sâu giếng lớn. Robertson Geologging Limited đã thiết kế thiết bị đo địa vật lý giếng khoan có đường kính 25 inches (63mm) có thể hoạt động ở nhiệt độ 125°C và áp suất 12.500psi.

Schlumberger liên doanh với Liquid Robotics Oil & Gas để sản xuất các thiết bị theo hướng tự động hóa trong

thăm dò dầu khí và giám sát môi trường theo yêu cầu của các công ty dầu khí lớn trên thế giới.

Về minh giải dữ liệu địa vật lý giếng khoan, Schlumberger, Landmark chủ yếu hoàn thiện các workflows và các tiện theo hướng tích hợp các dữ liệu địa chấn, địa vật lý giếng khoan nhằm xây dựng mô hình địa chất sát với thực tế của vỉa chứa và bể dầu khí.

Baker Hughes phát triển loạt phần mềm vỉa chứa đáp ứng mô hình vỉa chứa phức tạp, mô phỏng tính chất địa cơ học vỉa chứa và quá trình phá vỡ vỉa thủy lực để nâng cao độ thấm và dòng chảy của mỏ. Bằng việc sử dụng loạt phần mềm tích hợp mô hình vỉa JewelSuite (Baker Hughes MShale™, JewelEarth™...) có thể xây dựng được các mô hình địa chất phức tạp chỉ trong vài ngày thay vì hàng tuần như trước đây. Phần mềm tích hợp một cách hiệu quả dữ liệu vi địa chấn, dữ liệu vỡ vỉa thủy lực và mô phỏng vỉa trong chỉ một workflow.

Sử dụng dữ liệu địa vật lý giếng khoan để tính vận tốc sóng ngang (shear wave) cũng là một cách tiếp cận mới trong thăm dò địa chấn và tính toán đặc trưng vỉa chứa dầu khí. Phương pháp toán học đa hồi quy kết hợp với mạng neural nhân tạo ANN trên cơ sở dữ liệu địa vật lý giếng khoan để dự báo vận tốc sóng ngang (Vs) và đặc trưng vật lý thạch học của vỉa chứa dầu khí. Ví dụ, một ANN - độ rỗng là một mạng 3 lớp dùng đường cong siêu âm, mật độ và điện trở suất để tính toán độ rỗng. Kết quả này so sánh với độ rỗng tính toán từ tài liệu mật độ và neural đã khẳng định khả năng to lớn của việc dùng ANN trong thăm dò và khai thác dầu khí.

3. Kết luận

Với vai trò chủ đạo trong tìm kiếm thăm dò dầu khí, công nghệ địa vật lý tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam

đã phát triển từ không đến có, từ thô sơ đến hiện đại và theo kịp trình độ tiên tiến nhất của thế giới. Các công nghệ địa vật lý luôn được cải tiến, đổi mới, hiện đại hóa nhằm giảm rủi ro và chi phí đầu tư, nâng cao hiệu quả thăm dò, khai thác dầu khí.

Tài liệu tham khảo

1. I.Chirkin, A.Doronova, E.Rizanov. *Russian innovative seismic technologies*.
2. Landmark. *DecisionSpace® Geophysics software*. www.landmarksoftware.com.
3. Lê Hải An. *Địa vật lý giếng khoan*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Hà Nội. 2014.
4. Viện Dầu khí Việt Nam. *Tổng kết và đánh giá công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam giai đoạn 2000 - 2009, nghiên cứu đề xuất phương hướng tìm kiếm thăm dò đến 2020*.
5. Nguyễn Hồng Minh. *Địa vật lý trong công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2010
6. *Report on the joint study on the applicability of seabed logging, offshore Vietnam*. Vietnam Petroleum Institute and Newfield Exploration Company. 2007.
7. www.emgs.com.
8. www.offshore-engineer.com.
9. Nguyễn Anh Đức. *Đặc điểm đá móng nứt nẻ trước Đệ Tam, mỏ Hải Sư Đen, Bể Cửu Long*. Tạp chí Dầu khí. 2014; 5: trang 15 - 22.
10. Nguyễn Thu Huyền và nnk. *Đặc điểm cấu trúc địa chất bể Phú Khánh theo tài liệu địa chấn cập nhật đến tháng 12/2010*. Tạp chí Dầu khí. 2011: 8.

Technology innovation in petroleum geophysical exploration in Vietnam

Pham Van Tiem¹, Ngo Ba Khiet²

¹Vietnam Petroleum Association

²Vietnam Petroleum Institute

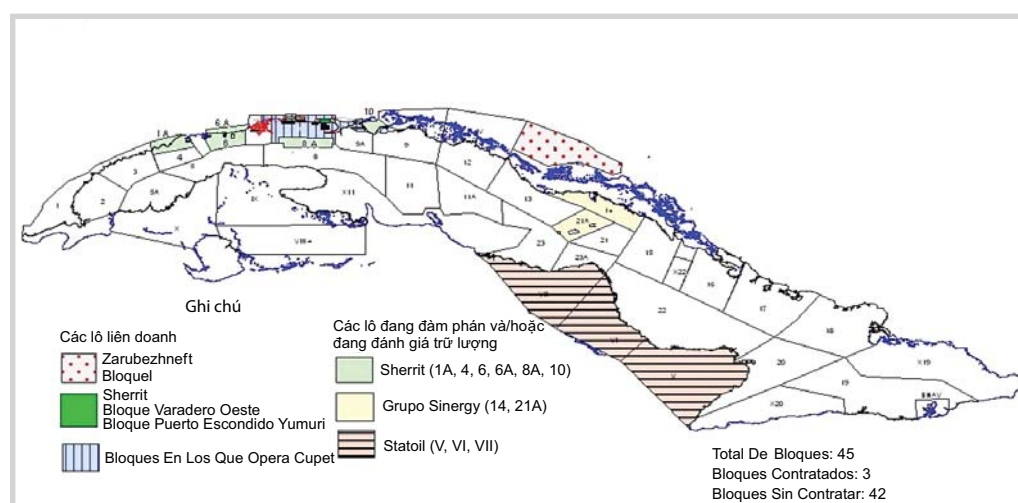
Summary

Geophysical exploration, including seismic exploration, gravity and magnetic exploration and geophysical well logging, plays the leading role in petroleum exploration. This article summarises the major development and achievements in technology innovation and application for oil and gas geophysical exploration in Vietnam and the future tendencies of geophysical exploration technology development.

Key words: Seismic exploration, gravity and magnetic exploration, geophysical well logging.



Mặc dù có tiềm năng dầu khí, song sản lượng dầu khí của Cuba đang ở mức rất thấp, chưa đáp ứng 1/3 nhu cầu dầu mỏ trong nước. Chính phủ Cuba hy vọng Luật Đầu tư nước ngoài sửa đổi sẽ là cú hích cho nền kinh tế, thu hút sự tham gia của các nhà đầu tư nước ngoài và sẽ tạo cơ hội để ngành dầu khí Cuba phát triển mạnh mẽ.



Hình 1. Các lô dầu khí trên đất liền và khu vực nước nông gần bờ của Cuba

Tiềm năng dầu khí của Cuba

Theo Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA), trữ lượng dầu khí xác minh của Cuba đạt 124 triệu thùng dầu quy đổi (2013). Triển vọng về việc tìm thấy dầu tại khu vực nước sâu ngoài khơi của Cuba đã thu hút rất nhiều công ty dầu khí trên thế giới. Sản lượng khai thác của Cuba đã tăng từ mức 13 nghìn thùng ngày (1988) lên mức 51 nghìn thùng dầu/ngày [1] như hiện nay. Trong khi đó, nhu cầu tiêu thụ dầu mỏ trong nước là 171 nghìn thùng/ngày (2012). Phần lớn lượng dầu thiếu hụt đang được Cuba nhập khẩu từ Venezuela.

Hiện nay, sản lượng khai thác của Cuba tập trung ở khu vực phía Bắc tỉnh Matanzas chủ yếu là dầu nặng và chua nên cần qua quá trình xử lý đặc biệt. Khu vực khai thác chủ yếu của Cuba ở đất liền và một số khu vực gần bờ nước nông. Sản lượng khai thác

của Cuba được dự báo sẽ ổn định trong thời gian tới. Việc tăng sản lượng khai thác phụ thuộc vào việc tìm kiếm nguồn trữ lượng mới.

Cơ quan đánh giá địa vật lý dự báo trữ lượng dầu khí chưa được phát hiện tại bốn trũng phía Bắc Cuba (bốn trũng phía Bắc và phía Tây của Quốc đảo nằm trong khu vực vịnh Mexico) ước đạt 4,6 tỷ thùng dầu. Công ty Dầu khí Quốc gia Cuba (Unión Cuba Petróleo - CUPET) đánh giá tổng trữ lượng dầu khí chưa được phát hiện tại các bồn trũng ngoài khơi Cuba đạt khoảng 20 tỷ thùng dầu. Tuy nhiên, việc triển khai hoạt động khoan thăm dò tại khu vực này vẫn còn hạn chế.

Theo Insight Global, trong năm 2011, các công ty đang hoạt động tại Cuba đã có kế hoạch khoan 5 giếng thăm dò tại khu vực nước sâu vịnh Mexico thuộc vùng đặc

quyền kinh tế của Cuba. Đầu năm 2014, Repsol S.A tiến hành khoan giếng thăm dò tại Lô N26 nhưng không có phát hiện dầu khí. Sau đó, Repsol S.A đã chuyển giao giàn khoan cho Công ty Dầu khí Venezuela (PDVSA). Việc tìm kiếm dầu khí tại khu vực nước sâu ngoài khơi Cuba vẫn chưa mang lại kết quả khả quan.

Theo Wall Street Journal, các công ty đã triển khai hoạt động thăm dò tại Cuba gồm Petrobras (Brazil), Repsol S.A (Tây Ban Nha), Petronas (Malaysia) và PDVSA (Venezuela). Gần đây, Zarubezhneft (Liên bang Nga) đã tạm hoãn chiến dịch khoan đến năm 2015 sau khi gặp khó khăn về kỹ thuật trong quá trình khoan. Những thách thức về địa chất và công nghệ đã giới hạn các hoạt động khoan tại khu vực nước sâu.

Hiện Cuba có 4 nhà máy lọc dầu gồm: Niko Lopez (La Habana), Ermonos Dias (Santiago), Serhio Soto (Cabaiguan) và Cienfuegos với tổng sản lượng khoảng 301.400 thùng dầu/ngày [1]. Trong đó, Niko Lopez là nhà máy lọc dầu có công suất lớn nhất (121.800 thùng/ngày). Nhà máy lọc dầu tại Cienfuegos được hồi sinh từ năm 2007 sau khi công ty dầu khí quốc gia Cuba và Venezuela ký thỏa thuận liên doanh. Nhà máy này chỉ chế biến dầu thô nhập khẩu từ Venezuela với công suất 76.000 thùng/ngày.

Công nghiệp khí của Cuba chưa phát triển. Lượng khí đồng hành thấp (khoảng hơn 1 tỷ m³ khí - 2013) tại các mỏ khai thác khu vực phía Bắc tỉnh Matanzas chỉ đủ cung cấp một phần nhỏ nhu cầu khí cho các hộ tiêu thụ tại thành phố La Habana. Hệ thống đường ống dẫn khí khoảng 41km (gồm đường ống nội mỏ về nhà máy xử lý và hệ thống ống cung cấp cho các hộ gia đình tại La Habana). Theo số liệu tháng 1/2013, Cuba có gần 71 tỷ m³ khí chưa được khai thác, nhưng chủ yếu nằm tại khu vực nước sâu và khu vực điều kiện khai thác khó khăn.

Nhằm đa dạng hóa nguồn cung năng lượng, Cuba đang lên kế hoạch xây dựng các cánh đồng năng lượng

mặt trời. Cuba đã đưa cánh đồng pin năng lượng mặt trời vào hoạt động năm 2013 và có kế hoạch đưa thêm 6 cánh đồng nữa. Hiện sản lượng điện từ các tấm pin năng lượng mặt trời của Cuba chỉ đáp ứng nhu cầu hạn chế.

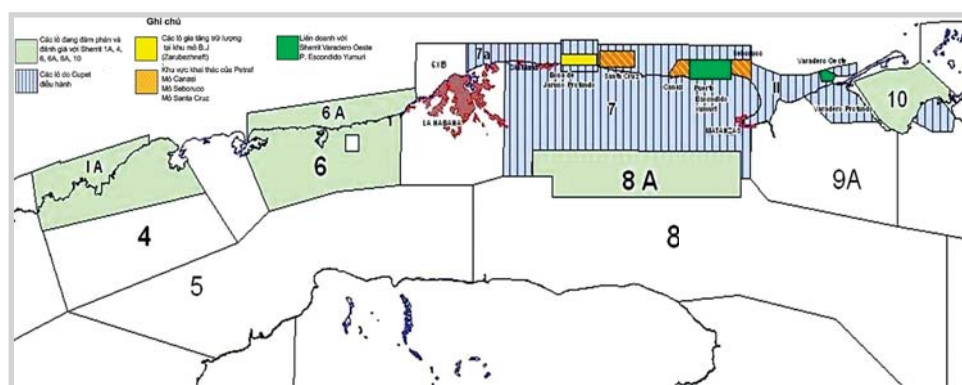
Sửa đổi Luật Đầu tư nước ngoài

Lệnh cấm vận của Mỹ và Đạo luật Helms - Burton đang là rào cản ảnh hưởng trực tiếp đến việc thu hút đầu tư nước ngoài vào Cuba. Do các khó khăn về điều kiện địa chất và ưu đãi cho nhà đầu tư nước ngoài chưa hấp dẫn nên nhiều công ty dầu khí nước ngoài (như Repsol S.A, Petronas, ONGC) đã kết thúc hợp đồng và rời Cuba từ năm 2013. Do điều khoản của lệnh cấm vận Mỹ áp đặt cho Cuba và việc đàm phán không thành công nên một số công ty như Sinergy và Statoil cũng rút khỏi địa bàn Cuba. Hiện CUPET đang hợp tác với Zarubezhneft, Sherritt, Sonagol, PDVSA và Petrovietnam trong lĩnh vực dầu khí. Trong chuyến thăm Cuba ngày 11/7/2014, Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin cam kết sẽ giúp Cuba khai thác dầu khí ngoài khơi. Reuters cho hay, Cupet và Rosneft đã ký thỏa thuận hợp tác khai thác dầu khí ngoài khơi bờ biển phía Bắc [2]. Một số công ty dầu khí khác của Liên bang Nga và Australia cũng gửi thư quan tâm đến việc đầu tư vào Cuba nhưng chưa triển khai hoạt động nào tại địa bàn này.

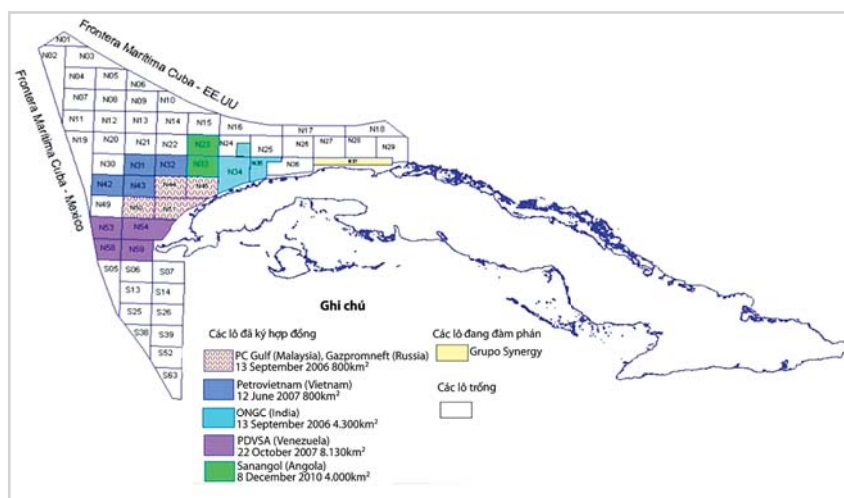
Chính phủ Cuba hy vọng Luật Đầu tư nước ngoài sửa đổi (có hiệu lực từ cuối tháng 6/2014) sẽ là cú hích cho nền kinh tế, cung cấp khung pháp lý chặt chẽ hơn, nhằm thu hút nguồn vốn để phát triển kinh tế, trong đó có ngành dầu khí. Chính phủ Cuba khuyến khích các nhà đầu tư nước ngoài tham gia vào khu cảng dịch vụ Mariel. Đây được xem như dự án thí điểm về thu hút đầu tư nước ngoài và là cơ sở mở ra các hợp tác mới tại các đặc khu kinh tế khác của Cuba.

Luật mới có ưu đãi đáng kể về thuế cho nhà đầu tư: giảm 50% thuế thu nhập (Luật cũ là 30%), miễn thuế 8

năm đầu cho các nhà đầu tư nước ngoài (Luật cũ là 5 năm). Việc tuyển dụng nhân viên cho các công ty nước ngoài sẽ được tiến hành thông qua một cơ quan tuyển dụng của Cuba. Cơ quan Đầu tư nước ngoài Cuba cho biết, đang xây dựng một danh mục đầu tư mới, toàn diện hơn và phù hợp hơn với Luật Đầu tư



Hình 2. Các lô dầu khí đang khai thác gần Thủ đô La Habana



Hình 3. Các lô dầu khí tại khu vực nước sâu vịnh Mexico

nước ngoài mới. Danh mục đầu tư mới sẽ giúp các nhà đầu tư có cái nhìn cụ thể hơn về cơ hội đầu tư trong từng lĩnh vực cũng như mục tiêu của La Habana. Các doanh nghiệp nếu đưa ra kế hoạch phù hợp sẽ có cơ hội đầu tư bình đẳng, không phân biệt quy mô doanh nghiệp. Hiện rào cản lớn nhất đối với việc thu hút đầu tư là chính sách cấm vận kinh tế của Mỹ áp đặt với Cuba nhiều thập kỷ qua. Tuy nhiên, Cơ quan Đầu tư nước ngoài Cuba khẳng định La Habana sẽ làm hết sức để bảo vệ các nhà đầu tư trước biện pháp phong tỏa của Washington.

Danh mục vốn đầu tư của Cuba (2012) tập trung vào du lịch, dầu mỏ, mía đường và năng lượng tái tạo song thiếu các điều khoản thu hút các nhà đầu tư tiềm năng. Các lĩnh vực được ưu tiên hàng đầu gồm nông-lâm nghiệp, điện tử, lương thực, năng lượng và khai thác mỏ, thương mại, y tế, xây dựng, du lịch và vận tải cũng như các ngành công nghiệp hóa, dược và sinh học. Theo các quan chức cấp cao Cuba, nền kinh tế nước này cần đạt mức tăng trưởng từ 5 - 7% trong những năm tới và để đạt được mục tiêu đó thì tỷ lệ đầu tư phải đạt khoảng 20%.

Hợp tác dầu khí giữa Việt Nam - Cuba

Từ năm 2007, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã triển khai 2 dự án tìm kiếm, thăm dò dầu khí tại Cuba gồm: dự án trên đất liền (Lô 16, 17, 18) và dự án ngoài khơi (Lô N31/N32/N42/N43). Cả hai dự án này đã được PVEP triển khai theo đúng cam kết trong Hợp đồng dầu khí, tuân thủ đầy đủ các quy định pháp luật liên quan của nước chủ nhà và Việt Nam. Mặc dù đây là dự án có tiềm năng dầu khí nhưng PVEP phải kết thúc dự án này do rủi ro địa chất rất cao, khả năng thành công thấp, chi phí đầu tư cao (ước tính khoảng 60 triệu USD).

Theo kết quả nghiên cứu, tìm kiếm, thăm dò của PVEP và các nhà thầu dầu khí nước ngoài, tiềm năng dầu khí tại Cuba không cao, chi phí đầu tư lớn nhưng vẫn còn những cơ hội để thăm dò mở rộng hoặc gia tăng trữ lượng tại khu vực có mỏ đang/đã ngừng khai thác. Xuất phát từ chủ trương của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và thiện chí của nước chủ nhà, PVEP tiếp tục duy trì Văn phòng đại diện tại Cuba thêm 6 tháng từ ngày 1/1/2014 để tìm kiếm các cơ hội hợp tác, đầu tư mới. Trong thời gian này, PVEP đã tiếp cận, nghiên cứu, đánh giá tài liệu các Lô 13, 21 &

21A trên đất liền Cuba (Lô 13 và 21A có các mỏ nước chủ nhà đã/đang khai thác). Hai bên đã tiến hành các thủ tục cần thiết và dự kiến sẽ ký hợp đồng nghiên cứu chung Lô 13 và 21A trong Quý IV/2014.

Trong thời gian tới, Petrovietnam cần có các bước đi phù hợp để nâng cao hiệu quả đầu tư tại Cuba. Có thể liên danh/ liên kết với doanh nghiệp các nước không chịu ảnh hưởng của Đạo luật Helms - Burton (như các nước EU, Canada hoặc Mexico...) nhằm thâm nhập sâu hơn vào thị trường Cuba. Đặc biệt, Luật Đầu tư nước ngoài (sửa đổi) sẽ tạo điều kiện thuận lợi hơn cho các nhà đầu tư nước ngoài, nhất là trong lĩnh vực cảng biển, căn cứ dịch vụ. Đây sẽ là điều kiện thuận lợi để các đơn vị dịch vụ của Petrovietnam tham gia vào thị trường tiềm năng này.

Trần Quốc Anh

Tài liệu tham khảo

1. U.S.Energy Information Administration (EIA). *Overview data for Cuba*.www.eia.gov.
2. Alexei Anishchuk, Daniel Trotta. *Putin pledges to help Cuba explore for offshore oil*. www.reuters.com.
3. Central Intelligence Agency (CIA). *The world factbook (Cuba)*. www.cia.gov.
4. Unión Cuba-Petróleo. www.cupet.cu.
5. Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP). *Báo cáo cập nhật tình hình hợp tác với Cuba*. 2014.

TIN TRONG NGÀNH

Việt Nam - Ấn Độ tăng cường hợp tác dầu khí

Trong chuyến thăm cấp Nhà nước đến Việt Nam từ ngày 15 - 17/9/2014, Tổng thống Cộng hòa Ấn Độ Pranab Mukherjee đã hội đàm với Chủ tịch nước Trương Tấn Sang, hội kiến Tổng Bí thư Nguyễn Phú Trọng, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Sinh Hùng. Lãnh đạo hai nước nhất trí tăng cường hợp tác và làm sâu sắc quan hệ hợp tác song phương, với mục tiêu nâng kim ngạch thương mại lên 15 tỷ USD vào năm 2020.

Ngày 15/9/2014, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Tổng thống Ấn Độ Pranab Mukherjee đã chứng kiến Lễ ký ý định thư hợp tác trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) và Tổng công ty Dầu khí Ấn Độ (ONGC Videsh).

Cùng ngày, tại trụ sở Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tiếp ông Narendra Kumar Verma - Tổng giám đốc ONGC Videsh. Hai bên đã đánh giá tình hình triển khai một số hợp đồng dầu khí của ONGC Videsh tại Việt Nam



Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Tổng thống Ấn Độ Pranab Mukherjee chứng kiến Lễ ký ý định thư hợp tác giữa Petrovietnam và ONGC Videsh. Ảnh: PVN

trong thời gian qua, tìm hiểu và đánh giá các cơ hội hợp tác mới trong thời gian tới. ONGC Videsh đã và đang tích cực triển khai một số hợp đồng dầu khí PSC ở các Lô 06-1, 128 và 114 ngoài khơi Việt Nam.

Tiến Đạt

Bộ trưởng Bộ Công Thương kiểm tra dự án Nhiệt điện Thái Bình 2



Bộ trưởng Bộ Công Thương thăm công trường Nhiệt điện Thái Bình 2. Ảnh: PVN

Ngày 5/9/2014, Bộ trưởng Bộ Công Thương Vũ Huy Hoàng dẫn đầu đoàn công tác đã đi kiểm tra tiến độ triển khai dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2. Theo ông Nguyễn Thành Hưởng - Trưởng Ban QLDA Nhiệt điện Thái Bình 2, tính đến cuối tháng 8/2014, tiến độ tổng thể của dự án đạt hơn 40%. Trong đó, công tác thiết kế đạt gần 81%, công tác lựa chọn nhà thầu đạt hơn 95%, chế tạo và vận chuyển thiết bị đạt gần 55% và công tác thi công xây dựng đạt 10%.

Đến nay, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã hoàn thành các công trình phụ trợ phục vụ thi công như: cảng, nạo

vét luồng lạch trước bến, hệ thống cấp điện, nước, giao thông nội bộ, kho bãi tập kết vật liệu... Ban QLDA đã hoàn thành công tác lập, thẩm tra Tổng dự toán, Tổng mức đầu tư hiệu chỉnh dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 và đang trình các cấp có thẩm quyền phê duyệt; xây dựng chương trình đào tạo tổng thể, kế hoạch tuyển dụng nhân lực phục vụ giai đoạn vận hành Nhà máy, cử cán bộ trực tiếp tham gia giám sát thiết kế. Chủ động phối hợp với EVN để thống nhất các số liệu phục vụ thiết kế về hạng mục cửa nhận và xả nước, tuyến ống thải xỉ; chuẩn bị bàn giao hệ thống đường dây 35KV phục vụ cung cấp điện thi công của Trung tâm Điện lực Thái Bình.

Bộ trưởng Bộ Công Thương Vũ Huy Hoàng đánh giá cao nỗ lực của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Ban QLDA và các nhà thầu xây dựng trong việc đẩy nhanh tiến độ dự án. Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 là công trình điện lực cấp bách theo Quyết định số 2414/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ. Bộ trưởng Vũ Huy Hoàng yêu cầu các đơn vị liên quan khẩn trương xử lý các tồn tại của dự án, đẩy nhanh tiến độ giải phóng mặt bằng, phê duyệt các thiết kế kỹ thuật các gói thầu trong nước về hệ thống cảng nhập than, khu vực bãi đổ tro xỉ... phấn đấu hoàn thành dự án vào năm 2016.

Thúy Hằng

Cuu Long JOC đưa mỏ Sư Tử Vàng Tây Nam vào khai thác



Lãnh đạo PVEP và các đối tác chứng kiến mỏ Sư Tử Vàng Tây Nam khai thác dòng dầu đầu tiên. Ảnh: PVEP

Vào 10 giờ 10 phút ngày 19/9/2014, mỏ Sư Tử Vàng Tây Nam (Lô 15-1) do Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC) điều hành đã cho dòng dầu thương mại đầu tiên từ giếng 1P với lưu lượng 3.000 thùng/ngày. Cùng ngày, giếng 2P đã được đưa vào khai thác, nâng tổng lưu lượng mỏ lên khoảng 5.000 thùng/ngày. Với việc đưa mỏ vào khai thác sớm hơn 46 ngày so với kế hoạch, Sư Tử Vàng Tây Nam hiện là mỏ dầu khí có thời gian phát triển ngắn nhất (hơn 10 tháng) của

Ngành Dầu khí Việt Nam. Trước đó, mỏ Sư Tử Vàng Đông Bắc giữ kỷ lục này với thời gian phát triển 12 tháng.

Đây là dự án thiết kế - thi công đồng thời với yêu cầu tiến độ nhanh chưa từng có, từ thiết kế cơ sở, thiết kế chi tiết, mua sắm thiết bị, đến thi công, lắp đặt với nhiều khó khăn, thách thức. Sự phối hợp chặt chẽ giữa Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và các đối tác trong liên doanh, nhà điều hành Cửu Long JOC cùng tổ hợp nhà thầu trong các khâu thiết kế, mua sắm thiết bị, chế tạo, vận chuyển, lắp đặt và khởi động đã giúp rút ngắn đáng kể thời gian triển khai các hoạt động phát triển so với kế hoạch tiến độ.

Theo TS. Đỗ Văn Khánh - Tổng giám đốc PVEP, thành công của dự án này sẽ mở ra triển vọng áp dụng vào thực tiễn phát triển các mỏ nhỏ và cận biên tại bể Cửu Long và ở các khu vực khác của Việt Nam trong tương lai. Đồng thời, khẳng định năng lực, vai trò chủ chốt của các kỹ sư, cán bộ người Việt Nam trong việc nắm bắt, làm chủ các dự án phát triển mỏ từ công tác lập kế hoạch đến triển khai các hạng mục công việc liên quan, góp phần xây dựng hình ảnh, uy tín của PVEP/Petrovietnam trong khu vực cũng như quốc tế.

Mạnh Hòa

Mỏ Sư Tử Nâu Nam cho dòng dầu đầu tiên sớm 47 ngày



Hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí ở mỏ Sư Tử Nâu Nam. Ảnh: PVEP

Vào 10 giờ 45 phút ngày 14/9/2014, mỏ Sư Tử Nâu Nam (Lô 15-1) đã cho dòng dầu đầu tiên từ giếng SNS-2P với lưu lượng 5.300 thùng dầu/ngày, sớm hơn 47 ngày so với kế hoạch đề ra. Ba giếng tiếp theo là SNS-1P, SNS-3P và SNS-4P sẽ được lần lượt đưa vào khai thác, dự kiến sẽ nâng lưu lượng của mỏ lên 28.000 thùng/ngày. Đây là dự án do Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (PVEP

- 50%) làm chủ đầu tư, Công ty TNHH MTV Dịch vụ Cơ khí Hàng hải PTSC (PTSC M&C) làm tổng thầu EPCI (thiết kế, mua sắm, thi công, vận chuyển, lắp đặt, đấu nối và chạy thử ngoài khơi). Hiện Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long đang khẩn trương hoàn tất các hạng mục, đưa thêm mỏ Sư Tử Nâu Bắc vào khai thác, nâng lưu lượng khai thác của toàn mỏ lên khoảng 34.000 thùng/ngày.

Đình Nhân

CHẾ TẠO KẾT CẤU THÉP NHÀ TURBINE VÀ NHÀ ĐIỀU KHIỂN TRUNG TÂM DỰ ÁN NHIỆT ĐIỆN THÁI BÌNH 2

Ngày 19/9/2014, tại Tp. Hải Phòng, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã khởi công hạng mục gia công chế tạo kết cấu thép Nhà turbine và Nhà điều khiển trung tâm thuộc dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2.

Dự án do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm chủ đầu tư, Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC) là Tổng thầu, PVC-MS là nhà thầu đảm nhiệm công tác mua sắm, gia công chế tạo và lắp dựng kết cấu thép nhà turbine và nhà điều khiển trung tâm.

Khối lượng thiết bị gia công chế tạo và lắp dựng khoảng 9.200 tấn. Theo kế hoạch, PVC-MS sẽ hoàn thành công tác gia công chế tạo vào ngày 25/11/2014. Sau đó, Công ty sẽ tiến hành lắp dựng kết cấu thép và dự kiến sẽ bàn giao cho Tổng thầu vào tháng 12/2016.

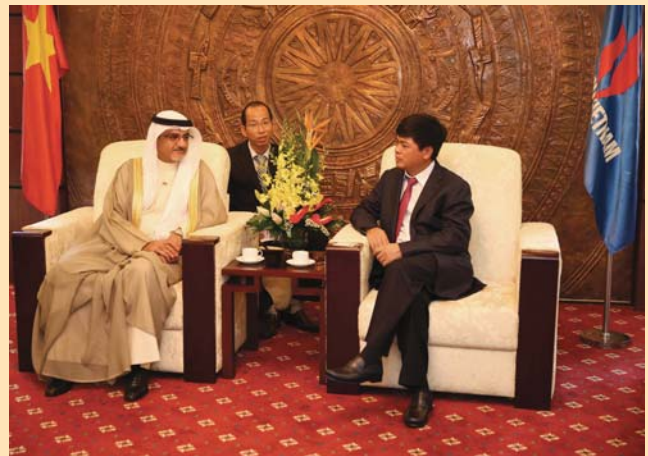
Hồng Minh

Đẩy mạnh hợp tác trong lĩnh vực dầu khí giữa Việt Nam và Kuwait

Ngày 8/9/2014, tại trụ sở Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Chủ tịch HĐTV Nguyễn Xuân Sơn đã tiếp Hội Nghị sĩ Hữu nghị Kuwait - Việt Nam do ông Khalil Abdulla Ali - Chủ nhiệm Ủy ban Văn hóa Giáo dục và Hướng nghiệp, Chủ tịch Hội Nghị sĩ Hữu nghị Kuwait - Việt Nam làm Trưởng đoàn.

Tại buổi tiếp, ông Khalil Abdulla Ali đánh giá cao sự hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Kuwait Petroleum Corporation (KPC) trong triển khai dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn (Thanh Hóa). Hai bên trao đổi các giải pháp nhằm tháo gỡ khó khăn, đẩy nhanh tiến độ triển khai dự án, đưa Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn trở thành biểu tượng của tình hữu nghị và hợp tác hiệu quả về kinh tế giữa hai nước.

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định Petrovietnam sẽ tăng cường hợp tác trong lĩnh vực dầu khí với Kuwait ở Việt Nam, Kuwait và các nước thứ ba. Chủ tịch Nguyễn Xuân Sơn đề nghị Kuwait hỗ trợ



Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp Chủ tịch Hội Nghị sĩ Hữu nghị Kuwait - Việt Nam. Ảnh: PVN

công tác đào tạo cán bộ kỹ thuật và tiếp tục tạo điều kiện thuận lợi cho các đơn vị của Petrovietnam vận chuyển, kinh doanh dầu thô, cung cấp các dịch vụ dầu khí tại Kuwait trong thời gian tới.

Vũ Tiến

Dự án khai thác toàn mở Cendor giai đoạn 2 cho dòng dầu đầu tiên



Giàn khai thác mỏ Cendor. Ảnh: PVEP

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) cho biết vào 10 giờ sáng ngày 28/8/2014, Dự án khai thác toàn mở Cendor - giai đoạn 2 (Lô PM304 - Malaysia) đã cho dòng dầu đầu tiên với lưu lượng xấp xỉ 2.000 thùng dầu/ngày. Sau khi đưa các giếng tiếp theo trên giàn đầu giếng B và C vào khai thác, tổng lưu lượng khai thác trung bình toàn mỏ Cendor trong 3 tháng cuối năm 2014 dự kiến sẽ đạt khoảng 13.000

thùng dầu/ngày và tiếp tục tăng lên mức 19.000 thùng/ngày vào năm 2015.

Dự án khai thác toàn mở Cendor giai đoạn 2 gồm 2 giàn đầu giếng và 29 giếng phát triển mở với tổng giá trị đầu tư khoảng hơn 900 triệu USD. Sau 36 tháng triển khai khẩn trương, PVEP đã phối hợp chặt chẽ với Petrofac (nhà điều hành dự án) đẩy nhanh tiến độ của dự án và tối ưu kế hoạch khoan, vận chuyển, lắp đặt; đảm bảo chất lượng dự án, kiểm soát chặt chẽ chi phí trong điều kiện có nhiều khó khăn về nhân lực và sự quá tải trong cung ứng dịch vụ của các nhà thầu nước sở tại (Malaysia). Đây là mỏ thứ 5 trong 9 mỏ dự kiến cho dòng dầu đầu tiên trong năm 2014, hứa hẹn một năm Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí sẽ có những bước tăng trưởng đột phá về sản lượng khai thác.

Vũ Đình

GIẢI PHÁP GIA TĂNG SẢN LƯỢNG KHAI THÁC VÀ CHƯƠNG TRÌNH THĂM DÒ MỞ RỘNG LÔ 46/13

Ngày 5/9/2014, tại Vĩnh Phúc, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã tổ chức Hội thảo "Giải pháp gia tăng sản lượng khai thác và chương trình thăm dò mở rộng Lô 46/13".

Sau khi tiếp nhận vận hành mỏ Sông Đốc, PVEP đã khai thác tuyệt đối an toàn, giảm chi phí vận hành, xuất bán được 3 lô dầu với khối lượng trên 751 nghìn thùng, thu về 86,5 triệu USD. Theo dự báo, sản lượng khai thác mỏ Sông Đốc sẽ sụt giảm từ tháng 5/2015 và nếu tiếp tục khai thác sẽ không đạt hiệu quả kinh tế. Hiện trữ lượng khí thu hồi của mỏ ước đạt 250 tỷ ft³ khí và có thể lên tới 600 tỷ ft³ khí nếu tính cả các lô lân cận. Phương án phát triển khả thi nhất là đưa khí về PM3-CAA xử lý và chuyển về Việt Nam.

Hội thảo cho rằng việc duy trì và nâng cao sản lượng khai thác tại Lô 46/13 đang gặp nhiều thách thức; cần đẩy mạnh nghiên cứu, tập trung làm sáng tỏ hệ thống và tiềm năng dầu khí để sớm đề xuất vị trí giếng khoan thăm dò, đảm bảo hiệu quả kinh tế.

Nguyễn Mạnh

Chế tạo khối thượng tầng giàn khai thác H5 mỏ Tê Giác Trắng

Công ty TNHH MTV Dịch vụ Cơ khí Hàng hải (PTSC M&C) đã khởi công chế tạo khối thượng tầng giàn khai thác H5 mỏ Tê Giác Trắng và hệ thống đường ống kết nối nội mỏ. Trước đó, PTSC M&C đã hoàn thành thi công, lắp đặt chân đế và sàn khoan giàn H5 mỏ Tê Giác Trắng vào ngày 1/9/2014.

Đây là dự án do Công ty Liên doanh Điều hành Hoàng Long (Hoang Long JOC) làm chủ đầu tư, PTSC M&C làm tổng thầu EPCI. Phạm vi công việc của dự án gồm thiết kế chi tiết, mua sắm, thi công, lắp đặt và chạy thử ngoài khơi khối thượng tầng và hệ thống đường ống nội mỏ. Trong đó, khối thượng tầng nặng khoảng 1.850 tấn, dự kiến sẽ hoàn thành chế tạo trên bờ vào ngày 15/7/2015, hoàn thành lắp đặt và chạy thử ngoài khơi vào ngày 20/8/2015. Hệ thống đường ống nội mỏ dài 24km nối giàn H5 với các giàn H1 và H4 của Hoang Long JOC, dự kiến sẽ hoàn thành lắp đặt và chạy thử ngoài khơi vào ngày 20/7/2015. Theo kế hoạch, PTSC M&C sẽ hoàn thành toàn bộ công việc của dự án và bàn giao cho chủ đầu tư trong Quý III/2015.



Nghi thức khởi công chế tạo khối thượng tầng giàn khai thác H5 và hệ thống đường ống nội mỏ Tê Giác Trắng. Ảnh: PVEP

Ông Anthony Roche - Phó Tổng giám đốc Hoang Long JOC cho biết, Dự án H5 có vai trò rất quan trọng trong việc gia tăng sản lượng khai thác cho Hoang Long JOC cũng như PVEP/Petrovietnam. Dự án có yêu cầu tiến độ gấp rút nên PTSC M&C cần tập trung mọi nguồn lực để thực hiện dự án tuyệt đối an toàn, chất lượng và đảm bảo đúng tiến độ đề ra.

Ngọc Phương

Phát hiện dòng dầu ở cấu tạo Cá Tầm



Thử vỉa ở cấu tạo Cá Tầm. Ảnh: VSP

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã phát hiện dòng dầu công nghiệp trong trầm tích Oligocene tại giếng khoan thăm dò Cá Tầm (Lô 09-3/12) với lưu lượng khí thử vỉa ổn định trên 2.000 thùng dầu/ngày.

Đây là kết quả quan trọng bước đầu trong giai đoạn tìm kiếm, thăm dò của Hợp đồng Dầu khí Lô 09-3/12 được ký giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam với tổ hợp nhà thầu Vietsovpetro (55%), PVEP (30%) và Bitexco (15%). Dự án do nhà điều hành Vietsovpetro

thực hiện đã đạt tiến độ kỷ lục trong thời gian chưa đầy 2 năm kể từ ngày Hợp đồng được ký kết.

Lô 09-3/12 ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam có độ sâu nước biển dưới 60m, liền kề các mỏ dầu khí Vietsovpetro đang khai thác. Với cơ sở hạ tầng kỹ thuật sẵn có, Vietsovpetro có lợi thế để kết nối mỏ và đưa vào khai thác. Trong thời gian tới, Vietsovpetro sẽ tiến hành khoan thăm lượng nhằm sớm đưa khu vực này vào khai thác.

Nguyễn Kim

XỬ LÝ THÔNG TIN PHỐI HỢP ỨNG CỨU SỰ CỐ KHẨN CẤP ĐƯỜNG ỐNG KHÍ TRÊN BIỂN

Ngày 12/9/2014, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) và Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn đã tổ chức Hội thảo chia sẻ kinh nghiệm về cơ chế xử lý thông tin phối hợp ứng cứu sự cố khẩn cấp đường ống khí ngoài biển tại Tp. Vũng Tàu.

Hội thảo đã thu thập các ý kiến về cơ chế xử lý thông tin để phối hợp ứng cứu sự cố ngoài khơi, đánh giá nhận xét về cuộc diễn tập xử lý thông tin ứng cứu sự cố rò rỉ khí giả lập trên đường ống khí ngoài khơi tại khu vực KP75 ngày 9/9/2014. Các đại biểu tham dự cũng trao đổi bài học kinh nghiệm thực tế về ứng cứu sự cố rò rỉ khí từng xảy ra ngày 23/8/2013 tại KP75, trên phần đường ống của mỏ Chim Sáo (POVO).

Hội thảo và cuộc diễn tập quy mô lớn lần này ghi nhận nỗ lực của PV GAS và NCSP, đạt được hiệu quả phối hợp giữa tất cả các đơn vị, địa phương liên quan, là một hình mẫu huấn luyện có tính thực tế cao nhằm tăng cường bảo đảm an ninh, an toàn cho các công trình khí và mạng lưới năng lượng quốc gia.

Nguyễn Cẩm

Ký hợp đồng đầu nối và dịch vụ cho điểm giao nhận khí 2



Lễ ký hợp đồng giữa PV GAS và các chủ đường ống Nam Côn Sơn.
Ảnh: PV GAS

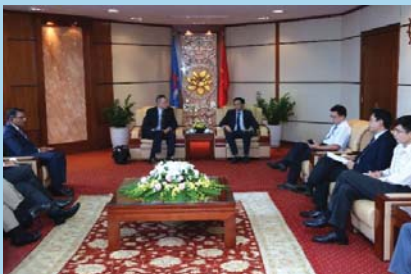
Ngày 29/8/2014, tại Tp. Nha Trang, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) và các chủ đường ống Nam Côn Sơn (Rosneft, Perenco và PV GAS) đã ký Hợp đồng đầu nối và dịch vụ cho điểm giao nhận khí 2 (TSA). Đây là cơ sở pháp lý cho phép PV GAS và các chủ đường ống thực hiện các hoạt động đầu nối, lắp đặt cụm thiết bị mới trong phạm vi Nhà máy xử lý khí Nam Côn

Sơn. Mục tiêu của dự án là dòng khí đầu tiên từ hệ thống Nam Côn Sơn sẽ được đưa sang Nhà máy xử lý khí Dinh Cố vào Quý I/2015. Ước tính, lưu lượng khí vận chuyển qua hệ thống Điểm giao nhận thứ 2 sau khi bước vào giai đoạn vận hành chính thức có thể đạt 3 triệu m³ khí/ngày đêm.

Dự án "Điểm giao nhận khí thứ 2" (hay còn gọi là dự án cấp bù khí từ Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn sang Nhà máy xử lý khí Dinh Cố) là dự án kết nối 2 hệ thống khí quan trọng nhất ở khu vực Đông Nam Bộ tại xã An Ngãi, huyện Long Điền, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu. Dự án góp phần tối ưu hóa công suất xử lý khí của 2 nhà máy, điều hòa nguồn cấp khí, tận dụng tối ưu công suất và hiệu quả của hai dây chuyền khí Nam Côn Sơn và Cừu Long, đảm bảo nguồn cung khí và các sản phẩm khí ổn định cho các hộ tiêu thụ, đặc biệt cung cấp ethane ổn định cho Tổ hợp Hóa dầu Long Sơn. Đồng thời, dự án còn giúp tăng tính linh hoạt trong quá trình vận hành, trong trường hợp Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn dừng bảo dưỡng sửa chữa định kỳ hoặc có sự cố.

Nguyễn Cẩm

PVN tăng cường hợp tác với Honeywell



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp ông Darius Adamczyk - Tổng giám đốc Honeywell PMT. Ảnh: PVN

Vừa qua, tại Hà Nội, TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tiếp ông Darius Adamczyk - Tổng giám đốc Honeywell PMT và đoàn công tác của Honeywell (Hoa Kỳ) để trao đổi các giải pháp tăng cường hợp tác trong khâu thượng nguồn, trung nguồn, hạ nguồn và các dự án khí.

Lãnh đạo Honeywell mong muốn tăng cường hợp tác với Petrovietnam trong lĩnh vực tự động

hóa, tối ưu và nâng cao hiệu quả khai thác, chế biến dầu khí cũng như hiệu suất vận hành bằng các giải pháp điều khiển/quản lý cao cấp... Đồng thời, Honeywell mong muốn mở rộng cơ hội đầu tư vào Việt Nam trong lĩnh vực sản xuất, chuyển giao công nghệ và dịch vụ kỹ thuật, nhằm thiết lập đầu mối kỹ thuật, công nghệ hoặc sản xuất phục vụ cho Honeywell trong khu vực và toàn cầu.

Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng cho biết, trong thời gian tới Petrovietnam tăng cường hợp tác với Honeywell trong lĩnh vực đào tạo kỹ sư tự động hóa, nâng cao và tối ưu hóa hiệu quả đầu tư các dự án (nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất); tư vấn giải pháp và công nghệ để nâng cao hiệu quả các dự án khí (Nam Côn Sơn 2, Cà Mau GPP)...

Nguyễn Quang

PV DRILLING II TIẾP TỤC THỰC HIỆN CHIẾN DỊCH KHOAN PHÁT TRIỂN MỎ THĂNG LONG - ĐỒNG ĐỒ



Lễ ký thỏa thuận gia hạn hợp đồng giữa PV Drilling và Lam Son JOC. Ảnh: CTV

Ngày 29/8/2014, tại Tp. Đà Lạt, Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã ký Thỏa thuận gia hạn "Hợp đồng cung cấp giàn khoan tự nâng PV Drilling II" cho Công ty Liên doanh Điều hành Lam Sơn (Lam Son JOC). Theo đó từ tháng 10/2014, giàn khoan PV Drilling II sẽ tiếp tục phục vụ chiến dịch khoan phát triển mỏ Thăng Long - Đồng Đô giai đoạn 2 của Lam Son JOC.

Ngọc Phương

PVTEX đã xuất bán trên 21.000 tấn sản phẩm xơ, sợi Đình Vũ

Ngày 19/9/2014, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Công ty CP Hóa dầu và Xơ sợi Dầu khí (PVTEX) tổ chức Hội nghị khách hàng và giới thiệu sản phẩm xơ sợi Đình Vũ. Tại Hội nghị, 4 doanh nghiệp lớn đã ký hợp đồng tiêu thụ sản phẩm với PVTEX, nâng tổng số đơn vị sử dụng xơ sợi Đình Vũ lên 20 doanh nghiệp.

Theo Tổng giám đốc PVTEX Phạm Anh Tuấn, từ khi vận hành thương mại (29/5/2014) đến nay, Nhà máy đã sản xuất được khoảng 25.000 tấn sản phẩm các loại với chất lượng liên tục được nâng cao và đã đạt yêu cầu của thị trường. PVTEX đã ký hợp đồng xuất bán 21.000 tấn sản phẩm các loại, trong đó một lượng khá lớn được xuất khẩu sang châu Âu, Thổ Nhĩ Kỳ, Bangladesh...

Tại Hội nghị, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết, Petrovietnam đã chủ động tìm kiếm sự hỗ trợ từ Vinatex, các đối tác và chuyên gia hàng đầu thế giới, thay đổi bộ máy quản trị, để giải quyết các vấn đề kỹ thuật và đưa Nhà máy hoạt động ổn định. Tập đoàn sẽ tiếp tục tạo điều kiện thuận lợi, hỗ trợ tối đa cho PVTEX sản xuất kinh doanh ổn định, hướng tới đưa sản phẩm xơ sợi Đình Vũ thành sản phẩm đứng đầu về chất lượng.



TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu tại Hội nghị khách hàng và giới thiệu sản phẩm xơ sợi Đình Vũ.
Ảnh: PVN

Trong thời gian tới, Nhà máy sản xuất xơ sợi Đình Vũ sẽ nâng công suất lên trên 80% với sản lượng là 146.000 tấn xơ và 36.000 tấn sợi/năm. Khi đó, sản phẩm của PVTEX sẽ đáp ứng khoảng 40% cho nhu cầu của ngành dệt may trong nước, thay thế nguyên/phụ liệu nhập khẩu, tiết kiệm ngoại tệ, góp phần nâng cao tỷ lệ nội địa hóa sản phẩm dệt may.

Nguyễn Hồng

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã tiếp nhận 400 chuyến dầu thô

Ngày 9/9/2014, tại Tp. Đà Nẵng, Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) và Tổng công ty CP Vận tải Dầu khí Việt Nam (PV Trans) đã tổng kết 5 năm công tác vận tải dầu thô và chào mừng sự kiện vận chuyển an toàn, thành công 400 chuyến dầu thô cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Sau nhiều năm triển khai xây dựng nhà máy lọc dầu tại Dung Quất, ngày 29/12/2008, BSR đã chính thức tiếp nhận lô dầu đầu tiên bằng tàu Törn Gudrun. Đến nay, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã tiếp nhận 400 chuyến dầu thô (PV Trans thực hiện 366 chuyến) với tổng khối lượng khoảng 31,2 triệu tấn; chế biến và tiêu thụ khoảng 27,98 triệu tấn sản phẩm, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Sau khi nâng cấp phao rót

dầu không bền (SPM), BSR đã tiếp nhận tàu dầu thô cỡ lớn đầu tiên, có tải trọng 150.000 tấn, nhập 1 triệu thùng dầu Azeri từ Azerbaijan. Với việc đầu tư chi phí cải hoán khoảng 300.000USD, BSR đã nâng công suất tiếp nhận tàu dầu thô của SPM lên gấp 1,5 lần, từ kích cỡ tàu Aframax (80.000 - 110.000DWT) lên kích cỡ tàu Suezmax (150.000DWT).

Phát biểu tại buổi lễ, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao công tác vận tải dầu thô cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Tổng giám đốc Petrovietnam đề nghị, BSR phối hợp với các đơn vị nghiên cứu các giải pháp để giảm hao hụt dầu thô vận chuyển, đảm bảo nguồn cung cấp dầu thô ổn định, lâu dài cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Ngọc Phương

PVFCCo SẼ TRAO 485 SUẤT HỌC BỔNG ĐẠM PHÚ MỸ

Ngày 12/9/2014, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí (PVFCCo) đã khởi động Chương trình học bổng Đạm Phú Mỹ năm học 2014 - 2015 với tổng giá trị lên tới gần 2,6 tỷ đồng. Dự kiến, PVFCCo sẽ trao 485 suất học bổng Đạm Phú Mỹ, gồm 11 suất học bổng Vinh danh (trị giá 20 triệu đồng/suất), 474 suất học bổng Khuyến khích (có giá trị 5 triệu/suất). Đặc biệt, với tinh thần "cả nước cùng hướng về biển đảo", điểm mới của chương trình học bổng năm nay là PVFCCo ưu tiên hỗ trợ các học sinh/sinh viên vượt khó học giỏi là con cán bộ chiến sĩ hải quân, cảnh sát biển, kiểm ngư đang trực tiếp đóng quân trên các đảo, nhà giàn và làm nhiệm vụ trực tiếp trên biển.

Đình Khôi

TIN THẾ GIỚI

IEA hạ dự báo tăng trưởng nhu cầu dầu mỏ toàn cầu

Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) ngày 11/9/2014 đã hạ dự báo nhu cầu dầu mỏ của toàn cầu do đà tăng trưởng kinh tế ở châu Âu suy giảm, nhu cầu dầu mỏ của Nhật Bản và Brazil thấp hơn ước tính. Theo đó, nhu cầu dầu mỏ toàn cầu năm 2014 sẽ chỉ tăng 1%, tương đương 900.000 thùng/ngày (thay vì tăng 1,1% như dự báo trước đó) và năm 2015 sẽ tăng 1,2 triệu thùng/ngày (thay vì 1,3 triệu thùng/ngày).

IEA ước tính nguồn cung dầu từ các nước nằm ngoài Tổ chức Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) sẽ tăng 1,6 triệu thùng/ngày (2014) và 1,3 triệu thùng (2015), do sự bùng nổ hoạt động khai thác dầu khí đá phiến ở Bắc Mỹ. Điều này có nghĩa thế giới sẽ cần ít dầu mỏ từ các nước OPEC hơn. Việc sản lượng dầu mỏ của Libya có thể tăng lên 1 triệu thùng/ngày vào tháng 10/2014 khẳng định của Thủ tướng Abdullah al-Thinni có thể càng làm gia tăng quan ngại về tình trạng dư cung.

Tuy nhiên, Iraq - nước sản xuất và xuất khẩu dầu mỏ lớn thứ hai trong OPEC vẫn có thể tác động đến nguồn



Nhu cầu dầu mỏ toàn cầu năm 2014 sẽ chỉ tăng 1%. Ảnh: Reuters

cung. Hoạt động sản xuất dầu mỏ tại nước này đến nay không bị ảnh hưởng nhiều bởi tình trạng bất ổn ở phía Bắc đất nước.

IEA cho rằng nhu cầu tăng chậm hơn trong khi nguồn cung dồi dào là nguyên nhân khiến giá dầu gần đây xuống dưới 100USD/thùng.

Minh Hiền (theo IEA)

Petronas đầu tư khai thác dầu khí đá phiến tại Argentina



Hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí đá phiến tại thành tạo Vaca Muerta. Ảnh: Frackingargentina.org

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Malaysia (Petronas) và Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Argentina (YPF) mới đây đã ký thỏa thuận hợp tác trị giá 550 triệu USD nhằm phát triển dầu khí đá phiến tại quốc gia Nam Mỹ. Hai bên sẽ khoan hơn 30 giếng tại khu vực La Amarga Chica rộng khoảng 187 km² ở tỉnh Neuquén, trong đó Petronas sẽ góp 475 triệu USD.

Trong 5 năm tới, hai bên dự kiến sẽ đầu tư trên 1 tỷ USD cho dự án đầu tư chung này. Năm 2013, YPF đã đạt được thỏa thuận với Chevron (Mỹ) đầu tư hơn 1 tỷ USD để phát triển Vaca Muerta, một trong những mỏ dầu khí đá phiến có trữ lượng lớn nhất thế giới. Đây là thỏa thuận đầu tiên trong kế hoạch thu hút đầu tư 7 tỷ USD/năm của YPF. Sau đó, YPF đã ký với Dow Chemical thỏa thuận đầu tư 120 triệu USD sản xuất khí đá phiến. Theo công bố của YPF trên Reuters, thành tạo Vaca Muerta diện tích khoảng 30.000km² (YPF kiểm soát 12.000km²) với trữ lượng ước tính 661 tỷ thùng dầu và 1,181 nghìn tỷ ft³ khí. Nguồn tài nguyên này có thể đưa Argentina lên vị trí thứ 4 thế giới về trữ lượng dầu phiến sét và thứ 2 thế giới về trữ lượng khí phiến sét. Theo YPF, chỉ cần khai thác 15% trữ lượng thành tạo Vaca Muerta, Argentina đã giải quyết được tình trạng thiếu năng lượng. Để phát triển mỏ Vaca Muerta, các chuyên gia tư nhân ước tính cần tổng vốn đầu tư lên tới 250 tỷ USD.

Kể từ khi Chính phủ Argentina quốc hữu hóa phần lớn cổ phần của Repsol (Tây Ban Nha) và giành quyền kiểm soát YPF, doanh nghiệp này đã khoan gần 250 giếng dầu. Hơn 20 giếng dầu đang hoạt động, với sản lượng trên 25.000 thùng dầu quy đổi/ngày.

Quang Sơn (theo TTXVN)

Brazil đang mất dần vị trí trên bản đồ dầu khí thế giới

Hiệp hội Dầu mỏ Brazil (IBP) cho biết các nhà đầu tư đã không còn "mặn mà" với ngành công nghiệp dầu khí của nước này khi các chính sách làm gia tăng chi phí hoạt động, giảm hiệu quả và tăng rủi ro trong đầu tư. Các chuyên gia cho rằng nếu không thay đổi chính sách, Brazil sẽ "thua" Mexico, Iran, Iraq và Algeria - nơi đang triển khai các chính sách mở cửa hơn đối với hoạt động đầu tư tư nhân. Chương trình nghị sự năm 2014 - 2015 của IBP kêu gọi Chính phủ xem xét lại chính sách tăng cường sự kiểm soát của nhà nước đối với ngành dầu khí.

Kể từ khi các chính sách trên được thông qua năm 2008, sản lượng dầu mỏ và khí đốt của Brazil đã liên tục suy giảm, cho dù được đầu tư hơn 200 tỷ USD. IBP nhận định Brazil đang mất dần vị thế trên bản đồ dầu khí thế giới. Hiện các nhà đầu tư có nhiều lựa chọn khác thay thế cho việc đầu tư khai thác tại Brazil, như việc tăng sản lượng khai thác dầu đá phiến tại Mỹ và triển vọng khai thác dầu khí Bắc Cực thuộc vùng lãnh thổ của Nga và Na Uy.

Chủ tịch IBP Joao de Luca đề nghị Chính phủ Brazil cho phép Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Brazil (Petroleo



Sản lượng dầu mỏ và khí đốt của Brazil đã liên tục suy giảm.
Ảnh: Portalvox.com

Brasileiro SA.) được bán xăng và dầu diesel với giá thị trường thế giới, để hạn chế lỗ khi phải nhập khẩu tới 80 tỷ real (34 tỷ USD) các nhiên liệu này trong những năm gần đây.

Đức Cường (theo TTXVN)

Israel ký thỏa thuận khí đốt 15 tỷ USD với Jordan



Israel sẽ cung cấp 45 tỷ m³ khí đốt cho NEPCO trong 15 năm. Ảnh: Lihee Avidan

Israel vừa ký kết biên bản ghi nhớ về việc cung cấp khí đốt tự nhiên trị giá 15 tỷ USD với Jordan. Theo thỏa thuận trên, Israel sẽ cung cấp 45 tỷ m³ khí đốt cho Tập đoàn Điện lực Quốc gia (NEPCO) của Jordan từ mỏ khí Leviathan trong vòng 15 năm tới. Dự kiến, hai bên sẽ hoàn tất đàm phán giá khí và các điều khoản khác vào cuối năm nay. Sau đó, Jordan sẽ bắt đầu nhập khí đốt theo hợp đồng với

Israel từ năm 2017. Theo trang tin Globes, đây là thỏa thuận hợp tác lớn nhất giữa hai nước từ trước đến nay, đưa Israel trở thành nhà cung cấp khí đốt lớn nhất của Jordan. Trước đó, Israel đã ký thỏa thuận cung cấp khí đốt trị giá 500 triệu USD cho Jordan từ mỏ khí đốt tự nhiên Tamar ở Địa Trung Hải.

Mỏ khí Leviathan được phát hiện ngoài khơi biển Địa Trung Hải năm 2010, với trữ lượng ước khoảng 22.000 tỷ ft³, đủ để đáp ứng nhu cầu khí đốt của châu Âu trong một năm. Năm 2013, Chính phủ Israel đã quyết định cho phép dành 40% trữ lượng khí đốt tự nhiên để xuất khẩu. Nước này đang sử dụng khí đốt như một phương tiện để cải thiện mối quan hệ với các nước láng giềng, trong đó có Jordan.

Jordan đã chuyển hướng sang nhập khẩu khí đốt từ Israel sau khi nguồn cung khí từ Ai Cập bị gián đoạn.

Lan Phương (theo TTXVN)

GARUDA INDONESIA SỬ DỤNG KẾT HỢP NHIÊN LIỆU SINH HỌC TỪ NĂM 2016

Giám đốc hoạt động của Hãng Hàng không Quốc gia Garuda Indonesia, Novianto Herupratomo cho biết hãng này có kế hoạch sử dụng kết hợp nhiên liệu sinh học từ năm 2016 để cắt giảm lượng khí thải gây hiệu ứng nhà kính. Mỗi năm, đội bay của hãng cần khoảng 1,8 tỷ lít nhiên liệu và con số này dự kiến sẽ tăng lên 2 tỷ lít vào năm 2016. Trước đó, Bộ Giao thông Vận tải và Bộ Năng lượng và Tài nguyên và Khoáng sản Indonesia đã ký bản ghi nhớ (MoU) về việc sử dụng năng lượng tái tạo trong lĩnh vực hàng không bằng cách pha trộn thêm 2% nhiên liệu sinh học từ năm 2016, và sẽ nâng mức này lên 3% vào năm 2020.

Hồng Anh (theo TTXVN)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí phi truyền thống ở Bắc Mỹ

Theo Oil & Gas Journal sau 2 năm gia tăng đầu tư không đáng kể, khu vực Bắc Mỹ đang tăng nhanh chi phí cho thăm dò, khai thác dầu khí phi truyền thống trong năm 2014. Trong vòng 2 - 3 năm tới, Mỹ sẽ trở thành nước xuất khẩu ròng khí đốt, giảm đáng kể sự phụ thuộc vào dầu mỏ nhập khẩu. Ernst & Young cho hay “sự gia tăng của thị trường năng lượng Mỹ thực sự đã thay đổi trong thời gian ngắn”.

Trong “Barclays Global 2014 E&P Spending Outlook” [1], Barclays Capital Inc. đã khảo sát hơn 300 công ty dầu khí và cho biết chi phí đầu tư cho thăm dò, khai thác dầu khí phi truyền thống của Bắc Mỹ ước đạt 199,2 tỷ USD trong năm 2014 (tăng 7% so với năm 2013), do sự gia tăng các hợp đồng dịch vụ, các giếng khai thác, các hoạt động khoan ngang nhiều giếng đồng thời.

Tổng trữ lượng dầu xác minh ở Mỹ đạt mức cao nhất trong 30 năm trở lại đây chủ yếu do sự đóng góp lớn của các play phi truyền thống. Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) cho biết tính đến cuối năm 2011 trữ lượng xác minh dầu thô và condensate của Mỹ đạt 29 tỷ thùng, mỗi năm tăng 15%; trữ lượng khí đốt xác minh đạt 348,8 nghìn tỷ ft³. Chi phí cho thăm dò, khai thác dầu khí ở Mỹ đang tăng 8,5%/năm và ước đạt 156,1 tỷ USD trong năm 2014.

Các công ty dầu khí đang tập trung đầu tư công nghệ khoan định hướng cho các khu vực thuộc bồn trũng Permi (theo kế hoạch sẽ chiếm 28% hoạt động khoan trên đất liền Mỹ), tiếp theo là bồn trũng Bakken với đối tượng là các play đá chứa đặc sét và đá phiến sét.

Đầu tư cho thăm dò, khai thác dầu khí phi truyền thống ở Canada năm 2014 ước đạt 43,1 tỷ USD (tăng 3,2% so với 2013), sau 2 năm liên tục giảm do giá khí xuống thấp và giá dầu thô phân dị lớn theo chất lượng (phần lớn dầu thô phi truyền thống của Canada là dầu nặng). Trong năm 2013, số lượng giếng khoan dầu ở Canada giảm 15% song số lượng giếng khoan khí lại tăng 50% so với cùng kỳ năm trước. Tài nguyên dầu khí của Canada thu hút nhiều đầu tư nước ngoài: Petrochina Co Ltd. và Encana Corp. liên doanh thăm dò; khai thác play phiến sét Duvernay; CNOOC mua lại lô chứa play phiến sét của Nexen; ExxonMobil mua lại play khí đốt của Celtic Exploration Ltd... Trong năm 2014, một số công ty tăng mạnh ngân sách đầu tư cho tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở Canada: CNOOC (2 tỷ USD), Petronas (1,6 tỷ USD)...

Các nhà sản xuất khí ở Canada đứng trước thách thức giá khí sẽ xuống thấp trong thời gian tới, trong khi sản lượng khí đốt của Mỹ tiếp tục tăng cao. Hiện sản lượng từ bồn trũng phiến sét Marcellus đã đạt 13 tỷ ft³/ngày. Canada có kế hoạch xây dựng 9 terminal khí hóa lỏng với tổng công suất 10 - 15 tỷ ft³/ngày và tìm kiếm thị trường mới để khôi phục ngành công nghiệp khí trong nước.

Bảng 1. Số lượng giàn khoan nước sâu trên thế giới trong giai đoạn 2010 - 2014

Năm	Giàn neo truyền thống	Giàn neo động lực	Tổng cộng	Tỷ lệ gia tăng so với năm trước
2010	37	81	118	
2012	38	123	161	36%
2014	36	161	197	22%

Nguồn: Offshore, 7/2014

Bảng 2. Số lượng giàn khoan các loại hiện nay đang hoạt động trên thế giới

TT	Khu vực	Tổng số giàn	Đã ký hợp đồng	Có sẵn chờ thuê	Công suất sử dụng
1	Châu Á - Thái Bình Dương	192	165	27	85%
	Tàu khoan	14	12	2	85%
	Giàn tự nâng	116	109	7	93%
	Giàn bán chìm	38	29	9	76%
	Giàn neo dây	24	15	9	62%
2	Mỹ Latinh	75	72	3	96%
	Tàu khoan	26	26	0	100%
	Giàn tự nâng	9	6	3	66%
	Giàn bán chìm	38	38	0	100%
	Giàn neo dây	2	2	0	100%
3	Trung Đông, Caspian	111	98	13	88%
	Tàu khoan	1	1	0	100%
	Giàn tự nâng	107	94	13	87%
	Giàn bán chìm	3	3	0	100%
	Giàn neo dây	NA	NA	NA	NA
4	Nam Phi	83	72	11	86%
	Tàu khoan	32	31	1	96%
	Giàn tự nâng	24	20	4	83%
	Giàn bán chìm	20	16	4	80%
	Giàn neo dây	7	5	2	71%
5	Vịnh Mexico	150	131	19	87%
	Tàu khoan	29	29	0	100%
	Giàn tự nâng	93	77	16	82%
	Giàn bán chìm	28	25	3	89%
	Giàn neo dây	NA	NA	NA	NA
6	Thềm lục địa Tây Bắc Âu	96	93	3	96%
	Tàu khoan	1	1	0	100%
	Giàn tự nâng	49	49	0	100%
	Giàn bán chìm	46	43	3	93%
	Giàn neo dây	NA	NA	NA	NA
7	Các vùng còn lại	44	35	9	79%
	Tàu khoan	1	1	0	100%
	Giàn tự nâng	24	24	0	100%
	Giàn bán chìm	19	10	9	52%
	Giàn neo dây	NA	NA	NA	NA
8	Toàn thế giới	751	866	85	88%
	Tàu khoan	104	101	3	97%
	Giàn tự nâng	422	379	43	89%
	Giàn bán chìm	192	164	28	85%
	Giàn neo dây	33	22	11	66%

Nguồn: Offshore Engineer, 8/2014

Thị trường giàn khoan nước sâu

Theo đánh giá của Offshore Magazine trong “Worldwide survey of deepwater drilling rigs”, số lượng giàn khoan nước sâu tiếp tục gia tăng đáp ứng nhu cầu ngày càng cao của thị trường thế giới.

Năm 2014, số lượng giàn khoan có thể khoan ở các vùng biển nước sâu trên 4.000ft tới các mục tiêu tầng chứa ở độ sâu dưới đáy biển hơn 25.000ft đã tăng 22% so với năm 2012. Số giàn neo động lực tăng gấp đôi trong giai đoạn 2010 - 2014 để đáp ứng nhu cầu khoan ở môi trường nước sâu trên 7.000ft và tầng sản phẩm ở sâu hơn 30.000ft tính từ đáy biển. Ở vịnh Mexico, Diamond Offshore Drilling có 2 tàu khoan có khả năng khoan sâu (Ocean Black Hawk - 12.000ft và Ocean Black Hornet - 40.000ft) đang thực hiện dịch vụ cho Anadarko. Công ty này đang đóng 2 tàu khoan tương tự và chuẩn bị đưa vào hoạt động trong vài tháng tới.

Ngoài các giàn khoan bán chìm, Maersk Drilling (Đan Mạch) đã tăng thêm 3 tàu khoan nước sâu (Maersk Valiant, Venturer và Viking) để khoan thuê ở vịnh Mexico. Seadrill tăng thêm 6 tàu khoan được thiết kế khoan ở vùng nước sâu 10.000ft và chiều sâu giếng hơn 35.000ft.

Từ năm 2013, Noble Drilling Corp. đã loại bỏ một số phương tiện khoan cũ và đầu tư nhiều phương tiện mới gồm: 34 giàn tự nâng, 8 giàn khoan nổi và 2 tàu khoan để thực hiện dịch vụ khoan ở biển nông và biển sâu. Noble Drilling Corp. cho biết dự án trên sẽ đi hoạt động từ năm 2016 - khi đó các đề án khoan ở vùng nước cực sâu và vùng nước sâu sẽ chiếm 57,3% và 16,1% doanh thu tương ứng trong tổng doanh thu của công ty. Không riêng gì Noble, Transocean đã bán 38 giàn khoan nước nông với giá 1,05 tỷ USD và tập trung đầu tư vào các phương tiện khoan vùng nước sâu và cực sâu với công nghệ hiện đại nhất.

Mặc dù đã có một số phát hiện mới ở vùng nước sâu và cực sâu, chi phí phát triển mỏ ngày càng tăng nhưng theo dự báo sự tăng trưởng của thị trường dịch vụ khoan trong giai đoạn 2014 - 2015 vẫn khá dè dặt. Nhiều nhà điều hành khoan sâu đang kéo dài thời gian phát triển mỏ để củng cố vị thế, tạo thu nhập tiền mặt, có thể khiến giá thuê giàn khoan theo ngày giảm. Các công ty dịch vụ khoan kể cả Seadrill, Transocean, Maersk đều dự tính giảm giá dịch vụ thuê tàu khoan (thể hệ thứ 6) từ mức 500.000 - 600.000USD/ngày như hiện nay xuống còn khoảng 450.000USD/ngày. Đồng thời, tăng khả năng cạnh tranh để đưa các giàn khoan chưa ký được hợp đồng ra thị trường, giảm số lượng giàn dư thừa so với nguồn cầu trong ngắn hạn. Tuy nhiên, nhiều chuyên gia cho rằng sau năm 2015 hoạt động khoan vùng nước sâu và cực sâu sẽ tiếp tục gia tăng. Seadrill cho biết các giàn khoan nổi sẽ được sử dụng ở vùng nước sâu trên 7.000ft tại các vùng biển Brazil, vịnh Mexico, Tây Phi. Transocean cho rằng nhu

cầu khoan vùng nước cực sâu sẽ tăng và sẽ mang lại nhiều thành công với nguồn thu 9 tỷ USD trong giai đoạn 2018 - 2027, trong đó 8,9 tỷ USD thu từ các giàn khoan nổi hoạt động ở vùng nước cực sâu.

Theo dự báo, hoạt động khoan vùng nước sâu sẽ giảm từ nay đến cuối năm 2015 do các công ty chậm trễ trong thực hiện hợp đồng và chi phí các đề án khoan tăng cao vượt quá dự toán. Đầu năm 2014, Transocean đã ký hợp đồng 1,24 tỷ USD để đóng mới 2 tàu khoan vùng nước cực sâu tới 3.658m. Ở khu vực châu Á - Thái Bình Dương, các công ty khoan ưu tiên mở rộng các nhà máy đóng tàu khoan và giàn khoan cho vùng nước sâu. SembCorp Marine Ltd, Sembmarine Integrated Yard & Tuas đang hợp tác xây dựng cơ sở đóng mới các phương tiện khoan biển trên diện tích 509 mẫu Anh và sẽ được phát triển trong 3 giai đoạn. Giai đoạn 1 đã xây dựng được cơ sở có diện tích 181 mẫu Anh (hoạt động từ tháng 8/2013) chuyên đóng các tàu khoan, giàn khoan và tàu chở LNG với khối lượng thành phẩm lớn nhất châu Á. Giai đoạn 2 đang được triển khai trên diện tích 110 mẫu Anh trên đất liền với các công xưởng lớn nhất thế giới, sẽ được đưa vào sử dụng sau 3 năm nữa. Giai đoạn 3 đang được lên kế hoạch và chuẩn bị thiết kế trong đó dự kiến sản xuất cả các thiết bị nâng, cho phép tích hợp hóa các hoạt động của các công xưởng khác nhau. Khi hoàn thành, dự án này sẽ là các xưởng hiện đại nhất của Singapore, cho phép đóng mới, hoán cải, sửa chữa, nâng cấp các loại phương tiện vận tải biển, các phương tiện khoan biển. Giá thuê các loại giàn khoan trên thế giới đầu năm 2014 được trình bày trong Bảng 3.

Mỹ thay đổi cán cân năng lượng thế giới

Bộ Thương mại Mỹ trong thông báo ngày 6/8/2014 cho biết xuất khẩu năng lượng đã hồi sinh sức mạnh của nền kinh tế Mỹ đồng thời làm thay đổi cán cân năng lượng thế giới. Bảng 4 thống kê tổng lượng dầu thô nhập khẩu của các nước thuộc khối Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế (OECD) từ thị trường thế giới nói chung và từ Tổ chức các nước xuất khẩu dầu mỏ (OPEC) nói riêng.

Bộ Thương mại Mỹ cũng cho hay xuất khẩu dầu thô và sản phẩm dầu mỏ của Mỹ đạt 12,7 tỷ USD, tăng 1,2 tỷ USD so với cùng kỳ năm 2013. Theo ông J.Felmy, Viện Dầu khí Mỹ (API), các sáng kiến trong công nghệ phá vỡ vữa thủy lực và khoan ngang sẽ giúp Mỹ nâng cao sản lượng khai thác. Nếu các chính sách cho phép thương mại tự do thì xuất khẩu năng lượng Mỹ có thể làm giảm tác động không ổn định của thị trường (dầu khí) ở nước ngoài và

Bảng 3. Giá thuê các loại giàn khoan trên thế giới trong đầu năm 2014

Đơn vị: USD/ngày

Loại giàn khoan	Thời gian thuê	Giá thấp nhất	Giá trung bình	Giá cao nhất
Tàu khoan	Tháng 1/2014	151.000	478.789	678.000
	Tháng 2/2014	151.000	484.711	678.000
	Tháng 3/2014	151.000	484.534	678.000
	Tháng 4/2014	151.000	494.589	678.000
	Tháng 5/2014	151.000	498.839	678.000
Giàn tự nâng	Tháng 1/2014	30.000	131.068	361.000
	Tháng 2/2014	30.000	130.514	361.000
	Tháng 3/2014	30.000	131.201	361.000
	Tháng 4/2014	30.000	132.343	361.000
	Tháng 5/2014	30.000	134.383	375.000
Giàn bán chìm	Tháng 1/2014	145.000	394.528	656.662
	Tháng 2/2014	145.000	392.942	656.662
	Tháng 3/2014	145.000	386.983	656.662
	Tháng 4/2014	145.000	389.769	656.662
	Tháng 5/2014	145.000	390.712	656.662

Nguồn: Offshore, 7/2014

Bảng 4. Tổng lượng dầu thô nhập khẩu của các nước thuộc khối OECD từ thị trường thế giới nói chung và từ OPEC nói riêng

Đơn vị: triệu thùng/ngày

Thời gian Nước	Tháng 1/2014		Tháng 2/2014		Tháng 3/2014	
	Tổng lượng dầu nhập khẩu ròng	Nhập khẩu từ OPEC	Tổng lượng dầu nhập khẩu ròng	Nhập khẩu từ OPEC	Tổng lượng dầu nhập khẩu ròng	Nhập khẩu từ OPEC
Canada	(2.729)	186	(2.712)	332	(2.551)	217
Mỹ	5.243	3.314	5.540	3.398	5.382	3.380
Mexico	(867)	NA	(943)	38	(733)	10
Pháp	1.617	567	1.436	650	1.407	674
Đức	2.046	276	2.249	306	1.960	288
Italy	1.112	485	901	499	967	491
Hà Lan	977	548	429	606	852	316
Tây Ban Nha	1.231	709	1.107	560	1.135	641
Na Uy	(1.683)		(1.580)		(1.415)	
Anh	501	453	474	424	360	272
Nhật Bản	5.017	3.830	5.095	3.690	5.031	3.783
Hàn Quốc	2.148	2.340	2.126	2.319	2.209	2.531
Các nước OECD khác	5.321	1.241	5.421	1.475	4.990	1.227
Tổng OECD	19.934	13.949	19.543	14.297	19.594	13.830

Nguồn: Oil & Gas Journal, 25/8/2014

hạn chế ảnh hưởng của các nhà cung cấp đang chế ngự thị trường thế giới.

Trong Báo cáo tổng quan năng lượng ngắn hạn (STEO) của Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA), mức dự báo nhu cầu nhiên liệu lỏng ở Mỹ trong tháng 8/2014 vẫn ổn định ở mức 18,88 triệu thùng/ngày. EIA dự báo tổng nhu cầu dầu mỏ của Mỹ năm 2015 sẽ đạt 18,98 triệu thùng/ngày. Nhu cầu xăng ô tô tăng 40.000 thùng/ngày trong năm 2014 sau đó giảm bớt 10.000 thùng/ngày trong năm 2015 do các loại xe mới tiết kiệm nhiên liệu hơn. Nhu cầu nhiên liệu lọc dầu tăng 140.000 thùng ngày trong năm 2014 và 70.000 thùng/ngày trong năm 2015.

Sản lượng dầu thô Mỹ dự báo tăng từ 7,5 triệu thùng/ngày (2013) lên 8,5 triệu thùng/ngày (2014) và 9,3 triệu thùng/ngày (2015) nhờ 11 đề án khai thác mới ở vùng vịnh Mexico.

EIA cho rằng, cán cân cung - cầu dầu thô gần như không thay đổi. Các nguồn cung đối nghịch không tuân theo quota giữa các nước OPEC vẫn cao, đạt trung bình 3,2 triệu thùng/ngày (7/2014), trong đó Libya chiếm hơn 1/3. Sản lượng và lượng dầu xuất khẩu ở Nam Iraq vẫn ổn định mặc dù tình hình an ninh ở Bắc Iraq vẫn tiếp tục căng thẳng. EIA dự kiến nguồn cung dầu thô và nhiên liệu lỏng năm 2014 toàn cầu tăng 1,5 triệu thùng/ngày và năm 2015 tăng 1,3 triệu thùng/ngày, mức tăng này chủ yếu từ các nước ngoài OPEC. Mức tiêu thụ toàn cầu dự báo tăng 1,1 triệu thùng/ngày năm 2014 và 1,4 triệu thùng/ngày năm 2015. Lượng dầu thương mại kiểm kê

của các nước thuộc khối OECD ước đạt 2,57 tỷ thùng vào cuối năm 2014.

EIA dự báo giá dầu trung bình cả năm đạt 108USD/thùng (2014) và 105 USD/thùng (2015). Theo ông Sieminski - chuyên gia kinh tế của EIA, mức chênh lệch giữa giá dầu WTI so với dầu Brent sẽ tăng lên 10USD/thùng trong cuối năm 2014 do nguồn cung dầu thô Mỹ tiếp tục tăng trong khi nhu cầu dầu thô cho các nhà máy lọc dầu trong nước giảm. Theo dự báo hàng tháng của EIA giá xăng bán lẻ ở Mỹ năm 2014 khoảng 3,50USD/gallon và sẽ giảm xuống 3,46 USD/gallon trong năm 2015.

Các dự án dầu khí mới

Ngày 1/9/2014, Tổng thống Liên bang Nga đã phát lệnh khởi công xây dựng đường ống dẫn khí "Sức mạnh của Siberia" và khẳng định "đây là dự án lớn nhất thế giới và sẽ không có dự án nào quan trọng hơn thế trong tương lai gần". Đường ống có chiều dài 4.000km, vận chuyển 61 tỷ m³ khí đốt/năm, nối các mỏ phía Đông Siberia với mạng đường ống có sẵn, kéo dài đến Khabarovski và Vladivostok ở Viễn Đông. Với chi phí đầu tư khoảng 55 tỷ USD, dự án trên giúp Liên bang Nga phát triển kinh tế Đông Siberia, vừa bảo đảm thực hiện được hợp đồng Moscow ký với Bắc Kinh sau 10 năm thương lượng.

Gazprom hy vọng sẽ tăng cường sự hiện diện ở thị trường Đông Á qua đường ống này và nhà máy sản xuất LNG ở Vladivostok. Chủ tịch Gazprom Alexey Miller cho biết đang chuẩn bị ký kết một hợp đồng thứ hai dẫn khí đốt Nga đến Trung Quốc trong tháng 11/2014. Nhà phân



tích Valeri Nesterov của Sberbank CIB cho rằng đường ống “Sức mạnh của Siberia” sẽ là nguồn hỗ trợ lớn khi hoạt động hết công suất vào đầu những năm 2020 để tái cân bằng xuất khẩu (khí đốt) Nga. Theo thống kê của Wall Street Journal, từ đầu năm 2014 đến nay, Nga đã bán cho Trung Quốc chiếm 30% thị phần dầu thô xuất khẩu của Nga.

Royal Dutch Shell PLC bán khu mỏ dầu khí phi truyền thống Haynesville (Louisiana, Mỹ) cho Blackstone với giá 1,2 tỷ USD, gồm cả thiết bị và cơ sở hạ tầng kèm theo mỏ đang khai thác. Royal Dutch Shell PLC mua lại 2 khu vực khí phiến sét ở bồn trũng Marcellus và Utica (Pennsylvania) rộng 155.000 mẫu Anh bằng cách nhượng lại cho Ultra Petroleum tài sản của Shell ở Pinedale (Wyoming, 19.000 mẫu Anh) cùng với các hợp đồng thu gom và xử lý ở đây. Shell được nhận 925 triệu USD tiền bù chênh lệch từ Ultra Petroleum. Trong Quý II/2014, Shell đã khai thác được 190 triệu ft³ khí/ngày từ mỏ khí ở Pinedale.

Lease Sale 238 (khu vực tô nhượng phía Tây vịnh Mexico) đã nhận được 93 dự thầu từ 14 công ty dầu khí cho 81 lô có tổng diện tích 433.644 mẫu Anh. US Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) cho biết tổng giá bỏ thầu lên đến 109.951.644USD. Đáng chú ý có 24 đơn được nhận cho 167 lô nằm trên hoặc nằm một phần trên

thềm lục địa ở gần hải giới với Mexico do đó khu vực đấu thầu phải tuân thủ các điều khoản trong thỏa thuận US-Mexico Transboundary Hydrocarbon Reservoirs. BOEM dự báo mỗi lô tô nhượng có thể khai thác được 16 - 200 triệu thùng dầu và 538 - 938 tỷ ft³ khí đốt.

National Refinery Ltd (Pakistan) đã ký hợp đồng nâng cấp và mở rộng khu liên hợp lọc dầu ở khu công nghiệp Korangi với CNECC (Trung Quốc). Dự án sẽ xây dựng một nhà máy khử lưu huỳnh hàm lượng cao trong diesel, một nhà máy đồng phân hydrocarbon và các phân xưởng liên quan với giá trị 242 triệu USD. Nhà máy đồng phân hydrocarbon được thiết kế đáp ứng tiêu chuẩn môi trường EURO-2 và sẽ khánh thành vào tháng 12/2015. Các phần phụ của đề án gồm 2 nhà máy dầu nhờn và một nhà máy lọc nhiên liệu có tổng công suất xử lý dầu thô 2,9 triệu tấn/năm.

Hà Phong (tổng hợp)

Tài liệu tham khảo:

1. Barclays Capital Inc. *Barclays global 2014 E&P spending outlook*. 9 December, 2013.
2. Offshore Magazine. *Worldwide survey of deepwater drilling rigs*. www.offshore-mag.com.

Nghiên cứu khả năng phát triển thành chế phẩm sinh học từ một số chủng vi sinh vật phân hủy dầu chiếm ưu thế tại môi trường ven biển phía Nam Việt Nam

Việc sử dụng các chế phẩm sinh học xử lý ô nhiễm dầu được các nước trên thế giới ứng dụng rộng rãi trong quá trình ứng cứu sự cố tràn dầu. Trong đó, công nghệ phục hồi sinh học (bioremediation) sử dụng các chủng vi sinh vật bản địa, để phân hủy các hydrocarbon dầu mỏ thành các sản phẩm vô hại như các acid hữu cơ, aldehydes CO_2 và nước nhằm loại bỏ chất ô nhiễm khỏi môi trường.

Ở Việt Nam, việc nghiên cứu ứng dụng công nghệ phục hồi sinh học trong xử lý ô nhiễm dầu các khu vực ven biển còn hạn chế do chưa có đầy đủ cơ sở dữ liệu về đặc điểm môi trường và khu hệ vi sinh vật tự nhiên, thành phần dầu ô nhiễm, nguồn gốc vi sinh vật ngoại lai không phù hợp... Trên cơ sở đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao cho Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (thuộc Viện Dầu khí Việt Nam) thực hiện đề tài “Nghiên cứu khả năng phát triển thành chế phẩm sinh học từ một số chủng vi sinh vật phân hủy dầu chiếm ưu thế tại môi trường ven biển phía Nam Việt Nam” (giai đoạn 2).

Theo kết quả nghiên cứu của đề tài, khả năng phân hủy dầu thô Bạch Hổ của 5 chủng vi sinh vật phân hủy hydrocarbon được phân lập trong tự nhiên, như sau: *Acinetobacter calcoaceticus anitratus* VPI - SD (32,2%), *Pseudomonas mendocina* VPI - BR (25,4%), *Acinetobacter venetianus* VPI - VT (24,9%), *Pseudomonas pseudoalcaligenes* VPI - KG (21,5%), *Pseudomonas aeruginosa* VPI - MN (13,9%). Khả năng phân hủy các hợp chất PAHs của 5 chủng vi sinh từ 3,6 - 8,3%. Khả năng phân hủy dầu thô của các hỗn hợp chủng vi sinh thử nghiệm đối với dầu tổng số TPH thay đổi từ 29,5 - 37,2%, n-alkanes từ 59,8 - 73,6%. Các hỗn hợp chủng vi sinh có khả năng phân hủy các hợp chất khó phân hủy như Pristane và Phytane và các n-alkane mạch dài đến n-C41.

Động học sinh trưởng của các chủng vi sinh, nồng độ chất hữu cơ (20g/l peptone và 10g/l dịch nấm men) cho mật độ cực đại sau 72 giờ nuôi cấy (10^9 CFU/ml). Đa số các chủng vi sinh, không có sự khác biệt có ý nghĩa thống kê về mật độ cực đại của vi khuẩn khi được nuôi cấy ở hai nhiệt độ khác nhau (25°C và 30°C). Nghiên cứu lên men và tạo chế phẩm vi sinh dạng bột từ sinh khối của 4 chủng vi sinh, được thực hiện trong điều kiện lên men như sau: tốc độ khuấy 200 vòng/phút, nhiệt độ lên men 30°C, pH 7,5-8,5, oxy hòa tan 100% bão hòa, thời gian lên men 72 giờ. Dịch vi khuẩn sau khi lên men được ly tâm thu sinh khối, sau đó được đông khô bằng máy đông khô và trộn với chất mang bột lõi ngô để tạo chế phẩm vi sinh dạng bột. Bột lõi ngô làm chất mang cho 4 chủng vi sinh tạo chế phẩm đạt tiêu chuẩn mật độ vi sinh 10^9 CFU/g, sau 12 tháng mật độ vi sinh trong chế phẩm còn 10^6 - 10^7 CFU/g. Bột lõi ngô có thể phân hủy sinh học hoàn toàn, không gây ô nhiễm môi trường và không ảnh hưởng đến các loài động thực vật. Bột lõi ngô có hoạt tính hấp thụ mạnh, được sử dụng cho các vụ tràn dầu. Thử nghiệm hiệu quả phân hủy dầu thô Bạch Hổ của chế phẩm vi sinh, khả năng phân hủy dầu tổng số là 63,2% và n-alkanes là 95,5%. Nhóm tác giả đã xây dựng quy trình sản xuất chế phẩm vi sinh phân hủy dầu để sử dụng ứng phó với các sự cố tràn dầu ở Việt Nam. Thời gian sản xuất chế phẩm 1 tháng, giá thành sản xuất dao động từ 800.000 - 1.000.000đ/kg chế phẩm.

Báo cáo kết quả nghiên cứu của Đề tài gồm 4 chương: Thử nghiệm xác định hỗn hợp chủng vi sinh phân hủy dầu tạo chế phẩm sinh học; Tiến hành lên men tạo sinh khối vi sinh vật; Xác định chất mang và tạo chế phẩm vi sinh phân hủy dầu; Thử nghiệm hoạt lực của chế phẩm vi sinh và xây dựng quy trình sản xuất chế phẩm.

Nguyễn Trung Tĩnh (giới thiệu)



Kiểm soát chất lượng dòng lưu chất công nghệ trong quá trình thực hiện bảo dưỡng kiểm định định kỳ các bồn chứa sản phẩm condensate

Công tác bảo dưỡng, kiểm định định kỳ 2 bồn chứa sản phẩm condensate (7.800m³/bồn) của Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn (NCSP) được thực hiện theo các bước: cô lập, xả khô, rửa bên trong bồn, kiểm tra và sửa chữa hệ thống mái nổi, kiểm định và đo đặc độ dày đáy bồn, sơn toàn bộ đáy và một phần thành bồn nhằm kiểm tra tính toàn vẹn của bồn chứa, đảm bảo an toàn tồn trữ và phòng chống cháy nổ... Để thực hiện các công việc này, phải dừng toàn bộ hoạt động của Nhà máy xử lý khí Dinh Cố trong 10 ngày, ảnh hưởng lớn đến an ninh năng lượng quốc gia và nền kinh tế đất nước.

Để đảm bảo duy trì hoạt động liên tục của dây chuyền khí Nam Côn Sơn nhằm tiết kiệm chi phí và nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, tác giả Nguyễn Thanh Ngoãn và các đồng nghiệp ở NCSP, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PVGAS) đã nghiên cứu giải pháp kiểm soát chất lượng dòng lưu chất công nghệ trong quá trình thực hiện bảo dưỡng kiểm định định kỳ các bồn chứa sản phẩm condensate.

Nhóm tác giả đã nghiên cứu kỹ đặc tính, công suất hệ thống sản xuất và các thỏa thuận trong các hợp đồng thương mại liên quan với các đối tác trong dây chuyền khí (TAs, CTA); sau đó xây dựng kế hoạch thử nghiệm xuất condensate online, đánh giá phòng ngừa rủi ro và kiểm soát vận hành nhằm đảm bảo chất lượng sản phẩm và sản xuất liên tục. Việc thực hiện bảo dưỡng kiểm định định kỳ các bồn chứa sản phẩm condensate theo phương pháp cuốn chiếu kết hợp kiểm soát chất lượng dòng lưu chất công nghệ đã được áp dụng thành công trong đợt bảo dưỡng tại NCSP cuối năm 2012. Việc dây chuyền cấp khí

hoạt động ổn định, không phải đốt bỏ khí đồng hành ở Lô 12W trong thời gian bảo dưỡng (khoảng 4,71 triệu m³ khí), đã trực tiếp đem lại hiệu quả kinh tế, tiết kiệm hàng chục tỷ đồng, giảm thiểu tác động môi trường. Giải pháp trên giúp các nhà máy điện sử dụng khí Nam Côn Sơn không phát sinh chi phí do phải sử dụng nhiên liệu diesel trong thời gian dừng cấp khí; đồng thời đảm bảo tính toàn vẹn của bồn chứa nhằm đảm bảo an toàn tồn trữ và phòng chống cháy nổ, giúp toàn bộ dây chuyền khí Nam Côn Sơn hoạt động an toàn, hiệu quả và tin cậy cao.

Để nâng cao hiệu quả của giải pháp, nhóm tác giả đề xuất tăng tần suất lấy mẫu condensate và kiểm tra chất lượng từ 12 giờ lên 4 giờ. Tăng độ chính xác của việc đo đặc chất lượng condensate của phòng thí nghiệm bằng việc sử dụng 2 máy phân tích song song thay cho 1 máy như bình thường. Tăng cường bảo trì, bảo dưỡng cũng như mua sắm đầy đủ các thiết bị dự phòng cho các thiết bị quan trọng của dây chuyền sản xuất condensate như các bơm xuất condensate, các bộ lọc condensate, hệ thống dầu nóng để đun cho đáy cột chưng cất trước khi thực hiện...

Giải pháp trên được công nhận là sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, có thể được áp dụng trong các đợt bảo dưỡng, kiểm định định kỳ bồn chứa sản phẩm condensate. NCSP đã phát triển giải pháp và xây dựng quy trình "Condensate disposal contingency plan", có thể áp dụng cho các đơn vị khác có ràng buộc về hợp đồng thương mại, tiêu chuẩn kỹ thuật, thiết kế tương tự NCSP.

Lê Phương (giới thiệu)



CÁC KHÓA ĐÀO TẠO

DO VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM TỔ CHỨC TRONG NĂM 2014

TT	Khoá đào tạo	Mã khóa học	Thời lượng dự kiến	Địa điểm
A	ĐÀO TẠO TIẾN SĨ			
	Chuyên ngành: KỸ THUẬT DẦU KHÍ	62 52 06 04	3 năm	HN
B	ĐÀO TẠO NGẮN HẠN			
I	Lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí			
1	Minh giải cấu trúc địa chất (thực địa tuyến Lạng Sơn-Lộc Bình-Mẫu Sơn)	EXP_4032	5 ngày	HN
2	Phân tích khe nứt và đứt gãy (thực địa tuyến Đồ Sơn, Hải Phòng)	EXP_4005	5 ngày	HN
3	Địa tầng phân tập (thực địa)	EXP_3001	5 ngày	HN
4	Các phương pháp thăm dò dầu khí	EXP_1001	5 ngày	HN
5	Hệ thống dầu khí và các điều kiện hình thành các tích tụ dầu khí trong đá móng nứt nẻ	EXP_2012	5 ngày	HN
6	Đánh giá tiềm năng và trữ lượng dầu khí	EXP_2032	5 ngày	HN
7	Ứng dụng địa tầng phân tập và địa chấn địa tầng trong đánh giá tiềm năng dầu khí	EXP_2027	5 ngày	HN/HCM
8	Trang bị kiến thức về Địa chất - Địa vật lý cơ bản/nâng cao	EXP_1007	3 ngày	HN/HCM
9	Địa hóa trong tìm kiếm thăm dò dầu khí cơ bản	EXP_1002	3 ngày	HN
10	Tướng thạch học và môi trường trầm tích (thực địa tuyến Cát Bà)	EXP_3003	7 ngày	HN
11	Phân tích minh giải địa vật lý giếng khoan và tính toán trữ lượng dầu khí	EXP_4025	4 ngày	HN
12	Minh giải tài liệu địa chấn nâng cao	EXP_2038	5 ngày	HN
13	Minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan nâng cao	EXP_2016	5 ngày	HN/HCM
14	Phân tích liên kết xác định ranh giới địa tầng và các vỉa sản phẩm bằng các tổ hợp địa vật lý	EXP_2022	5 ngày	HN
15	Xử lý minh giải trong lát cắt trầm tích chứa khí - condensate	EXP_2014	5 ngày	HN
16	Xử lý và phân tích AVO, nghiên cứu thuộc tính địa chấn Inversion	EXP_4027	5 ngày	HN
17	Giới thiệu phần mềm Petrel trong lĩnh vực địa chất và địa vật lý	EXP_2028	5 ngày	HN
18	Địa chất tầng chứa, minh giải môi trường trầm tích từ tài liệu địa vật lý giếng khoan	EXP_4048	5 ngày	HN
19	Phân tích thử vỉa	EXP_4031_E	5 ngày	HN
20	Phân tích mẫu lõi/PVT	PRD_2007	2 ngày	HCM
21	Minh giải tài liệu địa chấn trong tính toán trữ lượng dầu khí	EXP_2026	5 ngày	HN/HCM
22	Công nghệ mở dầu khí ứng dụng	EXP_2005	2 ngày	HN
23	Công nghệ khai thác dầu khí nâng cao	EXP_2009	3 ngày	HN
24	Đảm bảo dòng chảy	PRD_4040_E	5 ngày	HN
25	Thiết kế nút vỡ thủy lực có chèn cát nhân tạo	PRD_4015	5 ngày	HCM
26	Tăng cường hiệu suất thu hồi dầu bằng phương pháp xử lý axit	PRD_4011	2 ngày	HN
II	Lĩnh vực lọc hóa dầu và chế biến dầu khí			
27	Các quá trình lọc hoá dầu	DWN_1002	3 ngày	HCM
28	Nhiên liệu sinh học	DWN_1005	3 ngày	HCM
III	Lĩnh vực an toàn môi trường dầu khí			
29	Quản lý rủi ro trong công nghiệp dầu khí	HSE_1002	3 ngày	HCM
30	Hướng dẫn các văn bản pháp luật về an toàn sức khoẻ môi trường dầu khí	HSE_1003	2 ngày	HN/HCM
31	Nhận diện và quản lý rủi ro trong công nghiệp dầu khí	HSE_1002	3 ngày	HCM/HN
32	Xử lý sự cố dầu tràn trong hoạt động dầu khí	HSE_2003	3 ngày	HCM
33	Giám sát môi trường lao động dầu khí	HSE_1005	2 ngày	HCM
34	Kỹ thuật quan trắc môi trường	HSE_1006	2 ngày	HN
IV	Lĩnh vực kinh tế - quản lý dầu khí			
35	Hợp đồng dầu khí và đánh giá dự án đầu tư thượng nguồn	EBA_3002	5 ngày	HN
36	Quản lý dự án dầu khí	EBA_1006	5 ngày	HN
37	Luật thương mại và giải quyết tranh chấp hợp đồng dầu khí có yếu tố nước ngoài	EBA_2014	4 ngày	HN
38	Phương pháp đánh giá và tối ưu năng lượng trong công nghiệp dầu khí	EBA_1011	4 ngày	HCM
39	Xây dựng mô hình kinh tế phát triển mô theo Luật Dầu khí Việt Nam	EBA_2016	3 ngày	HN
40	Thực hành quản lý dự án	EBA_1012	4 ngày	HCM
41	Nghiên cứu thị trường áp dụng cho lĩnh vực năng lượng	EBA_2022	3 ngày	HN/HCM
V	Tiếng Anh			
42	Tiếng Anh chuyên ngành dầu khí	ENG_5002	60 giờ	HN
43	Tiếng Anh theo chuẩn TOEFL	ENG_2001	60 giờ	HN
VI	Lĩnh vực khác			
44	Ăn mòn và bảo vệ kim loại trong các công trình dầu khí (cơ bản)	MDS_1001	2 ngày	HN/HCM
45	Phương pháp tổng trở điện hoá xác định tốc độ ăn mòn	MDS_1002	3 ngày	HN
46	Đại cương về công nghiệp dầu khí	INT_1001	2,5 ngày	HN/HCM
47	Đại cương về khai thác dầu khí	INT_1004	2 ngày	HN
48	Kỹ năng viết và trình bày trong nghiên cứu khoa học	SSK_1006	3 ngày	HN/HCM
49	Nghiệp vụ đầu thầu	SSK_1014	2 ngày	HN/HCM
50	Nâng cao năng lực kiểm soát viên nội bộ	SSK_2002	5 ngày	HN/HCM
51	Bồi dưỡng kiến thức cho Kiểm soát viên và Ban Kiểm soát	SSK_2011	5 ngày	HN
52	Bồi dưỡng kỹ năng quản lý cho lãnh đạo cấp trung	SSK_1004	7 ngày	HN
53	Kỹ năng lập kế hoạch và tổ chức công việc hiệu quả	SSK_1018	2 ngày	HN/HCM
54	Đào tạo nhận thức và diễn giải các yêu cầu của tiêu chuẩn TCVN/ISO 14001:2004 và OHSAS 18001:2007	GEN_1007	2 ngày	HN/HCM
55	Đào tạo đánh giá nội bộ theo ISO 14001:2004 và OHSAS 18001:2007	GEN_1011	2 ngày	HN/HCM

Mọi chi tiết xin liên hệ:

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

Địa chỉ: 173 Trung Kính, Cầu Giấy, Hà Nội * Điện thoại: 04. 37843061/ext. 1423 * Fax: 04. 37844156

Email: cpti@vpi.pvn.vn; ban_ttdt@vpi.pvn.vn * Website: http://vpi.pvn.vn/vn/Training.aspx