

Dầu Khí



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

■ SỐ 11 - 2013

ISSN-0866-854X



Xuất bản hàng tháng
Số 11 - 2013

Tổng biên tập

TSKH. Phùng Đình Thực

Phó Tổng biên tập

TS. Nguyễn Quốc Thập

TS. Phan Ngọc Trung

TS. Vũ Văn Viện

Ban Biên tập

TSKH. Lâm Quang Chiến

TS. Hoàng Ngọc Đăng

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

TS. Vũ Thị Bích Ngọc

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Lê Xuân Vệ

TS. Phan Tiến Viễn

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

Thư ký Tòa soạn

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

Tổ chức thực hiện, xuất bản

Viện Dầu khí Việt Nam

Tòa soạn và trị sự

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam

173 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

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

Email: tapchidk@vpi.pvn.vn

TTK Tòa soạn: 0982288671

Phụ trách mỹ thuật

Lê Hồng Văn

Ảnh bìa: Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã hoàn thành sản xuất 5,65 triệu tấn sản phẩm vào ngày 8/11/2013, "về đích trước" các chỉ tiêu kế hoạch 54 ngày. Ảnh: BSR



TIÊU ĐIỂM

TIÊU ĐIỂM

Petrovietnam

QUYẾT TÂM LỚN, TƯ DUY và HÀNH ĐỘNG SÁNG TẠO

Kỷ niệm Ngày Truyền thống Ngành Dầu khí Việt Nam, TSKH. Phùng Đình Thực - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tin tưởng với truyền thống quý báu tích lũy trong 52 năm, với ý chí và bản lĩnh của người dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam sẽ hoàn thành thắng lợi nhiệm vụ năm 2014, tạo đà vững chắc để tiếp tục đi lên trong những năm tiếp theo. Tập chí Dầu khí trên trang giấy tiếp đến bạn đọc toàn văn Thư chúc mừng của TSKH. Phùng Đình Thực - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhân Ngày Truyền thống Ngành Dầu khí Việt Nam.



TSKH. Phùng Đình Thực, Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Ảnh: CTV

Nhân dịp kỷ niệm Ngày Truyền thống Ngành Dầu khí Việt Nam (27/11/1961 - 27/11/2013), Đảng ủy lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, xin gửi đến các đồng chí lãnh đạo, toàn thể cán bộ, đảng viên, công nhân viên và người lao động đã và đang cống hiến trong Ngành Dầu khí những lời chúc mừng tốt đẹp nhất, nồng ấm nhất.

Truyền hình và kỹ thuật, là thành quả và phát huy truyền thống tốt đẹp của Ngành Dầu khí, những thành tựu trong đại gia đình Dầu khí Anh hùng đã và đang vượt qua mọi

khó khăn, thách thức, hoàn thành xuất sắc các nhiệm vụ được Đảng, Nhà nước và nhân dân giao phó. Chúng ta đã xây dựng được ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam hiện đại, hoàn chỉnh và đồng bộ trong các lĩnh vực: tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, công nghiệp lọc hóa dầu, công nghiệp khí, công nghiệp điện và công cấp các loại hình dịch vụ kỹ thuật dầu khí chất lượng cao. Cùng với sự phát triển bền vững, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam ngày càng khẳng định vị trí quan trọng trong sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước, có nhiều đóng góp to lớn vào công cuộc xây dựng và bảo vệ Tổ quốc Việt Nam xã hội chủ nghĩa.

Năm 2013 là năm của nhiều khó khăn đối với nền kinh tế trong nước và nền kinh tế thế giới. Tuy nhiên, với sự nỗ lực và cố gắng không mệt mỏi của tập thể những người lao động trong toàn Tập đoàn đến tháng 11 chúng ta đã cơ bản hoàn thành các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh năm 2013, cụ thể:

- Sản xuất xăng dầu các loại đã hoàn thành kế hoạch cả năm ngày 29/10/2013.

- Sản xuất điện hoàn thành kế hoạch cả năm vào ngày 31/1/2013.

- Các chỉ tiêu sản xuất còn lại, dự kiến khai thác dầu sẽ hoàn thành trong khoảng từ ngày 15 - 20/12, khai thác khí sẽ hoàn thành trong khoảng từ ngày 14 - 18/12, sản xuất điện sẽ hoàn thành trong khoảng từ ngày 14 - 17/12.

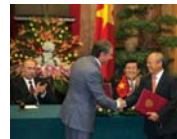
- Tổng doanh thu toàn Tập đoàn hoàn thành kế hoạch cả năm vào ngày 11/11.

- Mập ngân sách Nhà nước toàn Tập đoàn hoàn thành kế hoạch cả năm vào ngày 31/11 (đạt 145% ngân sách được).

- Lợi nhuận sau thuế hợp nhất hoàn thành kế hoạch cả năm vào ngày 31/11.

TIÊU ĐIỂM

THỨC ĐẨY CÁC DỰ ÁN DẦU KHÍ MỚI tại Việt Nam và Liên bang Nga



Chủ tịch nước Truong Tan Sang và Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin chung kết ký kết các văn kiện quan trọng giữa Petrovietnam và Rosneft. Ảnh: Nhật Bắc



Lãnh đạo các cơ quan chức năng Việt Nam - Liên bang Nga chung kết ký kết giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tập đoàn Gazprom. Ảnh: CTV

Trong chuyến thăm cấp Nhà nước đến Việt Nam của Tổng thống Liên bang Nga ngày 12/11/2013, lãnh đạo hai nước đã ký kết một loạt văn kiện quan trọng, góp phần vào việc thúc đẩy quan hệ đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga. Đặc biệt, hợp tác trong lĩnh vực dầu khí đã được nâng lên tầm cao mới, song song với việc triển khai hiệu quả các dự án hiện có, doanh nghiệp hai nước sẽ thúc đẩy các dự án mới tại Việt Nam và Liên bang Nga.

Trước sự chứng kiến của Chủ tịch nước Truong Tan Sang và Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký Thỏa thuận Khung về việc Gazprom tiếp tục tham gia Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn, để nâng cấp và mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Hợp đồng thành lập Công ty liên doanh sẽ cung cấp làm nhiên liệu động cơ cho Tập đoàn Petrovietnam và Gazprom International và Gazprom Gazmotranspivo; Thỏa thuận các điều kiện cơ bản về hợp tác giữa Petrovietnam và Rosneft về việc Petrovietnam tham gia tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí khu vực biển Pechora, Liên bang Nga. Bản ghi nhớ về việc Rosneft tham gia 15-16% thăm lục địa Việt Nam. Bản ghi nhớ giữa Petrovietnam và Zarubezhneft để phát triển và nâng cao hiệu quả cho Công ty Liên doanh Rosvietpetro.

Trong thời gian Tổng thống Vladimir Putin thăm chính thức Việt Nam, các công ty dầu khí

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

- 16

♦

Mô hình địa chất 3D trên cơ sở xác định các đơn vị dòng chảy cho hệ tầng sản phẩm tuổi Miocen sớm, mỏ Bạch Hổ
- 22

♦

Phân tích đặc điểm địa hóa học dựa trên thành phần hydrocarbon của dầu thuộc mỏ Bạch Hổ bằng phương pháp sắc ký khí - phổ khối lượng (GC-MS)
- 28

♦

Nghiên cứu lựa chọn vữa xi măng trám giếng khoan khai thác dầu khí vùng nước sâu
- 37

♦

Tổng hợp và đặc trưng xúc tác enzym lipase cố định trên nano từ tính ứng dụng cho quá trình chuyển hóa biodiesel từ dầu đậu nành
- 43

♦

Nghiên cứu khả năng sử dụng chất xúc tác RFCC qua sử dụng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất làm phụ gia xi măng

GIỚI THIỆU CÔNG NGHỆ

- 51

♦

Công nghệ xử lý số liệu địa chấn tập trung đa điểm

- 58

♦

Phương pháp luận tìm kiếm thăm dò dầu/khí phiến sét

TIN TỨC - SỰ KIỆN

- 65

♦

Ký bổ sung hợp đồng dịch vụ vận hành và bảo dưỡng công trình “Mở rộng và nâng cấp cầu vượt hầm khai mỏ Hồng - Đới mới”

- 67

♦

Vietsovpetro và PV Shipyard ký hợp đồng chế tạo giàn khoan Tam Đảo

- 67

♦

Đón dòng dầu đầu tiên từ mỏ Sư tử Vàng Đông Nam

- 68

♦

Tấn dầu thô Việt Nam từ 300 triệu tấn trở lên xuất bản

- 69

♦

PVEP trở thành nhà điều hành mỏ Sông Đốc

- 70

♦

Chu động tăng cường hợp tác triển khai các chương trình nghiên cứu địa chất khu vực Đông và Đông Nam Á

- 71

♦

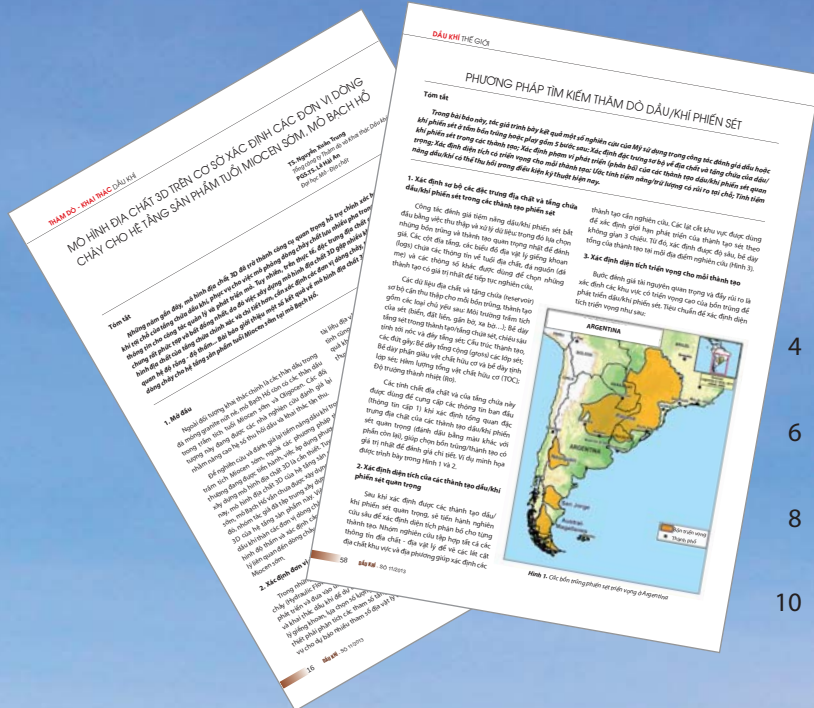
Rosneft sẽ đầu tư 65 tỷ USD vào các dự án dầu mỏ tại Venezuela

- 72

♦

Exxon Mobil đứng đầu danh sách các công ty năng lượng hàng đầu thế giới

CONTENTS



FOCUS

- 4 ♦ Petrovietnam: great determination, creative thinking and action
- 6 ♦ New oil and gas projects in Vietnam and Russia to be expedited
- 8 ♦ 10th ASCOPE Conference and Exhibition: innovation and development of ASEAN petroleum industry
- 10 ♦ Petrovietnam Scientific and Technological Council: consultancy and orientation on measures to effectively develop main production and business areas
- 13 ♦ VPA: bringing together scientific and technological brainpower for Vietnam's petroleum industry development

SCIENTIFIC RESEARCH

- 16 ♦ Hydraulic flow unit based 3D geological model of early Miocene reservoirs in Bach Ho field
- 22 ♦ Analysis of geochemical characteristics on database of hydrocarbon composition of crude oils from Bach Ho field by gas chromatography-mass spectrometry method (GC-MS)
- 28 ♦ Selecting cement slurries for oil and gas production wells in deepwater areas
- 37 ♦ Synthesis and characterisation of lipase enzyme immobilised on magnetic nano particles for application in the transesterification of soybean oil to biodiesel
- 43 ♦ Study on the possibility of using spent RFCC catalysts from Dung Quat Refinery as an admixture for cement
- 51 ♦ Multi-Focusing seismic processing technology
- 58 ♦ Methodology in shale oil/gas exploration

NEWS

- 65 ♦ Supplementary operation and maintenance service contract signed for the "expansion of Rong - Doi Moi gas collection system" project
- 67 ♦ Vietsovpetro and PV Shipyard sign contract for Tam Dao-05 jackup rig fabrication
- 67 ♦ First oil from Su Tu Vang North East field
- 68 ♦ Celebrating the 300 millionth ton of Vietnamese crude oil sold to the market
- 69 ♦ PVEP becomes operator of Song Doc field
- 70 ♦ Pro-actively strengthening co-operation in implementation of geoscience programmes in East and South East Asia
- 71 ♦ Rosneft to invest USD 65 billion in oil and gas projects in Venezuela
- 72 ♦ Exxon Mobil secures first place in Global Energy Company Rankings

Petrovietnam

QUYẾT TÂM LỚN, TƯ DUY VÀ HÀNH ĐỘNG SÁNG TẠO

Kỷ niệm Ngày Truyền thống Ngành Dầu khí Việt Nam, TSKH. Phùng Đình Thực - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tin tưởng với truyền thống quý báu tích lũy trong 52 năm, với ý chí và bản lĩnh của người dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam sẽ hoàn thành thắng lợi nhiệm vụ năm 2014, tạo đà vững chắc để tiếp tục đi lên trong những năm tiếp theo. Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu đến bạn đọc toàn văn Thư chúc mừng của TSKH. Phùng Đình Thực - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhân Ngày Truyền thống Ngành Dầu khí Việt Nam.



TSKH. Phùng Đình Thực - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Ảnh: CTV

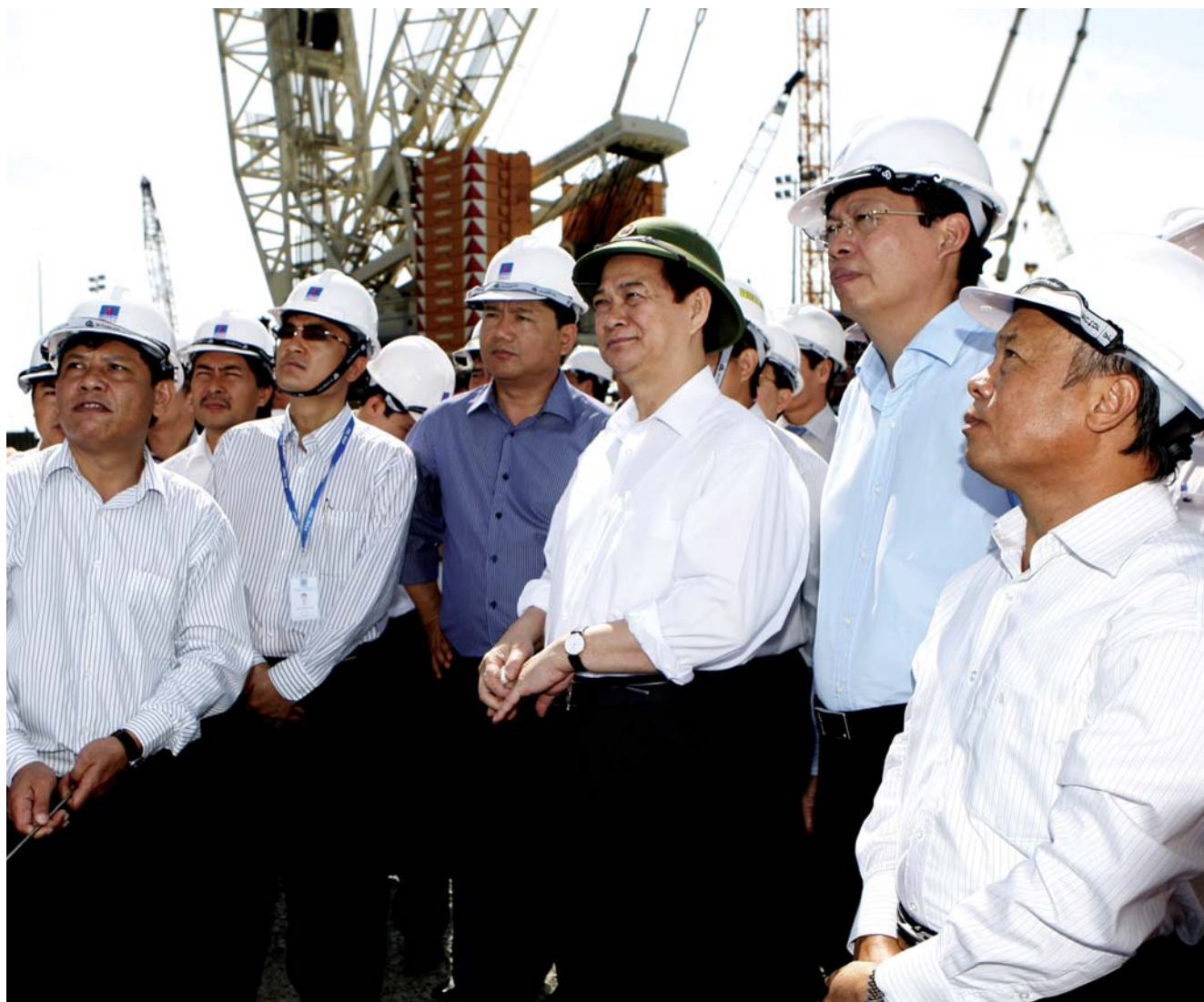
Nhân dịp kỷ niệm Ngày Truyền thống Ngành Dầu khí Việt Nam (27/11/1961 - 27/11/2013), Đảng ủy, lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, xin gửi đến các đồng chí lãnh đạo, toàn thể cán bộ đảng viên, công nhân viên và người lao động đã và đang công tác trong Ngành Dầu khí những lời chúc mừng tốt đẹp nhất, nồng ấm nhất.

Trong hơn nửa thế kỷ qua, kế thừa và phát huy truyền thống tốt đẹp của Ngành Dầu khí, những thành viên trong đại gia đình Dầu khí Anh hùng đã và đang vượt qua mọi

khó khăn, thách thức, hoàn thành xuất sắc các nhiệm vụ được Đảng, Nhà nước và nhân dân giao phó. Chúng ta đã xây dựng được ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam hiện đại, hoàn chỉnh và đồng bộ trong các lĩnh vực: tìm kiếm - thăm dò và khai thác dầu khí, công nghiệp lọc hóa dầu, công nghiệp khí, công nghiệp điện và cung cấp các loại hình dịch vụ kỹ thuật dầu khí chất lượng cao. Cùng với sự phát triển bền vững, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam ngày càng khẳng định vị trí quan trọng trong sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước, có nhiều đóng góp to lớn vào công cuộc xây dựng và bảo vệ Tổ quốc Việt Nam xã hội chủ nghĩa.

Năm 2013 là năm còn nhiều khó khăn đối với nền kinh tế trong nước và trên bình diện quốc tế. Tuy nhiên, với sự nỗ lực và cố gắng không mệt mỏi của tập thể những người lao động trong toàn Tập đoàn đến tháng 11 chúng ta đã cơ bản hoàn thành các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh năm 2013, cụ thể:

- Sản xuất xăng dầu các loại đã hoàn thành kế hoạch cả năm ngày 29/10/2013.
- Sản xuất điện hoàn thành kế hoạch cả năm vào ngày 8/11/2013.
- Các chỉ tiêu sản xuất còn lại, dự kiến: khai thác dầu sẽ hoàn thành trong khoảng từ ngày 15 - 20/12; khai thác khí sẽ hoàn thành trong khoảng từ ngày 14 - 18/12; sản xuất đạm sẽ hoàn thành trong khoảng từ ngày 14 - 17/12.
- Tổng doanh thu toàn Tập đoàn hoàn thành kế hoạch cả năm vào ngày 11/11.
- Nộp ngân sách Nhà nước toàn Tập đoàn hoàn thành kế hoạch cả năm vào ngày 9/11 (đạt 148,5 nghìn tỷ đồng).
- Lợi nhuận sau thuế hợp nhất hoàn thành kế hoạch cả năm vào ngày 8/11.



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thăm căn cứ chế tạo giàn khoan 90m nước Tam Đảo 03. Ảnh: CTV

Xin chúc mừng những thành công, xin cảm ơn toàn thể người lao động Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam vì những đóng góp to lớn cho sự phát triển của Tập đoàn.

Bước sang năm 2014, trước những yêu cầu bức thiết của việc tái cơ cấu nền kinh tế đất nước và tiếp tục hội nhập sâu rộng vào nền kinh tế thế giới, nhiệm vụ đặt ra cho Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam năm 2014 rất to lớn, cụ thể như sau: Gia tăng trữ lượng dầu khí 35 - 40 triệu tấn; khai thác dầu khí 26 triệu tấn (quy đổi); sản xuất điện 15,7 tỷ Kwh; sản xuất đạm 1,58 triệu tấn; sản xuất xăng dầu các loại 4,8 triệu tấn; Tổng doanh thu 670 nghìn tỷ đồng; Nộp ngân sách Nhà nước 140 nghìn tỷ đồng. Đồng thời đẩy mạnh sản xuất kinh doanh, thực hiện nghiêm túc công tác tái cấu trúc theo đề án, lộ trình đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Nhiệm vụ đó đang đòi hỏi một quyết tâm lớn, tư duy và hành động sáng tạo của tập thể cán bộ, đảng viên, công nhân viên và người lao động toàn Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

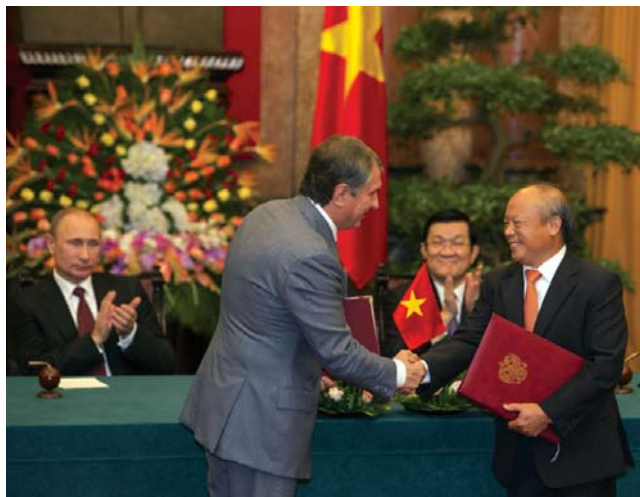
Chúng ta tin tưởng với truyền thống quý báu tích lũy trong 52 năm, với ý chí và bản lĩnh của người dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam sẽ hoàn thành thắng lợi nhiệm vụ năm 2014, tạo đà vững chắc để tiếp tục đi lên trong những năm tiếp theo.

Một lần nữa xin chúc toàn thể cán bộ, công nhân viên và người lao động Ngành Dầu khí cùng gia đình dồi dào sức khỏe, hạnh phúc!

Chúc Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tiếp tục phát triển, tiếp tục thành công!

Phùng Đình Thực

THÚC ĐẨY CÁC DỰ ÁN DẦU KHÍ MỚI tại Việt Nam và Liên bang Nga



Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin chứng kiến lễ ký kết các văn bản quan trọng giữa Petrovietnam và Rosneft. Ảnh: Nhật Bắc



Lãnh đạo cấp cao hai nước Việt Nam - Liên bang Nga chứng kiến Lễ ký kết giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tập đoàn Gazprom. Ảnh: CTV

Trong chuyến thăm cấp Nhà nước đến Việt Nam của Tổng thống Liên bang Nga ngày 12/11/2013, lãnh đạo hai nước đánh giá cao sự hợp tác hiệu quả, thiết thực trong các lĩnh vực then chốt, góp phần vun đắp mối quan hệ đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga. Đặc biệt, hợp tác trong lĩnh vực dầu khí đã được nâng lên tầm cao mới; song song với việc triển khai hiệu quả các dự án hiện có, doanh nghiệp hai nước sẽ thúc đẩy các dự án mới tại Việt Nam và Liên bang Nga.

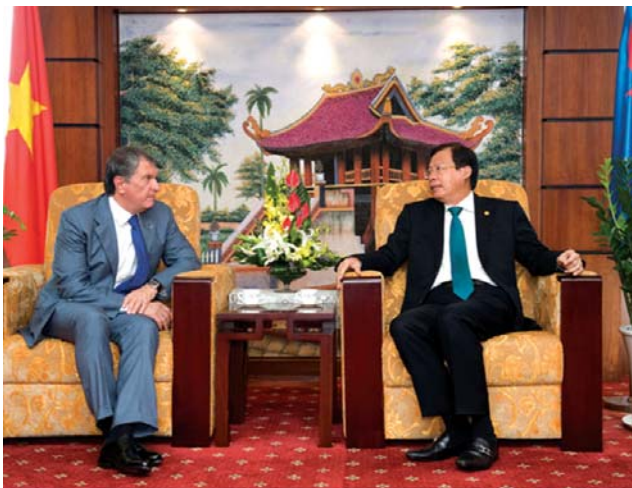
Trước sự chứng kiến của Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký Thỏa thuận khung về việc Gazprom Neft tham gia Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn để nâng cấp và mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; Hợp đồng thành lập Công ty liên doanh sử dụng khí làm nhiên liệu động cơ giữa Petrovietnam và Gazprom International và Gazprom Gazomotortoplivo; Thỏa thuận các điều kiện cơ bản về hợp tác giữa Petrovietnam & Rosneft về việc Petrovietnam tham gia tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí khu vực biển Pechora, Liên bang Nga; Bản ghi nhớ về việc Rosneft tham gia Lô 15-1/05 thềm lục địa Việt Nam; Bản ghi nhớ giữa Petrovietnam và Zarubezhneft để phát triển và nâng cao hiệu quả cho Công ty Liên doanh Rusvietpetro.

Các văn bản được ký kết nhân dịp chuyến thăm của Tổng thống Liên bang Nga đã thúc đẩy việc tăng cường hợp tác trong lĩnh vực dầu khí của Petrovietnam với các đối tác Liên bang Nga ở thềm lục địa Việt Nam, mở rộng hơn nữa các dự án dầu khí của Petrovietnam ở thềm lục địa Liên bang Nga và sang những lĩnh vực mới như lọc hóa dầu, áp dụng công nghệ sử dụng khí thiên nhiên cho động cơ ô-tô nhằm cải thiện môi trường. Đồng thời, các văn bản trên đã cụ thể hóa các thỏa thuận được Petrovietnam và Gazprom, Gazprom International, Gazprom Gazomotortoplivo, Gazprom Neft, Zarubezhneft và Rosneft ký kết vào tháng 5/2013 nhân chuyến thăm Liên bang Nga của Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng.

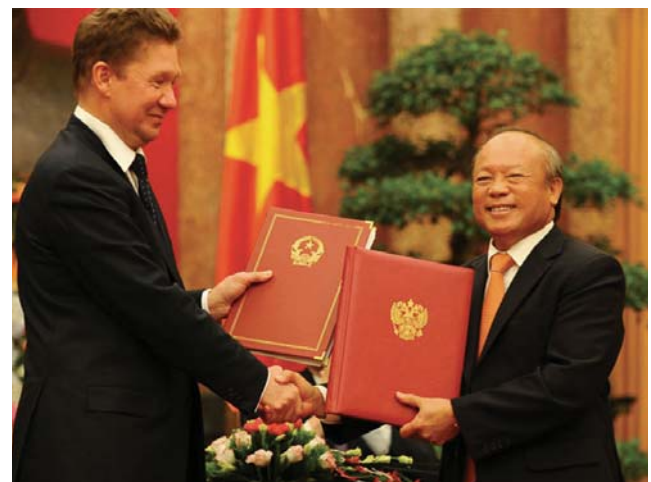
Trong thời gian Tổng thống Vladimir Putin thăm chính thức Việt Nam, các công ty dầu khí

Trong bài viết **“Nga - Việt Nam cùng nhau đi tới chân trời hợp tác mới”**, Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin nhấn mạnh: “... Vai trò then chốt trong sự phát triển quan hệ hợp tác giữa Liên bang Nga và Việt Nam về công nghiệp và đầu tư từ trước đến nay vẫn thuộc về lĩnh vực năng lượng và dầu khí. Ở đây, ngọn cờ đầu của chúng ta là Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” đã tích lũy được kinh nghiệm độc đáo về công nghệ trong hoạt động khai thác ở khu vực thềm lục địa. Khối lượng khai thác của liên doanh những năm qua đã đạt 206 triệu tấn dầu, tổng lợi nhuận đạt con số hàng chục tỷ USD.

Gazprom và Rosneft đang gia tăng sự hiện diện của mình ở Việt Nam. Những dự án hai tập đoàn này đang triển khai liên quan đến khai thác dầu khí, hiện đại hóa những cơ sở lọc hóa dầu, cung cấp khí tự nhiên hóa lỏng từ vùng Viễn Đông của Nga sang Việt Nam. Tôi đặc biệt nhấn mạnh rằng sự hợp tác trong lĩnh vực dầu khí mang tính chất tương hỗ, có đi có lại. Hiện công ty liên doanh Rusvietpetro đang hoạt động tốt tại khu tự trị Yamalo - Nenetsky của Liên bang Nga. Hoạt động của một xí nghiệp liên doanh khác là Gazpromviet cũng có nhiều hứa hẹn, công ty này hiện nay đã triển khai việc khai thác dầu mỏ và khí đốt ở tỉnh Orenburg và những địa phương khác của Nga”.



Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực tiếp Chủ tịch Rosneft Igor Sechin. Ảnh: PVN



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu trao đổi văn bản vừa ký với Chủ tịch điều hành OAO Gazprom A.B.Miller. Ảnh: PVN

quốc gia Liên bang Nga - đối tác chiến lược của Petrovietnam - đã đến thăm và làm việc với Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực và Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu tại trụ sở Petrovietnam. Đặc biệt, sự hợp tác bền chặt giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các công ty dầu khí quốc gia Liên bang Nga đã được cụ thể hóa bằng các văn kiện quan trọng được ký kết ngày 12/11/2013.

Việc tích cực triển khai hiệu quả các dự án dầu khí giữa doanh nghiệp hai nước trong thời gian qua đã khẳng định quan hệ hợp tác trong lĩnh vực năng lượng nói chung và dầu khí nói riêng đã, đang và sẽ đóng vai trò chiến lược, góp phần thúc đẩy hợp tác kinh tế, thương mại và đầu tư giữa hai nước Việt Nam - Liên bang Nga.

Theo TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam: “Kể từ ngày Bác Hồ thăm Azerbaijan năm 1959 và đặt nền móng cho sự ra đời Ngành Dầu khí Việt Nam, quan hệ hợp tác trong lĩnh vực dầu khí giữa Petrovietnam và các đối tác Liên bang Nga ngày càng có hiệu quả và thật sự đi vào chiều sâu đúng tầm đối tác chiến lược với nhịp độ tăng trưởng khá mạnh những năm gần đây. Hàng trăm triệu tấn dầu đã được khai thác, mang lại thu nhập hàng chục tỷ USD. Việc hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam với các công ty, tập đoàn dầu khí lớn của Liên bang Nga đã mang lại những nguồn lợi rất lớn, đóng góp cho sự nghiệp phát triển của ngành công nghiệp dầu khí hai nước. Hợp tác Việt - Nga về dầu khí, không chỉ trong thăm dò - khai thác mà thật sự đã lên tầm cao mới toàn diện hơn, sâu hơn và hiệu quả hơn”.

Nguyễn Hoàng

Hội nghị và Triển lãm ASCOPE lần thứ 10:

ĐỔI MỚI VÀ PHÁT TRIỂN NGÀNH CÔNG NGHIỆP DẦU KHÍ ASEAN

Hội nghị và Triển lãm ASCOPE lần thứ 10 với chủ đề “Đổi mới và Phát triển - Hướng tới tương lai” do Petrovietnam lần đầu tiên đăng cai, chủ trì chính thức khai mạc ngày 28/11/2013 tại Tp. HCM. Các hội thảo, hội nghị trong khuôn khổ ASCOPE 2013 là nơi các diễn giả và khách tham dự cùng thảo luận về những vấn đề nóng bỏng của ngành công nghiệp dầu khí giai đoạn hiện nay; quảng bá các thành tựu khoa học, kỹ thuật tiên tiến nhất trong lĩnh vực dầu khí; chia sẻ kinh nghiệm hoạt động cũng như tìm kiếm các cơ hội hợp tác mới.



Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải cùng các đại biểu tham dự Hội nghị và Triển lãm ASCOPE lần thứ 10. Ảnh: CTV

Đổi mới và phát triển - Hướng tới tương lai

Phát biểu tại Lễ khai mạc, Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải nhấn mạnh, kể từ khi gia nhập ASCOPE, Petrovietnam đã tham gia một cách tích cực, có tinh thần trách nhiệm và góp phần vào việc thúc đẩy các hoạt động của Hội đồng. Petrovietnam đã thu được nhiều lợi ích, thúc đẩy các mối quan hệ đối tác với các nước thành viên, đặc biệt là với các đối tác chiến lược, học hỏi và chia sẻ được những kinh nghiệm quý báu từ các đối tác. Theo Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải, vấn đề an ninh năng lượng là một trong những thách thức lớn hiện nay của Việt Nam. Để khắc phục những thách thức này, Việt Nam không thể đưa ra những giải pháp đơn lẻ mà cần có sự hợp tác cùng với những quốc gia khác để bảo đảm Việt Nam phát triển cùng thế giới. “Tôi tin tưởng sự kiện năm nay sẽ mang lại lợi ích và kỳ vọng lớn để giải quyết những vấn đề nóng của ngành Dầu khí, cùng lúc đó, chúng ta có thể cập nhật thông tin, chia sẻ ý kiến, với nỗ lực vì sự bền vững và chủ động đối phó với các thách thức một cách tốt hơn, vì sự cường thịnh của khu vực” - Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải khẳng định.

Hội nghị và Triển lãm ASCOPE lần thứ 10 thu hút sự tham gia của 500 đại biểu, 120 công ty hoạt động trong lĩnh vực dầu khí và năng lượng đến từ 13 quốc gia trên thế giới. Các hội thảo, hội nghị trong khuôn khổ ASCOPE 2013 là nơi các diễn giả và đại biểu tham dự cùng thảo luận

về những vấn đề nóng bỏng của ngành công nghiệp dầu khí trong giai đoạn hiện nay. Sự kiện này cũng tạo cơ hội cho tất cả các quốc gia thành viên ASCOPE trao đổi kinh nghiệm, kỹ thuật, công nghệ và các cơ hội hợp tác với các công ty dầu khí quốc gia, quốc tế với mục tiêu thúc đẩy sự phát triển của ngành công nghiệp dầu khí trong khu vực ASEAN, thu hút sự quan tâm của các nhà đầu tư trong và ngoài nước.

Các phiên họp của Hội nghị tập trung trao đổi những vấn đề thời sự trong lĩnh vực dầu khí toàn cầu và cập nhật về thực tiễn hoạt động dầu khí khu vực Đông Nam Á, cơ hội, thách thức và giải pháp. Đặc biệt, tại CEO Summit, thành viên Hội đồng ASCOPE - người đứng đầu các công ty dầu khí quốc gia/cơ quan quản lý dầu khí ASEAN sẽ trình bày cập nhật những nét chính về hoạt động dầu khí tại các nước trong khu vực, nhận định và đánh giá về triển vọng kinh tế, thị trường năng lượng toàn cầu, cơ hội hợp tác và chia sẻ để tìm ra giải pháp cùng vượt qua khó khăn, thách thức.

Trong 3 ngày diễn ra Triển lãm, các công ty dầu khí trên thế giới và các thành viên ASCOPE đã giới thiệu những thành tựu công nghệ, trang thiết bị - kỹ thuật dầu khí hiện đại nhất phục vụ hoạt động thăm dò, khai thác, chế biến, vận chuyển dầu khí; các thiết bị đo đạc và kiểm soát nguồn năng lượng; các hệ thống kiểm soát xử lý tự



Hội đồng Dầu khí ASEAN (ASEAN Council on Petroleum - ASCOPE) với thành viên các Công ty Dầu khí Quốc gia/Cơ quan Quản lý Dầu khí Quốc gia của các nước ASEAN, được thành lập ngày 15/10/1975 để thúc đẩy việc hợp tác trong lĩnh vực năng lượng dầu khí trong khu vực. Hiện nay, thành viên ASCOPE bao gồm Công ty Dầu khí Quốc gia Brunei (PetroleumBRUNEI), Cơ quan Quản lý Dầu khí Campuchia (CNPA), Công ty Dầu khí Quốc gia Indonesia (Pertamina), Công ty Nhiên liệu Quốc gia Lào (LSFC), Công ty Dầu khí Quốc gia Malaysia (Petronas), Công ty Dầu khí Quốc gia Myanmar (MOGE), Công ty Dầu khí Quốc gia Philippines (PNOC), Tập đoàn Keppel (Singapore), Công ty Dầu khí PTT (Thái Lan) và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam).



Giàn công nghệ trung tâm mỏ Bạch Hổ. Ảnh: CTV

động, các hệ thống điều hành hợp nhất áp dụng cho quản lý nhà máy, các phần mềm, dự án cải cách cho việc xây dựng các cơ sở hạ tầng dầu khí. Hàng loạt máy móc, trang thiết bị bảo vệ và dịch vụ cho các tổ hợp dầu khí cũng được giới thiệu tại Triển lãm.

Điểm nhấn của Triển lãm ASCOPE 2013 là khu vực trưng bày của các nước thành viên ASCOPE gồm: PetroleumBRUNEI, CNPA, Pertamina, Petronas, MOGE, PNOC, Keppel, PTT và Petrovietnam. Bên cạnh đó, Triển lãm còn có khu vực trưng bày của các nước Liên bang Nga, Mỹ, Hà Lan, Pháp, Na Uy, Singapore và Trung Đông, cũng như các đối tác, công ty dầu khí đa quốc gia trong khu vực và trên thế giới.

Hợp tác có hiệu quả với các công ty dầu khí quốc gia và quốc tế

Kể từ khi gia nhập ASCOPE, Petrovietnam đã tham gia một cách tích cực, có tinh thần trách nhiệm và góp phần vào việc thúc đẩy các hoạt động của Hội đồng. Petrovietnam đã thu được nhiều lợi ích, thúc đẩy các mối quan hệ đối tác với các nước thành viên, đặc biệt là với các đối tác chiến lược như Petronas, Pertamina, PTT... học hỏi và chia sẻ được những kinh nghiệm quý báu từ các đối tác. Hiện nay, các thành viên ASCOPE đang triển khai các dự án hợp tác, nghiên cứu và chia sẻ thông tin về các dự án cụ thể trong 7 tiểu ban gồm: Thăm dò Khai thác Dầu khí; Chế biến Dầu khí; Đường ống khí ASEAN; Thương mại Thị trường; Công nghệ và Dịch vụ; Hội đồng tư vấn khí ASEAN; An toàn Môi trường.

TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ghi nhận và cảm ơn sự nỗ lực và hợp tác có hiệu quả với các công ty dầu khí quốc gia và quốc tế, góp phần xây dựng Ngành Dầu khí Việt Nam lớn mạnh. Với năng lực và uy tín ngày càng lớn mạnh của Petrovietnam, cùng sự hỗ trợ hiệu quả của Chính phủ, đặc biệt thông qua kênh ngoại giao, nhiều bạn bè quốc tế đã tăng cường hợp tác với Petrovietnam để cùng tham gia triển khai các hợp đồng thăm dò, khai thác dầu khí ở trong nước và ngoài nước như: Liên bang Nga, các quốc gia SNG, khu vực Mỹ Latinh, Trung Đông, châu Phi và đặc biệt khu vực Đông Nam Á. Trong những năm tới, một số mỏ dầu và khí mới sẽ được Petrovietnam đưa vào khai thác, gia tăng giá trị tài nguyên dầu khí trong nước và nước ngoài, tăng cường thu hút các nguồn vốn đầu tư vào các lĩnh vực hoạt động chính của Tập đoàn, đóng góp tích cực và hiệu quả cho ngân sách quốc gia.

Với mục tiêu xây dựng tập đoàn kinh tế năng động, có năng lực cạnh tranh ở trong nước và quốc tế, đạt hiệu quả kinh doanh cao bằng cách tối ưu hóa việc sử dụng mọi nguồn lực sẵn có, Petrovietnam đang đẩy mạnh hoạt động, tập trung đầu tư vào 5 lĩnh vực kinh doanh chính là: thăm dò - khai thác, lọc hóa dầu, công nghiệp khí, công nghiệp điện và dịch vụ kỹ thuật dầu khí, trong đó lĩnh vực tìm kiếm - thăm dò, khai thác dầu khí là cốt lõi. Petrovietnam giữ vững vai trò trụ cột, chủ đạo của kinh tế nhà nước, đảm bảo năng lượng bền vững cho quá trình xây dựng và phát triển đất nước, qua đó góp phần xây dựng khu vực Đông Nam Á ổn định và phát triển cường thịnh.

Nguyễn Huy

Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam:

Tư vấn, định hướng các giải pháp phát triển hiệu quả lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính

Tại kỳ họp lần thứ VI, các tiểu ban của Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã thảo luận nhiều vấn đề quan trọng, đánh giá hoạt động của Tiểu ban trong nhiệm kỳ 2011 - 2013 và đề ra phương hướng hoạt động trong nhiệm kỳ mới. Trên cơ sở đó, các Tiểu ban của Hội đồng tiếp tục bám sát hoạt động sản xuất kinh doanh chính, giải quyết hiệu quả các vấn đề do thực tiễn đặt ra, đưa Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phát triển bền vững.

Định hướng cho công tác thăm dò, khai thác

Tại kỳ họp lần thứ VI, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí đã thảo luận các nội dung: kết quả công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí năm 2013; cập nhật kết quả thăm dò, khai thác ở các lô của Vietsovpetro; cập nhật kết quả tìm kiếm thăm dò của PVEP ở trong nước, đánh giá các đối tượng thăm dò và bài học kinh nghiệm; đánh giá khả năng khai thác các mỏ thuộc dự án Nhennhesky; tình hình khai thác mỏ Mộc Tinh; đánh giá hệ thống dầu khí Lô Kossor (Uzbekistan); bài học kinh nghiệm đảm bảo tiến độ first oil và chất lượng dự án có hợp đồng EPCI FPSO; các vấn đề cần nghiên cứu trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí năm 2014... Đồng thời, Tiểu ban cũng thảo luận một số vấn đề liên quan đến ứng dụng công nghệ mới trong khoan, khai thác dầu khí: ứng dụng giàn khoan tiếp trợ trong khoan nước sâu ngoài khơi Việt Nam; công nghệ hủy giếng không dùng giàn khoan; sử dụng carota khí công nghệ cao phát hiện sớm các sự cố rò rỉ giếng khoan.

Về kết quả tìm kiếm, thăm dò trong nước của PVEP, Tiểu ban cho rằng PVEP cần xem xét, đánh giá về khả năng tồn tại và phân bố bẫy chứa địa tầng ở bể Cửu Long. PVEP cần nghiên cứu, xây dựng quy hoạch phát triển các mỏ/cụm mỏ; đưa ra tiêu chí về trữ lượng tối thiểu để có thể phát triển các mỏ khí. Tiểu ban đề nghị PVEP xem xét các khu vực mạng lưới địa chấn còn thưa, các khu vực có cấu trúc địa chất phức tạp, các khu vực có tiềm năng để có kế hoạch thu nổ địa chấn bổ sung sử dụng công nghệ mới trong thu nổ, xử lý và minh giải địa chấn.

Về kết quả thăm dò, khai thác của Vietsovpetro, Tiểu ban cho rằng Vietsovpetro cần có đánh giá, đề ra các biện pháp tối ưu hóa chi phí các công đoạn như xây dựng giàn nhẹ hơn, khoan ngang, khoan xiên... để phát triển mỏ nhỏ.



TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu tại Kỳ họp VI Tiểu ban Thăm dò Khai thác. Ảnh: Ngọc Linh

Trên thực tế, các giàn nhẹ BK được xây dựng ở mỏ Bạch Hổ từ năm 2010 đã đóng góp sản lượng 1 triệu tấn dầu/năm. Với mục tiêu tận khai thác, Vietsovpetro đang tiếp tục thực hiện chính xác hóa sơ đồ phát triển mỏ Bạch Hổ trong đó có xây dựng mô hình địa chất, mô hình thủy động.

Theo đánh giá của Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí, Vietsovpetro cần tập trung nghiên cứu các đối tượng phi cấu tạo có trữ lượng công nghiệp ở trầm tích Miocen và Oligocen (Lô 09-1) để bổ sung vào trữ lượng cho Vietsovpetro trong giai đoạn tới. Đối tượng Miocen khá phức tạp, ở nhiều giếng khoan vỉa điện trở suất thấp cũng gặp dầu nên Vietsovpetro cần nghiên cứu kỹ hiện tượng này, cũng như sự phân dị giữa vỉa dầu/khí và nước. Tiểu ban cho rằng, đối tượng móng có tỷ trọng trữ lượng lớn, cần được tiếp tục nghiên cứu, đánh giá, thực hiện thu nổ mới sử dụng công nghệ cao và xử lý địa chấn 3D toàn lô nhằm: tìm kiếm các cấu tạo nhỏ mà tài liệu địa chấn 3D cũ không cho phép, chính xác hóa phân bố nứt nẻ trong móng, có tài liệu mới với chất lượng cao cho phép nghiên cứu đánh giá các đối tượng là các bẫy phi cấu tạo. Đồng

thời, Vietsovpetro cần tiếp tục đẩy mạnh nghiên cứu ở Lô 04-3 về cổ địa lý tướng đá, thuộc tính địa chấn... để xác định điều kiện môi trường trầm tích và dự đoán kết quả phát triển thân cát và đặc trưng thẩm chứa; nghiên cứu chi tiết về lịch sử hoạt động kiến tạo của khu vực, đánh giá khả năng chắn của các đứt gãy kiến tạo.

Bên cạnh đó, Tiểu ban khuyến khích các đơn vị áp dụng các công nghệ mới trong khoan dầu khí, nhằm giảm giá thành, nâng cao hiệu quả công tác thi công khoan. Tiểu ban cho rằng, cần tiếp tục nghiên cứu việc ứng dụng giàn khoan tiếp trợ cho các phát hiện tại phân khúc nước sâu tương tự và sâu hơn; tiếp tục đánh giá về công nghệ hủy giếng không sử dụng giàn khoan; sử dụng carota khí công nghệ cao phát hiện sớm các sự cố trong khi khoan...

Trong nhiệm kỳ 2011 - 2013, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí đã tập trung thảo luận các nội dung quan trọng, góp phần thúc đẩy và nâng cao hiệu quả lĩnh vực “xương sống” của Petrovietnam: tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở các vùng truyền thống và các khu vực nước sâu, xa bờ; công tác khoan thăm dò, khoan thẩm lượng, khoan khai thác; công tác phát triển mỏ; hiện trạng khai thác; nâng cao hệ số thu hồi dầu; mua mỏ/mua tài sản ở nước ngoài; nguồn nhân lực E&P, công tác nghiên cứu khoa học... Theo đánh giá của TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tại Kỳ họp, Tiểu ban Thăm dò Khai thác đã đóng góp hết sức quan trọng cho công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí của Tập đoàn. Trong 3 năm qua, Petrovietnam luôn giữ vững nhịp độ phát triển bền vững, trong đó có sự đóng góp to lớn của lĩnh vực thăm dò, khai thác: hoàn thành mục tiêu gia tăng trữ lượng và giữ vững sản lượng khai thác.

Trong nhiệm kỳ tới, Tiểu ban sẽ tập trung vào các vấn đề: tìm kiếm, thăm dò các đối tượng mới, phi truyền thống trong các vùng thăm dò truyền thống (như: bẫy phi cấu tạo, các đối tượng chứa chặt sét, bẫy quạt trầm tích, turbidite, móng carbonate, tận thăm dò...); tìm kiếm thăm dò và thi công tại vùng nước sâu, xa bờ; tìm kiếm, thăm dò tại các bể trầm tích mới; các giải pháp cụ thể để phát triển mỏ nhỏ, mỏ cận biên. Đồng thời, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí cũng tập trung nghiên cứu các giải pháp để đảm bảo sản lượng khai thác và công tác bảo vệ mỏ, nâng cao thu hồi dầu; trữ lượng và hệ số thu hồi của tầng móng granite; thăm dò, khai thác dầu khí tại các đối tượng phi truyền thống; cập nhật, sửa đổi các quy chế tính trữ lượng, khai thác, đầu tư thăm dò khai thác; đẩy mạnh tìm kiếm dự án thăm dò, khai thác mới ở nước ngoài; xây dựng Quy chế tìm kiếm, thăm dò dầu khí.

Nâng cao hiệu quả các công trình/dự án dầu khí

Ngày 22 - 23/11/2013, tại Vĩnh Phúc, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí và Tiểu ban Kinh tế - Quản lý Dầu khí đã tổ chức Kỳ họp lần thứ VI. Hai Tiểu ban dành nhiều thời gian để thảo luận, phân tích, đề xuất các giải pháp kỹ thuật - công nghệ, kinh tế - quản lý để nâng cao hiệu quả Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, các dự án chế biến dầu khí và nhiên liệu sinh học.

Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí và Tiểu ban Kinh tế - Quản lý Dầu khí cho rằng, khi triển khai dự án cần xây dựng thông số đầu vào chính xác, công tác nghiên cứu, dự báo chuyên nghiệp. Do đó, để nâng cao hiệu quả đầu tư cần xem xét trên cơ sở tổng mức đầu tư và giá trị gia tăng (giá nguyên liệu, giá sản phẩm, chi phí sản xuất, công nghệ áp dụng)... Các dự án cần thiết phải triển khai các giải pháp



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

kinh tế - kỹ thuật phù hợp nhằm giảm thiểu chi phí, tối ưu sản xuất và nâng cao hơn nữa hiệu quả hoạt động.

Theo Ban Chế biến Dầu khí, dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cần xác định phương án đảm bảo nguồn dầu thô chiến lược và ổn định lâu dài, lựa chọn phương án công nghệ theo nguồn dầu thô. Trong ngắn hạn (đến năm 2015), Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cần cải hoán nhỏ, nâng công suất lên 110 - 115%, tăng công suất vận hành CCR, ISOM, NHT; đầu tư phao rót dầu không bền (SPM) để nhập tàu có công suất lớn hơn, tiến tới tiếp nhận tàu có tải trọng lớn. Trong trung hạn (đến 2017), Nhà máy cần đầu tư phân xưởng lưu huỳnh, đầu tư các dự án hóa dầu đơn lẻ khả thi về nguyên liệu và tiềm năng về thị trường. Trong dài hạn (sau năm 2018), Nhà máy Lọc dầu Dung Quất hoàn thành việc nâng cấp mở rộng để chế biến dầu hỗn hợp và tăng hiệu quả kinh tế; về cấu hình công nghệ, tách benzene, trộn paraxylene, chạy phân xưởng cracking xúc tác (RFCC) tối đa chế độ olefine, bổ sung cụm thu hồi ethylene và chuyển hóa C_2 , C_4 thành propylene...

Trong phiên họp chuyên đề, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đã tập trung thảo luận các nội dung: Đánh giá tiềm năng các nguồn khí cho chế biến hóa dầu tại Việt Nam; Vai trò của methanol và ý tưởng về nền kinh tế methanol ("methanol economy"); Kết quả nghiên cứu các dự án chế biến hóa dầu từ khí; Chiến lược đa dạng hóa sản phẩm của Nhà máy Đạm Cà Mau; Sơ kết kết quả 3 năm thực hiện "Kế hoạch nghiên cứu áp dụng và phát triển công nghệ sản xuất nhiên liệu sinh học đến năm 2015, tầm nhìn đến 2025".

Về nguồn cung khí cho chế biến hóa dầu đánh giá tiềm năng các nguồn khí cho chế biến hóa dầu tại Việt Nam, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí cho rằng, nguồn khí từ Cá Voi Xanh là nguồn nguyên liệu phù hợp để phát triển các dự án chế biến hóa dầu tại miền Trung; định hướng tăng dần tỷ lệ chế biến hóa dầu từ khí, tăng cường tích hợp lọc hóa dầu để gia tăng giá trị sử dụng của nguồn khí. Nguồn khí giàu CO_2 ở khu vực miền Trung nên được quy hoạch và định hướng phát triển, trong đó chú trọng đến tỷ lệ dành để chế biến sâu thành nhiên liệu lỏng và sản phẩm hóa dầu. Bên cạnh đó, cần có nghiên cứu cụ thể đánh giá hiệu quả xây dựng đường ống vận chuyển một phần khí từ miền Trung để cung cấp bổ sung lượng khí thiếu hụt cho thị trường khí Đông Nam Bộ từ năm 2020 (sử dụng khí cho công nghiệp điện).

Tiểu ban cho rằng, cần tiếp cận các nhà công nghệ bản quyền để nghiên cứu sâu hơn về công nghệ, đặc biệt là khả năng sản xuất các olefine từ methanol theo công nghệ

Trong Kỳ họp lần thứ VI, Tiểu ban Công nghệ Công trình Dầu khí đã thảo luận các vấn đề: Đánh giá khả năng huy động các nhà máy điện của Petrovietnam đầu tư trong điều kiện thị trường phát điện cạnh tranh tại Việt Nam; Cơ sở hạ tầng để nhập khẩu LNG về Việt Nam; Đánh giá ảnh hưởng tốc độ ăn mòn đường ống vận chuyển khí có chứa CO_2 và H_2S ; Xây dựng cơ sở dữ liệu khí tượng, hải văn và động đất phục vụ thiết kế công trình biển; Các vấn đề khoa học và thực tiễn của chuẩn hóa dữ liệu trong công tác thiết bị, vật tư, phụ tùng tại BSR...

MTP/MTO. Viện Dầu khí Việt Nam xây dựng các chương trình nghiên cứu khoa học dài hạn về chế biến sâu khí để tập trung giải quyết các vấn đề sau: nâng cao hiệu quả hoạt động của nhà máy hiện tại, lựa chọn công nghệ phù hợp để thu hồi ethane và chế biến sâu khí hiệu quả, phát triển các công nghệ mới để chế biến khí giàu CO_2 ...

Trong nhiệm kỳ 2011 - 2013, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đã tập trung thảo luận, nghiên cứu, đề xuất giải pháp nhằm tối ưu cơ cấu nguyên liệu và sản phẩm cho các nhà máy lọc hóa dầu của Petrovietnam; chế biến sâu khí; nâng cao hiệu quả hoạt động cho các nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học, chương trình nghiên cứu nhiên liệu sinh học; vận hành, bảo dưỡng các nhà máy chế biến dầu khí; phát triển nguồn nhân lực thuộc khâu sau... Đồng thời, Tiểu ban còn là cầu nối giữa các đơn vị nghiên cứu khoa học và các đơn vị sản xuất kinh doanh, hỗ trợ đặt vấn đề và định hướng nghiên cứu, hỗ trợ trao đổi kinh nghiệm vận hành.

Tại phiên họp chuyên đề Kỳ họp lần thứ VI, Tiểu ban Kinh tế - Quản lý Dầu khí đã thảo luận các nội dung: Một số đề xuất về tiêu chí bổ nhiệm/miễn nhiệm, tiêu chí đánh giá và chế độ đãi ngộ đối với người đại diện phần vốn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; Tổng kết, đánh giá hiệu quả đầu tư hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí của Petrovietnam; Định hướng các nội dung, vấn đề/đề tài cần nghiên cứu thuộc lĩnh vực kinh tế - quản lý.

Trong cả nhiệm kỳ, Tiểu ban Kinh tế - Quản lý Dầu khí đã tập trung nghiên cứu, đề xuất các giải pháp thực hiện các mục tiêu chiến lược giai đoạn 2011 - 2015 của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; thực trạng, khó khăn và các giải pháp cần tháo gỡ về thoái vốn, hỗ trợ tài chính trong quá trình triển khai Đề án tái cơ cấu; hiệu quả hoạt động và các giải pháp kinh tế kỹ thuật để nâng cao hiệu quả hoạt động các dự án thăm dò, khai thác dầu khí, chế biến dầu khí, nhiên liệu sinh học... Đồng thời, rà soát thường xuyên tính khả thi và hiệu quả của các dự án, là cơ sở để Tập đoàn quyết định việc ưu tiên đầu tư cho các dự án cần thiết và giãn tiến độ/dừng các dự án chưa hiệu quả.

Việt Hà

Hội Dầu khí Việt Nam: Tập hợp trí tuệ khoa học công nghệ VÌ SỰ NGHIỆP DẦU KHÍ VIỆT NAM

Sáng 7/11, Hội Dầu khí Việt Nam tổ chức thành công Đại hội đại biểu lần thứ II nhiệm kỳ 2014 - 2017. Trong nhiệm kỳ mới, Hội Dầu khí Việt Nam sẽ tiếp tục đổi mới, nâng cao chất lượng, hiệu quả hoạt động, tập hợp ý kiến khách quan của đội ngũ trí thức khoa học và công nghệ, hoàn thành tốt chức năng nhiệm vụ của một Hội chính trị chuyên ngành là tư vấn phản biện; nghiên cứu và phát triển khoa học công nghệ; đào tạo, thông tin và phổ biến kiến thức; động viên phong trào tham gia hoạt động sáng tạo khoa học và công nghệ; hợp tác trong và ngoài nước... đóng góp tích cực cho sự phát triển vì sự nghiệp Dầu khí Việt Nam.



Chủ tịch HĐQTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu tại đại hội. Ảnh: Việt Hà

Đẩy mạnh công tác tư vấn, phản biện, nghiên cứu khoa học

Tại Đại hội, Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam Ngô Thường San đã tổng kết hoạt động của Hội trong nhiệm kỳ I (2010 - 2013) và phương hướng hoạt động nhiệm kỳ II (2014 - 2017). Sau hơn 3 năm hoạt động, Hội Dầu khí Việt Nam đã trở thành tổ chức chính trị, xã hội nghề nghiệp trong lĩnh vực khoa học kỹ thuật, công nghệ dầu khí. Hiện tại Hội Dầu khí Việt Nam có 667 hội viên với 6 chi hội và câu lạc bộ Dầu khí, tập hợp đông đảo và rộng rãi những người làm công tác khoa học, kỹ thuật và công nghệ, kinh tế trong và ngoài Ngành, giúp đỡ nhau phát huy tài năng cống hiến cho sự nghiệp phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam. Đặc biệt, Hội Dầu khí Việt Nam đã thực hiện tốt công tác tư vấn, phản biện, tham mưu, nghiên cứu khoa học, đào tạo...

Cụ thể, Hội Dầu khí Việt Nam đã được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề nghị tư vấn, góp ý các nội dung: Bài học tổng kết kinh nghiệm phát triển một số lĩnh vực của Ngành trong 5 năm 2006 - 2010; Điều chỉnh kế hoạch và xây dựng các mục tiêu Chiến lược tăng tốc phát triển Ngành trong 5 năm 2011- 2015, tầm nhìn 2025; Xây dựng Chiến lược phát triển khoa học công nghệ như động lực và công cụ phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam trong kế hoạch 5 năm 2011 - 2015... Hội Dầu khí Việt Nam tham gia phản biện các báo cáo: Quy hoạch thăm dò, khai thác, chế biến và sử

dụng than Đồng bằng sông Hồng; Trữ lượng dầu khí mỏ Gấu Chứa, Gấu Ngựa; Trữ lượng dầu khí mỏ Sư Tử Nâu - Hồ Xám; Trữ lượng mỏ Cá Ngừ Vàng và Hải Sư Đen; Dự án nghiên cứu đầu tư vùng Maracaibo - Venezuela; Kết quả thử nghiệm khảo sát địa hóa khí trên mặt ở một số cấu tạo Miền vông Hà Nội; Trữ lượng mỏ Thiên Ứng - Mãng Cầu; Trữ lượng mỏ Rồng Đồi Tây; Trữ lượng mỏ Mèo Trắng - Gấu Trắng; Tính lại trữ lượng dầu và khí hòa tan mỏ Bạch Hổ; Đánh giá dầu khí tại chỗ và trữ lượng dầu khí mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi; Sơ đồ công nghệ khai thác mỏ Bạch Hổ (điều chỉnh) năm 2013...

Các chi hội cơ sở cũng tích cực tham gia công tác tư vấn cho các đơn vị trên địa bàn hoạt động. Chi hội Dầu khí Hà Nội đã chủ trì phối hợp với Trung ương Hội, Ban Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tổ chức thành công Hội thảo Khoa học "Nghiên cứu đánh giá triển vọng dầu khí vùng trũng An Châu"; Tư vấn cho Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí về Dự án đầu tư Nhà máy Petroleum Resins tại Việt Nam; Tư vấn cho PVEP Sông Hồng tiếp tục triển khai kế hoạch "Nghiên cứu - Tìm kiếm dầu khí ở Vùng trũng An Châu"... Chi hội Dầu khí Vũng Tàu đã phối hợp với Vietsovpetro tư vấn đề tài "Phân tích trạng thái ngập nước ở khối Trung tâm tầng móng mỏ Bạch Hổ"; hỗ trợ Vietsovpetro phân tích đánh giá tiềm năng dầu khí tại các bể trầm tích và cơ sở pháp lý để tham gia đấu thầu tại Indonesia...



Ông Ngô Thường San - Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam và các đồng chí trong Hội Dầu khí khảo sát, nghiên cứu địa chất đới xáo trộn Hà Tiên. Ảnh: Lê Khoa

Hội đã chủ trì tham gia tổ chức nhiều hội thảo khoa học: Hội thảo phát triển công nghiệp khí khu vực Bắc Bộ; Hội thảo góp ý về các giải pháp thực hiện “Chiến lược tăng tốc phát triển lĩnh vực hạ nguồn đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025”; Hội thảo đánh giá tiềm năng và các giải pháp khoa học, kỹ thuật, công nghệ tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí vùng nước sâu, xa bờ nhằm thực hiện các mục tiêu quan trọng trong “Chiến lược biển Việt Nam”; Hội thảo “Định hướng và giải pháp tạo sự phát triển bền vững khâu sau của Ngành Dầu khí Việt Nam”; Tọa đàm về “Phát triển năng lượng xanh để ứng phó với biến đổi khí hậu toàn cầu”; Trao đổi học thuật về khả năng ứng dụng dầu nâng cấp Venezuela cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; Đánh giá và góp ý các giải pháp nâng cao hiệu quả của các dự án sản xuất và pha trộn ethanol E5, E10...

Trong lĩnh vực nghiên cứu khoa học, Hội Dầu khí Việt Nam thực hiện đề tài Sửa đổi, bổ sung Quy định và Hướng dẫn “Phân cấp tài nguyên và tính trữ lượng dầu khí”; Khảo sát thực địa bể An Châu nhằm nghiên cứu cấu trúc và xác định diện phân bố tầng sét có khả năng sinh; Khảo sát tìm hiểu về di sản thiên nhiên thế giới được UNESCO công nhận “Công viên địa chất Đồng Văn”; Khảo sát vùng Tây Bắc - Sơn La, Điện Biên, Lai Châu, tìm hiểu về cấu trúc địa chất bể Sông Đà; Khảo sát vùng Pleiku - Kontum tìm hiểu

về địa chất của “Địa khối Kontum”; Khảo sát địa chất vùng Hà Tiên và quần đảo Hải Tặc, Nam Du, Phú Quốc nhằm nghiên cứu địa chất đới xáo trộn Hà Tiên và tiềm năng dầu khí bể Phú Quốc và các bể Mesozoi ở Tây Nam nói chung; Khảo sát khối nâng cổ Tiền Cambri ở vùng Hoàng Su Phì và Bắc Hà; Khảo sát địa chất Tây Trường Sơn và Trung Lào; Khảo sát vùng đất Mũi Cà Mau, tìm hiểu về hoạt động và ý nghĩa kinh tế của các công trình dầu khí “Khí - Điện - Đạm Cà Mau” đối với vùng sâu, vùng xa, công nghiệp kém phát triển của khu vực Tây Nam bộ...

Các giải pháp tạo sự phát triển bền vững

Theo ông Ngô Thường San, mục tiêu quan trọng của Hội Dầu khí Việt Nam trong nhiệm kỳ II là củng cố tổ chức, tăng hiệu quả hoạt động và phát huy tính chủ động của các chi hội cơ sở, câu lạc bộ các doanh nghiệp và nâng cao chất lượng hoạt động của các ban chuyên môn của Trung ương Hội. Công tác tư vấn phản biện tùy quy mô cần tiếp tục phát huy mạnh ở cấp Trung ương Hội và đặc biệt ở các chi hội cơ sở và tập trung theo các hướng: Tổng kết hoạt động sản xuất kinh doanh của Ngành trong thực hiện kế hoạch 5 năm 2011 - 2015 và xây dựng các chỉ tiêu cho kế hoạch 2016 - 2020, các giải pháp tạo sự phát triển bền vững; Phản biện các báo cáo Đánh giá trữ lượng và thu hồi



Ban Thường vụ Hội Dầu khí Việt Nam nhiệm kỳ 2014 - 2017. Ảnh: CTV

dầu khí của các mỏ; Phản biện về các Đề án Phát triển và khai thác các mỏ dầu khí; Phản biện cho các đề án đầu tư trong và ngoài nước; Đề án nâng cấp và mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất...

Hoạt động trong lĩnh vực khoa học cần được đẩy mạnh song song ở địa bàn hoạt động của Trung ương Hội và ở các chi hội cơ sở, tập trung vào các chương trình: các giải pháp tăng hệ số thu hồi dầu khí; tận thăm dò và khai thác các mỏ suy giảm; phối hợp với Viện Dầu khí Việt Nam xây dựng Từ điển giải thích tổng hợp công nghiệp dầu khí Anh - Việt. Đồng thời, Hội sẽ tham gia cùng Tập đoàn xây dựng và hoàn chỉnh bộ Quy chế mang tính pháp quy để hỗ trợ công tác quản lý kinh tế - kỹ thuật trong hoạt động dầu khí như: quy chế trong tìm kiếm, thăm dò và thẩm lượng các mỏ dầu khí, quy chế khai thác các mỏ dầu khí, quy chế quản lý mỏ, quy chế Việt Nam trong thiết kế và xây dựng các công trình dầu khí biển; nghiên cứu xây dựng những điển hình trong nghiên cứu và phát triển khoa học công nghệ (R&D) trong Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam...

Dự kiến, Hội Dầu khí Việt Nam và các chi hội cơ sở sẽ chủ trì/phối hợp tổ chức một số hội thảo khoa học chuyên đề trong thời gian tới như: Kỹ thuật khoan và công nghệ khoan nâng cao; Thiết kế, chế tạo, lắp đặt công trình dầu khí biển; Định hướng và giải pháp phát triển lĩnh vực thiết kế và xây lắp dầu khí theo hướng đồng bộ, hiện đại và bền vững; Định hướng phát triển thăm thực vật vùng ngập mặn do biến đổi khí hậu và các phương án sản phẩm phân bón tổng hợp cho các vùng ngập mặn, vùng đất bạc màu; Định hướng phát triển công nghiệp hóa dầu trên cơ sở nguồn nguyên liệu khí thiên nhiên; Phân tích về mô hình hoạt động của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam sau tái cấu trúc, thuận lợi, khó khăn và biện pháp

khắc phục, điều chỉnh; Định hướng và giải pháp nâng cao hiệu quả các nhà máy nhiên liệu sinh học...

Tại Đại hội, GS.TS. Đặng Vũ Minh - Chủ tịch Liên hiệp các Hội Khoa học và Kỹ thuật Việt Nam đã trao bức trướng cho Hội Dầu khí Việt Nam với 8 chữ vàng: "Đoàn kết - Trí tuệ - Đổi mới - Phát triển" và Bằng khen của Liên hiệp cho Hội Dầu khí Việt Nam, Chi hội Dầu khí Hà Nội và Chi hội Dầu khí Vũng Tàu. Đại diện các Chi hội Dầu khí tại Tp. Vũng Tàu, Thái Bình, Tp. Hồ Chí Minh, Hà Nội, Quảng Ngãi, Cà Mau đã có những tham luận khẳng định nhiệm vụ quan trọng trong nhiệm kỳ tới

của Hội Dầu khí Việt Nam tiếp tục phát huy thế mạnh, hỗ trợ cao nhất cho các hoạt động của Petrovietnam.

Phát biểu chỉ đạo tại Đại hội, TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ghi nhận và biểu dương những đóng góp của Hội Dầu khí Việt Nam trong thời gian qua. Lãnh đạo Tập đoàn đề nghị Hội tiếp tục bám sát nhiệm vụ chính trị, hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn, phối hợp với các ban chuyên môn Tập đoàn thực hiện tốt nhiệm vụ tư vấn, phản biện phục vụ sự phát triển bền vững của Tập đoàn. Đồng thời, Hội cần phối hợp chặt chẽ với Công đoàn, Đoàn Thanh niên, Hội Cựu chiến binh Tập đoàn để tuyên truyền sâu rộng lịch sử Ngành Dầu khí Việt Nam; tiếp tục thực hiện hiệu quả công tác đối nội, đối ngoại...

Đại hội đã bầu 97 đồng chí vào Ban Chấp hành Hội Dầu khí Việt Nam nhiệm kỳ II năm 2014 - 2017. Ban Chấp hành nhiệm kỳ 2014 - 2017 đã họp phiên thứ nhất và bầu 25 đồng chí vào Ban Thường vụ Hội Dầu khí Việt Nam. Đồng chí Ngô Thường San tiếp tục đảm nhiệm chức vụ Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam.

Đại hội đại biểu lần thứ II Hội Dầu khí Việt Nam với chủ đề "Tập hợp trí tuệ khoa học công nghệ vì sự nghiệp Dầu khí Việt Nam", khẳng định quyết tâm sẽ tiếp tục đổi mới, nâng cao chất lượng, hiệu quả hoạt động, tập hợp trí tuệ của đội ngũ trí thức khoa học và công nghệ, hoàn thành tốt chức năng nhiệm vụ của một Hội chính trị chuyên ngành là tư vấn phản biện; nghiên cứu và phát triển khoa học công nghệ; đào tạo, thông tin và phổ biến kiến thức; động viên phong trào tham gia hoạt động sáng tạo khoa học và công nghệ; hợp tác trong và ngoài nước... đóng góp tích cực cho sự phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Ngọc Linh

MÔ HÌNH ĐỊA CHẤT 3D TRÊN CƠ SỞ XÁC ĐỊNH CÁC ĐƠN VỊ DÒNG CHẢY CHO HỆ TẦNG SẢN PHẨM TUỔI MIOCEN SỚM, MỎ BẠCH HỔ

TS. Nguyễn Xuân Trung¹

PGS.TS. Lê Hải An²

¹Tổng công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí

²Đại học Mỏ - Địa chất

Tóm tắt

Những năm gần đây, mô hình địa chất 3D đã trở thành công cụ quan trọng hỗ trợ chính xác hóa trữ lượng dầu khí tại chỗ của tầng chứa dầu khí, phục vụ cho việc mô phỏng dòng chảy chất lưu nhiều pha trong vỉa chứa, cung cấp thông tin cho công tác quản lý và phát triển mỏ. Tuy nhiên, trên thực tế, đặc trưng địa chất của các mỏ dầu khí nói chung rất phức tạp và bất đồng nhất, do đó việc xây dựng mô hình địa chất 3D gặp nhiều khó khăn. Để xây dựng mô hình địa chất của tầng chứa chính xác và chi tiết hơn, cần xác định các đơn vị dòng chảy, tương trầm tích và xây dựng quan hệ độ rỗng - độ thấm... Bài báo giới thiệu một số kết quả về mô hình địa chất 3D dựa trên xác định các đơn vị dòng chảy cho hệ tầng sản phẩm tuổi Miocen sớm tại mỏ Bạch Hổ.

1. Mở đầu

Ngoài đối tượng khai thác chính là các thân dầu trong đá móng granite nứt nẻ, mỏ Bạch Hổ còn có các thân dầu trong trầm tích tuổi Miocen sớm và Oligocen. Các đối tượng này đang được các nhà nghiên cứu đánh giá lại nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu và khai thác tận thu.

Để nghiên cứu và đánh giá lại tiềm năng dầu khí trong trầm tích Miocen sớm, ngoài các phương pháp thông thường đang được tiến hành, việc áp dụng phương pháp xây dựng mô hình địa chất 3D là cần thiết. Tuy nhiên đến nay, mô hình địa chất 3D của hệ tầng sản phẩm Miocen sớm, mỏ Bạch Hổ vẫn chưa được xây dựng hoàn chỉnh. Do đó, nhóm tác giả đã tập trung xây dựng mô hình địa chất 3D của hệ tầng sản phẩm này. Việc phân chia vỉa chứa dầu khí thành các đơn vị dòng chảy cho phép xây dựng mô hình độ thấm và xác định các đặc điểm địa chất - địa vật lý liên quan đến dòng chảy của các tầng chứa dầu khí tuổi Miocen sớm.

2. Xác định đơn vị dòng chảy

Trong những năm gần đây, lý thuyết về đơn vị dòng chảy (Hydraulic Flow Unit - HU) được nhiều nhà khoa học phát triển và đưa vào ứng dụng trong tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí để dự báo độ thấm từ tài liệu địa vật lý giếng khoan, lựa chọn số lượng mẫu lõi trụ tối thiểu cần thiết phải phân tích các tham số tầng chứa đặc biệt phục vụ cho dự báo nhiều tham số địa vật lý và địa hóa khác từ

tài liệu địa vật lý giếng khoan. Xây dựng mô hình địa chất tĩnh cũng như mô hình động của tầng chứa đạt nhiều kết quả khả quan chứng tỏ tính khoa học và thực tiễn của lý thuyết về đơn vị dòng chảy [1, 5 - 11].

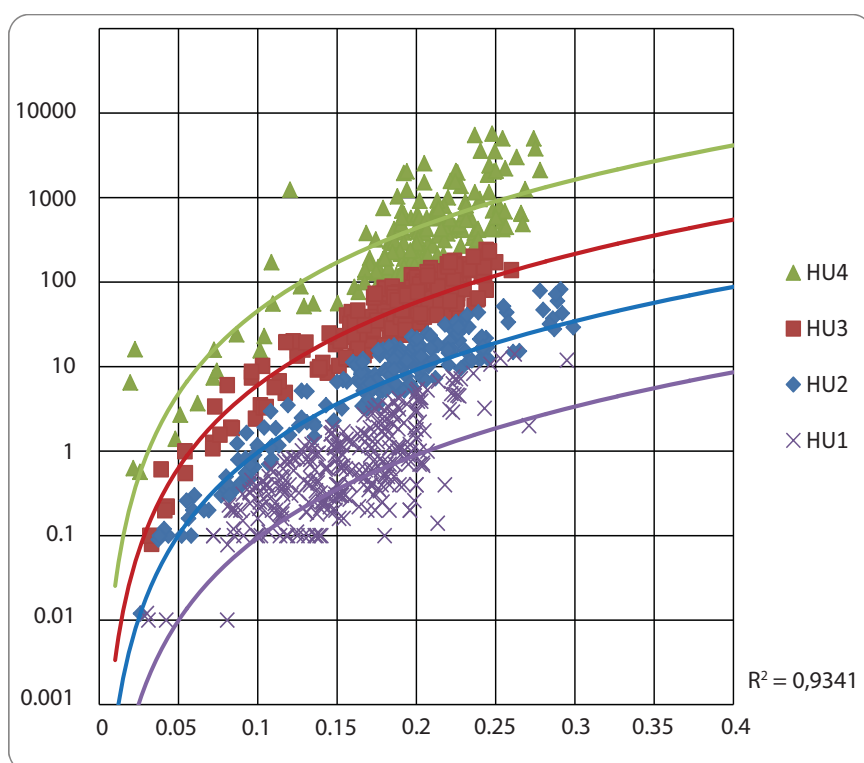
Trong các nghiên cứu trước đây, nhóm tác giả đã xây dựng cơ sở lý thuyết của các phương pháp và kết quả xác định các đơn vị dòng chảy cho hệ tầng sản phẩm Miocen sớm [3]; sử dụng phương pháp phân tích nhóm dựa trên thuật toán Ward - phương pháp tiếp cận không sử dụng đồ thị để xác định số các nhóm mẫu [3, 7]. Để xác định số lượng của đơn vị dòng chảy, phương pháp biểu đồ tần suất tích lũy được kết hợp cùng với phương pháp thống kê sử dụng thuật toán Ward. Với ưu điểm sự phân tán của các mẫu trong các nhóm được giảm tối đa, thuật toán Ward được chọn để ứng dụng để xác định các đơn vị dòng chảy. Nhóm tác giả đã lựa chọn mô hình 4HU để tính toán độ nhạy của mô hình độ thấm và xây dựng mô hình địa chất 3D cho hệ tầng sản phẩm Miocen sớm.

Mô hình độ thấm cho từng HU được tính toán theo công thức [1]:

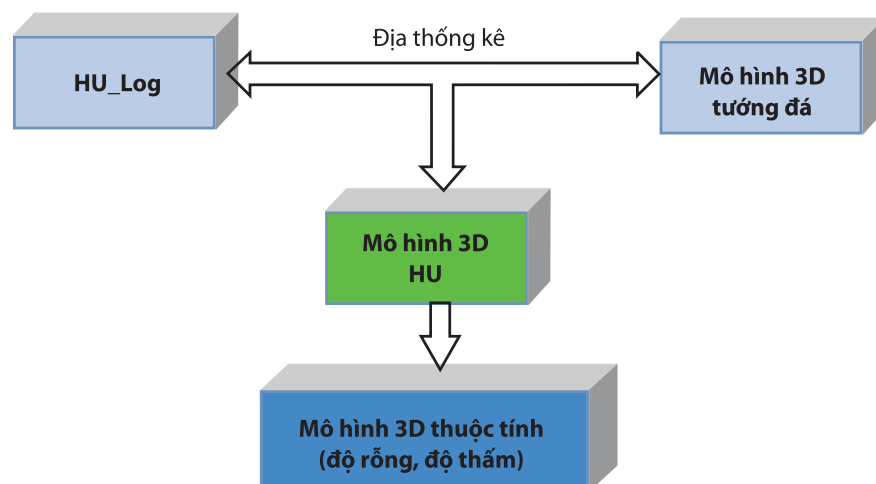
$$K = 1014,24 FZI_{ib}^2 \frac{\Phi^3}{(1 - \Phi)^2} \quad (1)$$

Theo nghiên cứu của J.O.Amaefule và nnk [6], chỉ số của vùng chảy FZI (flow zone indicator) được xác định từ phương trình Kozeny-Carman có ý nghĩa là tham số duy nhất mà kết hợp được các thuộc tính địa chất của kiến trúc hạt và khoáng vật để phân biệt các tướng kiến trúc lỗ

rộng khác nhau (các đơn vị dòng chảy) [1]. Giá trị FZI càng cao thì tính chất của tầng chứa (rỗng - thấm) càng tốt. Với các giá trị FZI trung bình cho từng HU của từng mô hình, độ thấm được tính theo công thức (1). Kết quả độ thấm tính toán được khi so sánh với kết quả đo ghi trên mẫu lõi ở các giếng thăm dò cho thấy độ chính xác tăng lên đáng kể so với chỉ sử dụng một quan hệ hồi quy thông thường. Hệ số tương quan giữa độ thấm tính theo mô hình HU và mẫu lõi $R^2 = 0,934$ (mô hình 4 HU). Hình 1 biểu diễn crossplot độ rỗng - độ thấm của mô hình 4HU và Bảng 1 trình bày các giá trị FZI trung bình đại diện cho từng HU.



Hình 1. Crossplot độ rỗng - độ thấm mô hình 4HU hệ tầng sản phẩm Miocen sớm



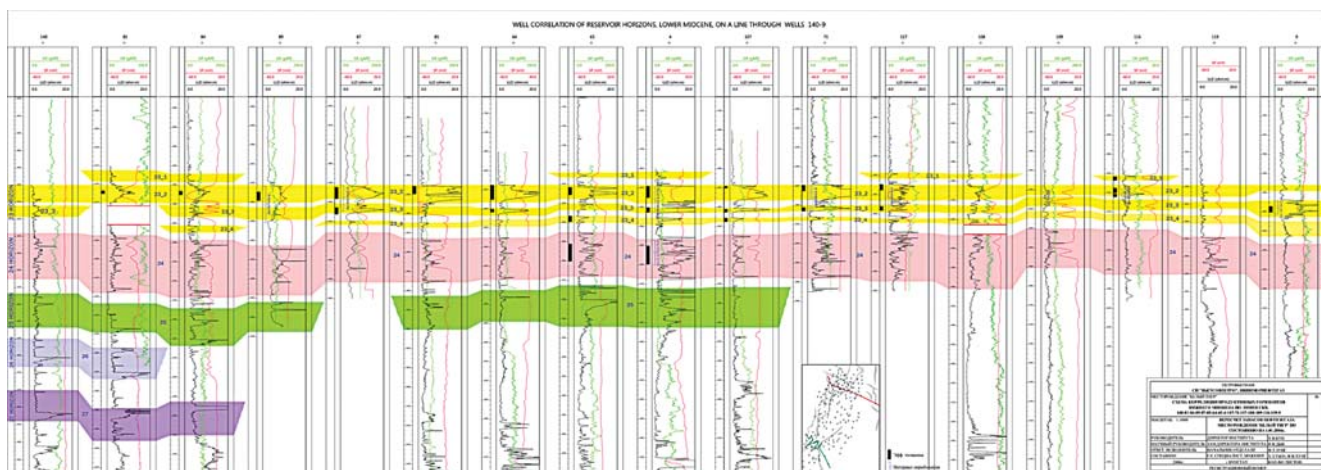
Hình 2. Sơ đồ khối xây dựng mô hình địa chất 3D hệ tầng sản phẩm Miocen sớm, mỏ Bạch Hổ

3. Xây dựng mô hình địa chất theo đơn vị dòng chảy

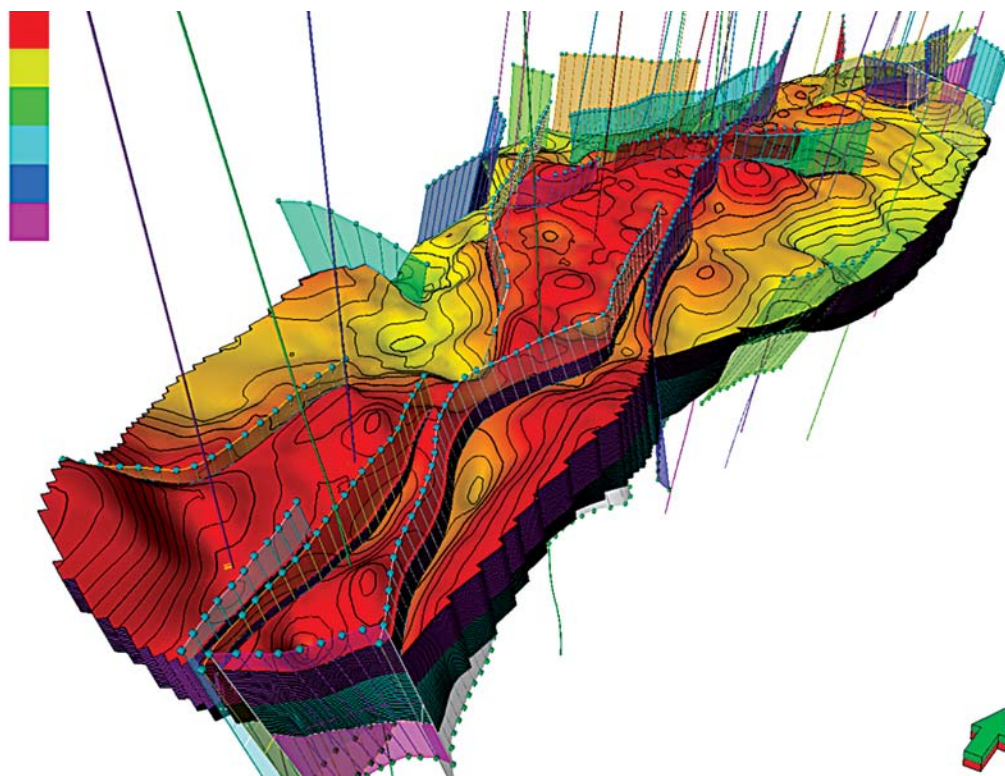
Để xây dựng mô hình địa chất 3D của tầng chứa, phải tuân theo một quy trình chuẩn gồm các bước chính sau: (1) Dữ liệu đầu vào; (2) Xây dựng mô hình cấu trúc; (3) Chuyển đổi tỷ lệ (upscale) từ tỷ lệ tài liệu vào tỷ lệ mô hình; (4) Phân tích số liệu; (5) Xây dựng mô hình tương; (6) Xây dựng mô hình thông số (độ rỗng, độ thấm, độ bão hòa) [4]. Trong nghiên cứu này, để áp dụng phương pháp tiếp cận mới trên cơ sở của đơn vị dòng chảy, bước 6 được thực hiện thành 2 giai đoạn: (6a) xây dựng mô hình 3D đơn vị dòng chảy và (6b) xây dựng mô hình thông số.

Hình 2 trình bày sơ đồ khối tối giản sử dụng trong xây dựng mô hình địa chất 3D hệ tầng sản phẩm Miocen sớm, mỏ Bạch Hổ. Mô hình thông số rỗng - thấm của hệ tầng sản phẩm này sẽ được xây dựng theo đơn vị dòng chảy xác định từ mẫu lõi và mô hình 3D của HU, như đã trình bày ở trên. Số HU được xác định là 4 và tính chất tầng chứa (rỗng - thấm) tốt dần từ HU1 đến HU4.

Trong hệ tầng chứa sản phẩm Miocen sớm, các tầng sản phẩm từ trên xuống lần lượt là 23 - 27. Theo kết quả nghiên cứu thuộc tính địa chấn cũng như các nghiên cứu về môi trường trầm tích, các thân dầu có dạng kênh rạch chủ yếu tập trung trong các tầng sản phẩm từ 25, 26 đến 27 và ở vòm Nam của mỏ (Hình 3). Trong hệ tầng sản phẩm Miocen sớm, các thân dầu được phát hiện chủ yếu trong các tầng sản phẩm 23, 24 và là đối tượng nghiên cứu chính nên không sử dụng phương pháp mô hình hóa ngẫu nhiên định hướng đối tượng (stochastic/object based) mà sử dụng phương pháp mô hình hóa ngẫu nhiên theo điểm (stochastic/pixel). Khi xây dựng mô hình phân bố tương trong Petrel, các tác giả đã sử dụng thuật toán Sequence Indicator Simulation (SIS). Ưu điểm của thuật toán này là có phương pháp tính toán tương tự với Sequence Gaussian Simulation (được sử dụng rộng rãi khi mô hình



Hình 3. Mặt cắt liên kết các thân dầu trong Miocen sớm (vòm Bắc)



Hình 4. Mô hình cấu trúc hệ tầng sản phẩm Miocen sớm (60 lớp)

hóa cho dạng dữ liệu liên tục (continuous data) như các đường cong địa vật lý giếng khoan, địa chấn) nhưng tốc độ tính toán nhanh hơn nhiều do làm việc trên dữ liệu rời rạc (discrete data) [12].

3.1. Mô hình 3D cấu trúc

Dựa trên các kết quả minh giải lại địa chấn các tầng SH-5 - bất chỉnh hợp nóc Miocen sớm, SH-6 - bất chỉnh hợp trong Miocen sớm, tương ứng với nóc tầng sản phẩm 24 và SH-7 - bất chỉnh hợp nóc Oligocen muộn cùng với hệ thống hóa lại các đứt gãy, mô hình 3D cấu trúc cho hệ tầng sản phẩm Miocen sớm đã được xây dựng trên 60 lớp (Hình 4) làm cơ sở cho tất cả các mô hình 3D sau này. Bằng

2 thể hiện các thông số sử dụng để xây dựng mô hình cấu trúc hệ tầng sản phẩm Miocen sớm.

3.2. Mô hình 3D đơn vị dòng chảy

Về bản chất, HU tương đồng với tướng đá. Một tướng đá có thể có nhiều HU hay 1 HU có thể bao gồm nhiều tướng đá khác nhau. Do vậy mà mô hình đơn vị dòng chảy cũng xây dựng tương tự mô hình phân bố tướng đá. Hình 5 trình bày kết quả mô hình 3D HU của hệ tầng sản phẩm Miocen sớm. HU0 - vùng không chứa có màu xám, HU1 - màu

xanh, HU2 - màu vàng, HU3 - da cam và HU4 có tính chất tầng chứa tốt nhất - màu đỏ. Mô hình 3D HU theo mặt cắt liên kết giếng khoan ở vòm Bắc (Hình 6) cho thấy sự tương đồng cao giữa vỉa chứa là HU có tính chất rỗng - thấm tương đối tốt (HU2) và tốt (HU3 và HU4) với các khoảng thử vỉa trong các giếng.

3.3. Mô hình 3D độ rỗng

Đường cong độ rỗng hở cho toàn bộ hệ tầng sản phẩm Miocen sớm (từ SH-5 đến SH-7) được minh giải và sử dụng để xây dựng mô hình độ rỗng. Khác với mô hình HU, mô hình độ rỗng phải sử dụng module mô hình hóa thuộc tính vật lý thạch học để xây dựng. Thuật toán được

Lựa chọn là Gaussian Random Function Simulation và cũng dùng mô hình phân bố tương đá để giới hạn [12]. Mô hình 3D độ rỗng hệ tầng sản phẩm Miocen sớm thể hiện trong Hình 7 với giá trị độ rỗng chiếm ưu thế từ 16 - 26%.

3.4. Mô hình 3D độ thấm

Mô hình độ thấm được xây dựng, trong đó độ thấm được xác định theo giá trị độ rỗng hở và loại HU trong từng khối theo công thức (1). Hình 8 trình bày mô hình 3D độ thấm theo HU của hệ tầng sản phẩm Miocen sớm. Những vùng không chứa có màu xám, độ thấm biến đổi từ 0,1 - 2.000mD theo thang logarit và có màu biến đổi tăng dần từ tím tới đỏ. Khu vực có giá trị độ thấm cao thường liên quan đến những chỗ có giá trị HU3 và HU4, tập trung chủ yếu ở vòm Bắc và Trung tâm.

4. Đánh giá đặc tính rỗng - thấm từ kết quả mô hình địa chất 3D

Từ các kết quả mô hình địa chất 3D thu được, bao gồm cả mô hình tương đá, mô hình HU, mô hình độ rỗng và mô hình độ thấm của hệ tầng sản phẩm Miocen sớm, có thể thấy rằng ở các tầng sản phẩm, chất lượng tầng chứa và phân bố thay đổi không nhiều và chủ yếu tập trung các vỉa có chất lượng tốt ở một số khu vực nhất định.

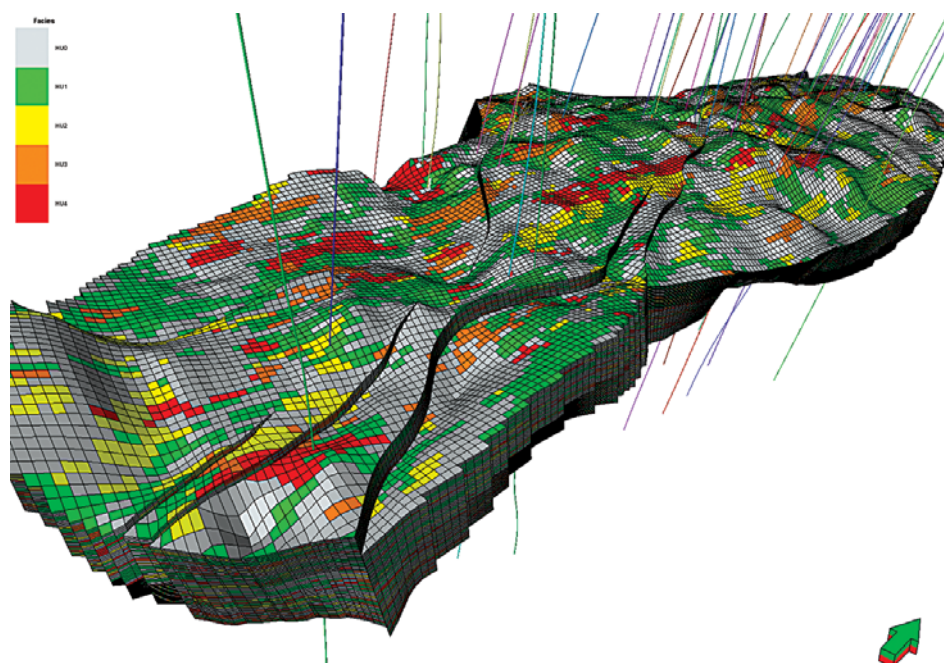
Tầng sản phẩm 23-1 chủ yếu tập trung ở phần cao nhất ở khu vực trung tâm mỏ Bạch Hổ. Theo mô hình đơn vị dòng chảy thì tầng sản phẩm này có một số thân dầu có diện tích nhỏ. Các thân dầu có chất lượng đá chứa từ trung bình tới tốt, HU2, HU3 và HU4 chiếm ưu thế. Độ thấm thay đổi 10 - 500mD, độ rỗng thay đổi từ 15 - 27%.

Tầng sản phẩm 23-2 có ở vòm Bắc và vòm trung tâm của mỏ, có diện tích tương đối lớn. Chất lượng đá chứa trung bình, phần lớn là HU2. Độ thấm thay đổi từ 3 - 80mD và độ rỗng thay đổi từ 18 - 25%.

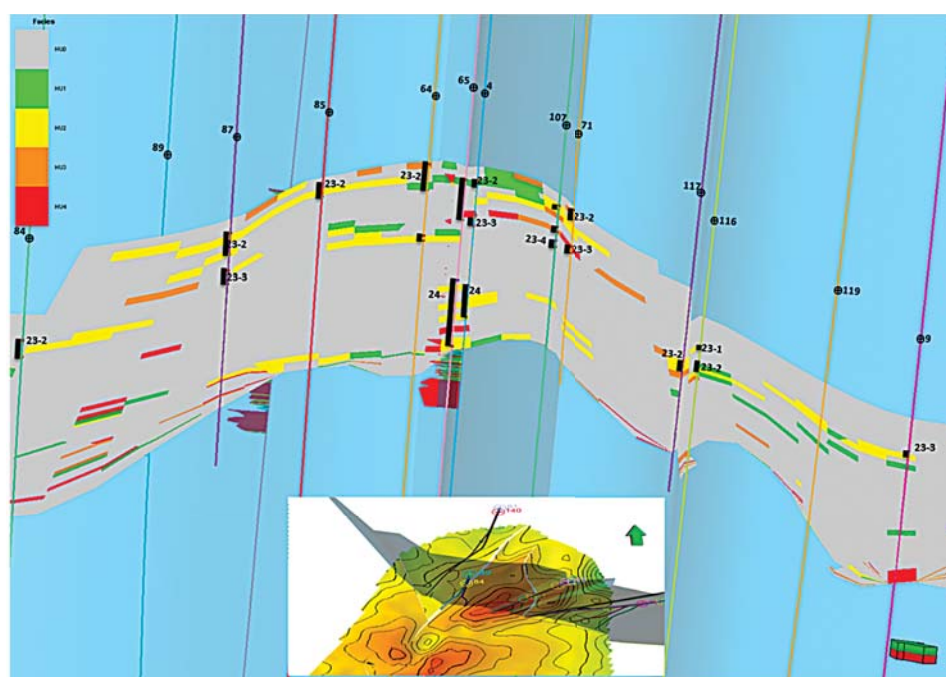
Tầng sản phẩm 23-3 phân bố rải rác ở vòm Bắc và trung của mỏ. Các thân dầu này có diện tích nhỏ. Các thân

Bảng 1. Giá trị FZI_{tb} cho mô hình 4HU

FZI_{tb}	HU1	HU2	HU3	HU4
Mô hình 4HU	0,25	0,8	2	5,5



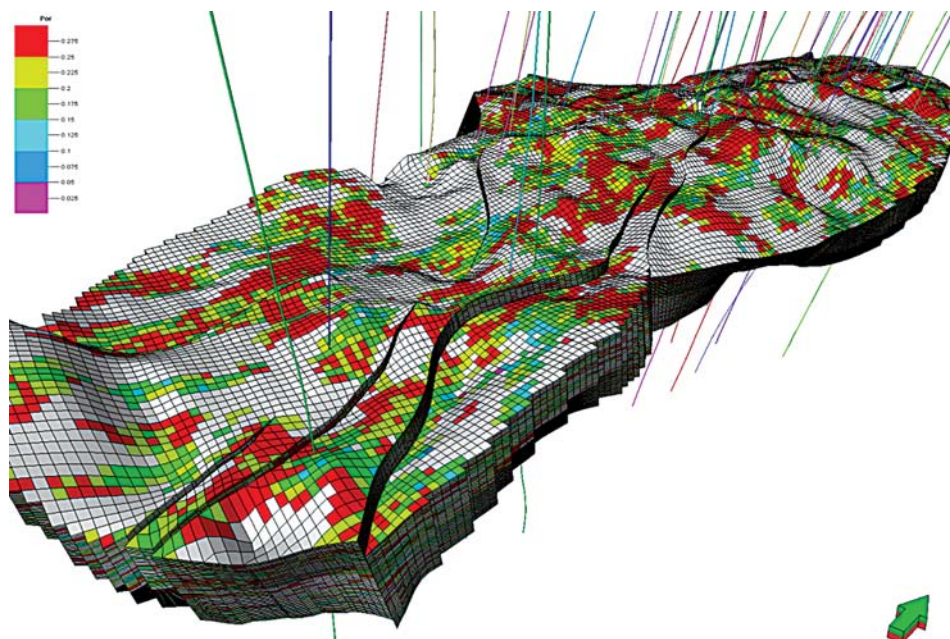
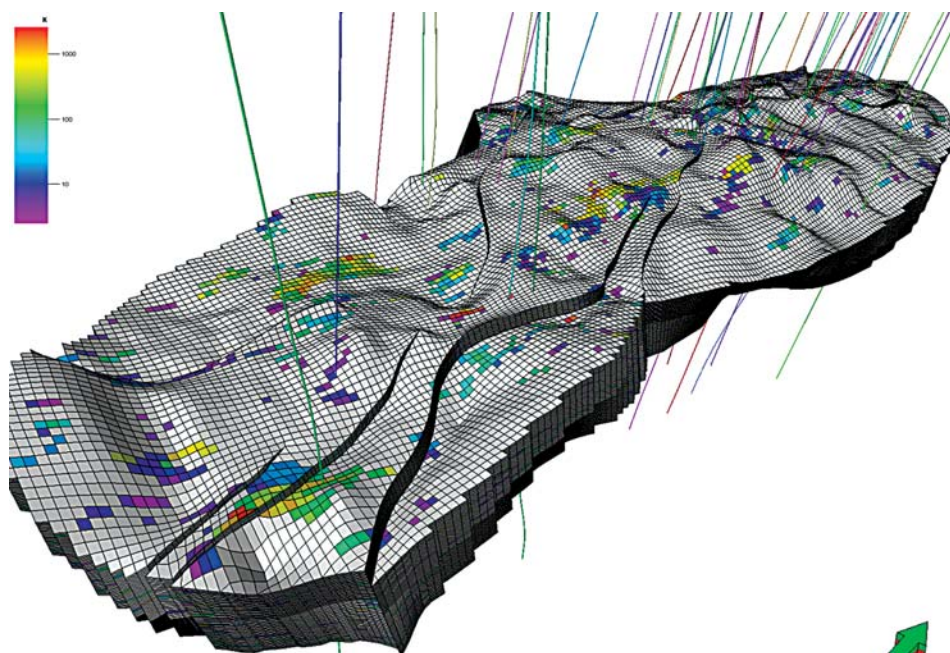
Hình 5. Mô hình HU hệ tầng sản phẩm Miocen sớm



Hình 6. Phân bố đơn vị dòng chảy trên mặt cắt liên kết giếng khoan ở vòm Bắc

Bảng 2. Thông số mô hình cấu trúc hệ tầng sản phẩm Miocen sớm

Đới (Zone)	Hàng	Cột	Chiều dày _{tb} (m)	Lớp	Tổng số khối
Tầng 23, 24	228	96	70	30	656.640
Tầng 25, 26, 27	228	96	120	30	656.640
Toàn mô hình	228	96		60	1.313.280

**Hình 7.** Mô hình độ rỗng hệ tầng sản phẩm Miocen sớm**Hình 8.** Mô hình độ thấm theo HU hệ tầng sản phẩm Miocen sớm

dầu nói chung có chất lượng đá chứa tốt, chủ yếu là HU3, HU4. Độ thấm thay đổi từ 10 - 1.000mD. Độ rỗng thay đổi 18 - 27%.

Tầng sản phẩm 23-4 chỉ cho sản phẩm ở vòm Bắc của mỏ Bạch Hổ, có diện tích nhỏ. Tầng chứa có tính chất rỗng

- thấm tốt, tập trung HU2 đến HU4. Độ thấm thay đổi 10 - 1.000mD. Độ rỗng thay đổi từ 18 - 27%.

Tầng sản phẩm 24, bao gồm các thân dầu có diện tích nhỏ và phân bố ở nhiều nơi trong vòm Bắc và Trung tâm. Độ thấm (theo HU) ở các thân dầu vòm Trung tâm (5 - 50mD) nhỏ hơn so với ở vòm Bắc (10 - 500mD). Độ rỗng thay đổi từ 15 - 22%.

5. Kết luận

Qua nghiên cứu này, nhóm tác giả rút ra một số kết luận:

- Những kết quả thu được cho thấy đặc điểm của hệ tầng sản phẩm tuổi Miocen sớm mỏ Bạch Hổ là phức tạp, có tính bất đồng nhất cao và có thể chia thành 4 đơn vị dòng chảy HU khác nhau để xây dựng mô hình địa chất 3D...

- Các mô hình 3D cấu trúc, mô hình 3D phân bố tương đá, mô hình 3D HU, mô hình 3D độ rỗng, và mô hình 3D độ thấm của hệ tầng sản phẩm Miocen sớm được xây dựng bằng phương pháp mô hình hóa địa thống kê giới hạn trong phần nhô cao của mỏ theo phân bố các thân cát được xác định từ các thuộc tính địa chấn và theo chiều sâu giới hạn bởi hai tầng phản xạ SH-5 và SH-7.

- Mô hình phân bố các vỉa chứa sản phẩm theo HU

trong tầng 23 và 24 đã chỉ ra một số khu vực có tính chất rỗng - thấm tốt ở cánh sụt phía Tây của mỏ ở vòm trung tâm và vòm Bắc. Cuối tháng 6/2011, GK50 đã cho dòng dầu có lưu lượng cao ở Tây Bắc của mỏ, thuộc vỉa 23-2 và 23-3, tại đúng khu vực mà mô hình HU đã chỉ ra.

- Việc xây dựng mô hình địa chất dựa trên việc xác định các đơn vị dòng chảy (HU) từ mẫu lõi và mô hình HU địa thống kê mang lại hiệu quả tốt hơn cho công tác quản lý và phát triển mỏ trong tương lai.

Tài liệu tham khảo

1. Lê Hải An. *Xác định phân bố thủy lực từ tài liệu địa vật lý giếng khoan sử dụng mạng nơ-ron phục vụ đánh giá tầng chứa dầu khí*. Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất. 2006; 14: p. 4 - 8.
2. Lê Hải An, Hà Quang Mẫn, Nguyễn Xuân Trung. *Xác định các đơn vị dòng chảy tầng sản phẩm X, tuổi Miocen sớm, mỏ Bạch Hổ*. Tạp chí Dầu khí. 2007; 7: p. 23 - 27.
3. Lê Hải An, Nguyễn Xuân Trung. *Mô hình xác định độ thấm theo đơn vị dòng chảy cho hệ tầng sản phẩm tuổi Miocen sớm, mỏ Bạch Hổ*. Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất. 2010; 29: p. 1 - 5.
4. Trần Nam Thắng, Phạm Thanh Liêm, Lê Hải An. *Mô hình địa chất 3D cho đối tượng đá vôi nứt nẻ tuổi Creta, Bể Maracaibo, Venezuela*. Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất. 2011; 33: p. 21 - 27.
5. M.Abbaszadeh, H.Fujii, F.Fujimoto. *Permeability prediction by hydraulic flow units - theory and applications*. SPE 30158. 1995.
6. J.O.Amaefule, M.Altunbay, D.Tiab, D.G.Kersey, D.K.Keelan. *Enhanced reservoir descriptions: using core and log data to identify Hydraulic (flow) Units and predict permeability in uncored intervals/wells*. Society of Petroleum Engineers. 26436. 1993.
7. Le Hai An. *Innovative neural network approaches for petrophysical parameter prediction*. Unpublished Ph.D thesis, Heriot-Watt University. 2004.
8. P.W.M.Corbett, Y.Ellabadi, K.Mohamed, A.Pososyaev. *Global hydraulic elements - elementary petrophysics for reduced reservoir modeling*. European Association of Geoscientists and Engineers 65th Conference, Paper F-26 EAGE meeting, Stavanger. June 2 - 5, 2003.
9. W.J.Ebanks. *Flow unit concept - integrated approach for engineering projects*. Abstract presented June 8, during the roundtable sessions at the 1987 American Association of Petroleum Geologists Annual Convention. 1987.
10. D.K.Potter, Le Hai An, P.W.M.Corbett, C.McCann, S.Assefa, T.Astin, J.Sothcott, B.Bennett, S.Larter, L.Lager. *Genetic petrophysics approach to core analysis - application to shoreface sandstone reservoirs*. Proceedings of the 2003 International Symposium of the Society of Core Analysts, Paper SCA2003-35. 2003: p. 421 - 433.
11. Dmitry Svirsky, Andrey Ryazanov, Michael Pankov, Patrick W.M.Corbett, Andrey Posyshev. *Hydraulic flow units resolve reservoir description challenges in a Siberian oil field*. Society of Petroleum Engineers. 87056. 2004.
12. Schlumberger Information Solution. *Property modeling course*. Petrel. 2007.

Hydraulic flow unit based 3D geological model of early Miocene reservoirs in Bach Ho field

Nguyen Xuan Trung¹, Le Hai An²

¹Petrovietnam Exploration Production Corporation

²Hanoi University of Mining and Geology

Summary

In recent years, 3D geological model has become one of the indispensable tools to help evaluate the petroleum potential of a field, simulate the spatial distribution of reservoirs, accurately calculate oil and gas reserves in place of the reservoir, and allow multiphase fluid flow simulations, thus providing information to facilitate field management and development activities. However, the geological characteristics of oil and gas fields are generally very complex and heterogeneous, that is why building 3D geological model of reservoirs is really difficult. To construct the geological model of the layer in details with high accuracy, it is important to identify the flow units associated with sedimentary rocks and create proper porosity - permeability relationships. This paper presents a summary of the results of the 3D geological model based on identification and modeling of flow units for the early Miocene reservoirs in Bach Ho field.

PHÂN TÍCH ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HÓA HỌC DỰA TRÊN THÀNH PHẦN HYDROCARBON CỦA DẦU THUỘC MỎ BẠCH HỔ BẰNG PHƯƠNG PHÁP SẮC KÝ KHÍ - PHỔ KHỐI LƯỢNG (GC-MS)

TS. Vũ Văn Hải¹, TSKH. O.V.Serebrennikova², TSKH. Yu.V.Savinykh²

¹Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, Vietsovpetro

²Viện Hóa dầu, Phân viện Siberia, Viện Hàn lâm Khoa học Liên bang Nga

Tóm tắt

Nhóm tác giả đã sử dụng phương pháp sắc ký khí phổ khối lượng để nghiên cứu thành phần hydrocarbon của các mẫu dầu thuộc tầng đá móng, Oligocen và Miocen của mỏ Bạch Hổ. Tất cả các mẫu dầu nghiên cứu có chứa các thành phần alkanes, alkylcyclohexanes và dẫn xuất methyl-, steranes, sekohopanes, sesque-, tri- và pentacyclo terpanes, alkylbenzenes và các dẫn xuất methyl (methyl-, dimethyl-, trimethyl-), hydrocarbons thơm 2, 3, 4 và 5 vòng. Sự giống nhau về thành phần hydrocarbon của các mẫu dầu thuộc tầng đá móng và tầng Oligocen cho thấy chúng có cùng nguồn gốc thành tạo. Một số khác biệt về thành phần của dầu thuộc tầng Miocen so với các tầng khác có thể do quá trình biến đổi nhiệt của vỉa thấp hơn. Kết quả phân tích chỉ số dấu sinh học (biomarker) cho thấy tất cả các mẫu dầu có nguồn gốc từ tầng Oligocen và Miocen sớm của mỏ Bạch Hổ.

1. Mở đầu

Tại mỏ Bạch Hổ (thuộc bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam), các vỉa dầu đã được phát hiện thuộc tầng trầm tích Miocen sớm, Oligocen và ở tầng đá móng nứt nẻ. Đã có hai giả thuyết về sự hình thành các thân dầu ở tầng đá móng mỏ Bạch Hổ. Giả thuyết thứ nhất cho rằng quá trình hình thành thân dầu là do sự di cư của dầu từ tầng trầm tích Oligocen sớm tới các vòm của tầng đá móng [1]. Giả thuyết thứ hai cho rằng, những khối xâm nhập nông á núi lửa trẻ, thành phần bazơ - kiềm hoặc acid giàu chất bốc, trong điều kiện nhiệt độ rất cao, áp suất rất lớn, hydro (có thể là nước) và oxide carbon phản ứng hóa học kết hợp với nhau tạo thành hydrocarbon. Dung nham magma chứa khí hydrocarbon phun trào từ đá mẹ tại giao điểm của 4 đứt gãy hoặc đới đứt gãy và bị chặn bởi các khối đá gốc (tại thềm lục địa là granitoid) tạo thành các thể phun nghẹn chứa dầu khí. Nhờ có nhiệt độ và áp suất cao, dầu và khí tồn tại trong các đới dập vỡ, nứt nẻ của đá granite và trong dăm cuội dung nham lấp đầy giao tuyến của các đứt gãy hoặc đới đứt gãy. Dầu khí tồn tại trong môi trường thiếu oxy nên không xảy ra các phản ứng cháy, mặc dù trước khi nguội lạnh có nhiệt độ cao và áp suất rất lớn [2].

Đặc điểm về thành phần hydrocarbon no và thơm của các mẫu dầu cho phép xác định mức độ trưởng thành nhiệt, điều kiện thành tạo và quá trình vận chuyển các

vật liệu hữu cơ sinh dầu. Vì vậy, nhóm tác giả đã nghiên cứu thành phần hydrocarbon no và thơm của 5 mẫu dầu thuộc tầng đá móng, 1 mẫu dầu thuộc tầng Oligocen, 1 mẫu dầu thuộc tầng Miocen của mỏ Bạch Hổ.

Tầng đá móng của mỏ Bạch Hổ được cấu thành bởi đá macma với các nứt nẻ và vi nứt nẻ. Thân dầu dạng vòm granite được phân chia thành nhiều phần bởi các đứt gãy. Tầng chắn của vỉa là bột kết thuộc tầng Oligocen nằm bao phủ trên nóc của các vòm granite (Hình 1).

Các thân dầu có giá trị công nghiệp được phát hiện ở tầng đá móng, trong các cát kết thuộc trầm tích Oligocen và Miocen sớm. Ở tầng Oligocen sớm, tương trầm tích thuộc dạng sông, hồ, đầm; tầng Oligocen muộn thuộc tương trầm tích sông, hồ, biển nông; trong khi đó tương trầm tích ở tầng Miocen sớm thuộc tương trầm tích biển nông, đầm, đầm lầy [1, 3].

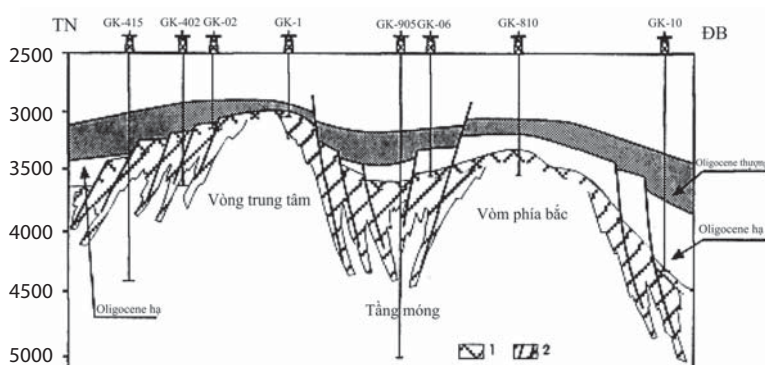
Hydrocarbon được tách ra từ dầu bằng phương pháp cột chất lỏng có sử dụng chất dẫn Al_2O_3 . Để xác định thành phần hydrocarbon riêng lẻ, nhóm tác giả sử dụng phương pháp sắc ký khí lỏng và sắc ký khí-phổ khối lượng (GC-MS). Sau đó thành phần hydrocarbons được phân tích chi tiết trên máy tính bằng chương trình X-Calibur (chế độ Sim-Mode), cấu tạo các hợp chất được xác định dựa vào thư viện phổ khối lượng NIST với cấu tạo của trên 130.000 hợp chất hữu cơ khác nhau.

2. Kết quả nghiên cứu và thảo luận

Trong tổng thành phần hydrocarbons ở các mẫu dầu đã nghiên cứu, hydrocarbon no luôn chiếm ưu thế. Thành phần hydrocarbon no gồm: dãy đồng đẳng alkanes mạch thẳng và mạch nhánh (m/z 99), alkylcyclohexanes (m/z 83), methylalkylcyclohexanes (m/z 97), steranes (m/z 217), sekohopanes (m/z 123), sesquiterpanes (m/z 123), tri-, tetra- và pentacyclo terpanes (m/z 191). Tổng hàm lượng hydrocarbon thơm (gồm hydrocarbon thơm 1, 2, 3, 4, 5 vòng) không vượt quá 4,6% tổng hàm lượng hydrocarbons nghiên cứu (Bảng 1).

2.1. Thành phần hydrocarbon no của các mẫu dầu

Thành phần hydrocarbon chủ yếu trong các mẫu dầu là nhóm alkanes (Bảng 1). Trong khi đó, nồng độ các dẫn xuất cyclohexanes tăng dần (tổng hàm lượng alkylcyclohexanes và methylalkylcyclohexanes trong các mẫu dầu thuộc tầng đá móng tăng từ 6 - 21%). Hàm lượng terpanes lớn hơn steranes. Sự phân bố của dãy đồng đẳng alkanes mạch thẳng và các dẫn xuất cyclohexanes



Hình 1. Mặt cắt tầng đá móng granite với sự bao phủ của tầng trầm tích mở Bạch Hổ [4] (1 - Tầng đá móng; 2 - Khu vực có sự thay đổi mạnh thủy động lực và tầng dẫn các nứt nẻ)

Bảng 1. Thành phần các nhóm hydrocarbons trong các mẫu dầu thuộc mỏ Bạch Hổ

Nhóm hydrocarbons	Miocen	Oligocen	Tầng đá móng*
	Thành phần, %		
Alkanes	86,18	87,55	84,70
Alkylcyclohexanes	3,85	3,96	5,91
Methylalkylcyclohexanes	2,68	3,01	4,07
Steranes	0,10	0,07	0,01
Terpanes	2,47	1,98	1,11
Monoarenes	0,85	0,67	0,45
Biarenes	2,35	1,21	1,80
Triarenes	1,45	1,44	1,85
Tetraarenes	0,07	0,11	0,11
Pentaarenes	0,001	0,002	0,003

* Giá trị trung bình của 5 mẫu dầu thuộc tầng đá móng

ở các mẫu dầu khá tương đồng. Dãy đồng đẳng alkane mạch thẳng trải dài từ C_{11} - C_{39} , đạt giá trị cực đại tại 2 điểm C_{17} và C_{23} (Hình 2a), trong khi đó dãy đồng đẳng alkylcyclohexanes từ C_{11} - C_{37} đạt giá trị cực đại tại C_{15} và C_{17} (Hình 2b). Dầu ở tầng Oligocen khác so với các mẫu dầu ở các tầng khác khi hàm lượng C_{17} thuộc dãy đồng đẳng alkylcyclohexanes không cao.

Dãy đồng đẳng methylalkylcyclohexanes phân bố từ C_{13} - C_{36} (Hình 2c), mỗi hydrocarbon đơn lẻ tồn tại 3 dạng đồng phân vị trí gốc methyl-: octo-, meta- và para- với ưu thế thuộc về đồng phân orto-.

Kết quả nghiên cứu thành phần alkanes mạch thẳng cho thấy nguồn gốc vật liệu hữu cơ sinh dầu của tầng Miocen và Oligocen thuộc rong tảo biển, với dầu thuộc đá móng - sinh vật phù du (một phần trong số các mẫu dầu thuộc đá móng là tập hợp của rong, tảo biển và sinh vật phù du) (Hình 3a). Nhiệt độ vỉa ở tầng đá móng rất cao nên các alkanes có mạch carbon cao phân tử dễ bị bẻ gãy từ đó tạo thành các hydrocarbon có mạch carbon thấp, khiến hàm lượng C_{15} và C_{17} tăng trong thành phần alkanes mạch thẳng ở các mẫu dầu thuộc tầng đá móng. Tỷ số alkanes mạch nhánh Pristane/Phytane ($Pr/Phy > 2$) cho thấy ở các mẫu dầu nghiên cứu, vật liệu hữu cơ tồn tại trong môi trường oxy hóa.

Steranes có mặt trong tất cả các mẫu dầu với hàm lượng rất nhỏ, trong đó các đồng phân steranes C_{27} - C_{29} chiếm ưu thế. Nồng độ diasteranes rất nhỏ (trong các mẫu dầu thuộc tầng Miocen lớn hơn so với các mẫu dầu còn lại). Tỷ số các đồng phân steranes C_{27} , C_{28} , C_{29} cho phép xác định nguồn gốc và môi trường thành tạo nên vật liệu hữu cơ. Nếu sterane C_{27} chiếm ưu thế, vật liệu hữu cơ có môi trường thành tạo biển, thì ngược lại steranes C_{29} chiếm ưu thế, vật liệu hữu cơ có môi trường lục địa [5, 6]. Tỷ số trên cho thấy các mẫu dầu thuộc mỏ Bạch Hổ có nguồn gốc rong, rêu, tảo thuộc biển nông (Hình 3b).

Thành phần terpanes gồm bi (sesquiterpanes), tri-, tetra- và pentaterpanes có tổng hàm lượng lớn hơn steranes trong tất cả các mẫu dầu (Bảng 1). Trong thành phần terpanes, sesquiterpanes chiếm hàm lượng lớn nhất, gồm các đồng phân của: nordrimanes, drimanes, homodrimanes. Trong đó, các đồng phân drimanes chiếm ưu thế trong thành phần

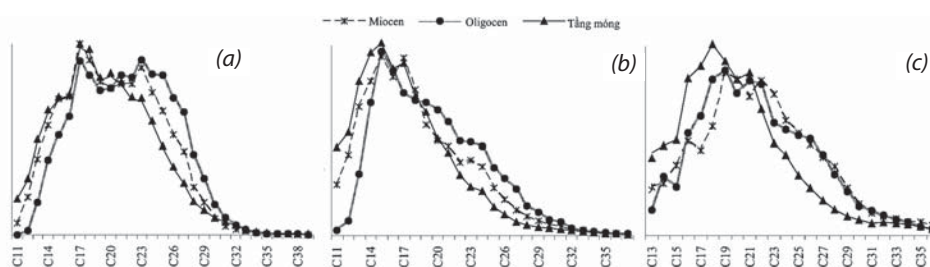
của sesquiterpane (Hình 4). Từ tầng Miocen tới tầng đá móng hàm lượng homodrimanes giảm dần. Khi nghiên cứu các đồng phân của drimanes, nhóm tác giả phát hiện sự biến đổi có tính quy luật của đồng phân số 3 và đồng phân số 6 (Hình 4). Hàm lượng đồng phân số 3 tăng dần từ tầng Miocen tới tầng đá móng, còn đồng phân số 6 thì ngược lại. Điều này có thể giải thích do nhiệt độ ở tầng đá móng cao hơn so với các tầng khác và dầu tầng đá móng chín về nhiệt hơn so với các tầng khác.

So sánh tỷ số drimane 6/ drimane 3 (D6/D3) với các chỉ số được tính dựa vào thành phần hydrocarbon thơm 2 vòng (naphthalenes) và 3 vòng (phenanthrenes) (MNR, DNR1, TNR1, MPI-1) thường được sử dụng để đánh giá mức độ trưởng thành nhiệt của vật liệu hữu cơ, cho thấy có sự biến đổi tỷ lệ thuận giữa tỷ số D6/D3 với các chỉ số trên (Hình 5). Từ đó nhóm tác giả đề xuất, có thể sử dụng D6/D3 như một chỉ số mới để đánh giá mức độ trưởng thành nhiệt của vật liệu hữu cơ.

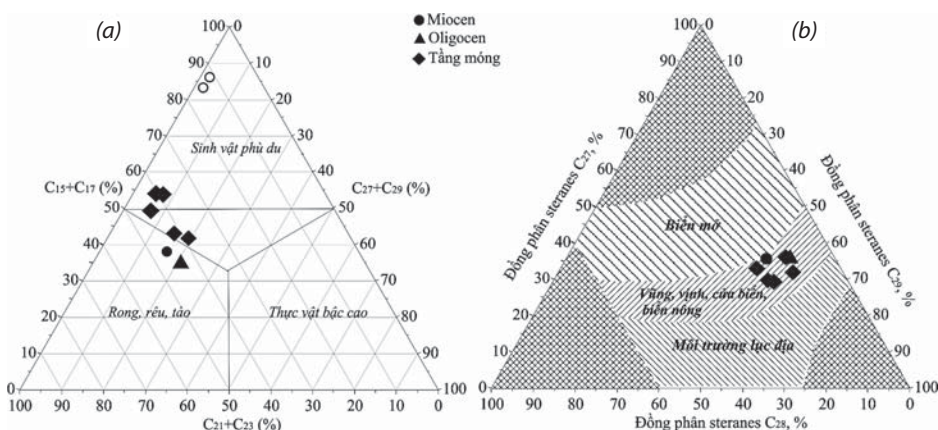
Triterpanes (T20-T36) chiếm ưu thế so với hopanes trong các mẫu dầu thuộc tầng đá móng (Hình 6). Hàm lượng của triterpanes giảm dần theo chiều đi lên của mặt cắt trầm tích, đặc biệt triterpanes T31 - T36 có hàm lượng rất nhỏ (dấu vết). Trong các mẫu dầu thuộc tầng Miocen, pentaterpanes (Ts, Tm, 29 - 35) chiếm ưu thế trong thành phần của terpanes. Tetraterpanes C_{24} có mặt với hàm lượng nhỏ, terpanes C_{30} xuất hiện dưới dạng vết. Garmacerane (G) có mặt với hàm lượng nhỏ (tối đa 0,22% tổng hàm lượng terpanes) chứng tỏ môi trường trầm tích có độ mặn thấp [7]. Tỷ số T26/T25 dao động từ 1,2 - 1,4, cùng với sự xuất hiện của tetraterpanes C_{30} cho thấy môi trường thành tạo vật liệu hữu cơ

thuộc môi trường trầm tích sông hồ, cửa biển hoặc biển nông. Tỷ số steranes/hopanes nhỏ ($St_{29}/H_{30} = 0,1 - 0,2$) cũng cho thấy môi trường trầm tích không thể là môi trường biển sâu [8].

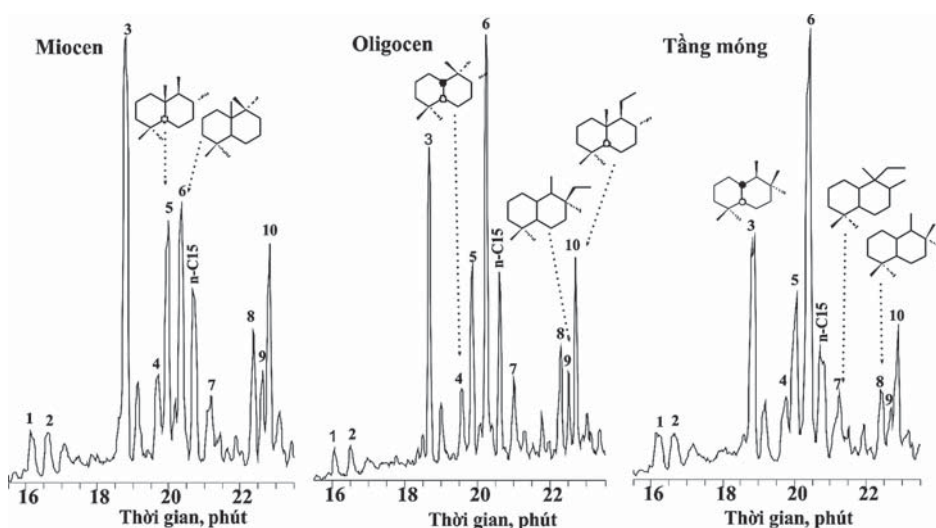
Sự xuất hiện của oleanane (O) trong các mẫu dầu chứng tỏ vật liệu hữu cơ của dầu mỏ Bạch Hổ có liên quan đến loài cây hạt kín (Angiosperm), chỉ phát hiện trong dầu có tuổi Creta muộn (Late Cretaceous) hoặc trẻ hơn trong môi trường châu thổ cửa sông [9].



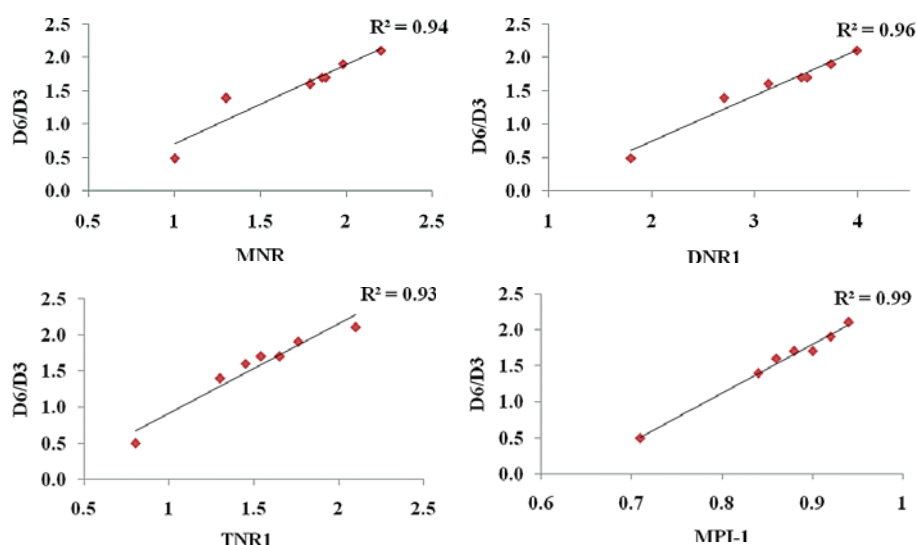
Hình 2. Sự phân bố dãy đồng đẳng alkanes mạch thẳng (a), alkylcyclohexanes (b) và methylalkylcyclohexanes (c) của các mẫu dầu thuộc mỏ Bạch Hổ



Hình 3. Sự phân bố thành phần alkane mạch thẳng (a) và đồng phân steranes (b) theo đồ thị hình tam giác của các mẫu dầu thuộc mỏ Bạch Hổ



Hình 4. Đường vân phổ sắc ký của sesquiterpanes (m/z 123) trong dầu thuộc mỏ Bạch Hổ: 1, 2 - nordrimanes (C_{14}); 3...6 - drimanes (C_{15}); 7...10 - homodrimane (C_{16})

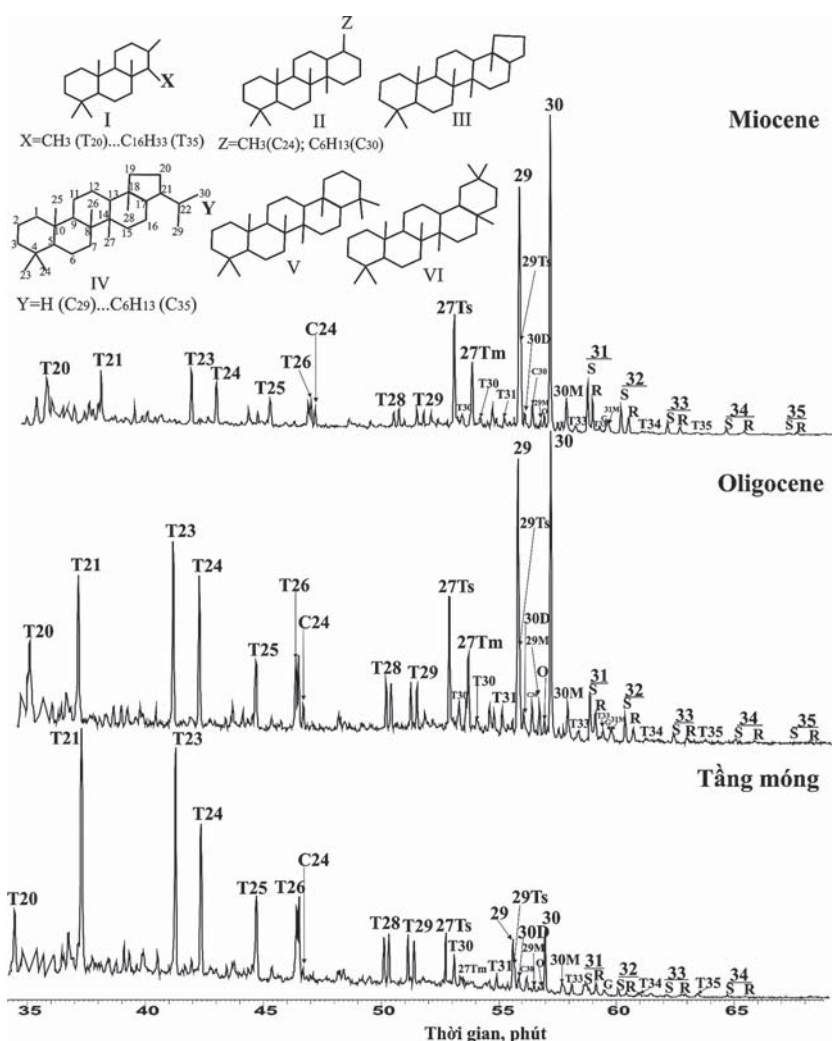


Hình 5. Mối liên hệ giữa các chỉ số của các đồng phân hydrocarbon thơm và drimanes:

MNR = 2-methylnaphthalene/1-methylnaphthalene;

DNR1 = (2,6-+2,7-)/1,5-dimethylnaphthalene; TNR1 = 2,3,6-/(1,4,6-+1,3,5-trimethylnaphthalene);

MPI-1 = $1,5 \cdot (2\text{-MP} + 3\text{-MP}) / (P + 1\text{-MP} + 3\text{-MP})$ trong đó P-phenanthrene, MP-methylphenanthrene



Hình 6. Đường vân phổ sắc ký của terpanes (m/z 191) trong dầu thuộc mỏ Bạch Hổ.

I-Triterpanes (T20...T35); II-Tetraterpanes (C24, C30); III-Trisnorhopanes (27Ts, 27Tm);

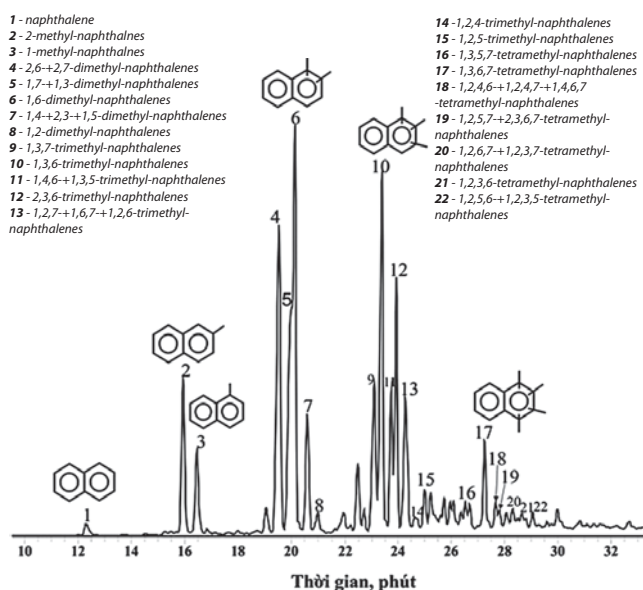
IV-Hopanes (29...35); V-Oleanane; VI- Gamacerane

8-14-sekohopanes C_{27} , C_{29} - C_{33} có mặt trong tất cả các mẫu dầu. Ngoài ra, dầu thuộc tầng Miocen xuất hiện vết tích của sekohopanes C_{34} , C_{35} . Trong thành phần của 8,14-sekohopanes, C_{29} chiếm ưu thế trong các mẫu dầu thuộc tầng đá móng và Oligocen, các mẫu thuộc tầng Miocen - C_{27} . Tổng hàm lượng 8,14-sekohopanes trong mẫu dầu thuộc tầng Miocen cao gấp 2 lần tổng hàm lượng hopanes. Trong khi đó hai thành phần này gần như tương đương trong các mẫu dầu thuộc tầng đá móng và Oligocen. Tỷ số giữa sekohopanes và C_{30} hopane tăng dần từ tầng Miocen tới tầng đá móng. Tại tầng Miocen, tỷ số này bằng 1,6, Oligocen - 2,4, tầng đá móng - 4,8. Tương tự tỷ số triterpane T23 và hopane C_{30} tăng dần từ tầng Miocen tới tầng đá móng (từ 0,2 - 3,3). Từ đó có thể kết luận dầu thuộc tầng Oligocen và tầng đá móng chín nhiệt hơn dầu thuộc tầng Miocen. Sự tăng dần các chỉ số sekohopanes và triterpanes theo mặt cắt địa tầng cũng chỉ ra rằng cấu trúc hopanes kém bền về nhiệt [10].

Kết quả phân tích thành phần hydrocarbon no cho thấy điều kiện lắng đọng trầm tích tại mỏ Bạch Hổ không ổn định; dầu thuộc tầng đá móng và tầng Oligocen chín về nhiệt hơn so với dầu thuộc tầng Miocen.

2.2. Thành phần hydrocarbons thơm của dầu

Bi- và triarenes chiếm ưu thế trong thành phần hydrocarbon thơm tại tất cả các mẫu dầu nghiên cứu. Naphthalenes chiếm 90 - 96% trong tổng hàm lượng biarenes, phenanthrenes chiếm 93 - 97% trong tổng hàm lượng triarenes. Thành phần biphenyl (m/z 154), các đồng phân của

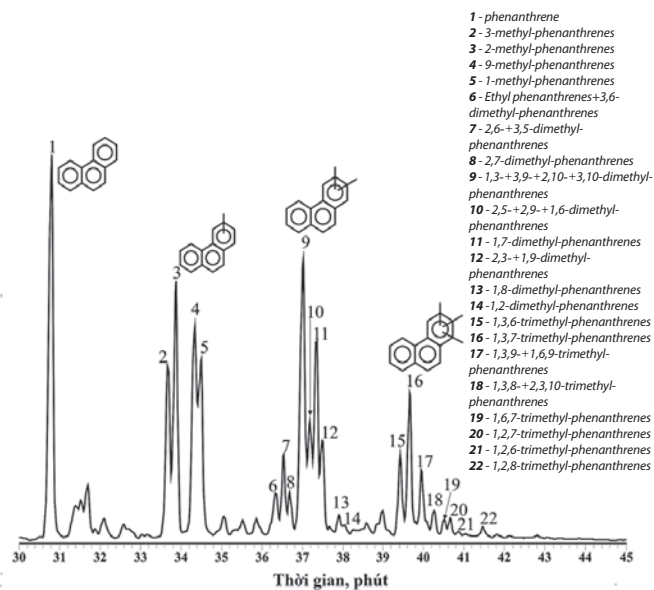


Hình 7. Đường vân sắc ký khí của dãy naphthalenes trong mẫu dầu thuộc đá móng mỏ Bạch Hổ

methylbiphenyl (m/z 168), dimethylbiphenyl (m/z 182) tăng dần từ tầng Miocen tới tầng đá móng (từ 4 - 11% trong tổng hàm lượng biarenes). Trong tổng hàm lượng methyl-biphenyls, đồng phân 3-methyl-biphenyl có hàm lượng lớn nhất, còn đồng phân 2-methyl-biphenyl có hàm lượng nhỏ nhất tại tất cả mẫu dầu nghiên cứu. Hàm lượng fluorenes (m/z 166; 180) (trong đó các đồng phân methyl-fluorenes chiếm ưu thế) đạt giá trị lớn nhất tại mẫu dầu thuộc tầng Oligocen (chiếm 7% tổng hàm lượng triarenes). Trong dãy naphthalenes, nhóm tác giả đã nghiên cứu thành phần của naphthalene (m/z 128), các đồng phân của methyl-naphthalenes (m/z 142), dimethyl-naphthalenes (m/z 156), trimethyl-naphthalenes (m/z 170), tetramethyl-naphthalenes (m/z 184) (Hình 7) và tính toán các chỉ số dựa trên thành phần các cấu trúc riêng biệt của các đồng phân naphthalenes (MNR, DNR-1, DNR-2, TNR-1) để đánh giá mức độ trưởng thành nhiệt của vật liệu hữu cơ. Theo các chỉ số trên, nhóm tác giả không thấy có sự khác biệt nhiều giữa các mẫu dầu ở các tầng khác nhau.

Trong dãy phenanthrenes, hàm lượng các thành phần của từng nhóm dẫn xuất phenanthrenes trong tất cả các mẫu dầu ở các tầng tương đồng nhau. Nồng độ từng nhóm dẫn xuất trong thành phần của phenanthrenes giảm dần theo dãy sau: dimethyl-phenanthrenes (m/z 206) > methyl-phenanthrenes (m/z 192) > trimethyl-phenanthrenes (m/z 220) > phenanthrene (m/z 178) (Hình 8).

Thành phần monoarenes trong tổng hàm lượng hydrocarbons trong các mẫu dầu đã nghiên cứu giảm dần từ tầng Miocen tới tầng đá móng (ngược lại so với sự thay đổi thành phần của cyclohexanes). Thành



Hình 8. Đường vân sắc ký khí của dãy phenanthrenes trong mẫu dầu thuộc tầng đá móng mỏ Bạch Hổ

phần monoarenes bao gồm dãy đồng đẳng C_{11} - C_{30} của alkyl-benzenes (m/z 91; 92), methyl-alkyl-benzenes (m/z 105; 106) (đồng phân vị trí orto- của gốc methyl- chiếm ưu thế so với đồng phân vị trí meta-, para- ở tất cả các mẫu dầu), dimethyl-alkyl-benzenes (m/z 119) và dấu vết trimethyl-alkyl-benzenes (m/z 133). Trong dãy monoarenes, nhóm tác giả không phát hiện các dị thường cấu tạo của benzenes cho thấy quá trình hình thành dầu khí ở mỏ Bạch Hổ không chịu nhiều tác động của nhiệt độ (cao).

Hàm lượng tetraarenes trong dầu của mỏ Bạch Hổ không cao (0,06 - 0,11% trong tổng hàm lượng hydrocarbons) và nhỏ nhất tại mẫu dầu thuộc tầng Miocen. Thành phần của tetraarenes bao gồm: pirene và fluorantene (m/z 202; 216; 230), chirene và benzantracene (m/z 228; 242; 256) và các dẫn xuất methyl, dimethyl của chúng. Trong tất cả các mẫu dầu, hàm lượng pirenas và fluorantenes chiếm ưu thế trong tổng hàm lượng tetraarenes. Trong thành phần hydrocarbon nghiên cứu, pentaarenes chiếm lượng rất nhỏ và tăng dần từ tầng Miocen (0,001% trong tổng hàm lượng hydrocarbons) tới tầng đá móng (0,003% tổng hàm lượng hydrocarbons). Các mẫu dầu thuộc mỏ Bạch Hổ chứa các thành phần pentaarenes sau: benzfluoranthenes và benzpirenes (m/z 252; 266) và các dẫn xuất methyl- của chúng.

Nghiên cứu thành phần hydrocarbon thơm chỉ ra sự giống nhau của các mẫu dầu thuộc tầng đá móng và các mẫu dầu thuộc tầng trầm tích; không phát hiện sự tác động lớn của nhiệt độ đến quá trình hình thành dầu tại mỏ Bạch Hổ.

3. Kết luận

Tổng hợp kết quả nghiên cứu thành phần hydrocarbons của các mẫu dầu mỏ Bạch Hổ thuộc tầng Miocen, Oligocen và tầng đá móng chỉ ra sự giống nhau về thành phần hydrocarbon thơm 1-, 2-, 3-, 4- 5 vòng, alkanes, alkyl và methyl-alkylcyclohexanes của tất cả các mẫu dầu thuộc tầng đá móng và tầng Oligocen. Một số đặc điểm đặc biệt về thành phần của dầu (tỷ số thành phần hopanes, sekohopanes và triterpanes, hàm lượng alkanes mạch thẳng C_{15} và C_{17}) có thể là do sự khác nhau về nhiệt trong quá trình hình thành các thân dầu ở các tầng khác nhau. Sự giống nhau về thành phần alkanes mạch nhánh, steranes, tetra- và pentaterpanes của các mẫu dầu thuộc tầng Oligocen và tầng đá móng có thể kết luận tầng sinh dầu của mỏ Bạch Hổ là các tầng trầm tích Oligocen và Miocen sớm.

Tài liệu tham khảo

1. Поспелов В.В., Шнип О.А. Геологическое строение и нефтегазоносность Зондского шельфа. Геология нефти и газа. 1997; 8: С. 32 - 37.
2. Lê Huy Y. Giả thiết về nguồn gốc vô cơ của các mỏ dầu khí ở Việt Nam. Hội Công nghệ Khoan và Khai thác Việt Nam. <http://www.vadpt.com>.
3. Trình Xuan Cuong, Hoang Van Quy, Phan Tu Co, Nguyen Van Huy. The main factors controlling quality of the Bach Ho fractured basement reservoir. The 1st International conference "Fractured basement reservoir". 2004: p. 156 - 159.
4. Поспелов В.В. Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности. М: Недра. 2005; 257С.
5. Douglas W.Waples, Tsutomu Machihara. Application of sterane and triterpane biomarkers in petroleum exploration. Bulletin of Canadian Petroleum Geology. 1990; 38: p. 357 - 380.
6. Albert G.Holba, Leroy Ellis, Erik Tegelaar, M.S.Singleary, Pierre Albrecht. Tetracyclic polyprenoids: indicators of fresh water (lacustrine) algal input. Geology. 2000; 28(3). p. 251 - 254.
7. J.Michael Moldowan, Wolfgang K.Seifert, Emilio J.Gallegos. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. AAPG Bulletin. 1985; 69: p. 1255 - 1268.
8. M.R.Mello, N.Telnaes, P.C.Gaglianone, M.I.Chicarelli, S.C.Brassell, J.R.Maxwell. Organic geochemical characterisation of depositional palaeoenvironments of source rocks and oils in Brazilian marginal basins. Organic Geochemistry. 1988; 13(1-3): p. 31 - 45.
9. Michael Moldowan, Jeremy Dahl, Bradley J.Huizinga, Frederick J.Fago, Leo J.Hickey, Torren M.Peakman, David Winship Taylor. The molecular fossil record of oleanane and its relation to angiosperms. Science. 1994; 265(5173): p. 768 - 771.
10. T.Fazeelat, R.Alexander, R.I.Kagi. Effects of maturity on the relative abundances of 8,14-sekohopanes in sediments and crude oils. Journal of Chemical Society of Pakistan. 1999; 21(2): p. 154 - 163.

Analysis of geochemical characteristics on database of hydrocarbon composition of crude oils from Bach Ho field by gas chromatography-mass spectrometry method (GC-MS)

Vu Van Hai¹, O.V.Serebrennikova², Yu.V.Savinykh²

¹Research and Design Institute, Vietsovpetro

²Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Division of the Russian Academy of Sciences

Summary

The gas chromatography-mass spectrometry method is used to study the composition of hydrocarbons of crude oils and dispersed organic matter of rocks from basement, Oligocene and Miocene of the Bach Ho field. In all the crude oils investigated, hydrocarbons include alkanes, alkylcyclohexanes, methylalkylcyclohexanes, steranes, sekohopanes, sesqui-, tri- and pentacyclic terpanes, alkylbenzenes, bi-, tri-, tetra- and pentacyclic condensed aromatic structures. The closeness of the composition of crude oils from Oligocene and basement shows that they have a genetic relationship. The differences founded may be due to the less thermal transformation of crude oils from Miocene and the processes of biodegradation in reservoirs. The composition of biomarkers indicates that the initial conditions for accumulation of oil source organic matter of all crude oils are similar to the conditions of sedimentation of Oligocene - Early Miocene from this investigated area.

NGHIÊN CỨU LỰA CHỌN VỮA XI MĂNG TRÁM GIẾNG KHOAN KHAI THÁC DẦU KHÍ VÙNG NƯỚC SÂU

TS. Phạm Quang Hiệu
Bộ Công Thương

Tóm tắt

Hiện nay, các hoạt động thi công khoan trong vùng nước sâu (như Bắc và Tây Na Uy, Tây Shetland, vịnh Mexico, Đông Venezuela và dải biển Tây của Nam Mỹ) với chiều sâu nước biển lên đến hàng nghìn mét, chi phí giếng khoan tăng cao, tiềm ẩn rất nhiều rủi ro, thách thức đối với công tác thi công khoan. Vì vậy, vấn đề cấp bách đặt ra cho việc thiết kế thi công các giếng khoan trong vùng nước sâu là phải giảm thiểu thời gian khoan, tối ưu hóa quá trình thi công giếng và giếng đảm bảo kỹ thuật. Bài viết nghiên cứu vấn đề lựa chọn vữa xi măng - một trong các giải pháp công nghệ - kỹ thuật quan trọng để nâng cao hiệu quả công tác gia cố giếng trong vùng nước sâu.

1. Yêu cầu đối với xi măng sử dụng trong vùng nước sâu

Trong công tác thi công tại khu vực nước sâu, chất lượng trám xi măng là yếu tố quan trọng để khoan thành công đến chiều sâu thiết kế. Đặc biệt là trong công đoạn đầu tiên, do điều kiện nhiệt độ gần với điều kiện nhiệt độ đóng băng cùng với sự phức tạp của các tập cát chảy, hệ số mở rộng thành giếng lớn hay mất tuần hoàn dung dịch.

Khi trám xi măng qua địa tầng có dòng chảy nông, xi măng sử dụng phải đạt các yêu cầu: có khả năng làm kín thủy lực bên ngoài ống chống, không cho phép chất lỏng di chuyển, đặc biệt là tập muối chảy; tạo sự vững chắc cho cột ống chống, chống sự uốn cong và ăn mòn; không gây vỡ vữa trong quá trình trám; độ bền đá xi măng phải cao.

Để đáp ứng các yêu cầu trên, vữa xi măng cần có các đặc tính sau: có khả năng kiểm soát áp suất thủy tĩnh, thời gian chuyển tiếp ngắn, phản ứng tỏa nhiệt tốt, đông kết ở nhiệt độ thấp, cường độ nén đủ lớn, hiệu quả bơm đẩy tốt, dễ dàng điều chỉnh thiết kế, độ kín trong thời gian lâu dài, khả năng điều chỉnh độ thải nước và nước tự do tốt.

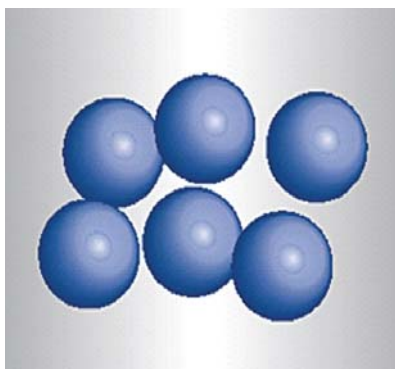
Đối với các công đoạn trám sâu hơn, công tác trám xi măng chủ yếu tập trung giải quyết vấn đề mất tuần hoàn, khí xâm nhập và thả thành công thiết bị trám xi măng [1, 2, 3].

Trong điều kiện nhiệt độ thấp, thời gian đông kết của xi măng được rút

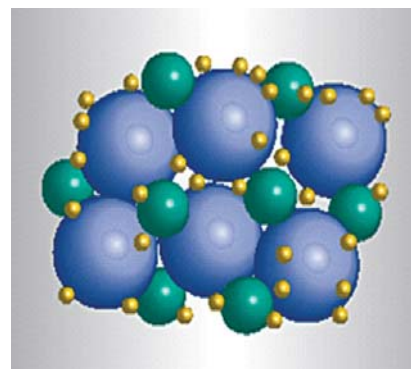
ngắn bằng cách: (a) Thêm hóa phẩm làm tăng tốc độ đông kết, (b) Tăng diện tích bề mặt của xi măng, (c) Sử dụng loại xi măng chuyên dụng; (d) Hoặc sử dụng kết hợp 3 cách trên.

Xi măng HAC (thuộc loại Portland, nhưng có hàm lượng aluminat cao và có thành phần hóa phẩm khác với xi măng Portland) thường được sử dụng trong điều kiện nhiệt độ thấp. HAC là một trong những loại xi măng sử dụng đầu tiên cho trám xi măng công đoạn có nhiệt độ ở điều kiện đóng băng, sau đó loại xi măng Portland hỗn hợp được đưa vào sử dụng. HAC có giá thành cao hơn và có độ đông kết duy nhất tại một nhiệt độ, do đó có thể bị sự cố về độ bền. Hỗn hợp xi măng HAC và Portland được sử dụng cho điều kiện nhiệt độ thấp để cải thiện nhược điểm này [1, 2, 3].

Khi rút ngắn thời gian đông kết, rất khó có thể đạt được thời gian bơm trám để không ảnh hưởng tới cường độ nén và thời gian đông kết của vữa ngay khi bơm trám xong. Do vậy, khi thiết kế xi măng cho công



Hình 1. Cấu trúc của xi măng thường



Hình 2. Cấu trúc của xi măng CemCRETE

đoạn ban đầu của các giếng khoan nước sâu, cần đánh giá các thông số:

1.1. Nhiệt độ

Đạt được chất lượng xi măng tốt trong điều kiện nhiệt độ thấp là tiêu chí thiết kế vữa xi măng ở các giếng khoan nước sâu. Đáy biển vịnh Mexico có nhiệt độ thấp khoảng 35°F và nhiệt độ tuần hoàn tại đáy giếng có thể lên 70 - 75°F ở các ống chống ban đầu. Tuy nhiên, nếu nhiệt độ xuống thấp hơn thì sự đông kết sớm của xi măng trở thành rủi ro. Thời gian đông kết được thiết kế dựa vào thời gian để trám xi măng và chế độ của nhiệt độ.

Điều kiện nhiệt độ trám xi măng cho các công đoạn đầu về cơ bản giống với tầng đất đóng băng vĩnh cửu ở Bắc Cực và cận Bắc Cực. Ở hai môi trường này, vữa xi măng được trộn và bơm ở nhiệt độ cao hơn nhiệt độ tĩnh của địa tầng mà xi măng trám qua.

1.2. Độ ổn định vữa xi măng và hàm lượng nước tự do

Nhìn chung ở các công đoạn đầu, vữa xi măng phù hợp khi sự lắng đọng cận nhỏ nhất và không có

lượng nước tự do. Tuy nhiên, lượng nước tự do vẫn tồn tại trong nhiều dạng xi măng nhẹ. Việc kiểm soát lượng nước tự do rất quan trọng theo điều kiện dòng chảy, ở đó nước tách ra từ vữa xi măng có thể tạo dòng chảy vào hoặc chảy qua xi măng. Hàm lượng nước tự do tối đa cho phép ở các loại vữa xi măng là 0,5% theo thể tích (1,25ml trong cột vữa xi măng 250ml).

1.3. Cường độ nén

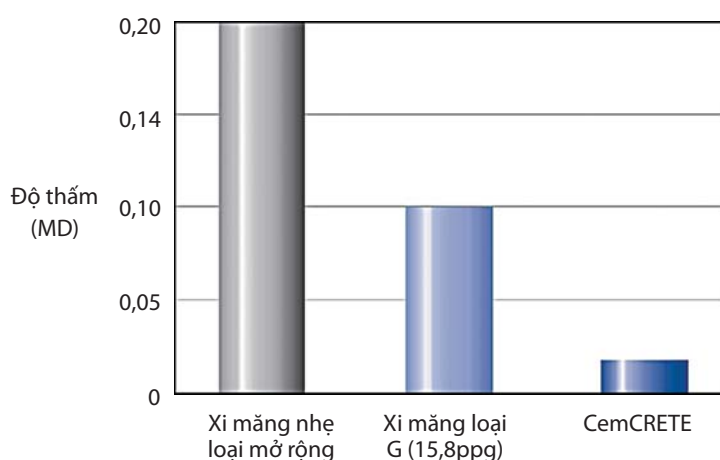
Sự phát triển cường độ nén của xi măng tác động đến khả năng chống lại dòng chảy xâm nhập từ vỉa. Đặc tính phát triển cường độ gel đối với xi măng không phải dạng bột nhìn chung quan trọng hơn so với xi măng dạng bột. Như vậy, đối với xi măng dạng bột, việc tăng khả năng nén sẽ mang lại hiệu quả hơn sự phát triển cường độ gel (đặc biệt trong quá trình kiểm soát dòng chảy xâm nhập). Yêu cầu cường độ nén của xi măng phải có giá trị đủ lớn, thường đạt 500psi sau 24 giờ.

1.4. Độ thải nước

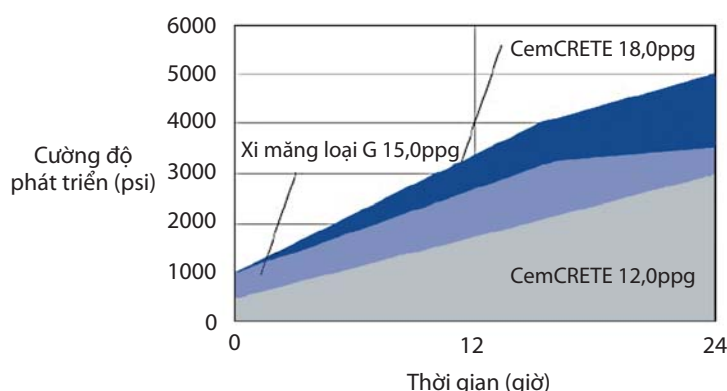
Độ thải nước phải được thiết kế theo điều kiện ở đáy giếng. Các tiêu chí sau nên được áp dụng cho việc thiết kế độ thải nước:

- Trong trường hợp có dòng chảy nông cần kiểm soát độ thải nước;
- Trong trường hợp có dòng chảy và mất tuần hoàn, việc kiểm soát độ thải nước cần được chú trọng để giảm ảnh hưởng đến chất lượng xi măng khi chất lỏng xâm nhập và áp dụng các biện pháp kiểm soát giảm bớt dòng chảy;
- Trong trường hợp không có dòng chảy, mức độ kiểm soát độ thải nước được giảm nhẹ nhằm giảm giá thành, sự phức tạp trong đơn pha chế và trong quá trình trộn.

Khi một lượng nước tự do tách ra khỏi xi măng và đi vào vỉa thì tỷ trọng của vữa xi măng sẽ tăng, có thể làm cho lỗ bị bịt kín hoặc tạo dải lắng đọng. Theo tiêu chuẩn API với độ thải nước < 50cm³/30 phút sẽ giải quyết được vấn đề này. Việc kiểm soát độ thải nước ở vữa xi măng dạng không bột cần được chú trọng hơn xi măng dạng bột. Các hóa phẩm thường được sử dụng để điều chỉnh độ thải nước cho xi măng loại A là Halad 344 (Halliburton), D-500 Gasblok LT (SLB), D-300 (SLB).



Hình 3. Độ thấm của một số loại xi măng



Hình 4. Cường độ nén của một số loại xi măng

1.5. Thời gian chuyển tiếp thời gian tạo gel

Thời gian chuyển tiếp thời gian tạo gel là thời gian tới hạn giữa dạng lỏng và dạng có độ đặc cao hoặc trạng thái đông kết của xi măng. Ở trạng thái này, cột xi măng không ảnh hưởng đến việc truyền áp suất thủy tĩnh, do vậy có thể xuất hiện dòng chảy vào hoặc chảy qua cột xi măng. Khi đó, thời gian chuyển tiếp cần phải rút ngắn, nhất là đối với xi măng dạng không bọt. Vì vậy, cần phải tăng tỷ trọng xi măng, sử dụng hóa phẩm chống chất lỏng xâm nhập, thêm hóa phẩm để làm thay đổi cường độ gel.

1.6. Thời gian tạo gel

Thời gian tạo gel là thời gian trôi qua giữa cuối của dòng chảy (xi măng đã được đặt ở ngoài khoảng không vành xuyên) và tại điểm vữa xi măng phát triển đến cường độ gel 100lbs/100ft². Thời gian tạo gel ngắn cùng với thời gian chuyển tiếp ngắn thường được áp dụng trong điều kiện có dòng chảy đi và mất tuần hoàn. Thời gian tạo gel ngắn cho phép xi măng nhanh chóng cản trở dòng chảy đi vào vỉa (vùng mất dung dịch) và giảm thiểu dòng chảy từ vỉa vào hoặc chảy qua cột xi măng [1, 3, 4, 5].

2. Lựa chọn vữa xi măng phù hợp với điều kiện thi công trong vùng nước sâu

Khi ngành công nghiệp dầu khí mở rộng công tác thăm dò khai thác đến các vùng nước sâu. Tuy nhiên, điều kiện thi công phức tạp, nhiệt độ môi trường thấp khiến thời gian chuyển tiếp của xi măng kéo dài, ảnh hưởng không tốt đến chất lượng xi măng trám trong vùng nước sâu, chất lưu có thời gian xâm nhập vào khoảng không vành xuyên làm hư hại vỏ xi măng... Do đó, cần tiếp tục nghiên cứu để kiểm soát rủi ro, ngăn ngừa sự vỡ vỉa ở công đoạn khoan nông, các vùng đất đá kém gắn kết bờ rời; đồng thời cải tiến kỹ thuật, thiết bị trám xi măng và phát triển các thiết bị đặc biệt. Một số sản phẩm đáp ứng được giải pháp trám xi măng trong điều kiện nước sâu hiện đang tiếp tục được nghiên cứu là các loại xi măng dạng bọt, chất bọt kín linh hoạt, chất đàn hồi và xi măng loại tổng hợp dạng đàn hồi.

Hiện tại, một số nhà điều hành sử dụng xi măng dạng bọt - nito (nitrogen - foamed) để giảm áp suất nơi có vỉa yếu hoặc thêm xi măng có phản ứng cao (như hỗn hợp siêu mịn) nhằm tăng tốc độ hydrate hóa, đặc biệt ở nhiệt độ từ 40 - 60°F. Đồng thời, một số thí nghiệm cho

thấy thời gian chuyển tiếp lý tưởng ở điều kiện nước sâu thường ít hơn 30 phút và tỷ trọng vữa xi măng tối ưu thông thường từ 10,5 - 13,0ppg. Đây cũng là đặc tính cơ bản của LFS [1, 2, 3].

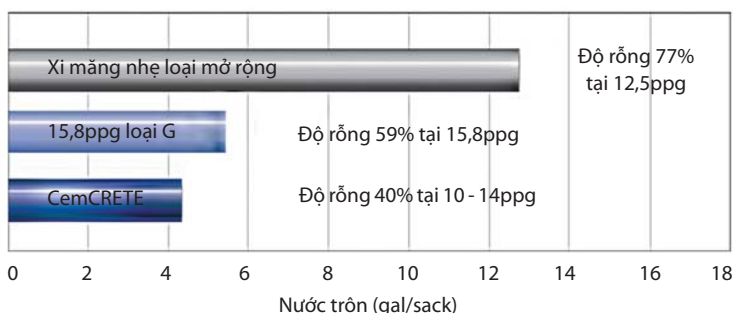
Việc nghiên cứu ứng dụng xi măng và công nghệ bơm trám sử dụng cho vùng nước sâu đã có những thành công nhất định trong việc đưa vào ứng dụng và giảm giá thành, cụ thể như: Ứng dụng vữa xi măng nhẹ dạng bọt; Công nghệ kiểm soát dung dịch làm giảm độ thải nước, thời gian chuyển tiếp, tạo dung dịch và xi măng có tỷ trọng thích hợp với áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa; Linh hoạt trong thiết kế tại khoan trường giảm thời gian trong phòng thí nghiệm và giảm thiểu chi phí sử dụng giàn khoan.

2.1. Xi măng dạng bọt

Kỹ thuật xi măng dạng bọt đã được ứng dụng trong 20 năm qua để giải quyết hiện tượng mất tuần hoàn ở mức độ cao. Loại xi măng này ban đầu sử dụng cho các giếng trên đất liền, sau đó mở rộng ra các giếng ngoài khơi, đặc biệt là ứng dụng nhiều cho hoạt động khoan ở vùng nước sâu vịnh Mexico.

Một số điều kiện giãn nở có thể gây ra hiện tượng biến dạng ở lòng giếng và tạo ứng suất quá giới hạn lên vỏ xi măng, khiến xi măng thông thường bị gãy cả chiều dọc và xuyên tâm, dẫn tới giảm liên kết giữa xi măng với cột địa tầng và ống chống. Điều này ảnh hưởng nghiêm trọng đến quá trình khai thác, giếng bị hư hại và chi phí cho sửa chữa xi măng tăng cao; gây nguy hiểm cho con người, giàn, thiết bị, môi trường. Thực tế cho thấy, nguy hiểm thường xảy ra khi khí hình thành tích tụ ở khoảng không vành xuyên giữa các ống chống.

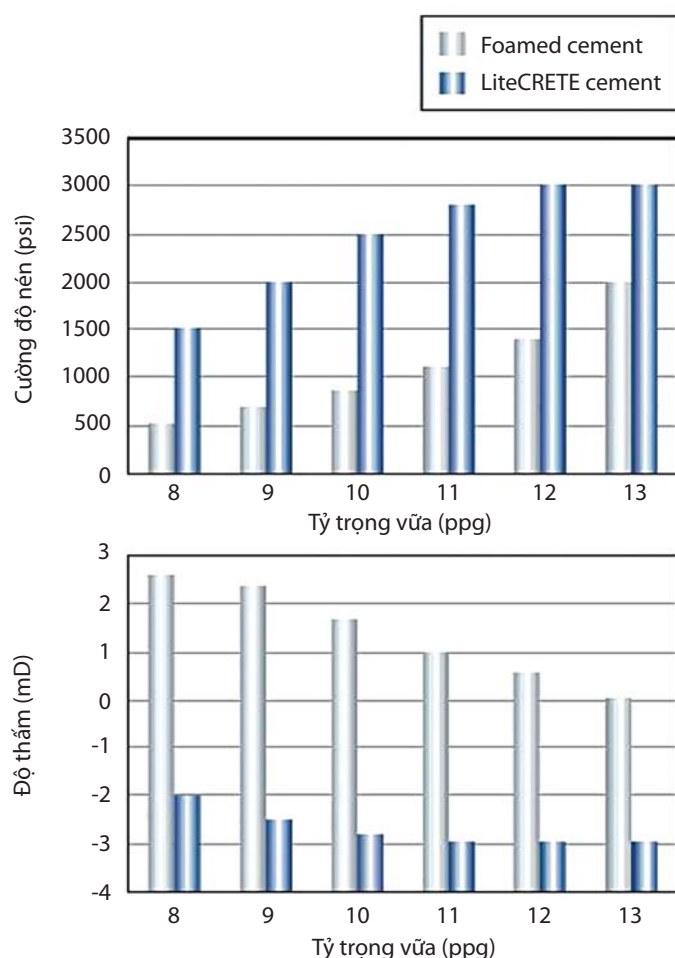
Các nguyên nhân khiến xi măng bị hư hỏng: chất lỏng nhiệt độ cao ép vào giếng hoặc chất lỏng sản phẩm từ giếng có nhiệt độ cao sẽ làm tăng nhiệt độ tối thiểu so với nhiệt độ đông kết ban đầu; áp suất cao và nhiệt độ tạo ra trong quá trình tác động đến ống chống



Hình 5. Tỷ lệ nước trộn của một số loại xi măng

(như thử áp suất, bắn đục lỗ ống chống...) có thể làm cho ống chống giãn nở, làm nứt xi măng. Giãn nở do nhiệt của chất lỏng tích tụ trong vỏ xi măng hoặc lực bên ngoài tạo ra tác động lên vỏ xi măng (do áp lực đè nặng hoặc sự thay đổi địa tầng) cũng có thể là nguyên nhân dẫn đến xi măng bị hỏng... Thực tế này dẫn đến sự phát triển của một loại vữa xi măng pha với chất tạo bọt và khí nitơ hoặc khí trơ khác. Loại vữa xi măng này đã được kiểm tra qua các thí nghiệm trong phòng và hiện trường về tính đàn hồi, cường độ nén.

Kết quả thí nghiệm cho thấy thành phần bọt ngăn chặn sự lan truyền áp suất lớn hơn 1.000psi ở nhiệt độ 300°F. Điều kiện này xảy ra ở 60% theo thể tích dung dịch khoan hoặc nước khi chất lượng bọt xi măng ở khoảng: 25 - 38%. Xi măng dạng bọt gồm 3 thành phần: vữa xi măng, tác nhân gây bọt và một hàm lượng khí. Hỗn hợp pha trộn các thành phần trên hợp lý sẽ tạo tính ổn định, xi măng nhẹ với màu kem xám. Do cấp độ áp suất, tốc độ và thể tích khí liên quan và sự thuận tiện của thiết bị bơm thì nitơ là loại khí thường được sử dụng nhất.



Hình 6. So sánh cường độ nén và độ thấm giữa 2 loại xi măng

Để thực hiện trộn vữa xi măng bọt theo quy trình, thông thường bằng máy khuấy trộn. Khi vữa xi măng được bơm xuống giếng, tác nhân tạo bọt và ổn định được đưa vào thông qua cửa hút của máy bơm. Máy bơm tia áp suất được dùng để trộn hỗn hợp này thông qua một máy tạo bọt và tạo ổn định bọt. Đồng thời, người ta tiếp tục theo dõi và điều khiển tốc độ bơm của 3 thông số vữa xi măng, tạo bọt và nitơ để đảm bảo đúng tỷ lệ.

So với xi măng thông thường, xi măng dạng bọt có thể giảm tỷ trọng xuống 4ppg với tính ổn định cao. Việc điều chỉnh hàm lượng nước, nitơ làm cho vữa xi măng có hàm lượng chất rắn thay đổi theo. Do đó, cung cấp một tỷ lệ giữa cường độ và tỷ trọng để phù hợp với áp suất vỡ vỉa, mất tuần hoàn và việc trám xi măng dự phòng. Áp suất bọt khí, độ co ngót trong quá trình hydrate ổn định và tăng tính dẻo thông qua sự phân tán của lực tác dụng. Do đó, xi măng dạng bọt ngăn sự phá vỡ trong quá trình đục lỗ và dị tật gây ra do gia tải hoặc theo chu kỳ.

Các túi khí ổn định cách ly thân giếng bằng cách lấp đầy xi măng với độ dẫn nhiệt tương đối thấp, giảm thiểu tổn thất nhiệt không mong muốn trong ứng dụng phun hơi và ngăn ngừa sự ngưng đọng paraffin. Có khả năng ngăn cản giãn nở áp suất trong quá trình hydrate, nâng cao tính dẻo và gắn kết giữa xi măng với ống chống, giữa xi măng với địa tầng, góp phần vào cách ly với tuổi thọ dài của xi măng dạng bọt.

Vữa xi măng bọt dễ dàng được tạo ra với nhiệt độ lên tới 600°F cho các ứng dụng địa nhiệt. Vữa xi măng luôn có thể thay đổi để phù hợp với điều kiện giếng thông qua việc hiệu chỉnh đơn giản là hàm lượng nitơ với chi phí bằng 1/3 chi phí xử lý bằng polymer. Xi măng dạng bọt có thể dùng để trợ giúp công việc trám xi măng thông thường và sửa chữa xi măng ở cả giếng khoan trên đất liền và ngoài biển, cả giếng thẳng đứng và giếng ngang. Loại xi măng này có thể dùng bơm ép xi măng và đặt nút xi măng tại nơi có điều kiện áp suất vỡ vỉa thấp.

2.2. Chất bịt kín linh hoạt (flexible sealant)

Hiện tượng mất tuần hoàn hoặc dung dịch bị ép toàn bộ vào vỉa trong quá trình khoan hoặc hoàn thiện có thể làm giảm hiệu quả sử dụng dung dịch; gián đoạn hoạt động khoan và tăng chi phí thi công. Một số loại vật liệu đã được phát triển trong ngành công nghiệp dầu khí để giải quyết các vấn đề này, trong đó có DFS (chất bịt kín linh hoạt lòng giếng).

DFS được thiết kế với mục đích nhanh chóng ngăn chặn hiện tượng mất tuần hoàn ở các địa tầng nứt nẻ tự nhiên, những kênh rãnh ở vùng yếu và vùng áp lực cao tạo ra bởi các dòng chảy ngang và dòng phun trào ngầm. DFS có thể được sử dụng với nhiều loại dung dịch và chất lưu vỉa khác nhau; ngăn cách nhiều vùng yếu ở cùng một công đoạn xử lý; tăng khả năng bơm qua bộ khoan cụ; giảm thời gian chờ; kiểm soát được dòng phun trào ngầm; tăng tính toàn vẹn của vỉa cho phép sử dụng dung dịch nặng hơn; duy trì sự linh động, độ kín của vùng mất dung dịch...

Với ba hệ thống dung dịch khác nhau, DFS cung cấp tính linh hoạt cho phép sử dụng các ứng dụng theo yêu cầu. Việc lựa chọn hệ dung dịch hợp lý được xác định bởi vấn đề mất tuần hoàn, loại dung dịch, các đặc tính khác và các liên quan đến môi trường. Do phản ứng đặc tính của vật liệu DFS, phải sử dụng một chất đệm tương thích sẽ được bơm ở đầu và cuối của vỉa xi măng.

- Liên quan tới độ mặn hoặc độ pH, hệ chất dẻo làm kín gốc dầu phản ứng rất nhanh khi trộn với dung dịch khoan gốc nước, dung dịch hoàn thiện và dung dịch khoan vào vỉa (DFS-W). DFS-W có thể tạo công thức từ Kerosene, dầu diesel, ester, dầu mỏ hoặc dầu tổng hợp, nếu cần thêm cường độ thì có thể trộn thêm xi măng vào hệ.

- Hệ chất dẻo làm kín gốc nước, phản ứng ở dưới sâu khi trộn với dung dịch khoan gốc dầu như hệ nhũ tương dầu nghịch, hệ dung dịch dầu tổng hợp và dung dịch gốc ester (DFS-OBM). Dung dịch gốc dầu ổn định ở nhiệt độ đáy giếng tuần hoàn tới 300°F trong 2 giờ khi sự nhiễm bẩn xi măng không xảy ra. Việc thêm một chất ổn định hoặc chất hoạt tính bề mặt sẽ làm tăng phạm vi hoạt động lên tới 415°F.

- Việc trộn chất dẻo phản ứng làm kín với chất lỏng hoạt hóa gốc nước tạo ra hoạt động phản ứng ở dưới lòng giếng với hệ dung dịch gốc nước. Hệ này được khuyến cáo sử dụng cho vỉa mềm, bờ rời, yêu cầu tính dẻo cao, vật liệu cao su làm kín và ở vùng có khí khô chảy qua. Đồng thời, tốt cho khu vực cần bảo vệ môi trường với việc sử dụng dung dịch không gốc nước và vùng mất dung dịch với khí khô tự nhiên chảy qua.

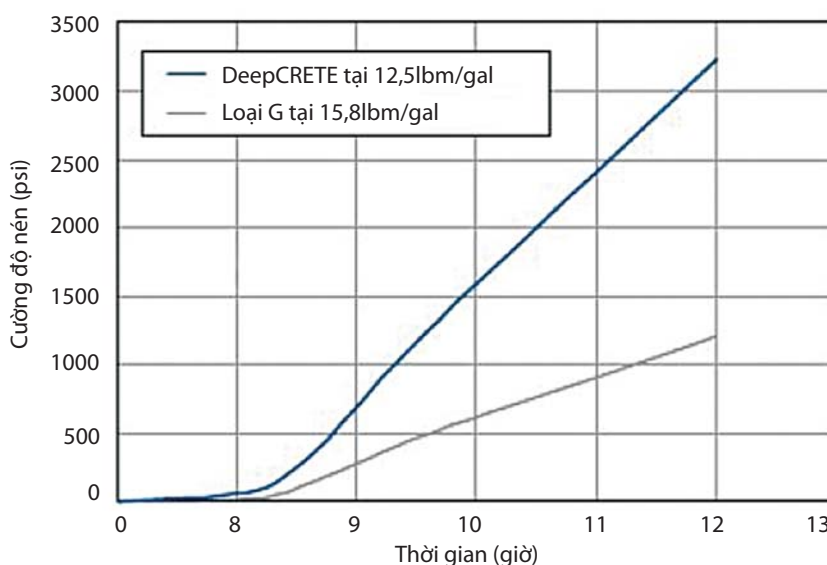
Khi nhà điều hành ở South Texas phát hiện ra tiềm năng khai thác ở mỏ Country, đội khoan không thể khoan

xa hơn địa tầng Queen City (thường gặp hiện tượng mất dung dịch). Sau khi tốn nhiều thời gian và chi phí cho phương pháp xử lý mất dung dịch thông thường mà không thành công, nhà điều hành đã sử dụng vật liệu dẻo làm kín (DFS). Vật liệu này cho phép nhà điều hành khoan tới vị trí chống ống 2.000ft ở dưới vùng yếu Queen City mà không bị mất dung dịch. Không có hệ nào khác có thể làm kín địa tầng Queen City với xử lý đơn. Hoạt động DFS tiết kiệm chi phí liên quan tới hoạt động hủy giếng, chi phí chuẩn bị và chi phí khoan đến chiều sâu cho chống ống trung gian và chi phí khoan các giếng khoan khác để đánh giá tiềm năng phát triển [1, 3, 5, 6].

2.3. Xi măng dẻo (elastomeric cement)

Trong quá trình bơm ép CO₂ vào mỏ để nâng cao hiệu quả khai thác, một số vùng ở bể Permian (Bắc Mỹ) xuất hiện hiện tượng ngập khí CO₂ trong nhiều năm. Một nhà điều hành lớn trong khu vực cho biết trong quá trình bơm ép, một phần khí CO₂ đã đi vào vùng bị mất dung dịch. Vỏ bọc xi măng Portland bị phân hủy do phản ứng của CO₂ với nước vỉa, tạo ra acid carbon. CaCO₃ hòa tan vào hỗn hợp nước acid và lặp lại quá trình bơm ép chất lỏng phân hủy CaCO₃, tạo ra một vùng cách ly bị mất dung dịch.

Xi măng đàn hồi đã được sử dụng trong trường hợp này ở phía Nam Utah. Do hệ đàn hồi ngăn cản sự xâm nhập của CO₂, hệ này thành công trong việc cách ly vùng mất dung dịch trong hơn 2 năm, nơi mà việc bơm ép xi măng thông thường bị thất bại sau ít nhất hơn 3 tuần xử lý.



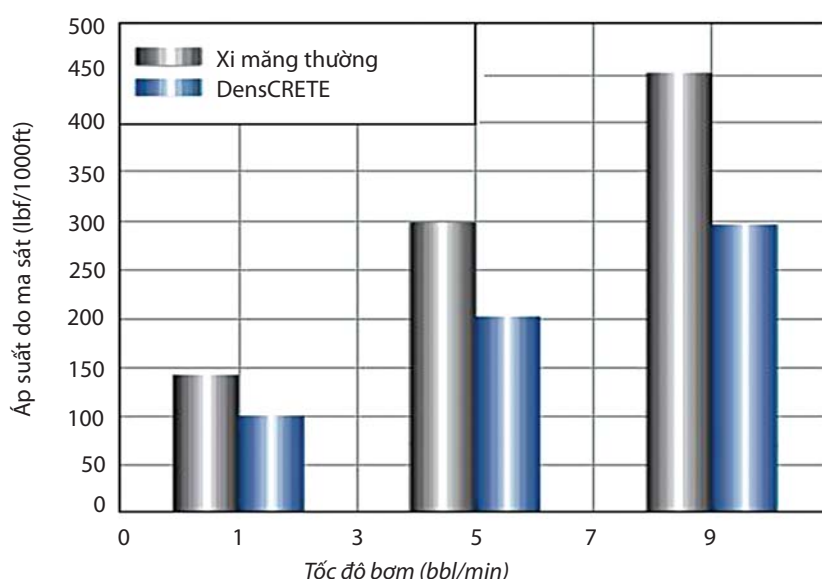
Hình 7. So sánh cường độ phát triển của xi măng DeepCRETE và xi măng G

2.4. Hệ chất dẻo tổng hợp (resin system)

Đối với địa tầng có độ thấm cao, ứng suất giảm sự liên kết rất thấp. Hiện tượng này đặc biệt phổ biến trong hoàn thiện giếng đa thân ở ngoài khơi, nơi mà công việc khoan có thể làm mất cân bằng lực giữa vỉa và làm tăng ứng suất bóp méo cuối cùng của ống chống có xi măng trám qua. Khi vữa xi măng thông thường được bơm xuống, áp suất thủy tĩnh có thể vượt áp suất vỡ vỉa, xảy ra hiện tượng mất xi măng vào vỉa. Trong trường hợp đó, xi măng nhẹ thường được sử dụng để khắc phục hiện tượng này. Tuy nhiên, một số vùng có áp suất vỡ vỉa rất thấp nên việc áp dụng xi măng nhẹ gặp khó khăn. Khi đó, hệ chất dẻo tổng hợp được sử dụng để làm tăng áp suất vỡ vỉa của địa tầng. Sự biến đổi này cho phép nhà điều hành có thể trám bằng xi măng thông thường mà không xảy ra sự vỡ thành hệ hoặc mất tuần hoàn.

2.5. Vữa xi măng CemCRETE

Trong điều kiện áp suất và nhiệt độ cao, vữa xi măng CemCRETE có thể được trám ở áp suất tuần hoàn thấp hơn và tốc độ cao hơn. Vữa xi măng cho giếng dầu yêu cầu nước để trộn và bơm. Lượng nước cần cho vữa ở trạng thái lỏng lớn hơn nhiều so với lượng nước tối ưu để xi măng đông kết. Công nghệ vữa xi măng CemCRETE có thể tối ưu hóa thành phần vữa xi măng và tạo chất lượng xi măng tốt. Công nghệ này làm tăng hàm lượng chất rắn trong vữa bằng cách sử dụng công nghệ sắp xếp kích cỡ hạt. Các hạt nhỏ sẽ lấp đầy khoảng trống giữa các hạt lớn, kết quả là vữa xi măng sử dụng ít nước hơn.



Hình 8. So sánh giữa xi măng thường và DensCRETE

CemCRETE thiết kế xi măng cho ống chống khai thác, có thể tạo ra cột xi măng dài và nhẹ hơn, ống chống có thể chống sâu hơn mà không xảy ra hiện tượng mất tuần hoàn. CemCRETE dùng nước ít hơn khi trộn và bơm. Ngay khi vữa xi măng được bơm trám vào vị trí cần thiết, chất lượng xi măng sẽ tốt hơn, tuổi thọ kéo dài hơn so với xi măng thông thường. CemCRETE có hàm lượng chất rắn lớn nên có cường độ cao, tăng khả năng đâm xuyên của vữa xi măng và giảm áp suất bơm đẩy khi can thiệp vào bơm ép xi măng, giảm độ thấm của xi măng và có khả năng chống ăn mòn cao hơn xi măng thông thường.

2.6. Vữa xi măng tỷ trọng thấp LiteCRETE

Khi trám qua đoạn vỉa yếu, vữa xi măng khó trám đủ chiều cao xi măng bên ngoài ống chống mà không sử dụng vữa xi măng có tỷ trọng thấp hoặc áp dụng phương pháp trám phân tầng. Vữa xi măng có tỷ trọng thấp LiteCRETE có chức năng giống như xi măng thông thường nên sẽ loại trừ được khó khăn này và cho phép chống ống sâu hơn, không cần sử dụng nhiều cấp ống chống.

Ứng dụng của hệ vữa xi măng này:

- Trám qua địa tầng yếu với chất lượng xi măng cao;
- Tỷ trọng vữa xi măng có thể thấp xuống còn 7,5ppg;
- Có khả năng thay thế phương pháp trám phân tầng, thay thế xi măng dạng bột;
- Dùng để trám qua tầng vỉa sản phẩm, nút xi măng khi khoan xuyên (kickoff).

Hệ vữa xi măng này thuộc họ CemCRETE, có thể cho phép thiết kế lại các cấp ống chống so với xi măng thông thường; có thể trộn với tỷ trọng từ 7,5 - 13ppg khi trám qua địa tầng yếu. Ngay sau khi bơm trám xong, vữa xi măng LiteCRETE có cường độ nén và độ thấm tốt hơn nhiều so với loại xi măng nhẹ thông thường khác và thậm chí có thể so sánh với vữa xi măng có tỷ trọng lên tới 15,8ppg.

Với chức năng giống như vữa xi măng có tỷ trọng cao, loại vữa này có đủ cường độ để tiến hành công đoạn nút vỉa thủy lực hoặc đặt cầu xi măng để khoan xuyên. Trong nhiều trường

hợp, hệ CemCRETE được bổ sung một số đặc tính để đáp ứng yêu cầu đặc biệt. Ví dụ cột ống chống chống qua vùng đất đá bị đóng băng vĩnh cửu thì vữa xi măng phải có chức năng chống lại sự giá lạnh. SLB đã phát triển hệ xi măng LiteCRETE áp dụng cho vùng Bắc Cực.

2.7. Vữa xi măng DeepCRETE

Vữa xi măng DeepCRETE cho phép trám xi măng ở vùng có địa tầng yếu và các giếng khoan nước sâu. Khi khoan các giếng khoan nước sâu, giá thành giếng khoan sẽ cao hơn. Đoạn địa tầng đất đá yếu có thể bị phá vỡ dưới tác dụng của cột thủy tĩnh của vữa xi măng, khiến mất nhiều thời gian để xử lý, làm tăng giá thành khoan. Nếu xi măng có thời gian đông kết dài sẽ làm dòng chảy của khí hoặc nước xâm nhập, gây rủi ro cho độ ổn định của giếng và khí có thể đi lên trên bề mặt. Nhiệt độ đáy giếng thăm có thể làm tốc độ phát triển cường độ chậm, tăng thời gian chờ đợi đông kết và tăng chi phí hoạt động.

Xi măng DeepCRETE sử dụng kết hợp kỹ thuật cho thiết kế xi măng ở các mô hình khác nhau ở nhiệt độ thấp và có dòng chảy nông; có tác dụng cách ly địa tầng với vữa xi măng nhẹ (10 - 14ppg), cường độ phát triển nhanh hơn loại xi măng thông thường mà không yêu cầu bất kỳ thiết bị đặc biệt nào. Các hóa phẩm DeepCEM có tác dụng làm tăng tốc độ phát triển cường độ được sử dụng cùng với CemCRETE làm ngắn thời gian chuyển tiếp, phát triển cường độ sớm, kiểm soát độ thải nước tốt... Điều này cần thiết cho các công đoạn trám xi măng ống chống bề mặt và ống bao ở nơi thường có dòng chảy nông. Tỷ trọng thấp cho phép trám qua địa tầng yếu.

Hệ DeepCRETE có nhiệt độ hydrate thấp hơn thích hợp cho vùng có khả năng có khí hydrate; có độ thấm thấp hơn so với xi măng thông thường do đó giúp ống chống không bị ăn mòn. Hệ này có thể trộn với tỷ trọng 12,5ppg, có cường độ phát triển đủ lớn để tiếp tục công tác khoan trong 24 giờ ở nhiệt độ 4°C. Khi kết hợp với công nghệ chống khí xâm nhập vào xi măng Gasblock, hệ này có thể trám qua vùng có dòng chảy của nước hoặc khí.

2.8. Xi măng DensCRETE

Khi làm việc ở các giếng có nhiệt độ áp suất cao thường xuất hiện các sự cố không

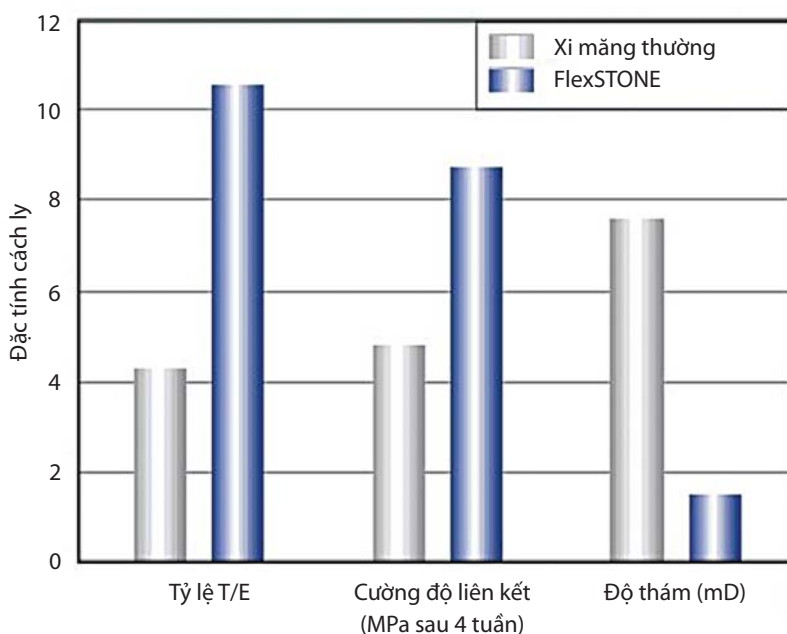
lượng trước được. Hệ xi măng lý tưởng cần thiết kể đơn giản, có độ nhớt thấp và có tỷ trọng linh hoạt có thể dễ dàng tăng tại hiện trường. DensCRETE sử dụng công nghệ sắp đặt các hạt với nhau tạo ra vữa xi măng có tỷ trọng cao (lên tới 24ppg) với độ nhớt thấp. Do xi măng có cường độ nén cao và độ thấm thấp nên vữa xi măng loại này tốt hơn so với vữa xi măng thông thường có tỷ trọng cao để cách ly vùng địa tầng có áp suất cao trong suốt thời gian tồn tại của giếng.

Chức năng chính của vữa xi măng DensCRETE là trám xi măng cho địa tầng có áp suất cao, đập giếng bằng phương pháp bơm nút xi măng, đặt Wipstock hoặc nút xi măng để khoan xiên. Khoan áp suất cao có thể yêu cầu tăng tỷ trọng dung dịch đột ngột, với DensCRETE có thể tăng tỷ trọng rất nhanh đến 11ppg ở hiện trường. Loại vữa này sẽ làm giảm các rủi ro, thời gian bơm trám ngắn hơn và giảm giá thành hoạt động.

2.9. Vữa xi măng CemSTONE

Hệ xi măng CemSTONE cung cấp tính ổn định, thời gian cách ly dài mặc dù điều kiện giếng có thay đổi. Hệ này kiểm soát đặc tính đông đặc xi măng như tính dẻo, tính giãn nở và sức chịu đựng. Vì vậy, xi măng có thể chống được lực phá hủy xi măng trong giếng. Một số loại xi măng thuộc hệ CemSTONE:

- Hệ FlexSTONE cung cấp đặc tính cơ học có thể hiệu chỉnh để phù hợp với các ứng lực trong giếng và tạo cách ly vĩnh viễn không cho dòng chảy ở bên ngoài ống chống;
- Hệ ThermaSTONE ổn định về mặt hóa học đối với



Hình 9. So sánh giữa xi măng FlexSTONE với xi măng thường

điều kiện nhiệt độ rất cao kết hợp công nghệ sắp đặt các hạt hoàn chỉnh với hỗn hợp hóa chất mới để tạo ra xi măng có cường độ cực cao, độ bền trong thời gian dài, chống ăn mòn trong điều kiện giếng;

- Hệ DuraSTONE có tính cứng rắn hơn và có sức kháng cao hơn xi măng thông thường. Hệ này bền hơn và có khả năng cách ly tốt hơn trong điều kiện khoan khắc nghiệt và điều kiện hoàn thiện giếng.

Mặc dù vữa xi măng thông thường được trám đúng với chiều sâu thiết kế và có khả năng cách ly ở giai đoạn ban đầu. Tuy nhiên, khi điều kiện giếng thay đổi có thể tạo ra ứng lực khiến vỏ xi măng không toàn vẹn. Khi nhiệt độ, áp suất và ứng lực kiến tạo tăng cao có thể nứt vỏ xi măng. Khi ống chống di chuyển theo xuyên tâm dưới tác dụng của nhiệt độ thay đổi, áp suất thay đổi hoặc sự giãn nở của khối xi măng có thể là mất tính liên kết giữa xi măng và ống chống, giữa xi măng và địa tầng. Nó có thể tạo ra các siêu khoảng không vành xuyên (microannulus). Sự thay đổi áp suất trong quá trình khoan cũng có thể làm thay đổi áp suất này. Nhiệt độ hoặc áp suất thay đổi tạo ra ứng suất kéo, khiến vỏ xi măng dễ nứt gãy và mất khả năng cách ly.

CemSTONE có thể khắc phục tình trạng này bằng các đặc tính cơ học như tính đàn hồi, tính giãn nở, cường độ nén và kéo, độ bền và khả năng chịu lực. Loại vữa này có khả năng chịu được các ứng lực ở dưới đáy giếng trong suốt đời tồn tại của giếng, đảm bảo tính toàn vẹn trong một thời gian dài, làm giảm giá thành để can thiệp vào xi măng, đảm bảo tính cách ly và giảm khả năng tạo áp suất ngoài khoảng không vành xuyên trong quá trình khai thác khí. Hệ này cũng làm tăng tính ổn định của vỏ xi măng dọc qua vùng có khả năng tác động cao của hoạt động khoan.

2.10. Hệ FlexSTONE

Sự thay đổi về áp suất trong quá trình khai thác, bơm ép, hoặc áp suất cao có thể tạo ra các ứng lực tác động lên xi măng, làm giảm tính toàn vẹn của xi măng. FlexSTONE có đặc tính cơ học đáp ứng được những thay đổi ứng lực trong thân giếng như: độ thấm thấp hơn xi măng thông thường, cường độ nén cao, dễ uốn hơn và có sức kháng hóa học tốt hơn. Xi măng có khả năng chịu được các ứng lực và duy trì sự cách ly. Hệ này cũng có thể giãn nở để khắc phục hiện tượng microannulus. Với hệ này, giếng khoan sẽ được bảo vệ xi măng trong một thời gian dài, không bị ảnh hưởng bởi lực làm đứt gãy, sự ăn mòn ống chống từ dung dịch vỉa, áp suất bên ngoài do khí tạo ra và sự xâm nhập của chất lưu.

2.11. Hệ DuraSTONE

Công tác hoàn thiện giếng hiện nay yêu cầu công nghệ và kỹ thuật hiện đại hơn. Quá trình khoan cũng phức tạp hơn do sử dụng choòng lệch tâm, khoan mở cửa sổ để khoan giếng đa thân, khoan sidetrack. Việc hoàn thiện cần bền vừa dài hơn hoặc bền ở nhiều vỉa mỏng khác nhau, điều này cần xi măng có sự cách ly tốt, các vật liệu dẻo dai để chống rung và chịu lực. Hệ DuraSTONE bền hơn và dẻo dai hơn so với xi măng thông thường. Hệ này thiết kế dùng cho quá trình khai thác, chịu được các ứng lực, độ rung và lực bên ngoài tác động. Trong quá trình thử áp suất, thấy hệ này có khả năng chịu được lực gấp 2 - 3 lần so với xi măng thông thường, điều này cho phép khoan xiên nhanh hơn trong khoảng cách ngắn, thậm chí là vỉa cứng. Hệ này thường dùng cho giếng đa thân, giếng can thiệp trở lại, đặt các nút sidetrack đặc biệt là vỉa cứng, cho vùng chân để ống chống mà chịu tác động mạnh trong quá trình khoan [1].

3. Kết luận

Xi măng có vai trò rất quan trọng đối với công tác gia cố giếng khoan. Lựa chọn vữa xi măng phù hợp góp phần làm nên sự thành công của giếng khoan, tăng tuổi thọ của giếng, đặc biệt là các giếng khai thác. Hiện nay, trên thế giới có nhiều hệ vữa xi măng để sử dụng cho điều kiện địa chất phức tạp, điều kiện môi trường khắc nghiệt tại các vùng nước sâu: vữa xi măng dạng bột, vữa xi măng dẻo, xi măng nhẹ, hệ xi măng CemCRETE & CemSTONE (của nhà cung cấp Schlumberger). Ngoài ra, có rất nhiều hóa phẩm để nâng cao chất lượng xi măng và giảm thời gian trám xi măng như: chất tăng đông, chất chậm đông, chất tăng tỷ trọng, chất chống khí xâm nhập (gasblok), chất chống mất dung dịch...

Để lựa chọn hệ xi măng phù hợp, chất lượng tốt cho giếng khoan nước sâu cần: lập kế hoạch chi tiết, lên phương án cụ thể theo điều kiện giếng; nghiên cứu kỹ điều kiện địa chất, môi trường giếng khoan nước sâu (nhiệt độ đáy biển thấp, dòng chảy ngầm hoặc khí nông) để đưa ra phương án hợp lý; nâng cao kỹ thuật, giảm thiểu thời gian liên quan tới xi măng giếng khoan để giảm giá thành giếng khoan; nghiên cứu các phương án dự phòng trong trường hợp gặp sự cố đối với xi măng như bơm ép... Đồng thời, nghiên cứu kỹ để hiểu rõ đặc tính của vữa xi măng, lựa chọn hệ vữa xi măng hợp lý, phù hợp với điều kiện địa chất cụ thể, cho từng công đoạn và từng giếng khoan khác nhau; lựa chọn thiết bị, phương pháp trám xi măng hợp lý;

lựa chọn hóa phẩm phù hợp để nâng cao chất lượng xi măng; tiến hành kiểm tra chất lượng xi măng để có phương án xử lý kịp thời, tránh tình trạng để xử lý sau sẽ gây tốn thời gian và chi phí.

Tài liệu tham khảo

1. Phạm Trung Nghĩa. *Nghiên cứu lựa chọn giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả khoan giếng dầu khí vùng nước sâu*. Luận văn Thạc sĩ kỹ thuật. Đại học Mỏ - Địa chất, Hà Nội. 2012.
2. Trần Đình Kiên, Phạm Quang Hiệu, Nguyễn Hữu Chinh, Nguyễn Hải Sơn. *Một số vấn đề về sử dụng xi măng bơm trám trong gia cố và kết thúc các giếng khoan dầu khí*. Tạp chí Dầu khí. 2011; 4: p. 32 - 40.
3. Pham Quang Hieu, Pham Trung Nghia, Nguyen Xuan Thao, Nguyen Viet Bot. *Study selection cementing fluids for oil and gas wells deep water*. Proceedings of International conference "Petroleum Technology and Human Resources" HUMG. 20 Sept, 2012: p. 25 - 30.
4. Jan Tore Helgesen, Kristian Harestad, Eirik Sorgard. *Deepwater cementing in the Norwegian sea*. Petroleum Engineering International Journal. 1999; 72 (4).
5. John Tronvoll. *Deepwater drilling challenges*. SINTEF Petroleum Research Trondheim, Norway. 2006.
6. Khalil Rahman. *Maintaining wellbore stability during deepwater drilling*. School of Oil & Gas Engineering University, Australia. 2002.

Selecting cement slurries for oil and gas production wells in deepwater areas

Pham Quang Hieu

Ministry of Industry and Trade

Summary

Drilling operations in deepwater areas such as the north and west of Norway, the west of Shetland, the Gulf of Mexico, the east of Venezuela and the west coast of South America face great potential risks and challenges with the sea water depth going up to thousands of metres. Furthermore, the cost of drilling wells in deepwater areas has increased significantly. It is, therefore, a pressing issue in deepwater well design to reduce the drilling time, optimise the well construction process and ensure well engineering. This article studies the choices of cement slurries, one of the important technological and technical solutions to improve the effectiveness of cementing wells in the deepwater areas.

TỔNG HỢP VÀ ĐẶC TRƯNG XÚC TÁC ENZYMLIPASE CỐ ĐỊNH TRÊN NANO TỪ TÍNH ỨNG DỤNG CHO QUÁ TRÌNH CHUYỂN HÓA BIODIESEL TỪ DẦU ĐẬU NÀNH

PGS.TS Phạm Xuân Núi, KS. Nguyễn Ngọc Sơn, KS. Lê Thị Cúc
Đại học Mở - Địa chất

Tóm tắt

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã tổng hợp các hạt nano từ tính chitosan- Fe_3O_4 bằng phương pháp đồng kết tủa sử dụng glutaraldehyde là tác nhân tạo liên kết ngang cho cố định hóa enzyme lipase. Enzyme lipase được cố định trên cơ sở tạo liên kết peptit thông qua cầu nối là glutaraldehyde với các hạt nano từ tính chitosan- Fe_3O_4 . Đặc trưng của hệ xúc tác được phân tích bằng các phương pháp nhiễu xạ tia X (XRD), hiển vi điện tử quét (SEM), hiển vi điện tử truyền qua (TEM) và phổ hồng ngoại (FT-IR). Qua đặc trưng của phương pháp cho thấy, enzyme lipase được cố định trên các hạt nano từ tính, các hạt có dạng vi cầu, với kích thước từ 12 - 15nm. Hệ xúc tác tổng hợp được sử dụng cho quá trình trao đổi ester hóa chéo thành methyl ester với độ chuyển hóa 93% trong 30 giờ phản ứng, ở nhiệt độ 40°C, sử dụng methanol cho quá trình phản ứng theo 3 giai đoạn và tỷ lệ mol dầu/methanol là 1:4.

1. Mở đầu

Trong công nghiệp sản xuất biodiesel, xúc tác đồng thể acid H_2SO_4 , bazơ gồm KOH, NaOH, kali alkoxide và natri alkoxide đã được sử dụng phổ biến cho quá trình transester hóa chéo dầu thực vật với methanol để tạo ra methyl ester của acid béo. Do gặp khó khăn trong việc thu hồi xúc tác đồng thể và xử lý nước thải nên chi phí sản xuất biodiesel tăng cao [1, 2]. Để khắc phục hạn chế này, công nghệ xúc tác dị thể đã được nghiên cứu, song ít được ứng dụng trong công nghiệp do giá thành cao, quy trình điều chế phức tạp, hiệu suất chưa cao và đặc biệt rất nhạy với nước và acid béo tự do trong dầu thực vật. Để tiến tới công nghệ xúc tác “xanh” - xúc tác sinh học sử dụng enzyme cho phản ứng ester hóa chéo dầu thực vật đã và đang được nghiên cứu [3, 4]. Sử dụng enzyme tự do để điều chế diesel sinh học thường bị cản trở do thiếu sự ổn định trong điều kiện phản ứng và những khó khăn trong quá trình tái sinh, thu hồi từ hỗn hợp phản ứng nên việc cố định hóa enzyme trên các hạt nano từ tính là phương pháp hiệu quả nhằm cải thiện tính ổn định của enzyme và thực hiện được quy trình tái sử dụng xúc tác [5 - 8].

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả tổng hợp chất xúc tác enzyme lipase cố định hóa trên nano sắt bằng phương pháp hóa học sử dụng chitosan thông qua cầu nối glutaraldehyde và sử dụng cho phản ứng transester hóa chéo để sản xuất biodiesel.

2. Thực nghiệm

2.1. Nguyên liệu

Chitosan sử dụng từ nguồn Aldrich (CAS 9012-76-4); Candida rugosa lipase sử dụng từ hãng Sigma; Dầu đậu nành sử dụng từ Công ty CP Dầu thực vật Tường An có phân tử khối trung bình 876g.mol^{-1} ; Glutaraldehyde ($\text{C}_5\text{H}_8\text{O}_2$) với 500g.kg^{-1} trong dung dịch nước sử dụng từ Công ty Hóa chất Tianjin và các hóa chất $\text{FeCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ (99%), $\text{FeCl}_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$ (99%), NaOH (98%) có xuất xứ từ Trung Quốc.

2.2. Điều chế các vi cầu “microsphere” chitosan từ tính

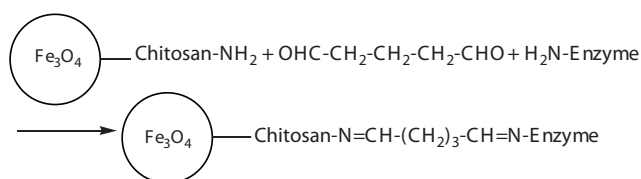
Các hạt nano từ tính Fe_3O_4 được tạo thành từ dung dịch các muối $\text{FeCl}_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$ và $\text{FeCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ với nồng độ thích hợp theo tỷ lệ mol $\text{Fe}^{2+}:\text{Fe}^{3+} = 2:1$. Dung dịch được khuấy 600 vòng/phút trong 30 phút ở nhiệt độ phòng. Sau đó nhỏ từ từ dung dịch NaOH 1M đến pH ≈ 10 thì dừng lại. Phản ứng được thực hiện trong 30 phút ở nhiệt độ 80°C. Lọc rửa hỗn hợp huyền phù thu được bằng nước cất đến pH = 7. Sau đó sấy khô ở nhiệt độ 80°C và giữ trong môi trường chân không thu được các hạt nano sắt từ.

Các vi cầu Fe_3O_4 -chitosan được tổng hợp bằng cách: Hòa tan 0,5g chitosan trong 50ml dung dịch acid acetic nồng độ 0,2M, khuấy mạnh hỗn hợp trong 30 phút ở nhiệt độ phòng. Sau đó thêm 3g hạt nano Fe_3O_4 vào hỗn hợp dung dịch, tiếp tục khuấy trong 1 giờ. Các vi cầu Fe_3O_4 -chitosan thu được có tính từ mạnh và được làm khô lạnh.

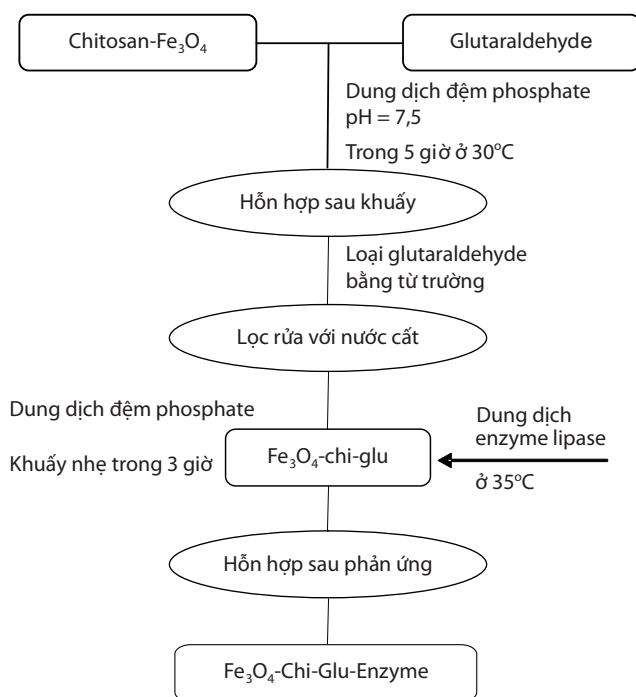
2.3. Cố định lipase lên hạt nano Fe_3O_4 -chitosan từ tính

Quá trình cố định lipase “*Candida rugosa*” lên nano Fe_3O_4 -chitosan được thực hiện thông qua cầu nối aldehyde (glutaraldehyde). Lipase có nhóm amin có thể tạo liên kết ngang với một đầu aldehyde của glutaraldehyde và đầu aldehyde còn lại sẽ liên kết với nhóm amin của chitosan- Fe_3O_4 (Hình 1).

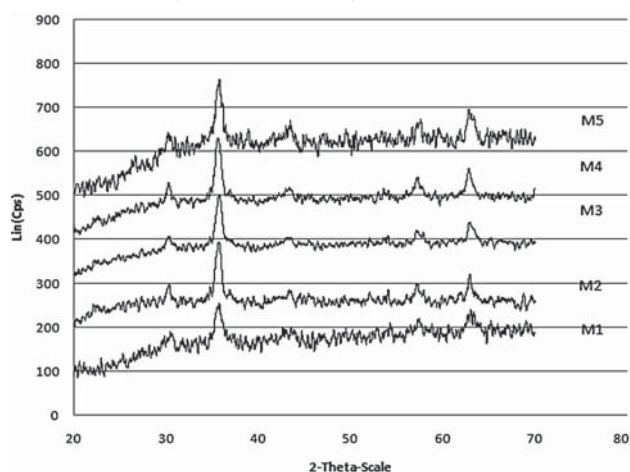
Tiến hành cố định hóa, sử dụng 2g chitosan- Fe_3O_4



Hình 1. Quá trình liên kết giữa lipase với Fe_3O_4 -chitosan



Hình 2. Quy trình cố định enzyme lên hạt nano từ tính



Hình 3. Phổ nhiễu xạ tia X của nano sắt từ (Fe_3O_4)

trộn với 20ml dung dịch glutaraldehyde 10% trong đệm phosphate với pH $\approx 7,5$. Phản ứng được tiến hành ở nhiệt độ 30°C trong 5 giờ. Các hạt đã được hoạt hóa glutaraldehyde thu hồi bằng sự phân tách từ tính, sau đó tiến hành rửa nhiều lần bằng nước cất.

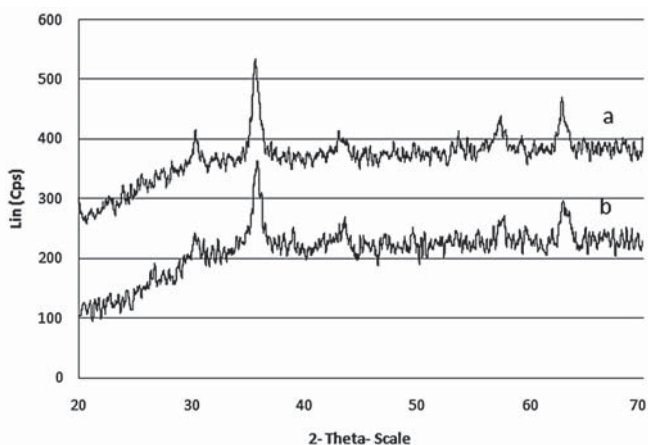
Sau khi hoạt hóa glutaraldehyde chất mang được trộn trong 20ml dung dịch lipase ($d = 2\text{g/l}$, 0,025M đệm phosphate, pH = 7,5). Hỗn hợp được lắc liên tục ở nhiệt độ 35°C trong 3 giờ. Sau khi hoàn thành phản ứng cố định hóa, kết tủa có từ tính được tách bằng việc ứng dụng trường từ bên ngoài. Rửa nhiều lần kết tủa thu được bằng đệm phosphate để loại bỏ lipase tự do. Sấy khô xúc tác thu được sau khi cố định lipase ở nhiệt độ 40°C và bảo quản ở nhiệt độ 4°C. Quy trình cố định enzyme lipase được thể hiện trên Hình 2.

2.4. Phương pháp đặc trưng xúc tác

Đặc trưng của xúc tác được xác định bằng phương pháp nhiễu xạ tia X (XRD) trên máy CPM-Bruker D8-Advance (Đức) góc quét từ 10 - 70°. Ảnh hiển vi điện tử quét (SEM) được thực hiện trên máy SEM-JEOL-JSM 5410 LVC (Nhật Bản) với độ phóng đại 200.000 lần. Ảnh hiển vi điện tử truyền qua (TEM) được thực hiện trên máy SEM 1010 của hãng Jeol với hiệu điện thế 100kV tại Viện Vệ sinh Dịch tễ Trung ương. Phổ hồng ngoại (FT-IR) sử dụng để phân tích cấu trúc xúc tác được thực hiện tại Khoa Hóa - Đại học Sư phạm Hà Nội.

2.5. Đánh giá hoạt tính xúc tác

Hoạt tính của xúc tác được đánh giá thông qua phản ứng trao đổi ester hóa chéo dầu đậu nành bằng methanol với tỷ lệ methanol/dầu = 4:1. Phản ứng thực hiện trong 30 giờ ở nhiệt độ 40°C, sử dụng 2,7g xúc tác cố định lipase và 10ml *n*-hexane. Methanol đưa vào phản ứng theo 3 giai đoạn, mỗi giai đoạn cách nhau 30 phút. Sau 30 giờ phản



Hình 4. Phổ nhiễu xạ tia X của chitosan- Fe_3O_4 (a) và lipase cố định (b)

ứng, hỗn hợp được lọc và tách sản phẩm bằng từ tính bên ngoài. Độ chuyển hóa của dầu đậu nành thành methyl ester được xác định bằng phương pháp sắc ký GC/MS.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Đặc trưng của các hạt nano Fe_3O_4 từ tính

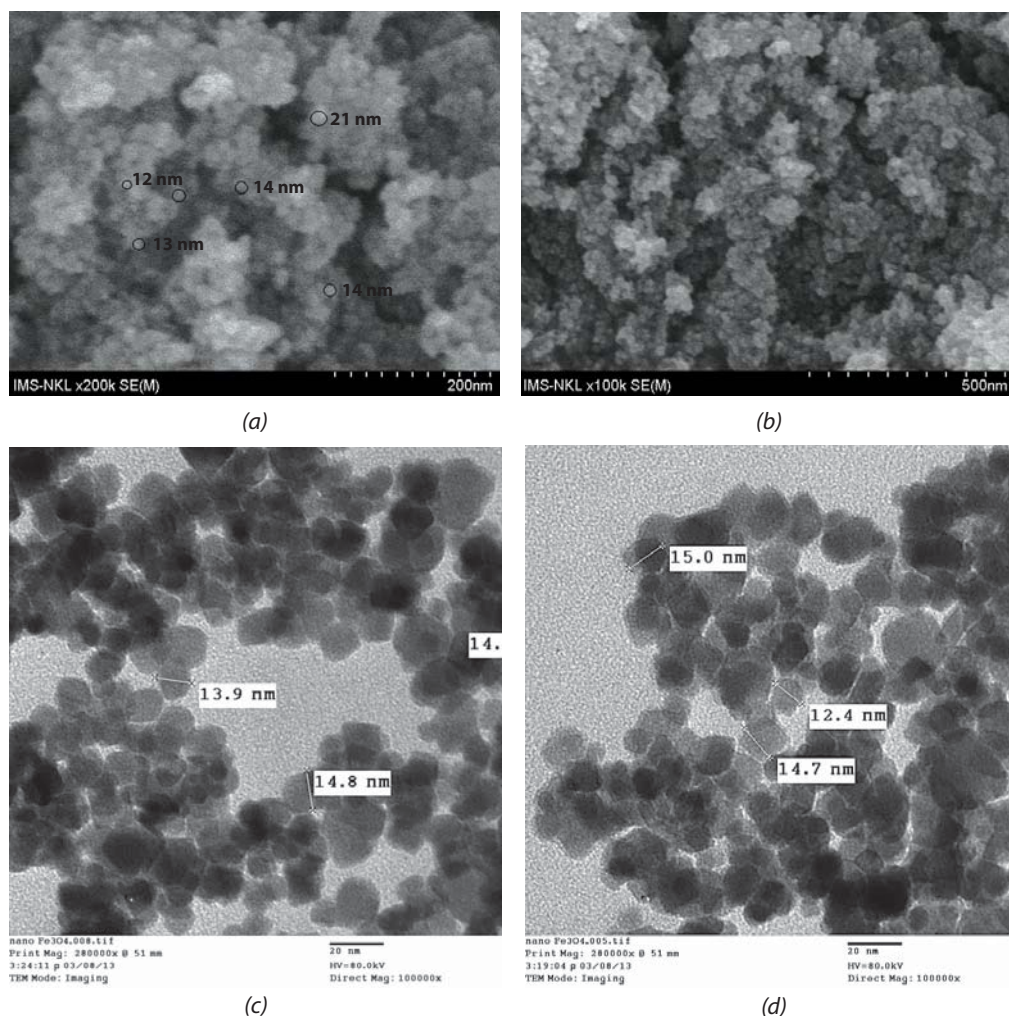
Phổ nhiễu xạ tia X của các hạt nano Fe_3O_4 hình thành với sự thay đổi nồng độ NaOH và ion $\text{Fe}^{3+}/\text{Fe}^{2+}$ (Hình 3) cho thấy có 6 đỉnh (peak) đặc trưng của Fe_3O_4 xuất hiện tại các góc 2θ lần lượt $30,1^\circ$, $35,5^\circ$, $43,2^\circ$, $53,5^\circ$, 57° và $62,8^\circ$ tương ứng với các mặt phản xạ (200), (311), (400), (422), (511) và (440). Các đỉnh này cho thấy các hạt Fe_3O_4 dạng thuần khiết với cấu trúc spinel.

Đối với các hạt vi cấu chitosan- Fe_3O_4 và lipase cố định trên chất mang, phổ nhiễu xạ tia X cũng xuất hiện 6 peak đặc trưng (Hình 4). Điều này cho thấy quá trình phủ chitosan và việc cố định lipase không làm thay đổi pha của các hạt Fe_3O_4 . Như vậy, các hạt từ tính có thể đảm bảo các tính chất từ của chúng cho quá trình phân tách khi ứng dụng cho việc phân tách bio.

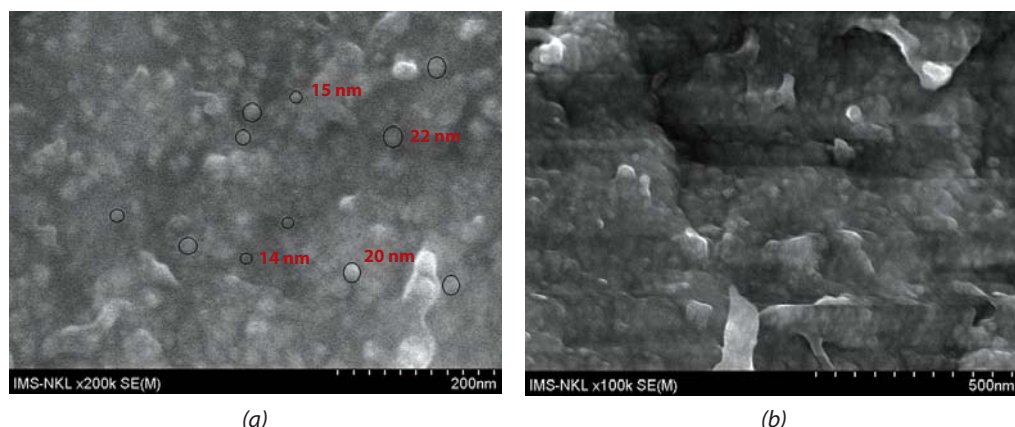
Sử dụng phương trình Debye-Scherrer, kích thước tương đối

Bảng 1. Kích thước hạt Fe_3O_4 khi thay đổi nồng độ NaOH và tỷ lệ ion $\text{Fe}^{2+}/\text{Fe}^{3+}$

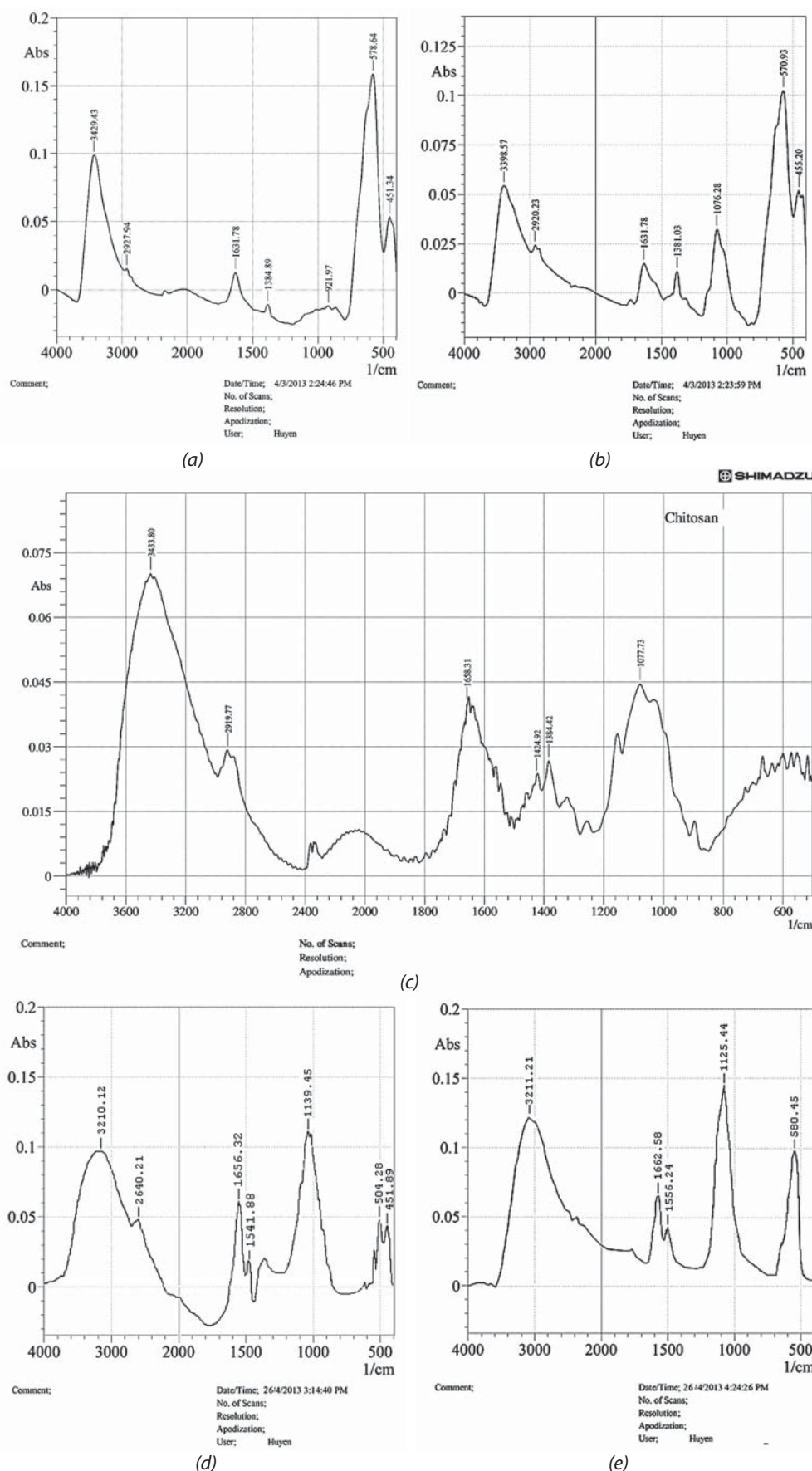
Mẫu	Nồng độ Fe^{2+}	Nồng độ Fe^{3+}	Nồng độ NaOH	Tỷ lệ mol NaOH	Kích thước hạt
M1	0,2	0,4	1,0	1/2/5	17,2
M2	0,2	0,4	1,5	1/2/7,5	17,0
M3	0,2	0,4	2,0	1/2/10	16,4
M4	0,3	0,6	1,0	1/2/3,3	14,5
M5	0,4	0,8	1,0	1/2/3,3	11,6



Hình 5. Ảnh SEM (a, b) và TEM (c, d) của Fe_3O_4



Hình 6. Ảnh SEM của vi cấu chitosan- Fe_3O_4 (a) và lipase cố định (b)



Hình 7. Phổ hồng ngoại FT-IR của các mẫu Fe_3O_4 (a), $chitosan-Fe_3O_4$ (b), chitosan (c), lipase tinh khiết (d), lipase cố định (e)

của hạt Fe_3O_4 được xác định với thay đổi nồng độ NaOH và tỷ lệ Fe^{3+}/Fe^{2+} (Bảng 1).

Như vậy, kích thước hạt nano từ tính Fe_3O_4 được xác định khoảng 11,6nm tương ứng với nồng độ NaOH 1M và tỷ lệ ion Fe^{2+}/Fe^{3+} là 1/2.

Ảnh SEM (Hình 5a, b) và TEM (Hình 5c, d) của mẫu M_5 cho thấy rất rõ các hạt Fe_3O_4 có kích thước nano mét, dạng hình cầu với đường kính trong khoảng 12 - 15nm. Kết quả này tương ứng với kết quả xác định bằng phương pháp gần đúng Debye-Scherrer. Đường kính các hạt là thông số quan trọng đối với vật liệu chất mang. Kích thước hạt nhỏ tương ứng với diện tích bề mặt và thể tích mao quản lớn. Điều này tạo thuận lợi cho sự liên kết giữa các nhóm chức với bề mặt chất mang và sản phẩm phản ứng sẽ ít bị giới hạn bởi sự khuếch tán.

Ảnh SEM (Hình 6a, b) với các mẫu vi cầu chitosan- Fe_3O_4 và lipase cố định cho thấy có sự phân tán đơn và màng mỏng chitosan đã được phủ hoàn toàn lên các hạt sắt từ, các hạt vẫn cố định dạng cầu, kích thước trung bình đạt từ 14 - 21nm. Ngoài ra, ảnh SEM cho thấy việc cố định lipase lên các hạt vi cầu chitosan từ tính đã không làm thay đổi kích thước cũng như đặc tính của hạt.

Như vậy, vai trò của chitosan không chỉ cung cấp nhóm chức sử dụng cho việc cố định lipase mà

còn biến tính các hạt nano từ tính Fe_3O_4 làm tăng tính ổn định của chất mang.

Phổ FT-IR của các hạt nano Fe_3O_4 (Hình 7a), chitosan- Fe_3O_4 (Hình 7b), polymer chitosan (Hình 7c), lipase tinh khiết (Hình 7d) và lipase cố định (Hình 7e) được thể hiện trên Hình 7. Với Hình 7a, peak hấp thụ của Fe_3O_4 tại dải 578cm^{-1} đặc trưng cho liên kết Fe-O. Các dao động đặc trưng tại dải 1.658cm^{-1} và 1.384cm^{-1} (Hình 7c) được xác định là các dao động của nhóm N-H và -C-O trong các phân tử polymer chitosan tương ứng [9, 10]. Hình 7b cho thấy ngoài các dao động đặc trưng cho polymer chitosan tại số sóng 1.381cm^{-1} và 1.631cm^{-1} còn xuất hiện thêm dao động mới tại 570cm^{-1} , dao động của liên kết Fe-O của phân tử Fe_3O_4 . Điều này khẳng định, chitosan đã được phủ lên các hạt nano sắt từ. So sánh với phổ hồng ngoại của lipase tinh khiết, lipase cố định và chitosan- Fe_3O_4 từ tính, có thể nhận thấy có sự xuất hiện dao động ở 1.662cm^{-1}

đặc trưng cho dao động của liên kết C=N. Đó là kết quả phản ứng giữa nhóm carbonyl của nhóm glutaraldehyde và nhóm amin [11]. Các dải hấp thụ của lipase cố định xuất hiện tại bước sóng 1.125 và 1.556cm^{-1} tương ứng với các bước sóng 1.139 và 1.541cm^{-1} trong phổ hồng ngoại của lipase tự do, chứng tỏ lipase đã được cố định lên các hạt cầu từ tính Fe_3O_4 .

3.2. Phản ứng điều chế methyl ester trên xúc tác lipase cố định trên nano Fe_3O_4 từ tính

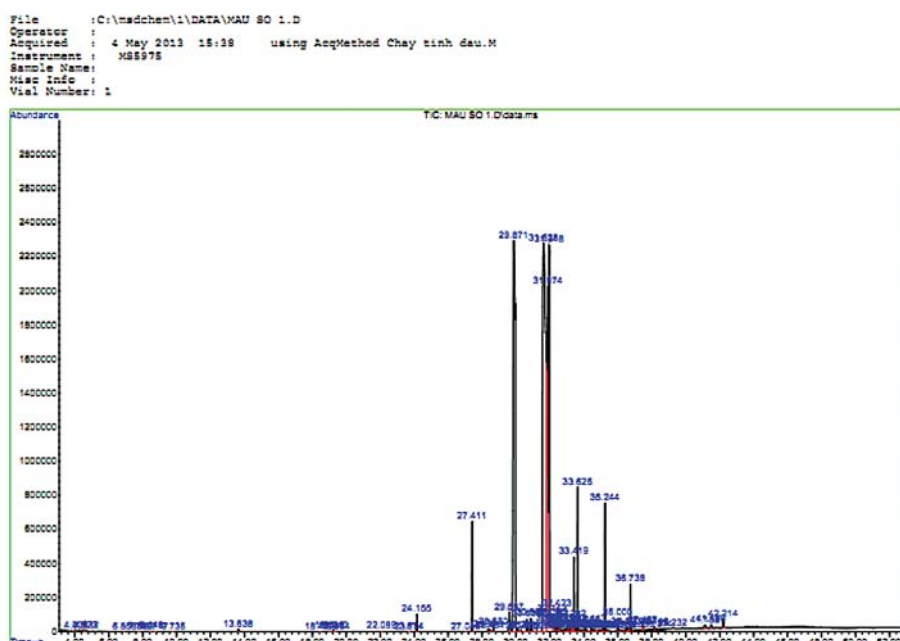
Xúc tác lipase cố định được sử dụng điều chế biodiesel qua phản ứng trao đổi ester hóa chéo dầu đậu nành bằng methanol với tỷ lệ mol dầu/methanol là 1/4, nhiệt độ phản ứng 40°C , thời gian thực hiện phản ứng trong 30 giờ. Biodiesel thu được có thành phần được trình bày ở Hình 8 và Bảng 2.

Như vậy, với bước đầu thực hiện phản ứng trao đổi

ester hóa chéo dầu đậu nành với methanol sử dụng tỷ lệ xúc tác/dầu là 2,8% khối lượng, độ chuyển hóa methyl ester thu được 93,42%. Theo kết quả nghiên cứu của Carla Cristina và cộng sự [12] khi thực hiện phản ứng trao đổi ester hóa chéo dầu đậu nành với xúc tác hydrotalcite thì nhiệt độ phản ứng thực hiện ở nhiệt độ 230°C , tỷ lệ mol methanol: dầu đậu nành = 13:1 trong 1 giờ và tỷ lệ xúc tác/dầu là 5% khối lượng, độ chuyển hóa thu được là 90%. Điều này cho thấy, xúc tác lipase cố định hiệu quả hơn xúc tác hydrotalcite khi sử dụng cho quá trình điều chế biodiesel.

4. Kết luận

Với mục đích tổng hợp hệ xúc tác "xanh" - lipase cố định trên nano từ tính Fe_3O_4 ứng dụng cho quá trình điều chế biodiesel, nhóm tác giả đã thu được các hạt Fe_3O_4 có kích thước nano trong khoảng 12 - 15nm. Việc cố định hóa lipase trên vi cầu chitosan- Fe_3O_4 từ tính được sử dụng cho quá trình trao đổi ester hóa chéo dầu thực vật để tạo nhiên liệu biodiesel. Các tính chất của các



Hình 8. Sắc ký đồ GC/MS của methyl ester từ phản ứng ester hóa chéo dầu đậu nành trên xúc tác lipase cố định

Bảng 2. Thành phần các chất có trong biodiesel

TT	Thời gian	Tên hợp chất (methyl ester với các acid tương ứng)	Tỷ lệ khối lượng (%)
1	29,817	Hexadecanoic acid (Acid palmitic)	28,9
2	31,628	9,12-Octadecadienoic acid (Acid linoleic)	45,55
3	31,948	Octadecanoic acid (Acid stearic)	10,17
4	35,244	Docosanoic acid	1,93
5	33,625	Methyl 18-methylnonadecanoic acid	2,18
6	33,419	11-Eicosenoic acid	1,47
7	31,874	cis-11-Octadecenoic	1,56
Tổng	Methyl ester		93,42

hạt vi cầu “microspheres” từ tính thay đổi không đáng kể sau khi phủ chitosan và liên kết lipase. Lipase cố định thể hiện độ ổn định và hoạt tính xúc tác khi thực hiện phản ứng ester hóa chéo dầu đậu nành bằng methanol theo 3 giai đoạn với tỷ lệ dầu/methanol là 1:4, nhiệt độ thực hiện phản ứng là 40°C trong 30 giờ để chuyển hóa dầu đậu nành thành methyl ester trên 93%.

Tài liệu tham khảo

1. Z.Helwani, MR.Othman, N.Aziz, W.J.N.Fernando, J.Kim. *Technologies for production of biodiesel focusing on green catalytic techniques: A review*. Fuel Processing Technology. 2009; 90(12): p. 1502 - 1514.
2. P.D.Patil, S.G.Deng. *Transesterification of Camelina sativa oil using heterogeneous metal oxide catalysts*. Energy Fuels. 2009; 23(9): p. 4619 - 4624.
3. S.V.Ranganathan, S.L.Narasimhan, K.Muthukumar. *An overview of enzymatic production of biodiesel*. Bioresource Technology. 2008; 99(10): p. 3975 - 3981.
4. Y.Watanabe, Y.Shimada, T.Samukawa, A.Sugihara, Y.Tominaga. *Conversion of degummed soybean oil to biodiesel fuel with immobilized Candida antarctica lipase*. Journal of Molecular Catalysis B: Enzymatic. 2002; 17(3 - 5): p. 151 - 155.
5. J.Deng, Y.Peng, C.He, X.Long, P.Li, A.S.C.Chan. *Magnetic and conducting Fe₃O₄ - polypyrrole nanoparticles with core - shell structure*. Polymer International. 2003; 52(7): p. 182 - 187.
6. S.Huang, M.Liao, D.Chen. *Direct binding and characterization of lipase onto magnetic nanoparticles*. Biotechnology Progress. 2003; 19 (3): p. 1095 - 1100.
7. S.Y.Shaw, Y.Chen, J.Qu, L.Ho. *Preparation and characterization of Pseudomonas putida esterase immobilized on magnetic nanoparticles*. Enzyme and Microbial Technology. 2006; 39(5): p. 1089 - 1095.
8. W.Xie, N.Ma. *Enzymatic transesterification of soybean oil by using immobilized lipase on magnetic nanoparticles*. Biomass & Bioenergy. 2010; 34 (6): p. 890 - 896.
9. A.Zhu, L.Yuan, T.Liao. *Suspension of Fe₃O₄ nanoparticles stabilized by chitosan and o-carboxymethylchitosan*. International Journal of Pharmaceutics. 2008; 350(1 - 2): p. 361 - 368.
10. C.Pan, B.Hu, W.Li, Y.Sun, H.Ye, X.Zeng. *Novel and efficient method for immobilization and stabilization of b-Dgalactosidase by covalent attachment onto magnetic Fe₃O₄-chitosan nanoparticles*. Journal of Molecular Catalysis B: Enzymatic. 2009; 61(3 - 4): p. 208 - 215.
11. D.S.Jiang, S.Y.Long, J.Huang, H.Y.Xiao, J.Y.Zhou. *Immobilization of pycnoporus sanguineus laccase on magnetic chitosan microspheres*. Biochemical Engineering Journal. 2005; 25(1): p.15 - 23.
12. Carla Cristina C.M. Silva, Nielson F.P.Ribeiro, Mariana M.V.M Souza, Donato A.G.Aranda. *Biodiesel production from soybean oil and methanol using hydrotalcites as catalyst*. Fuel Processing Technology. 2010; 91: p. 205 - 210.

Synthesis and characterisation of lipase enzyme immobilised on magnetic nano particles for application in the transesterification of soybean oil to biodiesel

Pham Xuan Nui, Nguyen Ngoc Son, Le Thi Cuc
Hanoi University of Mining and Geology

Summary

In the study, magnetic chitosan microspheres were prepared by the chemical co-precipitation approach using glutaraldehyde as the cross-linking reagent for lipase immobilisation. The lipase enzyme is immobilised on the principle of creating peptides covalently linked via glutaraldehyde as a bridge with chitosan magnetic particles. The catalyst system has been characterised using the following analytical methods: X-ray diffraction (XRD), scanning electron microscopy (SEM), Fourier transform infrared (FT-IR) spectra, and transmission electron microscopy (TEM). The analysis showed that the enzyme was immobilised onto the magnetic nanoparticles. The nanoparticles formed were spherical, uniform in size with average diameters from 12 - 15nm. Using the immobilised lipase, the conversion of soybean oil to fatty acid methyl esters reached 93%wt under the reaction temperature of 40°C and reaction duration of 30h, and methanol/oil amount-of-substance ratio of 4:1 with the three-step addition of methanol.

NGHIÊN CỨU KHẢ NĂNG SỬ DỤNG CHẤT XÚC TÁC RFCC QUA SỬ DỤNG CỦA NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT LÀM PHỤ GIA XI MĂNG

KS. Nguyễn Thị Chăm¹, KS. Nguyễn Mạnh Hà¹, ThS. Tạ Quang Minh²

¹Trung tâm Nghiên cứu Ứng dụng và Dịch vụ Kỹ thuật -

Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP

²Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Xúc tác đã qua sử dụng của phân xưởng cracking xúc tác tầng sôi là sản phẩm phụ của công nghiệp lọc dầu. Ước tính trung bình mỗi ngày, một lò phản ứng cracking có thể thải ra 5 - 6 tấn xúc tác RFCC. Ở Việt Nam, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất thải ra khoảng 20 tấn xúc tác RFCC/ngày. Để tận dụng nguồn xúc tác này, nhóm tác giả đã nghiên cứu khả năng ứng dụng xúc tác RFCC đã qua sử dụng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất làm phụ gia sản xuất xi măng, góp phần nâng cao hiệu quả kinh tế và giải quyết vấn đề ô nhiễm môi trường.

1. Giới thiệu

Trong suốt quá trình vận hành nhà máy lọc dầu, một phần xúc tác có hoạt tính thấp được loại bỏ và thay thế bằng xúc tác mới hoặc tái tạo xúc tác để duy trì hoạt tính. Việc loại bỏ xúc tác được gọi là cân bằng xúc tác. Xúc tác mìn Epcat phát sinh từ quá trình tái sinh xúc tác tại đỉnh của thiết bị tái sinh tại phân xưởng RFC sẽ được thu hồi liên tục thông qua thiết bị lọc bụi tĩnh điện và sau đó sẽ được chứa trong bunke.

Vấn đề tái sử dụng xúc tác RFCC thải để làm vật liệu xây dựng và đường giao thông đã được nghiên cứu từ những năm 90 của thế kỷ trước [8 - 10]. Việc sử dụng các loại phụ gia cho xi măng và bê tông đã được tiêu chuẩn hóa, điển hình là tiêu chuẩn ASTM C618 và ASTM C595. Tiêu chuẩn ASTM C618 quy định chất lượng của tro bay và pozzolan tự nhiên sử dụng trong xi măng và bê tông. Tiêu chuẩn này chia phụ gia thành 3 loại: loại F, loại N và loại C với yêu cầu chất lượng như Bảng 1.

Theo kết quả nghiên cứu về xúc tác RFCC của các nước

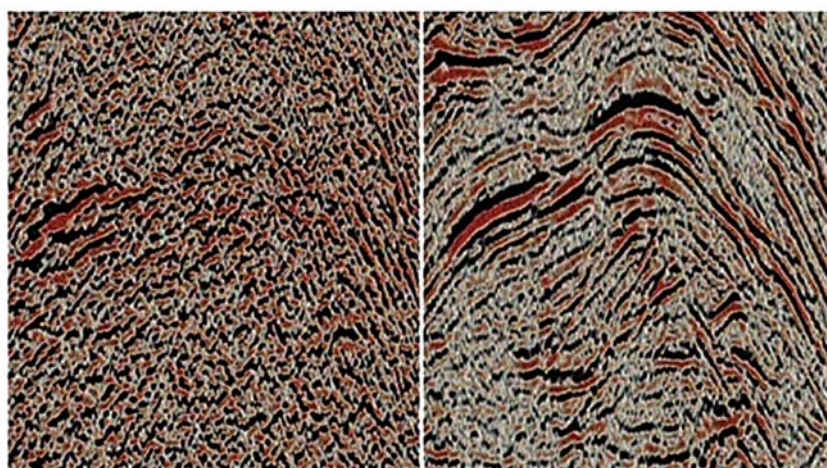
[4, 9, 10, 11] thỏa mãn yêu cầu đối với phụ gia loại N dùng làm phụ gia cho xi măng và bê tông. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả sử dụng một số phương pháp nghiên cứu chủ yếu là phương pháp thực nghiệm dựa vào các tiêu chuẩn trong và ngoài nước, các phương pháp phi tiêu chuẩn đã được công nhận rộng rãi.

Các tiêu chuẩn được sử dụng để nghiên cứu:

- Phân tích thành phần hóa học theo TCVN 141:1998; ASTM C114:2000;
- Xác định độ mịn của bột xi măng theo TCVN 4030:2001;
- Xác định độ bền của mẫu vữa xi măng theo TCVN 6016:95; ASTM C109:99;
- Xác định thời gian đông kết và độ ổn định thể tích theo TCVN 6017:95;
- Xác định độ nở trong autoclave ASTM C151:98a;
- Đánh giá chất lượng phụ gia khoáng theo TCVN 6882:2001; ASTM C618:2000;

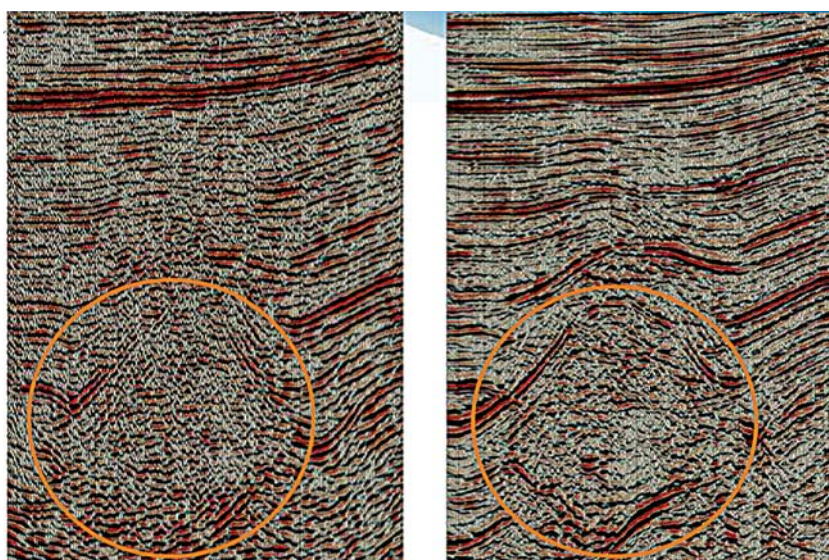
Bảng 1. Các chỉ tiêu chất lượng của tro bay và pozzolan theo tiêu chuẩn ASTM C618

TT	Chỉ tiêu	Loại N	Loại F	Loại C
1	Tổng hàm lượng các oxide SiO ₂ , Al ₂ O ₃ , Fe ₂ O ₃ (%)	Min 70	Min 70	Min 50
2	Hàm lượng SO ₃ (%)	Max 4	Max 5	Max 5
3	Độ ẩm (%)	Max 3	Max 3	Max 3
4	Hàm lượng mất khi nung (%)	Max 10	Max 6	Max 6
5	Độ mịn trên sàng 45µm (%)	Max 34	Max 34	Max 34
6	Chỉ số hoạt tính cường độ (%)			
	- Ở tuổi 7 ngày	Min 75	Min 75	Min 75
	- Ở tuổi 28 ngày	Min 75	Min 75	Min 75
7	Lượng nước yêu cầu (%)	Max 115	Max 105	Max 105
8	Độ nở autoclave (%)	Max 0,8	Max 0,8	Max 0,8



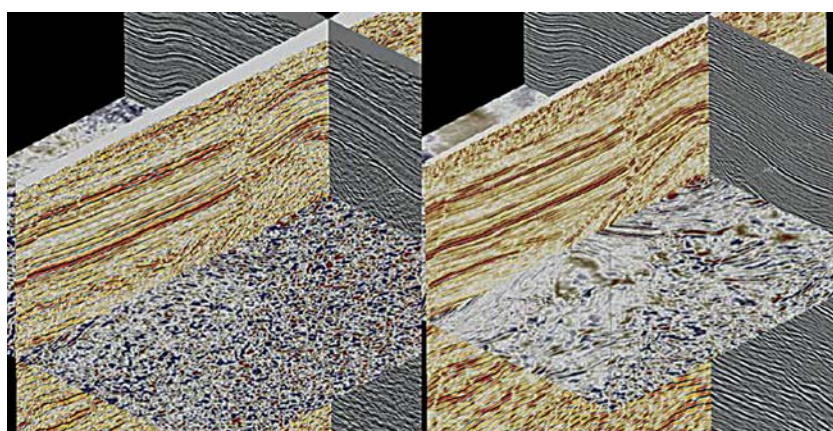
Xử lý truyền thống (a)

Xử lý tập trung đa điểm (b)



Mặt cắt địa chấn 2D xử lý theo truyền thống (c)

Mặt cắt địa chấn 2D xử lý theo công nghệ mới tập trung đa điểm (d)

Hình 8. So sánh hai mặt cắt cộng xử lý theo truyền thống (a, c) và tập trung đa điểm (b, d) từ số liệu thực địa 2D trên đất liền [7, 8]


Mặt cắt thời gian thu nhận từ phương pháp xử lý truyền thống PSDM (a)

Dịch chuyển thời gian bằng phương pháp tập trung đa điểm (b)

Hình 9. So sánh tài liệu địa chấn dịch chuyển chiều sâu truyền thống PSDM (a) với dịch chuyển tập trung đa điểm (b) cùng ở miền thời gian [7]

đồ thời gian thường là dạng đường cong non-hyperbol (trong phương pháp xử lý truyền thống biểu đồ thời gian là dạng đường cong hyperbol).

Đối với tài liệu địa chấn trên đất liền cần có thông tin địa hình và thực hiện hiệu chỉnh tĩnh, một yếu tố ảnh hưởng mạnh đến quá trình tính toán các thông số để tạo ra hình ảnh cấu trúc trung thực.

3. Ưu điểm của phương pháp xử lý số liệu địa chấn tập trung đa điểm

- Cộng số lượng lớn các mạch địa chấn bao gồm nhiều tập hợp điểm sâu chung CMP, tập hợp điểm nổ chung, tập hợp điểm thu chung và số mạch tăng lên do hiệu ứng thống kê và hiệu quả định hướng của hệ thống làm tăng đáng kể tỷ số tín hiệu trên sóng nhiễu, trong đó có sóng lặp lại.

- Giải quyết được vấn đề khó khăn tín hiệu địa chấn ở vùng địa hình gồ ghề và có mặt phản xạ nghiêng (Hình 8, 9)...

- Giải quyết được vấn đề tốc độ thay đổi.

- Duy trì được góc phương vị.

- Tập trung đa điểm có khả năng nghiên cứu tốt môi trường bất đẳng hướng góc phương vị. Phương pháp này xác định các thuộc tính địa chấn cần thiết như V_{fast} , V_{slow} , $V_{azimuth}$.

- Nhờ khả năng duy trì và tích lũy năng lượng sóng tán xạ nên phương pháp mới cung cấp thông tin để phát hiện nứt nẻ tự nhiên, vi đứt gãy và khoan vùng đới nứt nẻ trong tầng chứa nứt nẻ (Hình 11, 12).

- Xử lý tập trung đa điểm không cần biết trước thông tin để xây dựng mô hình địa chất định sẵn dưới sâu, tránh được xác suất rủi ro.

Ở đâu kết quả xử lý truyền thống thất bại thì ở đây công nghệ xử lý tập trung đa điểm thành công cho kết

- Đánh giá mức độ nguy hại của các kim loại nặng theo QCVN 07: 2009/BTNMT;
- Xác định hoạt tính phóng xạ tự nhiên theo ΓOCT 30108-94;
- Xác định khả năng ngăn cản phản ứng kiềm - silica theo ASTM C441:97e1;
- Xác định thành phần hạt bằng tia laser.

2. Phân tích thành phần, tính chất của xúc tác RFCC đã qua sử dụng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

2.1. Thành phần hóa học

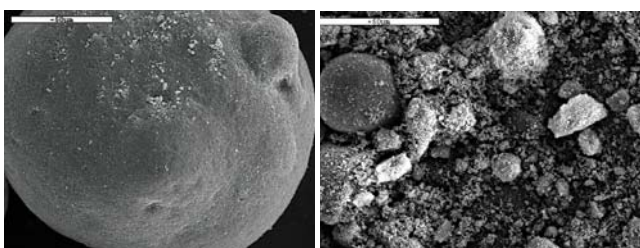
Kết quả phân tích thành phần hóa học (Bảng 2) cho thấy, xúc tác RFCC đã qua sử dụng từ Nhà máy Lọc dầu

Bảng 2. Thành phần hóa học của RFCC đã qua sử dụng (% khối lượng), theo tiêu chuẩn TCVN 141:1998

TT	Chỉ tiêu phân tích	Kết quả	
		M1	M2
1	Mất khi nung	4,62	3,31
2	SiO ₂	33,6	44,22
3	Fe ₂ O ₃	0,68	0,715
4	Al ₂ O ₃	42,6	44,06
5	CaO	0,14	0,134
6	MgO	0,14	0,038
7	Na ₂ O	0,16	0,256
8	K ₂ O	0,01	< 0,001
9	SO ₃	0,05	< 0,01
10	Tổng hàm lượng các oxide SiO ₂ , Al ₂ O ₃ , Fe ₂ O ₃	77,56	88,435

Bảng 3. Chỉ tiêu chất lượng của xúc tác RFCC qua sử dụng từ Nhà máy Lọc Dầu Dung Quất.

TT	Chỉ tiêu xác định	Mẫu 1	Mẫu 2
1	Chỉ số kiềm	0,0036	0,0019
2	Tỷ lệ CaO + MgO (% khối lượng)	0,28	0,172
3	Chỉ số hoạt tính, M _a = Al ₂ O ₃ /SiO ₂	1,27	1,07



Hình 1. Hạt xúc tác RFCC đã qua sử dụng trước và sau khi nghiền

Bảng 4. Phân tích thành phần bề mặt chất xúc tác RFCC qua sử dụng bằng SEM và EDS (% khối lượng)

Mẫu xúc tác	Thành phần (%)								
	Mg	Al	Si	K	Fe	Ti	S	V	Ni
M1	0,73	21,95	24,73	Không phát hiện	1,16	0,63	0,20	0,47	0,42
M2	1,01	17,25	23,12	Không phát hiện	2,17	0,56	4,32	0,48	0,70

Dung Quất chủ yếu chứa SiO₂, Al₂O₃ và Fe₂O₃ (chiếm trên 77% tổng khối lượng), đạt yêu cầu về chất lượng theo tiêu chuẩn ASTM C618.

2.2. Chỉ tiêu chất lượng của xúc tác

Vật liệu có tổng hàm lượng (CaO + MgO) < 10% khối lượng được gọi là vật liệu acid hoặc siêu acid. Xúc tác RFCC đã qua sử dụng tại các nhà máy lọc dầu chủ yếu thuộc loại acid. Theo kết quả phân tích hóa học, các hệ số chất lượng của xúc tác RFCC đã qua sử dụng từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được xác định trong Bảng 3.

Hai mẫu xúc tác RFCC đã qua sử dụng M1 và M2 đều có tổng hàm lượng (CaO + MgO) ≤ 0,28% khối lượng, do đó đều thuộc loại vật liệu acid hoặc siêu acid.

2.3. Phân tích phân tử - SEM ± EDS

Hình 1 là ảnh kính hiển vi điện tử quét của hạt xúc tác RFCC đã qua sử dụng. Sau khi nghiền, các hạt xúc tác bị vỡ vụn. Do vậy, tổng diện tích bề mặt của các hạt xúc tác tăng lên rất nhiều. Kết quả phân tích phân tử với SEM ± EDS được biểu thị ở Bảng 4.

Các nguyên tố chính được tìm thấy là Si, Al. Phần còn lại là Mg, K, Fe, Ti, S, V và Ni. Trong đó, Ni, V, Fe và S trong xúc tác RFCC đã qua sử dụng có thể có nguồn gốc từ dầu thô.

2.4. Sự phân bố kích thước hạt của xúc tác

Hình 2 thể hiện kết quả phân tích kích thước hạt xúc tác RFCC đã qua sử dụng bằng phương pháp Particle Size Analyzer.

Kết quả phân tích thành phần hạt tự nhiên của xúc tác RFCC cho thấy: không có cỡ hạt ≤ 0,452mm; cỡ hạt từ ≤ 40,24mm chiếm ≈ 10%; cỡ hạt ≤ 52,10mm chiếm ≈ 25%; cỡ hạt ≤ 69,98mm chiếm ≈ 50%; cỡ hạt ≤ 92,08mm chiếm ≈ 75%; cỡ hạt ≤ 118,70mm chiếm ≈ 90%; còn lại là cỡ hạt > 118,70mm. Sự phân bố cỡ hạt xúc tác RFCC (Hình 2) cho thấy, các hạt có kích thước từ 45 - 90mm chiếm hàm lượng chủ yếu.

2.5. Thành phần khoáng của xúc tác

Nhóm tác giả xác định thành phần khoáng bằng phân tích nhiễu xạ Ronghen mẫu RFCC đã qua sử dụng. Thí nghiệm được thực hiện trên máy Ronghen của Viện

Vật liệu Xây dựng (IBM. D8. ADV). Biểu đồ phân tích được trình bày ở Hình 3.

Bảng 5 là thành phần khoáng của RFCC đã qua sử dụng.

Phân tích phổ huỳnh quang tia X (X-ray), Hình 3, cho thấy RFCC đã qua sử dụng chủ yếu là các peak đặc trưng cho khoáng SiO_2 và Al_2O_3 chiếm từ 95 - 97%.

2.6. Đánh giá tác động của xúc tác RFCC đã qua sử dụng đến sức khỏe con người và môi trường

2.6.1. Thành phần kim loại nặng

Theo kết quả phân tích (Bảng 7), các nguyên tố kim loại nặng có trong xúc tác RFCC có nồng độ thấp (ngoại trừ V có nồng độ cao hơn quy định tiêu chuẩn trong QCVN 07:2009/BTNMT). Tuy nhiên, những kết quả trong Bảng 7 đánh giá cho 100% chất xúc tác RFCC, khi sử dụng 15% làm phụ gia cho xi măng thì nồng độ của V sẽ là:

$$\frac{15 \times 650}{100} = 97,5(\text{ppm})$$

Như vậy, thành phần các nguyên tố kim loại nặng có trong RFCC qua sử dụng làm phụ gia cho xi măng hoàn toàn phù hợp các quy định trong quy chuẩn QCVN07: 2009/BTNMT.

2.6.2. Hoạt tính phóng xạ

Để đánh giá mức độ phóng xạ của các loại vật liệu đến sức khỏe con người, theo ΓOCT 30108-94, hoạt tính phóng xạ được tính theo công thức:

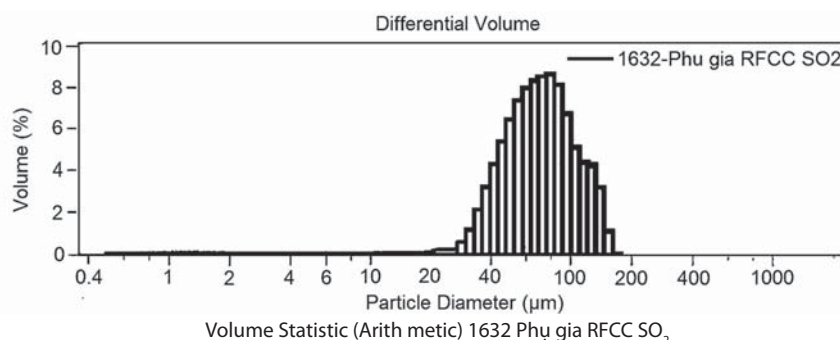
$$A_{\text{đồng vị}} = A_{\text{Ra}} + 1,31A_{\text{Th}} + 0,085A_{\text{K}}$$

Trong đó:

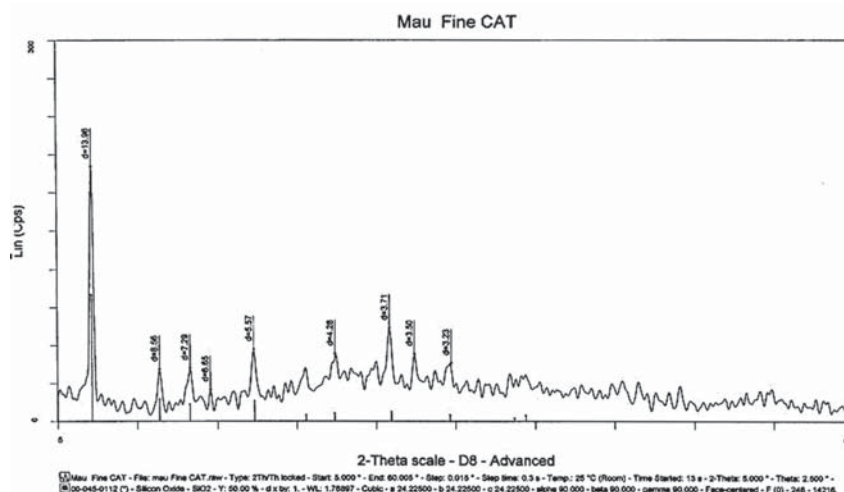
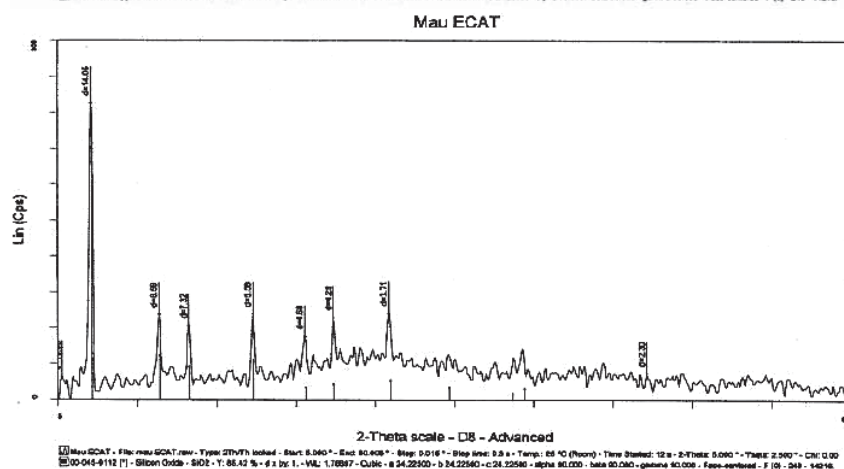
$A_{\text{đồng vị}}$: Hoạt tính phóng xạ trong vật liệu (Bq/kg);

$A_{\text{Ra}}, A_{\text{Th}}, A_{\text{K}}$: Hoạt độ phóng xạ của mẫu (Bq/kg);

Hoạt độ phóng xạ của RFCC đã qua sử dụng và tro bay được đo bằng quang phổ kế gamma. Kết quả phân tích hoạt độ phóng xạ radium, thorium, kalium của các mẫu được trình bày trong Bảng 8.



Hình 2. Đường biểu diễn phân bố thành phần hạt của xúc tác RFCC đã qua sử dụng



Hình 3. Nhiều xạ tia X xúc tác RFCC đã qua sử dụng

Bảng 5. Thành phần khoáng vật của mẫu RFCC qua sử dụng

TT	Ký hiệu mẫu	Thành phần khoáng vật	Hàm lượng (%)
1	M1 (Ecate)	$\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3$	95 - 97
2	M2 (Finecate)	$\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3$	95 - 97

Các kết quả tính toán hoạt tính phóng xạ của các mẫu theo phương pháp đánh giá của tiêu chuẩn ΓOCT 30108-94 cho thấy, hoạt tính phóng xạ của RFCC đã qua sử dụng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất ($A_{\text{đồng vị}} = 331,3$) thấp hơn mức tiêu chuẩn quy định. RFCC này được phân vào nhóm vật liệu loại I - có thể sử dụng cho tất cả các ngành vật liệu xây dựng nói chung, cho sản xuất xi măng và bê tông nói riêng.

3. Kết quả nghiên cứu

3.1. Đánh giá tính chất của xúc tác RFCC đã qua sử dụng theo TCVN 6882:2001 và ASTM C618

- Trộn lẫn 2 mẫu xúc tác RFCC (M1 và M2) được

nghiên đến độ mịn, còn lại < 10% trên sàng kích thước lỗ 0,09mm (8mm). Kết quả đánh giá chất lượng phụ gia RFCC thể hiện trong Bảng 9 và 10.

Kết quả đánh giá tính chất của xúc tác RFCC qua sử dụng cho thấy:

Bảng 6. Tính chất xúc tác RFCC qua sử dụng sau khi nghiền

TT	Tên chỉ tiêu	Đơn vị	Kết quả	Phương pháp thử
1	Khối lượng riêng	kg/m ³	0,88	TCVN 4030-85
2	Tỷ diện	cm ² /g	2980	TCVN 4030-85
3	Hàm lượng hạt còn lại trên sàng kích thước lỗ 0,09mm	%	6,5	TCVN 4030-85
4	Độ mịn trên sàng 45µm	%	28	ASTM C117:95
5	Hệ số nghiền	%	2,8	TCVN 7024

Bảng 7. Thành phần các nguyên tố kim loại nặng theo QCVN 07:2009/BTNMT

Thành phần	Đơn vị	Loại mẫu		Mức quy định QCVN 07:2009/BTNMT
		Xúc tác RFCC Dung Quất	Tro bay Phả Lại	
Pb	ppm	52	18	≤ 300
Cd	ppm	< 1	< 0,1	≤ 10
Hg	ppm	< 1	1,5	≤ 4
As	ppm	1,1	10	≤ 40
Cr	ppm	63	5,9	≤ 100
Sb	ppm	40	13	≤ 20
Ni	ppm	930	7,8	1.400
V	ppm	650	400	500
Co	ppm	40	2	1.600

- Với chỉ số hoạt tính cường độ cao có thể khẳng định RFCC đã qua sử dụng có hoạt tính thủy lực lớn. Điều này được chứng minh bằng thời gian đông kết của vữa vôi rất ngắn, do SiO₂ và Al₂O₃ trong RFCC qua sử dụng phản ứng với Ca(OH)₂ (là sản phẩm thủy hóa của xi măng Portland) tạo thành sản phẩm calcium hydro silicate có tính chất kết dính.

- RFCC đã qua sử dụng có cấu trúc xốp. Do vậy, xi măng dùng RFCC đã qua sử dụng phải tăng hàm lượng nước nhào trộn để đạt được độ dẻo theo yêu cầu.

3.2. Tính chất và đặc trưng của xi măng sử dụng trong nghiên cứu

Nguyên liệu sử dụng cho nghiên cứu là xi măng OPC.

Bảng 8. Hoạt độ phóng xạ và tốc độ xả khí Radon của xúc tác RFCC đã qua sử dụng tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất theo T/OCT 30108-94

Loại mẫu	Hoạt độ phóng xạ (Bq/kg)			A ₃₃₃ (Bq/kg)	Quy định mức độ phóng xạ của vật liệu trong các lĩnh vực sử dụng (A ₃₃₃ Bq/kg)
	K-40	Ra-226	Th-232		
Xúc tác RFCC đã qua sử dụng tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	1040,0	96,2	112,0	331,3	< 370: Vật liệu loại I: Được sử dụng cho tất cả các ngành vật liệu xây dựng

Bảng 9. Các chỉ tiêu chất lượng của phụ gia RFCC đã qua sử dụng theo TCVN 6882:2001

TT	Chỉ tiêu	Đơn vị	Kết quả	TCVN 6882:2001	
				PGHT	PG đầy
1	Chỉ số hoạt tính cường độ sau 28 ngày so với mẫu đối chứng	%	103	Min 75	-
2	Thời gian kết thúc đông kết của vữa vôi - phụ gia	Giờ - phút	6 - 30	Max 96 giờ	-
3	Độ bền nước của vữa vôi - phụ gia	-	Đạt	Đạt	-
4	Hàm lượng kiềm có hại sau 28 ngày	%	0,02	Max 1,5	Max 1,5

Bảng 10. Các chỉ tiêu chất lượng của phụ gia RFCC qua sử dụng theo ASTM C618

TT	Chỉ tiêu		RFCC	ASTM C618		
				Loại N	Loại F	Loại C
1	Chỉ số hoạt tính cường độ (%)	- Ở tuổi 7 ngày	101	Min 75	Min 75	Min 75
		- Ở tuổi 28 ngày	108	Min 75	Min 75	Min 75
2	Lượng nước yêu cầu (%)		109	Max 115	Max 105	Max 105
3	Độ nở autoclave (%)		0,04	Max 0,8	Max 0,8	Max 0,8
4	Độ mịn, còn lại trên sàng 45µm (%)		28	34		

Xi măng OPC được chế tạo bằng cách nghiền clinker xi măng Portland Nghi Sơn với 4% thạch cao. Tính chất hóa, lý của xi măng được thể hiện trong Bảng 11.

3.3. Ảnh hưởng của xúc tác RFCC đã qua sử dụng đến tính chất của xi măng

Đánh giá ảnh hưởng của RFCC qua sử dụng tới các tính chất của xi măng bằng cách thay thế 0%, 5%, 10% và 15% (theo trọng lượng) RFCC qua sử dụng được nghiền đến độ mịn còn lại 28% trên sàng 45mm cho xi măng với tỷ lệ cấp phối thể hiện trong Bảng 12.

3.3.1. Ảnh hưởng của RFCC đã qua sử dụng đến các tính chất cơ lý của xi măng

Kết quả xác định tính chất cơ lý của xi măng pha RFCC đã qua sử dụng (Bảng 13) cho thấy:

- Nước tiêu chuẩn của mẫu xi măng tăng khi tăng khối lượng xúc tác RFCC đã qua sử dụng. Điều này được giải thích do cấu trúc có nhiều lỗ xốp, các hạt RFCC hút

Bảng 11. Tính chất cơ lý của xi măng theo TCVN 4030:2001; TCVN 6016:95, TCVN 6017:95

TT	Chỉ tiêu	Kết quả
1	Cường độ nén (MPa)	
	Ở tuổi 3 ngày	30,4
	Ở tuổi 28 ngày	51,8
2	Độ mịn theo phương pháp Blaine (cm ² /g)	3.350
3	Thời gian đông kết (phút)	
	Bắt đầu	110
	Kết thúc	175
4	Độ ổn định thể tích theo phương pháp Lechaterlier (mm)	0,0

Bảng 12. Tỷ lệ cấp phối mẫu

TT	Ký hiệu mẫu	Xi măng OPC (%)	Phụ gia RFCC (%)
1	M0	100	0
2	M1	95	5
3	M2	90	10
4	M3	85	15

Bảng 13. Tính chất của xi măng trộn RFCC qua sử dụng theo TCVN 6016:95 và TCVN 6017:95

TT	Ký hiệu mẫu	Nước tiêu chuẩn (%)	Thời gian đông kết		Độ ổn định thể tích (mm)	Cường độ nén (MPa)	
			Bắt đầu (phút)	Kết thúc (phút)		3 ngày	28 ngày
1	M0	28	110	175	0	30,4	51,8
2	M1	31	85	133	0	32,8	53,0
3	M2	33	80	125	0	32,9	59,2
4	M3	34,5	75	115	0	29,6	63,6
5	TCVN 6260		≥ 45	≤ 420	≤ 10	≥ 14 - 22	≥ 30 - 50

nước nhiều. Do vậy, cần tăng lượng nước khi dùng xi măng có RFCC đã qua sử dụng để đạt độ dẻo tương đương so với mẫu đối chứng;

- Thời gian đông kết giảm khi tăng hàm lượng RFCC đã qua sử dụng trong xi măng. Kết quả nghiên cứu cho thấy, RFCC đã qua sử dụng có hoạt tính pozzolanic mạnh, hấp thụ nước lớn làm tăng tốc độ hydrate hóa của xi măng ở giai đoạn đầu đông rắn và không có hiện tượng tách nước;

- Các mẫu xi măng trộn xúc tác RFCC đã qua sử dụng theo các tỷ lệ từ 5, 10, 15% khối lượng đều đạt tiêu chuẩn TCVN 6260:2009 - xi măng Portland hỗn hợp.

Kết quả về thời gian đông kết và cường độ nén được biểu thị trên Hình 4 và 5.

Hình 5 cho thấy mẫu xi măng sử dụng tới 15% khối lượng RFCC đã qua sử dụng có cường độ nén 3 ngày xấp xỉ so với mẫu đối chứng, tuy nhiên cường độ nén ở tuổi 28 ngày lớn hơn mẫu đối chứng. Cường độ nén 28 ngày của các mẫu xi măng sử dụng RFCC đã qua sử dụng đều cao hơn mẫu đối chứng và tăng khi tăng khối lượng xúc tác RFCC đã qua sử dụng trong xi măng.

3.3.2. Ảnh hưởng của RFCC đã qua sử dụng đến phản ứng kiềm - silica

Sự thay đổi chiều dài thanh vữa được tính theo công thức sau:

$$R_e = \frac{(E_r - E_i)}{E_r} \times 100$$

Trong đó:

R_e : Độ nở của thanh vữa (%);

E_i : Chiều dài ở thời điểm ban đầu của thanh mẫu;

E_r : Chiều dài lệch chiều dài của thanh mẫu vữa ở thời gian kiểm tra;

Xi măng sử dụng là xi măng có độ kiềm cao, quy về Na₂O đạt từ 0,95 - 1,05% (nhóm tác giả lấy lượng kiềm quy về Na₂O của xi măng là 1%).

Kết quả xác định độ nở kiềm - silica của xi măng hỗn hợp thể hiện trong Bảng 14.

Hình 6 thể hiện mối quan hệ giữa tỷ lệ khối lượng phụ gia thay thế xi măng với độ nở kiềm. Kết quả thí nghiệm cho thấy độ nở kiềm - silica của thanh vữa giảm dần khi tăng tỷ lệ pha phụ gia RFCC qua sử dụng thay thế xi măng do:

- Phụ gia RFCC thay thế một phần xi măng, vì vậy giảm được kiềm phản ứng có trong xi măng;

- Silica vô định hình trong RFCC qua sử dụng kết hợp nhanh với oxide kiềm trong hệ thống lỗ rỗng, mao quản, do đó oxide kiềm trong vữa không đủ nhiều để tạo phản ứng nở kiềm silica.

3.3.3. Ảnh hưởng của xúc tác RFCC qua sử dụng đến độ nở của thanh vữa xi măng trong môi trường nước

Độ nở thanh vữa trong môi trường nước dùng để đánh giá tính ổn định của xi măng với phụ gia và thạch cao. Kết quả xác định độ nở của vữa xi măng sử dụng RFCC qua sử dụng theo tiêu chuẩn (Bảng 15).

Kết quả trên cho thấy độ nở của thanh vữa ở tuổi 14 ngày tăng khi tăng khối lượng RFCC qua sử dụng trong xi măng. Nguyên nhân của sự tăng độ nở là do trong thành phần xúc tác RFCC đã qua sử dụng có lượng Al_2O_3 và SiO_2 cao, phản ứng với thạch cao và sản phẩm thủy hóa của xi măng (là calcium hydroxide) tạo thành khoáng có thể tích gấp 2,6 lần so với thể tích ban đầu.

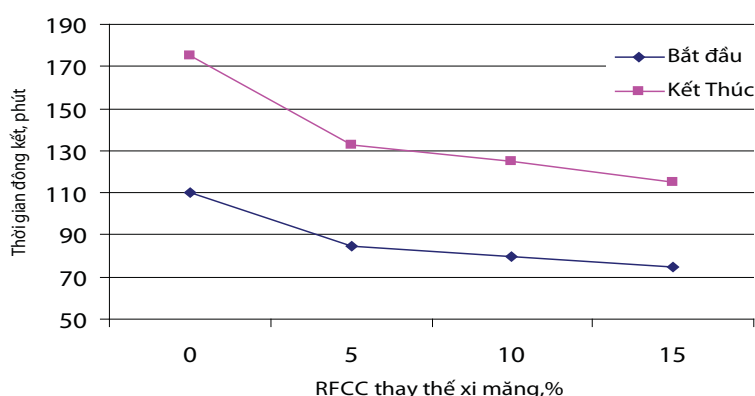
3.4. Chỉ tiêu chất lượng của xi măng được thay thế RFCC đã qua sử dụng của Nhà máy lọc dầu Dung Quất (Bảng 16)

3.5. Quy trình và chi phí sản xuất

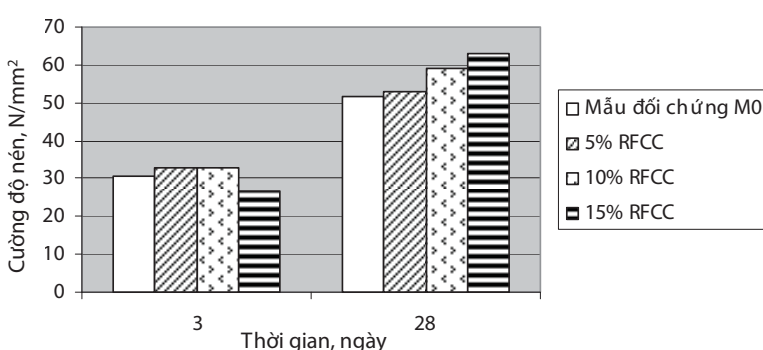
Khi thay thế 15% xúc tác RFCC đã qua sử dụng để sản xuất xi măng (giá của xúc tác = 0 đồng), chi phí sản xuất 1 tấn xi măng sẽ giảm khoảng 13,47%.

4. Kết luận và kiến nghị

Từ kết quả nghiên cứu, đánh giá đặc tính kỹ thuật và ảnh hưởng của xúc tác RFCC đã



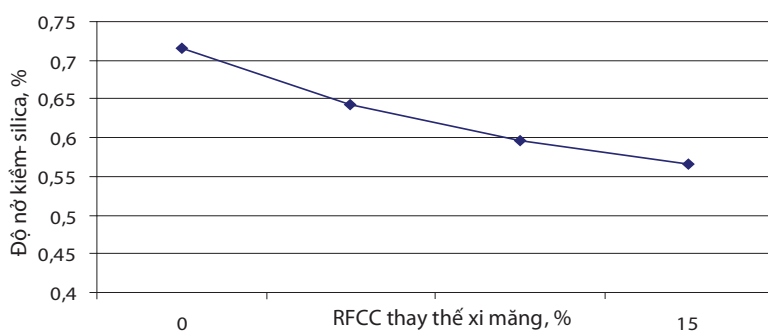
Hình 4. Thời gian đông kết của xi măng



Hình 5. Ảnh hưởng của phụ gia RFCC đã qua sử dụng đến cường độ nén sau 3 và 28 ngày

Bảng 14. Độ nở kiềm - silica của các mẫu vữa xi măng theo tiêu chuẩn ASTM C441:97e1

TT	Ký hiệu mẫu	Tỷ lệ RFCC (%)	Độ nở ở tuổi 28 ngày (%)
1	M0	0	0,715
2	M1	5	0,642
3	M2	10	0,596
4	M3	15	0,565



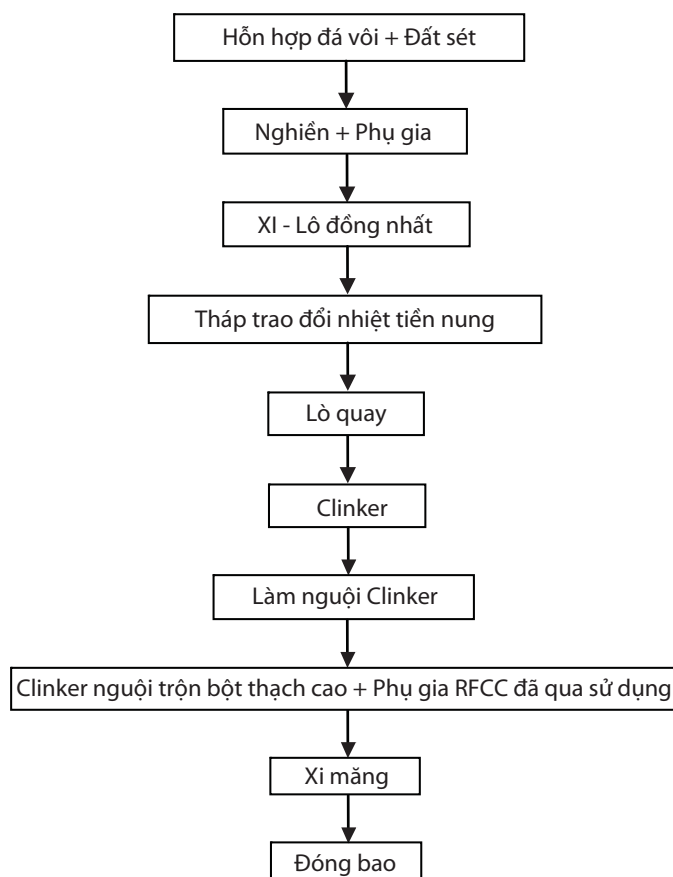
Hình 6. Ảnh hưởng của RFCC qua sử dụng tới độ nở kiềm - silica

Bảng 15. Độ nở của thanh vữa ở tuổi 14 ngày theo tiêu chuẩn ASTM C151:95a

TT	Ký hiệu mẫu	Tỷ lệ thay thế (%)	Độ nở ở tuổi 14 ngày (%)	TCVN 7711
1	M0	0	0,002	Max 0,02
2	M1	5	0,003	
3	M2	10	0,005	
4	M3	15	0,008	

Bảng 16. Chất lượng của xi măng được thay thế từ 15% xúc tác RFCC đã qua sử dụng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

TT	Chỉ tiêu	Xi măng thay thế 5 - 15% RFCC	TCVN 6260:2009
1	Cường độ nén (MPa)		
	3 ngày ± 45 phút	Min 32,9	Min 14 - 22
	28 ngày ± 8 giờ	Min 63,0	Min 30 - 50
2	Thời gian đông kết (phút)		
	Bắt đầu	Min 85	Min 45
	Kết thúc	Max 133	Max 420
3	Độ mịn, xác định theo:		
	Phần còn lại trên sàng kích thước lỗ 0,09mm (%)	Max 6,5	Max 10
	Bề mặt riêng, xác định theo phương pháp Blaine (cm ² /g)	Min 3.350	Min 2.800
4	Độ ổn định thể tích, xác định theo phương pháp Le Chatelier (mm)	Max 0	Max 10
5	Độ nở autoclave (%)	Max 0,008	Max 0,8



Hình 7. Quy trình công nghệ sản xuất xi măng PBC thêm phụ gia RFCC đã qua sử dụng

qua sử dụng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đến các tính chất xi măng, nhóm tác giả kết luận:

- Xúc tác RFCC đã qua sử dụng là phụ gia khoáng chất lượng tốt cho sản xuất xi măng, các chỉ tiêu kỹ thuật

của phụ gia RFCC đáp ứng tiêu chuẩn TCVN 6882:2001 “Phụ gia khoáng cho xi măng” và ASTM C618-99 “Yêu cầu kỹ thuật của tro bay và pozzolan nung hoặc tự nhiên dùng làm phụ gia khoáng cho bê tông”;

- Hàm lượng kim loại nặng của các mẫu xúc tác RFCC đã qua sử dụng ở nồng độ thấp và đáp ứng được quy định tiêu chuẩn QCVN 07: 2009/BTNMT, được coi là chất thải không nguy hại, có thể được phân loại như chất thải công nghiệp nói chung;

- Hoạt tính phóng xạ của mẫu RFCC đã qua sử dụng thấp hơn mức quy định cho phép trong tiêu chuẩn ΓOCT 30108-94, không ảnh hưởng tới sức khỏe con người và môi trường sinh thái;

- Để sử dụng RFCC làm phụ gia cho xi măng cần nghiền chung hoặc nghiền riêng với clinker xi măng Portland;

- Tỷ lệ xúc tác RFCC (đã qua sử dụng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất) tối đa để sản xuất xi măng Portland hỗn hợp (trên cơ sở clinker xi măng Portland của Công ty Xi măng Nghi Sơn) là 15% trên tổng khối lượng. Mẫu xi măng thu được có cường độ cao hơn và thời gian đông kết ngắn hơn so với mẫu xi măng Portland được quy định trong TCVN 6260:1997;

- Chi phí sản xuất 1 tấn xi măng sẽ giảm 13,47% khi thay thế 15% bằng xúc tác RFCC đã qua sử dụng.

Hiện tại, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất thải ra khoảng 20 tấn xúc tác RFCC/ngày, tương đương 6.600 tấn/năm. Con số này sẽ tăng lên trên 10.000 tấn/năm khi Nhà máy Lọc dầu Nghi Sơn đi vào hoạt động. Từ kết quả

nghiên cứu, nhóm tác giả kiến nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phối hợp với Bộ Xây dựng chính thức đưa chương trình dùng xúc tác RFCC đã qua sử dụng của các nhà máy lọc dầu làm phụ gia khoáng cho sản xuất xi măng.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Thị Châm. *Nghiên cứu khả năng ứng dụng xúc tác RFCC qua sử dụng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất làm phụ gia cho xi măng nhằm giảm thiểu thải đổ ra môi trường và mang lại hiệu quả kinh tế*. Báo cáo kết quả nghiên cứu Đề tài cấp Bộ Công Thương. 5/2013.

2. F.M.Lea. *The chemistry of cement and concrete*, 3rd edition. Chemical Publishing Company, US. 1971.

3. K.Wesche. *Fly ash in concrete, properties and performance*. RILEM Report 7 Technical Committee 67-FAB, UK. 1991: p. 24 - 41.

4. S.K.Antiohos, E.Chouliara and S.Tsimas. *Re - use of spent catalyst from oil - cracking refineries as supplementary cementing material*. China Particuology. 2006; 4(2): p. 73 - 76.

5. J.Payá, J.Monzó, M.V.Borrachero. *Physical, chemical and mechanical properties of fluid catalytic cracking catalyst residue (FC3R) blended cements*. Cement and Concrete Research. 2001; 31(1): p. 57 - 61.

6. E.Furimsky. *Review of spent refinery catalysts: environment, safety and utilization*. Catalytic Today 1996; 30: p. 223 - 286.

7. D.S.Lane, H.C.Ozyldirim. *Evaluation of the effect*

Bảng 17. Chi phí sản xuất 1 tấn xi măng thay thế 15% clinker bằng RFCC đã qua sử dụng

TT	Yếu tố chi phí chính Xi măng PCB40	Đơn vị	Số lượng	Đơn giá	Thành tiền (đồng)
1	Clinker	tấn	0,64	686.420	439.308,80
2	Thạch cao	tấn	0,03	772.990	23.189,70
3	Phụ gia	tấn	0,18	78.000	14.040,00
4	RFCC	tấn	0,15	0,00	0,00
5	Phụ gia công nghệ	g	350	49,75	17.412,50
6	Vỏ bao	cái	20,02	5.710	114.314,20
7	Xăng	lít	0,02	18.975	379,50
8	Dầu DO	lít	0,04	18.540	741,60
9	Mỡ máy	kg	0,003	87.994	263,98
10	Dầu bôi trơn	kg	0,02	66.993	1.339,86
11	Bi đạn + tấm lót	kg	0,22	31.568	6.944,96
12	Điện	kWh	39	1.118	43.602,00
Tổng cộng					661.535,60

of Porland cement alkali content, fly ash, ground slag and silica fume on alkali - silica reactivity. Cement, Concrete and Aggregates. 1999; 21(2): p. 126 - 140.

8. W.C.Hsu. *Utilization of the ceramic products made from wastes*. Ceramics. 1996; 15(1): p. 20 - 35.

9. J.Lin, J.Tarn, D.Yu, L.Hsiao. *Utilization of ROC spent catalyst on asphalt concrete*. Proceeding of the International Conference on Industrial Waste Minimization, National Central University Press. 1995: p. 667 - 674.

10. Nan Su, Zong-Huei Chen, Hung-Yuan Fang. *Reuse of spent catalyst as fine aggregate in cement mortar*. Cement and Concrete Composites. 2001; 23(1): p. 111 - 118.

Study on the possibility of using spent RFCC catalysts from Dung Quat Refinery as an admixture for cement

Nguyen Thi Cham¹, Nguyen Manh Ha¹, Ta Quang Minh²

¹DMC - Research, Development and Technical Service Centre

²Vietnam Petroleum Institute

Summary

Spent catalysts discharged from fluidised catalytic cracking unit are waste materials of the oil refining industry. It is estimated that, on average, each cracking reactor can discharge from 5 - 6 tons of RFCC catalyst per day. In Vietnam, the amount of spent RFCC catalysts which are discharged by the Dung Quat Oil Refinery is about 20 tons per day. To prevent serious environmental risks from this huge amount of waste, the authors have studied the possibility of re-using the spent RFCC catalysts from Dung Quat Refinery as an admixture for cement.

CÔNG NGHỆ XỬ LÝ SỐ LIỆU ĐỊA CHẤN TẬP TRUNG ĐA ĐIỂM

Tóm tắt

Công nghệ xử lý số liệu địa chấn tập trung đa điểm (multifocusing) khắc phục được hạn chế của phương pháp xử lý số liệu địa chấn điểm giữa chung (common mid point - CMP), có thể sử dụng để nghiên cứu các đối tượng địa chất phức tạp hay những vùng khó thi công thực địa để đạt số liệu có bội phủ cao. Xử lý số liệu địa chấn bằng công nghệ này giúp nâng cao số lượng và chất lượng thông tin, tăng độ phân giải thẳng đứng, làm sạch nhiễu, tốc độ chính xác cao thích hợp cho dịch chuyển ở miền thời gian và chiều sâu... Bài viết giới thiệu công nghệ xử lý số liệu địa chấn tập trung đa điểm và khả năng áp dụng cho các đối tượng địa chất phức tạp ở Việt Nam như: móng nứt nẻ, nhiều đứt gãy, tương địa chất thay đổi mạnh, các thân cát có chiều dày không ổn định dạng thấu kính...

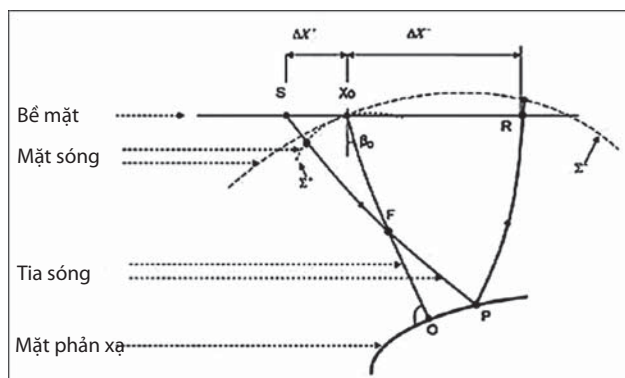
1. Mở đầu

Kết quả thăm dò địa chấn là một trong những cơ sở quan trọng để xây dựng bản đồ cấu tạo địa chất, xem xét các bể chứa dầu khí và tiềm năng hydrocarbon, cho phép xác định vị trí giếng khoan và vị trí các công trình xây dựng dầu khí. Mức độ rủi ro hay thành công của công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí phụ thuộc nhiều vào yếu tố này.

Nguyên lý cơ sở của công nghệ xử lý tài liệu địa chấn truyền thống điểm giữa chung CMP (hay còn gọi là điểm sâu chung - CDP) dựa trên điều kiện địa chất mà sóng địa chấn lan truyền trong môi trường đơn giản, gồm các tầng phản xạ phẳng nằm ngang hoặc nghiêng với góc nhỏ hơn 15° , tốc độ không đổi trong môi trường đồng nhất, đối tượng nghiên cứu không sâu và khoảng cách thu nổ không lớn để có góc tia tới không quá 30° [5]. Tuy nhiên, phương pháp xử lý số liệu địa chấn truyền thống chỉ thích hợp cho cáp thu địa chấn ngắn (offset nhỏ), ít mạch phù hợp với các cấu trúc địa chất đơn giản ở độ sâu không lớn trên vùng nền platform. Do số bội phủ hạn chế nên tỷ lệ sóng có ích trên sóng nhiễu thấp, sóng lặp lại khó làm suy yếu và sự khác biệt tốc độ giữa các mạch gần và mạch xa cho cùng một điểm sâu chung không được tính đến làm ảnh hưởng đến độ chính xác mô hình địa chất, tạo ra thông tin địa chấn sai lệch - bẫy địa chấn (seismic pitfall) gây khó khăn cho công tác minh giải, dẫn đến quyết định chọn vị trí khoan không tối ưu, đặc biệt đối với những vùng có địa chất phức tạp.

Bên cạnh đó, phương pháp xử lý số liệu địa chấn truyền thống còn có nhược điểm là phải tăng chi phí minh giải để bổ sung thông tin bất đẳng hướng (ở mức độ hạn chế) và thuật toán hiệu chỉnh động có hiệu quả thấp. Sau khi áp dụng hiệu chỉnh động NMO, tất cả các mạch ở các khoảng

cách khác nhau có thời gian truyền sóng khác nhau đối xứng qua tâm thời gian t_0 đều thuộc về một điểm sâu chung CMP với cùng một tốc độ không đổi, được cộng với nhau nhưng bị giới hạn về số lượng. Phương pháp xử lý truyền thống không làm sạch hết nhiễu trong đó có sóng lặp lại ở dưới sâu do số bội phủ không đủ cao. Khi tăng bội phủ cao có tác dụng khử nhiễu tốt trong đó có sóng lặp lại nhưng tốc độ tại điểm sâu chung lại có sai số cao. Bội phủ quy định khó thực hiện trong thi công nên thường áp dụng kỹ thuật "mượn" các bội ở các BIN xung quanh có khoảng cách lớn hơn (flex binning) đưa vào để bù đắp cho đủ nhưng lại làm giảm giá trị tín hiệu tại điểm CMP đó. Nắn và làm phẳng tín hiệu không đều khi áp dụng hiệu chỉnh động NMO dẫn đến méo tín hiệu và mất thông tin, đặc biệt ở những mạch xa và ở độ sâu lớn. Phương pháp xử lý truyền thống sử dụng biểu đồ thời gian là đường cong hyperbol chỉ thích hợp trong trường hợp nghiên cứu những đối tượng đơn giản nhất, cho phép thiết lập các đặc tính động học của các loại sóng chủ yếu trong thăm dò địa chấn. Việc áp dụng hiệu chỉnh độ nghiêng DMO có tốc độ thiếu chính xác cho từng điểm sâu chung CMP cũng dẫn đến kết quả kém chất lượng. Liên kết tài liệu địa



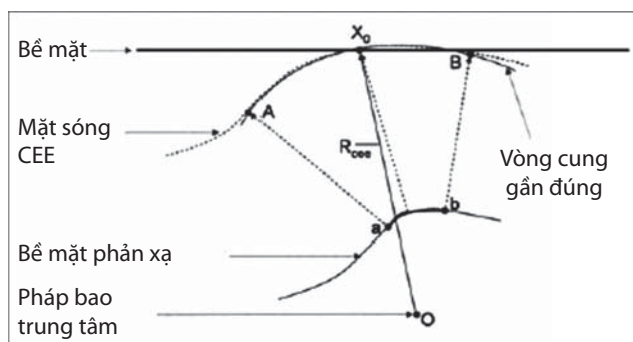
Hình 1. Sơ đồ tia sóng của phương pháp xử lý tập trung đa điểm [1, 3]

chấn kể cả tài liệu AVO với băng địa chấn tổng hợp và tài liệu giếng khoan ít trùng nhau, đặc biệt ở những tầng có góc nghiêng lớn và ở độ sâu lớn. Công thức tính tốc độ DIX dùng để hiệu chỉnh có sai số tăng lên cùng với chiều sâu, chỉ có tác dụng ở các mạch gần hay ở các đối tượng nằm ở chiều sâu không lớn. Khi ở môi trường bất đẳng hướng, các tầng phản xạ có góc nghiêng hoặc độ cong lớn thì biểu đồ thời gian không còn là hyperbol, dẫn đến mất khả năng phát hiện các tầng phản xạ, các tầng chứa và tạo ra mặt cắt địa chấn biến dạng, độ sâu không chính xác và nhiều loại sóng nhiễu. Môi trường địa chất phức tạp đặc trưng bằng các tầng phản xạ lồi lõm, bị bào mòn, các loại đứt gãy khác nhau, các dạng diapir và các đối tượng nghiên cứu khác có kích thước nhỏ hơn vùng Fresnel đầu tiên... tạo ra các tán xạ địa chấn. Phương pháp xử lý tài liệu địa chấn truyền thống bao gồm dịch chuyển sau và trước cộng không có khả năng tập trung năng lượng tán xạ cho nên không thể tạo ra hình ảnh đứt gãy nhỏ và nứt nẻ tự nhiên chất lượng cao.

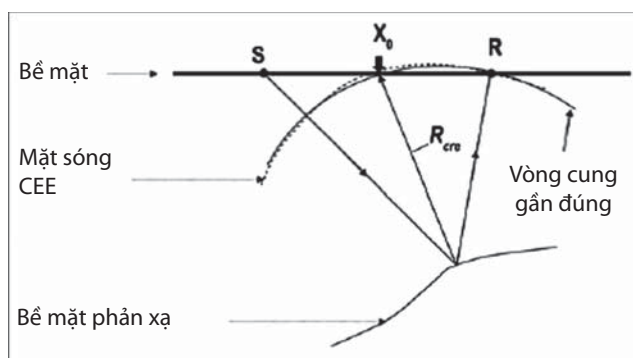
Dựa trên cơ sở lý thuyết địa chấn hoàn chỉnh và hệ thống máy tính cluster, phương pháp mới xử lý tài liệu địa chấn tập trung đa điểm, phi truyền thống đã được sử dụng để khắc phục những hạn chế của phương pháp xử lý tài liệu địa chấn truyền thống. Đây là một bước phát triển quan trọng và là bước ngoặt trong nghiên cứu địa chất dầu khí, giải quyết được các vấn đề khó khăn trong nghiên cứu địa chất, đặc biệt là các đối tượng nghiên cứu địa chất phức tạp, giảm chi phí tài chính, rút ngắn thời gian phát triển và khai thác mỏ, nâng cao hiệu quả công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí.

2. Phương pháp xử lý số liệu địa chấn tập trung đa điểm

Để khắc phục những hạn chế của phương pháp xử lý tài liệu địa chấn truyền thống, nhiều công trình nghiên cứu tập trung vào việc nâng cao chất lượng mặt cắt địa chấn bằng cách san bằng các phản xạ trong phạm vi băng địa chấn thu được ở kỹ thuật điểm sâu chung CMP. Nhiều công thức tính hiệu chỉnh động trong điều kiện môi trường phức tạp có biểu đồ thời gian không phải là hyperbol thường gặp trong thực tế và tránh sự biến dạng phi tuyến tính khi áp dụng hiệu chỉnh động trên khoảng thời gian ngắn của sóng tới và những sai lệch do các bề mặt phản xạ nghiêng và gồ ghề tạo ra. Phương pháp bề mặt phản xạ chung CRS (common reflection surface) sử dụng một trong hai công thức phép gần đúng hyperbol và parabol, tuy có ưu điểm so với phương pháp xử lý truyền thống nhưng độ chính xác giảm dần cùng với chiều sâu nghiên cứu và độ dài thu nổ.



Hình 2. Sơ đồ mặt sóng CEE [1, 3]



Hình 3. Sơ đồ mặt sóng CRE [1, 3]

Năm 1994, A.Berkovitch và nnk [3] đã đề xuất phương pháp xử lý tài liệu địa chấn tập trung đa điểm dựa trên những công trình nghiên cứu và cơ sở lý thuyết phương pháp xử lý mới của Boris Gelchinsky [4]. Phương pháp xử lý tài liệu địa chấn tập trung đa điểm dựa trên cơ sở lý thuyết địa chấn hoàn chỉnh và các thành tựu trong lĩnh vực công nghệ thông tin (có thể thực hiện các phép tính tốc độ cao của hệ thống máy tính Cluster và phần mềm tinh tế dựa trên cơ sở lý thuyết hoàn thiện do các nhà khoa học Israel thể hiện) đã tập trung giải quyết những khó khăn của xử lý truyền thống. Đặc biệt, phương pháp xử lý số liệu địa chấn mới là hiệu chỉnh động có giá trị làm thỏa mãn cho mọi mô hình bề mặt phản xạ nằm dưới sâu và cho bất cứ dạng hình học của đối tượng nghiên cứu địa chất trong môi trường lan truyền sóng đàn hồi. Công nghệ này được coi là bước phát triển quan trọng trong nghiên cứu địa chất, nâng cao hiệu quả công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, được nghiên cứu ứng dụng ở nhiều nước trên thế giới.

Sơ đồ tia sóng điển hình trong phương pháp xử lý tập trung đa điểm thể hiện ở Hình 1. Xuất phát tại điểm X_0 - tâm điểm trên bề mặt tuyến quan sát, tia trung tâm hợp với tia trực giao ở bề mặt quan sát một góc β gặp mặt phản xạ tại O rồi phản xạ trở lại điểm X_0 . Tia gần trục trong phạm vi xung quanh tâm điểm (tia trung tâm) từ nguồn nổ S cắt tia trung tâm tại F đến mặt phản xạ tại điểm P rồi phản xạ đến máy thu R.

Theo các sơ đồ trên, trong trường hợp địa chấn 2D, công thức hiệu chỉnh động tập trung đa điểm [1, 2, 3, 7] có 3 thông số hình ảnh được thể hiện như sau:

$$\Delta\tau = \frac{\sqrt{(R^+)^2 + 2R^+\Delta X^+\sin\beta + (\Delta X^+)^2} - R^+}{V_0} + \frac{\sqrt{(R^-)^2 + 2R^-\Delta X^-\sin\beta + (\Delta X^-)^2} - R^-}{V_0} \quad (1)$$

- ΔX^+ và ΔX^- : Khoảng cách nguồn nổ và máy thu đối với tia trung tâm tại tâm điểm X_0 . Trong trường hợp mặt phản xạ nằm ngang thì $\Delta X^+ = \Delta X^-$ nhưng ngược dấu và góc $\beta = 0$, biểu đồ thời gian là đường cong hyperbol.

- Khi mặt phản xạ không nằm ngang thì $R^+ \neq R^-$ và $\Delta X^+ \neq \Delta X^-$

- Đối với các độ dốc uốn nếp khác nhau của các mặt phản xạ thì $\Delta X^+ \neq \Delta X^-$

Cả hai trường hợp này biểu đồ thời gian đều là non-hyperbol.

- R^+ và R^- : Bán kính độ cong các tia mặt sóng ảo (Σ^+ và Σ^-) ở gần nguồn nổ và máy thu trên bình đồ thẳng đứng.

$$R^+ = \frac{1 + \sigma}{\frac{1}{R_{cee}} + \frac{\sigma}{R_{cre}}} \quad (2)$$

$$R^- = \frac{1 - \sigma}{\frac{1}{R_{cee}} - \frac{\sigma}{R_{cre}}} \quad (3)$$

R_{cee} và R_{cre} : Bán kính đường cong của hai mặt sóng wavefront cơ bản tương ứng với sóng trực giao và sóng điểm tới trực giao. Mặt sóng wavefront CEE tạo ra bởi các tia trực giao phát ra từ các điểm khác nhau trên mặt phản xạ (Hình 2), còn mặt sóng CRE được tạo ra nhờ nguồn nổ tại vị trí tia zero-offset phát ra từ tâm điểm X_0 gặp mặt phản xạ (Hình 3). Hai thông số này liên quan đến độ cong của mặt phản xạ;

- σ : Thông số hội tụ:

$$\sigma = \frac{\Delta X^+ - \Delta X^-}{\Delta X^+ + \Delta X^- + \frac{\Delta X^+ \Delta X^-}{R_{cre}} \sin\beta} \quad (4)$$

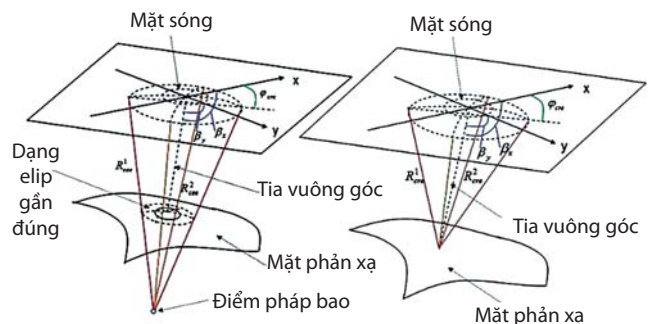
β : Góc của tia trung tâm hợp với tia trực giao của mặt sóng xuất hiện về phía tâm điểm của siêu tập hợp trên bề mặt quan sát. Thông số này liên quan đến độ nghiêng của các tầng phản xạ;

V_0 : Tốc độ gần bề mặt tuyến quan sát.

Các thông số β , R_{cee} và R_{cre} là thông số hình ảnh được tính theo quy trình tự động để tìm kiếm bộ thông số làm tối đa tiêu chuẩn liên kết mang tính quy luật nằm trong siêu cửa sổ ở vùng xung quanh tâm điểm X_0 .

Phương pháp này tạo ra mặt cắt địa chấn cộng không theo giả định biểu đồ thời gian hyperbol NMO điểm sâu chung CMP thông thường mà mỗi mạch địa chấn có khoảng cách thu nổ bằng "0" (zero offset) được tạo ra bằng cách cộng chính xác các mạch địa chấn không nhất thiết thuộc về một điểm sâu chung CMP có các cặp đôi nguồn nổ - máy thu nằm trong phạm vi giới hạn của một siêu cửa sổ hay còn gọi là vùng đáy thu siêu dài (superbase) ở xung quanh khu vực tâm điểm hình ảnh X_0 . Kích thước của cửa sổ này được xác định bằng kích thước vùng thời gian Fresnel đầu tiên. Như vậy, số lượng các mạch địa chấn để xác định phụ thuộc vào kích thước vùng thời gian Fresnel. Số lượng mạch địa chấn rơi vào vùng này có thể vượt trội hơn rất nhiều so với số mạch thuộc về một tập hợp điểm sâu chung CMP gather trong phương pháp truyền thống (Hình 7) và được gọi là siêu tập hợp (super gathers). Điều này cho phép tăng cao đáng kể tỷ số sóng có ích trên sóng nhiễu và loại trừ các loại sóng nhiễu, trong đó có sóng lặp lại nhiều lần, làm sạch mặt cắt địa chấn cộng. Đây là một trong những ưu điểm của công nghệ mới so với phương pháp xử lý truyền thống và có tác dụng tốt cho số liệu địa chấn thực địa có bội phủ hạn chế. Trình tự thực hiện này yêu cầu có sự tham gia của phương trình hiệu chỉnh động thay đổi thời gian một cách phù hợp liên quan đến mạch zero-offset, khác với hiệu chỉnh động một thông số tốc độ V_{nmo} của phương pháp cộng điểm sâu chung CMP truyền thống.

Phương trình hiệu chỉnh động này dựa trên cơ sở phép gần đúng hình cầu của các mặt sóng phản xạ gần bề mặt quan sát. Hiệu chỉnh động thể hiện bằng công thức tập trung đa điểm có khoảng cách zero-offset, là bề mặt ba thông số đối với trường hợp tài liệu địa chấn làm gần đúng với độ chính xác tối ưu thời gian lan truyền sóng thực tế ở vùng xung quanh tâm điểm hình ảnh. Đối với



Hình 4. Sơ đồ tia sóng tập trung đa điểm 3D có 8 thông số [7]

tài liệu địa chấn 2D, 3 thông số hình ảnh gồm: góc hiện β (góc tới của tia trung tâm với tia trục giao), bán kính đường cong của hai mặt sóng cơ sở gồm có sóng điểm tới trục giao và sóng trục giao. Đây chính là độ cong mặt sóng, độ cong mặt phản xạ và góc tới của tia trung tâm với tia trục giao. Ba thông số hình ảnh bán kính R^+ , R^- tương ứng với mặt sóng ảo Σ^+ , Σ^- và góc hiện β được thông số hóa và xác định đồng thời tại từng mẫu thời gian của tập hợp đầu vào (Hình 1, 2, 3) thay thế một thông số tốc độ V_{nmo} trong xử lý NMO thông thường. Tất cả các mạch địa chấn được đưa vào siêu cửa sổ có số lượng mạch địa chấn rất lớn tạo ra siêu tập hợp, khác hẳn và vượt trội rất nhiều so với số mạch thuộc về một tập hợp CMP.

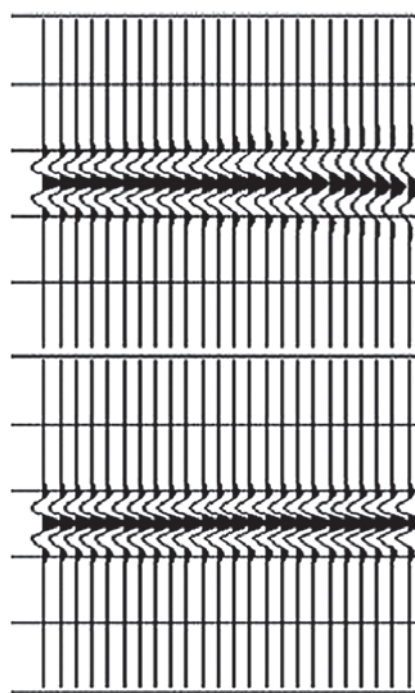
Như vậy, hiệu chỉnh động ở công nghệ tập trung đa điểm không chỉ phụ thuộc vào một thông số tốc độ V_{rms} như phương pháp truyền thống mà phụ thuộc vào ba thông số hình ảnh: góc hiện β của mặt sóng wavefront ở tâm điểm của siêu tập hợp, bán kính độ cong R_{CEE} và R_{CRE} của hai mặt sóng cơ sở.

Công thức tính hiệu chỉnh thời gian tập trung đa điểm từ (1) đến (4) cho từng điểm zero-offset có thời gian t_0 rất chính xác, thậm chí cho cả bề mặt phản xạ có độ nghiêng và độ cong gồ ghề lớn vì nó bao gồm căn bậc hai kép và là tổng của hai hyperbol, thỏa mãn cho mọi cấu trúc địa chất nằm dưới sâu và cho mọi cấu hình nguồn nổ - máy thu. Điều này chứng tỏ tài liệu xử lý tập trung đa điểm có độ chính xác cao và đã được chứng minh ở nhiều nơi trên thế giới (Hình 8, 9).

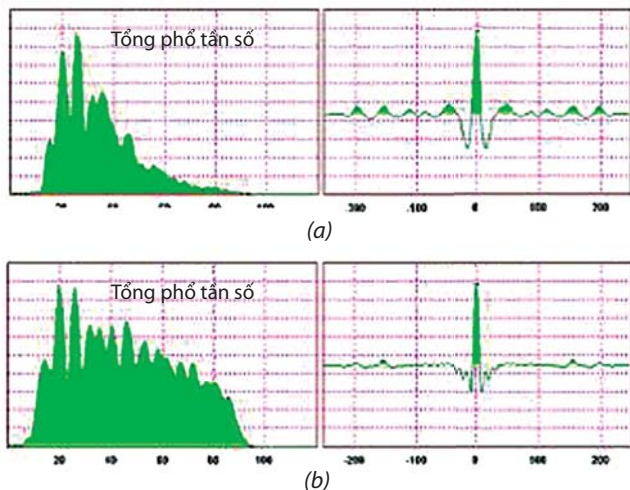
Hình 7 là sơ đồ cộng tập trung đa điểm. Hình này cho thấy số mạch của siêu tập hợp (super gather - dấu cộng đỏ) tăng lên rất nhiều bao gồm tất cả các tập hợp điểm giữa chung (CMP gathers - dấu cộng xanh) và các điểm không nhất thiết thuộc về điểm giữa chung như: điểm nổ

chung (common shot gathers - dấu cộng vàng), điểm thu chung (common receiver gathers - dấu cộng hồng)...

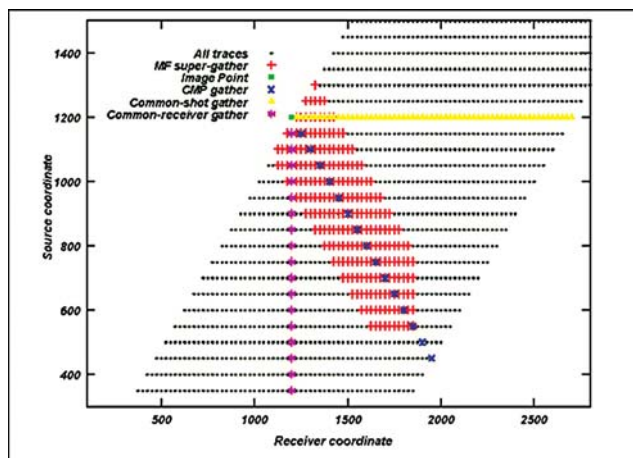
Thực hiện phương pháp xử lý tập trung đa điểm với khối lượng rất lớn thông tin là một thách thức kỹ thuật cho việc phân tích, tính toán và khai thác thông số trường sóng từ số liệu thực địa đầu vào để xác định rõ các thông số hiệu chỉnh động (β , R_{CEE} và R_{CRE} cho tài liệu địa chấn 2D) của phương pháp mới thay thế một thông số đơn lẻ trong phân tích tốc độ NMO chuẩn của phương pháp xử lý truyền thống. Hiệu chỉnh động cho xử lý tập trung đa điểm tài liệu địa chấn 3D cần 8 thông số (Hình 4). Từ phương trình hiệu chỉnh thời gian nêu trên, cho thấy biểu



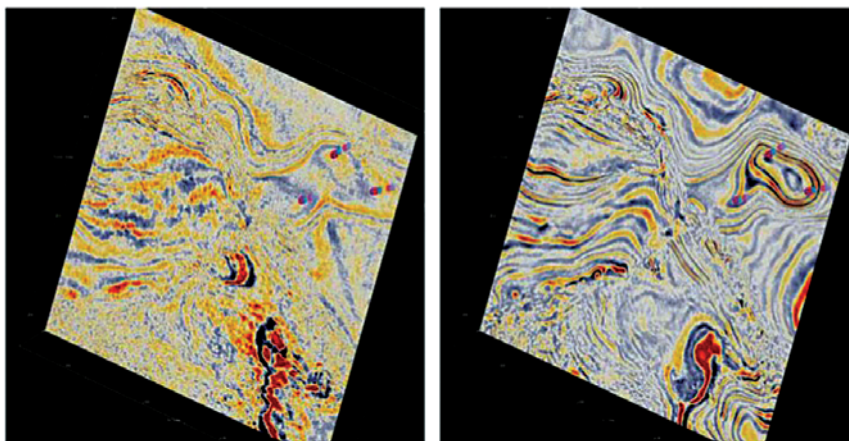
Hình 6. So sánh hình ảnh nắn trục đồng pha ở xử lý truyền thống (pha trên) và không cần áp dụng nắn trục đồng pha ở xử lý tập trung đa điểm (pha dưới) [7]



Hình 5. Dải phổ tần số hẹp của xử lý NMO truyền thống (a) và dải phổ tần số rộng trong xử lý tập trung đa điểm (b) [7]



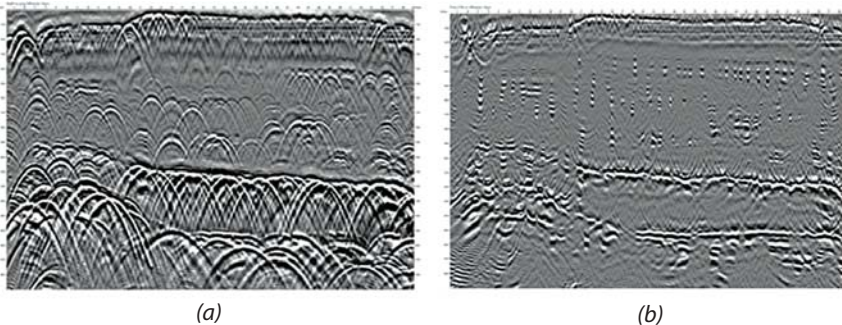
Hình 7. Sơ đồ cộng tập trung đa điểm [7]



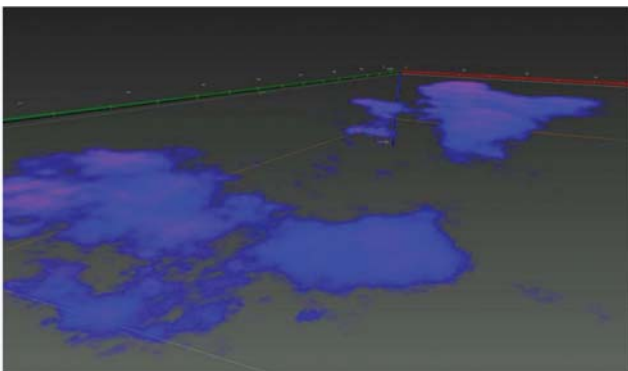
Dịch chuyển chiều sâu truyền thống trước cộng (a)

Dịch chuyển chiều sâu bằng tập trung đa điểm sau cộng (b)

Hình 10. So sánh lát cắt (slice) 3D theo xử lý chiều sâu truyền thống (a) và tập trung đa điểm (b) [7]



Hình 11. Tập trung đa điểm có khả năng duy trì và tích tụ năng lượng sóng tán xạ. Mặt cắt cộng tập trung đa điểm chứa sóng tán xạ (a) và mặt cắt dịch chuyển sau cộng tán xạ (b) [7]



Hình 12. Khối 3D tán xạ để nghiên cứu vùng vi đứt gãy và nứt nẻ [7]

quả chất lượng cao, thậm chí ở những vùng tài liệu địa chấn thực địa nghèo nàn và chất lượng thấp. Những ưu việt của phương pháp tập trung đa điểm cho phép nâng cao đáng kể chất lượng xử lý số liệu địa chấn thu được ở các vùng miền khác nhau trên thế giới (Hình 8, 9, 10) như ở Nam Mỹ, Bắc Mỹ, châu Âu, châu Á, đặc biệt ở Liên bang Nga.

4. Kết luận

Phương pháp xử lý số liệu địa chấn tập trung đa điểm (sử dụng dữ liệu đầu vào là tài liệu địa chấn thực địa điểm sâu chung) dựa trên hiệu chỉnh thời gian lan truyền sóng mới phù hợp cho mọi mô hình địa chất và mọi dạng hình học đối tượng nghiên cứu địa chất mở ra triển vọng trong công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí. Vấn đề cốt lõi của phương pháp xử lý số liệu địa chấn tập trung đa điểm là công thức hiệu chỉnh động mới dựa trên lý thuyết tia sóng có các thông số hình ảnh: bán kính các mặt sóng khác nhau, các góc hiện, thông số hội tụ và tốc độ liên quan... Phương pháp này cung cấp mặt cắt địa chấn chính xác và có độ phân giải cao, áp dụng cho mọi đối tượng địa chất, tăng khả năng thành công trong nghiên cứu địa chất.

Kết quả xử lý tài liệu địa chấn bằng phương pháp tập trung đa điểm là cơ sở quan trọng để xem xét vị trí các giếng khoan và thay đổi lại sơ đồ công nghệ phát triển các mỏ đang và sẽ khai thác. Do hình ảnh cấu trúc địa

chất thu được chính xác, khả năng duy trì và tích tụ năng lượng sóng tán xạ liên quan đến đứt gãy và nứt nẻ nên kết quả xử lý số liệu địa chấn theo phương pháp tập trung đa điểm là tài liệu quan trọng trong nghiên cứu địa chất có cấu trúc phức tạp, đặc biệt thích hợp cho các thân dầu cát kết có chiều dày thay đổi dạng thấu kính trong trầm tích, nhiều đứt gãy các hướng khác nhau và tầng chứa trong đá móng nứt nẻ ở độ sâu khác nhau. Các mỏ đang khai thác ở giai đoạn cạn kiệt như Bạch Hổ, Rồng và các mỏ khác cần áp dụng phương pháp xử lý số liệu địa chấn tập trung đa điểm để bổ sung thông tin mới, chính xác cho việc điều chỉnh sơ đồ công nghệ khai thác.

KS. Nguyễn Đình Hợp (giới thiệu)

Tài liệu tham khảo

1. Alex Berkovitch, Igor Belfer, Evgeny Landa. *Multifocusing as a method of improving subsurface imaging*. The Leading Edge. 2008; 27: p. 250 - 256.
2. A.Berkovitch, I.Belfer, V.Mesbei. *Phương pháp hiệu quả mới về xử lý địa chấn số - Tập trung đa điểm*. Вестник

ЦКР Роснедра (Vestnik CKR Rosnedra). 2007: c. 46 - 49.

3. A.Berkovitch, B.Gelchinsky, S.Keydar. *Basic formula for multifocusing stack*. 56th EAGE Conference and Exhibition, Expanded Abstracts. 1994.

4. Boris Gelchinsky. *Homeomorphical imaging method of analysing the structure of a medium*. US Patent 5103429 A. 1992.

5. Isidorovich Gurvich. *Seismic prospecting*. Mir Publishers. Moscow 1972.

6. C.H.Green. *Velocity determinations by means of reflection profiles*. Geophysics. 1938; 3(4): p. 295 - 305.

7. Geoimage. *Multifocusing advantages*. www.geomage.com.

8. Nguyễn Đình Hợi. *Sự cần thiết phải thu nổ lại địa chấn 3D và xử lý tài liệu địa chấn bằng công nghệ cao phù hợp với điều kiện địa chất đặc thù mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn tận thăm dò*. Tạp chí Dầu khí. 2012; 4: trang 14 - 27.

9. Robert E.Sheriff. *Encyclopedic dictionary of exploration geophysics*, 3rd edition. 1994.

10. Evgeny Landa, Boris Gurevich, Shemer Keydar, Pinchas Trachtman. *Application of multifocusing method for subsurface imaging*. Journal of Applied Geophysics. 1999; 42 (3 - 4): p. 283 - 300.

Multi-focusing seismic processing technology

Nguyen Dinh Hoi

Summary

Multi-focusing seismic processing is a new technology which has been developed to overcome the shortcomings of conventional common mid point (CMP) processing methods. Multi-focusing processing may be the only suitable method for areas characterised by complex geology, a high noise level or low-fold seismic data. The new processing method increases the quantity and quality of seismic information, improves vertical resolution, eliminates noise, and provides accurate velocities which may be used for time and depth migration, etc. The article presents the multi-focusing seismic processing technology and its potential application for complex geological structures in Vietnam such as fractured basement, multi-faults, varying geological facies, and unstable sand body thickness in lens form.

PHƯƠNG PHÁP LUẬN TÌM KIẾM THĂM DÒ DẦU/KHÍ PHIẾN SÉT

Tóm tắt

Trong bài báo này, tác giả trình bày kết quả một số nghiên cứu của Mỹ sử dụng trong công tác đánh giá dầu hoặc khí phiến sét ở tầng bồn trũng hoặc play gồm 5 bước sau: Xác định đặc trưng sơ bộ về địa chất và tầng chứa của dầu/khí phiến sét trong các thành tạo; Xác định phạm vi phát triển (phân bố) của các thành tạo dầu/khí phiến sét quan trọng; Xác định diện tích có triển vọng cho mỗi thành tạo; Ước tính tiềm năng/trữ lượng có rủi ro tại chỗ; Tính tiềm năng dầu/khí có thể thu hồi trong điều kiện kỹ thuật hiện nay.

1. Xác định sơ bộ các đặc trưng địa chất và tầng chứa dầu/khí phiến sét trong các thành tạo phiến sét

Công tác đánh giá tiềm năng dầu/khí phiến sét bắt đầu bằng việc thu thập và xử lý dữ liệu; trong đó lựa chọn những bồn trũng và thành tạo quan trọng nhất để đánh giá. Các cột địa tầng, các biểu đồ địa vật lý giếng khoan (logs) chứa các thông tin về tuổi địa chất, đá nguồn (đá mẹ) và các thông số khác được dùng để chọn những thành tạo có giá trị nhất để tiếp tục nghiên cứu.

Các dữ liệu địa chất và tầng chứa (reservoir) sơ bộ cần thu thập cho mỗi bồn trũng, thành tạo gồm các loại chủ yếu sau: Môi trường trầm tích của sét (biển, đất liền, gần bờ, xa bờ...); Bề dày tầng sét trong thành tạo/tầng chứa sét, chiều sâu tính tới nóc và đáy tầng sét; Cấu trúc thành tạo, các đứt gãy; Bề dày tổng cộng (gross) các lớp sét; Bề dày phần giàu vật chất hữu cơ và bề dày tịnh lớp sét; Hàm lượng tổng vật chất hữu cơ (TOC); Độ trưởng thành nhiệt (Ro).

Các tính chất địa chất và của tầng chứa này được dùng để cung cấp các thông tin ban đầu (thông tin cấp 1) khi xác định tổng quan đặc trưng địa chất của các thành tạo dầu/khí phiến sét quan trọng (đánh dấu bằng màu khác với phần còn lại), giúp chọn bồn trũng/thành tạo có giá trị nhất để đánh giá chi tiết. Ví dụ minh họa được trình bày trong Hình 1 và 2.

2. Xác định diện tích của các thành tạo dầu/khí phiến sét quan trọng

Sau khi xác định được các thành tạo dầu/khí phiến sét quan trọng, sẽ tiến hành nghiên cứu sâu để xác định diện tích phân bố cho từng thành tạo. Nhóm nghiên cứu tập hợp tất cả các thông tin địa chất - địa vật lý để vẽ các lát cắt địa chất khu vực và địa phương giúp xác định các

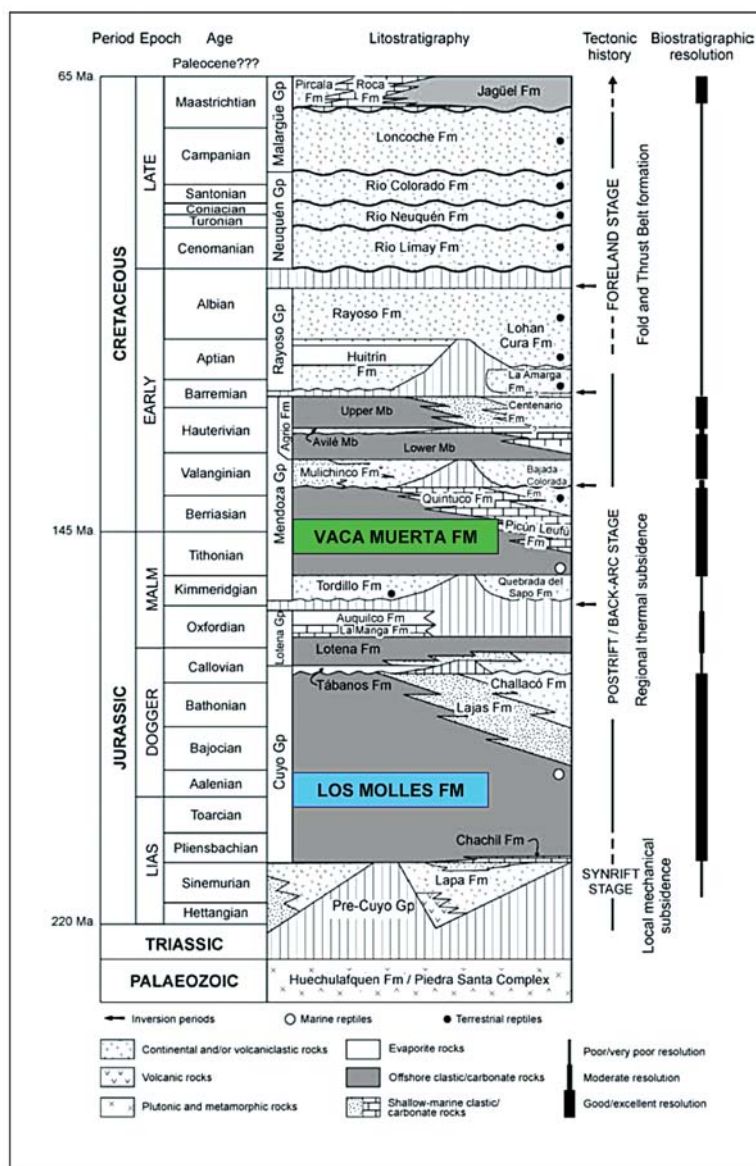
thành tạo cần nghiên cứu. Các lát cắt khu vực được dùng để xác định giới hạn phát triển của thành tạo sét theo không gian 3 chiều. Từ đó, xác định được độ sâu, bề dày tổng của thành tạo tại mỗi địa điểm nghiên cứu (Hình 3).

3. Xác định diện tích triển vọng cho mỗi thành tạo

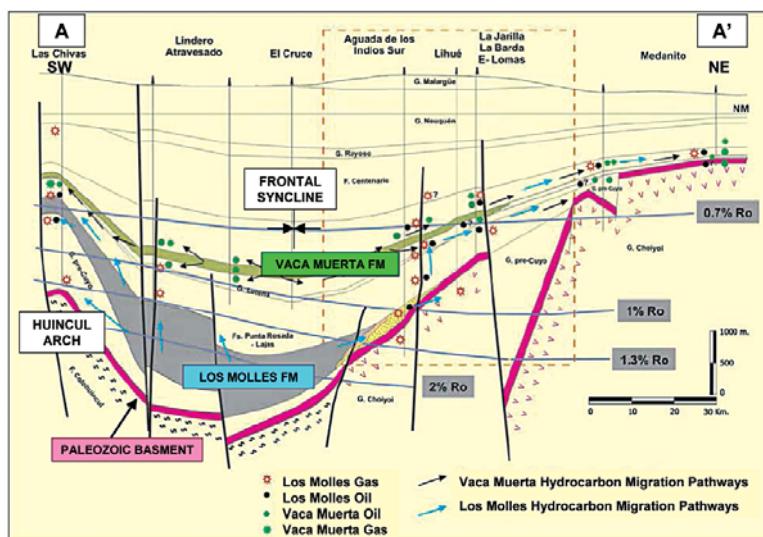
Bước đánh giá tài nguyên quan trọng và đầy rủi ro là xác định các khu vực có triển vọng cao của bồn trũng để phát triển dầu/khí phiến sét. Tiêu chuẩn để xác định diện tích triển vọng như sau:



Hình 1. Các bồn trũng phiến sét triển vọng ở Argentina



Hình 2. Địa tầng bốn trùng phiến sét Neuquen (Argentina). Các thành tạo Vaca Muerta và Los Molles tuổi Jura



Hình 3. Lát cắt địa chất bốn trùng Neuquen

- Môi trường trầm tích: Tiêu chuẩn quan trọng là môi trường trầm động trầm tích sét, đặc biệt là môi trường biển hoặc lục địa. Diệp thạch sét biển (marine-deposited shales) thường có hàm lượng sét (clay) thấp và chứa nhiều khoáng vật giòn như: thạch anh, feldspar và carbonate. Diệp thạch sét thường giòn, dễ vỡ, phản ứng thuận lợi khi áp dụng kỹ thuật kích thích thủy lực. Diệp thạch sét trầm động trong môi trường không phải biển (sông ngòi, đầm hồ) thường chứa thành phần sét cao, dẻo hơn và phản ứng không thuận lợi khi áp dụng kỹ thuật kích thích thủy lực. Để xác định tính chất đá phiến sét người ta sử dụng kết quả phân tích thành phần thạch học của đối tượng nghiên cứu để xây dựng biểu đồ tam giác. Ví dụ minh họa được trình bày trong Hình 4, trong đó tam giác của diệp thạch sét marcellus (West Virginia - Mỹ) với 3 đỉnh là thạch anh (Q), calcite (C) và sét.

- Chiều sâu: Tiêu chuẩn chiều sâu dùng trong diện tích tiềm năng thường trên 1.000m và dưới 5.000m (tương đương 3.300 - 16.500 feet). Trong diện tích với chiều sâu nông hơn 1.000m, có áp suất tầng chứa thấp, nên lực khởi động thu hồi dầu khí thấp. Ngoài ra, các thành tạo phiến sét nông có rủi ro thường chứa lượng nước lớn trong các hệ thống khe nứt tự nhiên. Những diện tích chứa phiến sét nằm sâu hơn 5.000m có nhiều rủi ro độ thấm thấp và giá thành giếng thăm dò, phát triển mỏ cao.

- Hàm lượng vật chất hữu cơ (TOC) trung bình trong diện tích tiềm năng thường cao hơn 2%. Đại lượng này được xác định từ biểu đồ địa vật lý giếng khoan GR (gamma ray) hoặc trong các phòng thí nghiệm địa hóa (Hình 5).

Các vật chất hữu cơ như vi cổ sinh và vật chất thực vật cung cấp carbon (C), oxy (O) và hydro (H) cần thiết để tạo ra dầu và khí đốt. Cũng như TOC, dạng carbon (loại I và II) là những tham số quan trọng để đo tiềm năng sinh dầu/khí trong thành tạo phiến sét.

- Độ trưởng thành nhiệt (thermal maturity) là thước đo mức độ nóng của một thành tạo đạt được để các phân tử vật chất hữu cơ bị bẻ gãy chuyển thành hydrocarbon. Độ trưởng thành nhiệt được thể hiện qua hệ

số phản xạ ánh sáng của một số khoáng vật (Ro%) (ví dụ vitrinite) (Hình 6). Độ trưởng thành nhiệt của thành tạo chứa dầu khí tiềm năng có giá trị lớn hơn 0,7% và nhỏ hơn 1,3%. Trong các khu vực chứa khí khô, giá trị Ro thường lớn hơn 1,3%. Qua biểu đồ độ trưởng thành nhiệt, có thể phân biệt được 3 cửa sổ hydrocarbon (sinh dầu, sinh khí ẩm và sinh khí khô) như Hình 6.

- Vị trí địa lý của vùng có tiềm năng dầu khí phiến sét: Trong bồn trũng trầm tích có chứa đá phiến sét, diện tích tiềm năng thường chứa các khu vực có tiềm năng dầu/khí phiến sét chất lượng cao, gồm các khu vực địa lý với diện tích khác nhau, tập trung nhiều đá nguồn hơn các khu vực còn lại. Tuy nhiên, việc xác định chi tiết giới hạn diện tích tiềm năng vượt quá mục tiêu của giai đoạn đánh giá sơ bộ tài nguyên được đề cập trong phần này.

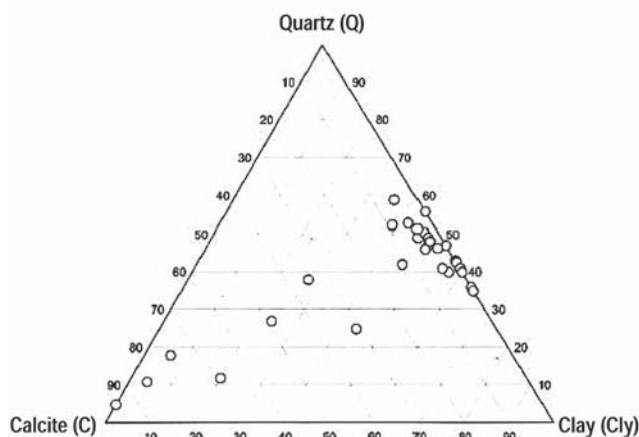
Các bồn và các thành tạo đá phiến sét chứa hàm lượng sét rất cao và/hoặc có độ phức tạp địa chất quá lớn được xem là khu vực có tiềm năng dầu/khí phiến sét cao nhưng có độ rủi ro lớn hoặc là khu vực bị loại khỏi chương trình đánh giá tài nguyên. Đó là do những diện tích được đánh giá tiềm năng cao nhưng diện tích nhỏ, do đó có thể mở rộng diện tích nghiên cứu thêm một phần vào khu vực được cho là tiềm năng không cao. Khi có thêm thông tin từ quá trình khoan thăm dò, thử nghiệm kích thích vỉa chứa, có thể đưa thêm một phần của khu vực có hàm lượng sét cao vào phạm vi nghiên cứu để đánh giá tài nguyên trong tương lai. Hình 7 thể hiện 3 diện tích với tiềm năng khác nhau được đưa vào chương trình đánh giá tiềm năng ở bồn trũng Neuquen, Argentina.

Việc đánh giá tiềm năng chi tiết, bao gồm cả thẩm lượng các giếng thăm dò với các biểu đồ log hiện đại, những kết quả phân tích mẫu lõi khoan, sẽ được tiến hành để xác định trữ lượng và chất lượng tài nguyên ở một cấp độ cao hơn đối với các play cụ thể.

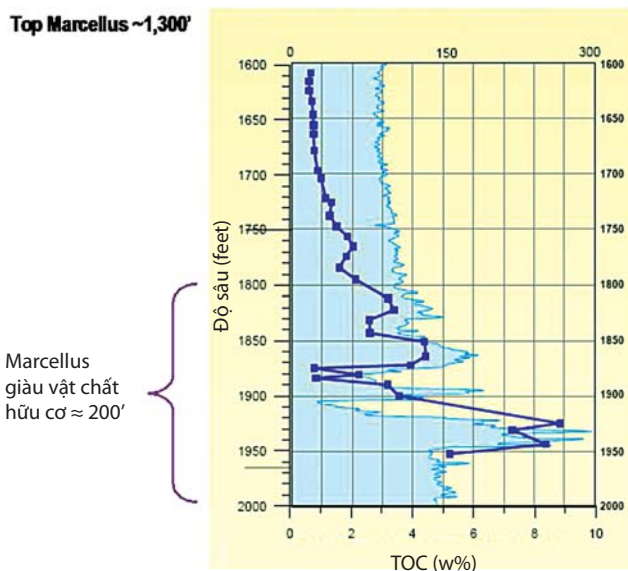
4. Ước tính tiềm năng, trữ lượng địa chất có rủi ro dầu/khí phiến sét

Các dữ liệu địa chất và tầng chứa chi tiết được tập hợp để xác định trữ lượng dầu/khí tại chỗ (OIP, GIP) cho diện tích có tiềm năng.

- Trữ lượng dầu tại chỗ (OIP): Việc tính lượng dầu tại chỗ cho một diện tích đã cho dựa vào 2 nhóm dữ liệu đặc trưng cơ bản: bề dày tịnh của lớp/tầng phiến sét và thể tích lỗ hổng được lấp đầy dầu. Ngoài ra, áp suất và nhiệt độ chi phối lượng khí hòa tan trong dầu được rút ra từ giá trị hệ số thể tích thành tạo (formation volume factor) cũng được sử dụng trong bước đánh giá tiềm năng này.



Hình 4. Biểu đồ tam giác thạch học phiến sét marcellus



Hình 5. Xác định giá trị TOC trên biểu đồ GR

- Bề dày tịnh lớp/tầng phiến sét giàu vật chất hữu cơ: Khoảng không gian chứa phiến sét giàu vật chất hữu cơ được xác định thông qua các nghiên cứu địa tầng của các thành tạo (formations) trong bồn trũng được thăm lượng. Tổng bề dày đoạn giàu vật chất hữu cơ được xác định từ dữ liệu log và các lát cắt địa chất. Tỷ số giữa bề dày tịnh và bề dày tổng được dùng để tính toán lượng đá không chứa (hoặc ít) vật chất hữu cơ trong cả đoạn phiến sét giàu vật chất hữu cơ, ước lượng bề dày đoạn phiến sét giàu vật chất hữu cơ.

- Độ rỗng chứa dầu/khí: Để nghiên cứu thể tích không gian rỗng chứa dầu/khí cần phải tập hợp tất cả dữ liệu về độ rỗng thu được từ phân tích mẫu lõi khoan và từ tài liệu đo địa vật lý giếng khoan (log). Khi các số liệu này không có sẵn thì nhóm nghiên cứu cần xác định thành phần khoáng vật của phiến sét và độ trưởng thành của chúng để ước lượng giá trị độ rỗng thông qua so sánh với các bồn trũng tương tự ở Mỹ, Canada và phải

dự báo được thể tích rỗng chứa dầu, khí hòa tan, khí tự do và nước tàn dư.

- Áp suất: Đặc biệt chú ý xác định diện tích các khu vực có áp suất cao. Các điều kiện áp suất cao cho phép dầu chứa ở phần cao trong tầng chứa được khai thác trước khi tầng chứa đó đạt đến trạng thái “điểm bong bóng” khi khí hòa tan bắt đầu thoát ra khỏi dầu. Gradient thủy tĩnh được bảo tồn ở mức 0,433psi/foot chiều sâu được dùng khi số liệu áp suất hiện tại không có sẵn vì ta thường thiếu số liệu độ mặn của nước.

- Số liệu nhiệt độ của thành tạo phiến sét được tập hợp từ tất cả các nguồn tài liệu có thể thu thập được. Gradient nhiệt độ chuẩn 1,25°F/100 feet độ sâu và nhiệt độ trên mặt đất 60°F được dùng khi nhiệt độ thực tế hiện tại không có sẵn.

Các số liệu nói trên kết hợp với các công thức công nghệ tầng chứa và các hệ số chuyển đổi (conversion factors) được sử dụng để tính OIP trên đơn vị một dặm vuông như sau:

$$OIP = \frac{7.758 \times A \times h \times PHI \times So}{Boi}$$

Trong đó:

A: Diện tích tính bằng mẫu Anh, với hệ số chuyển đổi 7.758 thùng/mẫu Anh - foot;

h: Bề dày tịnh của tầng phiến sét giàu vật chất hữu cơ, feet;

PHI: Độ rỗng, một đại lượng không thứ nguyên;

So: Tỷ phần chứa dầu trong không gian rỗng và Boi là hệ số thể tích khí của thành tạo dầu, hệ số này được dùng để hiệu chỉnh thể tích dầu có trong tầng chứa.

Các công thức chi tiết để tính các tham số ở công thức nói trên có thể tham khảo trong các tài liệu chuyên đề và dễ dàng chuyển đổi sang các hệ thống đo quốc tế khác.

Công thức tính GIP (trừ lượng khí tự do tại chỗ) được Mỹ sử dụng như sau:

$$GIP = \frac{43.560 \times A \times h \times PHI \times Sg}{Bg}$$

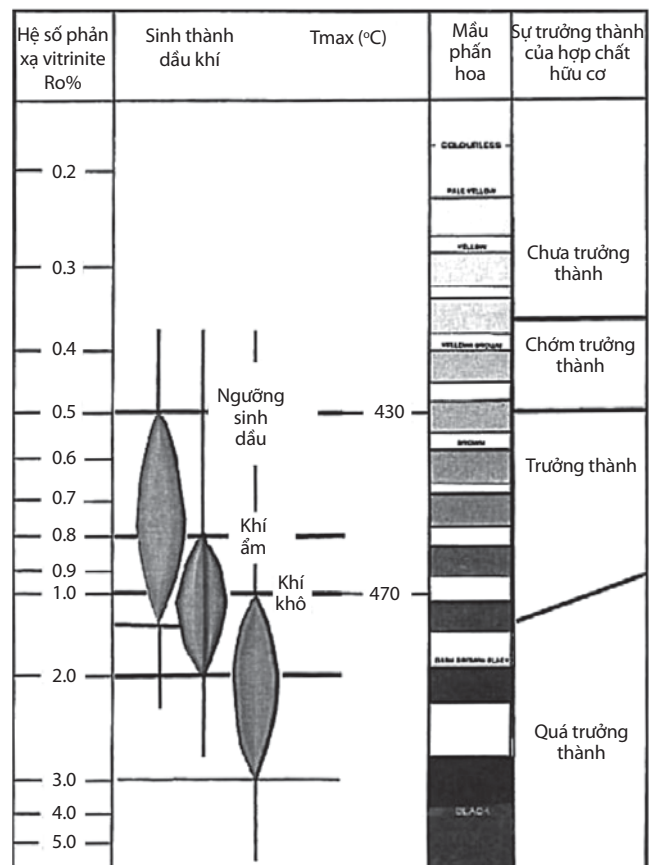
Trong đó:

Sg: Hệ số ngậm khí;

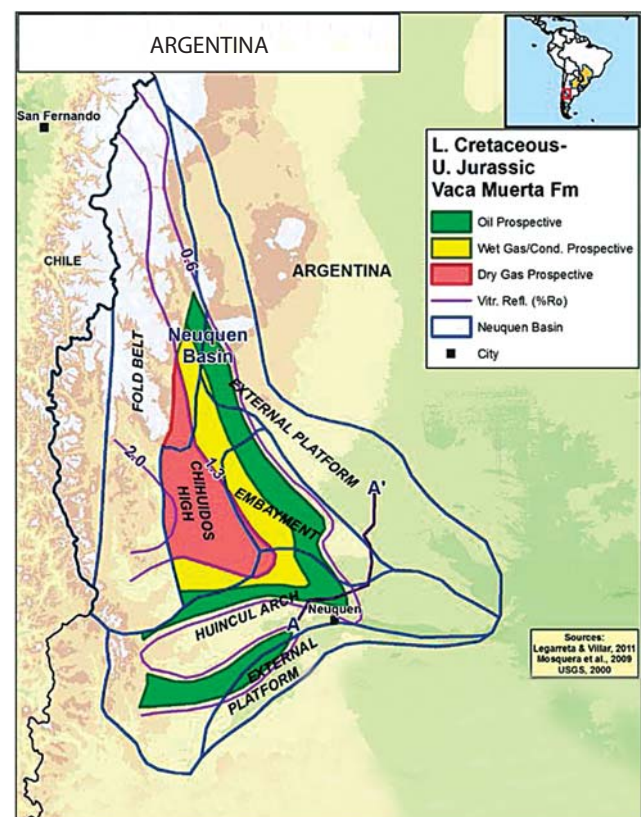
Bg: Hệ số thể tích khí;

A, h, PHI: có cùng ý nghĩa như trong công thức tính OIP.

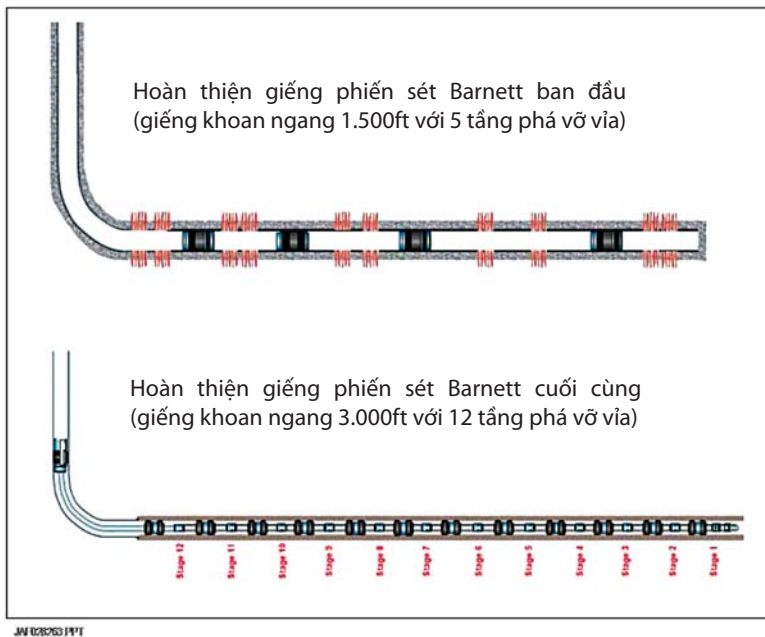
- Xác định các hệ số thành công/rủi ro: Các hệ số thành công/rủi ro được dùng để ước tính OIP, GIP có chứa



Hình 6. Biểu đồ độ trưởng thành nhiệt của một thành tạo tiềm năng dầu khí



Hình 7. Các diện tích tiềm năng D/KPS ở bồn Neuquen, Argentina



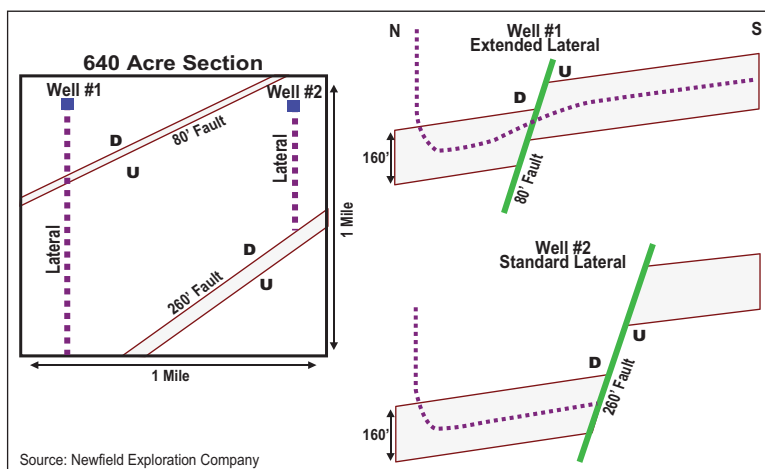
Hình 8. Các công nghệ chủ yếu sử dụng trong thăm dò dầu khí phiến sét



(a) Giàu thạch anh (Q)

(b) Giàu sét

Hình 9. Tác động kích thích thủy lực đối với tính chất thạch học của tầng chứa



Hình 10. Mô hình lát cắt địa chấn minh họa các giếng ngang có độ dài bị hạn chế do các đứt gãy

rủi ro trong diện tích tiềm năng của thành tạo dầu/khí phiến sét. Hai hệ số này là:

+ Hệ số xác suất thành công của play (play success probability factor - PSPF). PSPF của play dầu/khí phiến sét mô tả khả năng tồn tại ít nhất một số phần có giá trị về dầu khí của thành tạo phiến sét đang được quan tâm. Một số thành tạo phiến sét ở bang Alberta (Canada) như phiến sét Duvernay có PSPF bằng 100%. Tuy nhiên, ở các khu vực khác khi chưa đủ dữ liệu về địa chất và dữ liệu tầng chứa thì giá trị này chỉ dao động trong khoảng 30 - 40%. PSPF sẽ thay đổi (tăng hoặc giảm tùy theo tình huống cụ thể) khi các giếng thăm dò được khoan và có thông tin về thử vỉa và khai thác.

+ Hệ số thành công (rủi ro) của diện tích tiềm năng (prospective area success (Risk) factor - PAS(R)F): PAS(R)F kết hợp một loạt các yếu tố liên quan đến phần diện tích tiềm năng nhưng lại không thành công hoặc không cho sản phẩm công nghiệp. Đó là những diện tích có cấu trúc địa chất với độ phức tạp cao, các diện tích có độ trưởng thành nhiệt thấp (Ro nằm trong khoảng 0,7 - 0,8%), những diện tích ở phần rìa bồn trũng với bề dày lớp chứa vật chất hữu cơ giảm nhanh để trở thành không đáng kể...

PAS(R)F chứa các số liệu địa chất/tầng chứa và diện tích thăm dò tiến hành trong khu vực được cho là có tiềm năng giúp xác định phần nào độ rủi ro cao của diện tích đó. Giá trị PAS(R)F sẽ thay đổi theo kết quả quá trình nghiên cứu. Hai hệ số PSPF và PAS(R)F được kết hợp để cho ra một hệ số tổng hợp cho biết độ rủi ro chứa trong OIP/GIP.

5. Ước lượng dầu khí có khả năng thu hồi trong điều kiện kỹ thuật hiện có

Khối lượng tài nguyên có thể thu hồi theo kỹ thuật hiện nay là một hàm phụ thuộc nhiều biến số như OIP, GIP, hệ số hiệu quả thu hồi dầu/khí. Một biến số này lại là một hàm con chứa nhiều biến khác như các dữ liệu địa chất đầu vào, các đặc trưng kỹ thuật thu hồi phù hợp với tính chất thạch học, cơ lý, các đặc điểm của từng bồn trũng, từng thành tạo, từng tầng chứa, thậm chí từng lớp phiến sét cụ thể. Hệ số hiệu quả thu hồi sản phẩm (recovery

efficiency factor) sử dụng các thông tin thạch học của đá phiến sét để xác định tính thuận lợi (favorability) khi áp dụng kỹ thuật phá vỡ vỉa để phá bỏ khung (matrix) đá, cũng như các thông tin khác có tác động đến công suất của giếng như: sự tồn tại hay không tồn tại của hệ thống vi kẽ nứt tự nhiên, của các hệ thống đứt gãy sâu và địa phương, trạng thái ứng suất trong các thành tạo sét khác nhau có mặt trong vùng, trạng thái áp suất cao, áp suất vi sai (differential) giữa áp suất đá chứa gốc và áp suất điểm nổi bọt của tầng chứa.

Ba hệ số hiệu quả thu hồi dầu phiến sét cơ bản nhất nằm trong thạch học đá phiến, các tính chất tầng chứa, độ phức tạp địa chất được dùng trong công tác đánh giá tài nguyên chứa trong phiến sét là:

- Hệ số thu hồi dầu thuận lợi (favorable oil recovery - FOR): Hệ số hiệu quả thu hồi 6% trữ lượng dầu tại chỗ (OIP) được dùng cho các bồn trũng và thành tạo phiến sét có hàm lượng sét thấp, độ phức tạp địa chất từ thấp đến trung bình và các tính chất thuận lợi của tầng chứa (thành tạo phiến sét áp suất cao, độ ngậm dầu cao...).

- Hệ số thu hồi dầu trung bình (average oil recovery - AOR): Hệ số hiệu quả thu hồi từ 4 - 5% trữ lượng dầu tại chỗ được dùng cho các bồn trũng, các thành tạo phiến sét có hàm lượng sét trung bình, độ phức tạp địa chất trung bình, áp suất vỉa và các tính chất khác của tầng chứa ở cấp độ trung bình.

- Hệ số thu hồi khí ít thuận lợi (less favorable gas recovery - LFGR): Hệ số hiệu quả thu hồi 3% trữ lượng dầu tại chỗ được dùng cho các bồn trũng, các thành tạo khí phiến sét có hàm lượng sét từ trung bình đến cao, độ phức tạp địa chất từ trung bình đến cao và áp suất tầng chứa cũng như các tính chất khác thấp hơn mức trung bình.

Hệ số hiệu quả thu hồi dầu trên 8% trữ lượng dầu tại chỗ có thể gặp ở một số ít trường hợp đối với các diện tích chứa phiến sét có các tính chất tầng chứa rất tốt hoặc đã xác định được công suất giếng cao. Hệ số hiệu quả thu hồi dầu dưới 2% được dùng cho các bồn trũng, các thành tạo phiến sét có áp suất thấp và độ phức tạp địa chất/tầng chứa cao.

Ba hệ số hiệu quả thu hồi khí phiến sét cũng tương tự như trên, hệ số thu hồi khí thuận lợi (FGR) có giá trị 25%, hệ số thu hồi khí trung bình (AGR) có giá trị 20% và hệ số thu hồi khí ít thuận lợi (LFGR) có giá trị 15%. Hệ số hiệu quả thu hồi khí 30% trữ lượng khí tại chỗ (GIP) có thể áp dụng cho một số trường hợp trong đó công suất tầng chứa, công suất giếng khai thác đã được xác định đạt mức cao. Hệ số hiệu quả thu hồi khí 10% trữ lượng khí tại chỗ

Bảng 1. Mẫu trình bày kết quả thăm dò dầu/khí phiến sét

Dữ liệu cơ bản	Khu vực ...
- Tên bể và diện tích	
- Tên thành tạo phiến sét	
- Tên thành tạo	
- Môi trường trầm tích	
Kích thước đối tượng:	
- Diện tích nghiên cứu (km ²)	
- Bề dày thành tạo (m):	
* Giàu vật chất hữu cơ	
* Bề dày tịnh	
- Độ sâu (m):	
* Nóc - đáy thành tạo	
* Trung bình	
Tính chất tầng chứa	
Áp suất tầng chứa:	
- Trong tầng dầu	
- Trong tầng khí	
Giá trị trung bình TOC (wt %):	
- Của tầng chứa dầu	
- Của tầng chứa khí	
Hàm lượng sét:	
- Trong tầng dầu	
- Trong tầng khí	
Tài nguyên	
<i>Pha khí</i>	
Trữ lượng khí tại chỗ (GIP; Bcf hoặc Bcm/km ²)	
Trữ lượng thu hồi có rủi ro (Tcf hoặc Tcm)	
<i>Pha dầu</i>	
Trữ lượng dầu tại chỗ (OIP, MMbbl hoặc 10 ⁶ m ³ /km ²)	
Tổng trữ lượng dầu tại chỗ có rủi ro (Bbbl hoặc tỷ m ³)	
Tổng trữ lượng dầu thu hồi có rủi ro (Bbbl hoặc tỷ m ³)	

có thể áp dụng cho trường hợp tầng chứa/vỉa chứa có áp suất thấp và có độ phức tạp địa chất cao.

Vì độ thấm tự nhiên (native permeability) của đá phiến sét rất thấp, chỉ ở mức vài trăm nanodarcy (0,0001mD) đến vài millidarcy (0,001mD) nên việc thăm dò, khai thác phải dùng các công nghệ đặc biệt, rất tốn kém.

Hai công nghệ cơ bản được dùng trong công nghiệp dầu khí phiến sét là các giếng khoan ngang dài (long horizontal wells (LHW) và kích thích giếng tăng cường (intensive well stimulation - IWS). Công nghệ LHW được sử dụng để đưa giếng khai thác tiếp xúc nhiều nhất với matrix phiến sét sao cho cả về phương diện kỹ thuật lẫn kinh tế có thể khả thi. Công nghệ IWS chủ yếu là các phương pháp kích thích thủy lực khối lượng lớn, áp dụng

nhiều tầng, khoảng cách giữa các tầng nhỏ, nhằm phá vỡ matrix đá phiến, tạo độ thấm cho vỉa chứa. Nếu trong tầng chứa tồn tại hệ thống vi kẽ nứt hở tự nhiên thì dòng sản phẩm sẽ được tăng thêm đáng kể. Hiệu quả của IWS phụ thuộc rất lớn vào thành phần thạch học và tính chất cơ lý của vỉa chứa (Hình 8).

5.1. Tầm quan trọng của khoáng vật học đối với tài nguyên có thể thu hồi

Khoáng vật chứa trong phiến sét, đặc biệt là hàm lượng tương đối của sét, carbonate, thạch anh xác định phương pháp phá vỡ vỉa sẽ có tác động kích thích đối với tầng phiến sét hiệu quả như thế nào:

- Phiến sét chứa nhiều thạch anh, carbonate giòn hơn và sẽ gãy vỡ tạo thành một không gian rộng chứa các kẽ nứt nhỏ, cung cấp nhiều đường dẫn chất lưu từ khung đá đến lòng giếng khi áp suất thủy lực và năng lượng được truyền đến khung đá (Hình 9a).

- Phiến sét chứa nhiều sét có khuynh hướng dẻo, hấp thụ mạnh năng lượng cơ học, nên khi áp suất và năng lượng truyền đến tiếp xúc với khung đá thì đá sẽ biến dạng nhiều hơn là nứt vỡ, do đó sẽ cung cấp ít đường dẫn chất lưu đến lòng giếng (Hình 9b).

5.2. Ý nghĩa của sự phức tạp địa chất

Sự đa dạng của các yếu tố địa chất phức tạp có thể làm giảm hiệu quả thu hồi dầu/khí chứa trong đá phiến sét:

- Nếu trong thành tạo phiến sét có những hệ thống đứt gãy phát triển rộng, thì khu vực đó có thể cản trở thu hồi dầu/khí (do chiều dài đoạn khai thác của giếng khoan ngang bị giới hạn) (Hình 10).

- Khi có hệ thống đứt gãy tồn tại dưới sâu (deep-seated fault system): các đứt gãy mở rộng theo phương thẳng đứng cắt ngang qua nhiều đoạn phiến sét giàu vật chất hữu cơ có thể cho nước xâm nhập vào matrix của phiến sét, làm giảm độ thấm tương đối và giảm năng suất của dòng sản phẩm.

- Các đứt gãy chồm (đứt gãy nghịch có độ dốc dưới 45°, cánh treo nằm chồm lên cánh nằm) và các đặc điểm

hình thái địa chất stress cao: các hình thái kiến tạo nén ép như các đứt gãy chồm (thrust fault), các khối đứt gãy chồm - nâng (up-thrusted fault blocks) là dấu hiệu của khu vực bồn trầm tích với tầng chứa chịu tác động của stress cao, làm giảm độ thấm của matrix đá phiến cũng như làm giảm công suất của dòng sản phẩm.

6. Kết luận

Từ việc áp dụng các bước trong phương pháp luận đánh giá tài nguyên dầu/khí phiến sét, tác giả rút ra 3 nhận xét chính đối với mỗi thành tạo dầu/khí phiến sét lớn như sau:

- Mức độ tồn tại dầu/khí phiến sét tại chỗ (trữ lượng địa chất, trữ lượng tại chỗ) tính theo đơn vị tỷ ft^3 khí hoặc triệu thùng dầu trên dặm vuông của các công ty dầu khí quốc tế Anh - Mỹ; hoặc theo đơn vị tỷ m^3 khí và triệu tấn dầu trên km^2 của các nước dùng hệ đo lường quốc tế.

- Trữ lượng dầu/khí phiến sét tại chỗ có rủi ro (risked shale gas and shale oil in-place), tính theo đơn vị nghìn tỷ ft^3 (Tcf) đối với khí và tỷ thùng (Bbbl) đối với dầu cho mỗi thành tạo phiến sét lớn.

- Trữ lượng thu hồi dầu/khí có rủi ro (risked recoverable gas and oil), tính theo đơn vị Tcf đối với khí hoặc Bbbl đối với dầu cho mỗi thành tạo phiến sét lớn.

- Trữ lượng dầu/khí phiến sét có rủi ro là giá trị cuối cùng, quan trọng nhất để quyết định có chuyển sang giai đoạn thăm dò, phát triển tài nguyên dầu/khí phiến sét trong khu vực đang nghiên cứu hay không.

Tài liệu tham khảo

1. EIA. *World shale gas resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States*. www.eia.gov. February 17, 2011.

2. EIA. *Technical recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States*. www.eia.gov/analysis/studies/world shale gas/pdf.6/20/2013.

PGS.TS. Trần Ngọc Toàn (giới thiệu)

Methodology in shale oil/gas exploration

Summary

Unconventional oil and gas resources are abundant in the world and are playing an important role in the American market. It is important that we have to approach the technology of this branch of petroleum industry to open a new path for oil and gas exploration in Vietnam and put these resources into use for the prosperity of our country. In this paper we present the results of some American studies in shale oil/gas exploration methodology. We hope it will be useful for readers who are interested in its application in their activities.

TIN TRONG NGÀNH

Việt Nam - Mông Cổ đẩy mạnh hợp tác trong lĩnh vực dầu khí

Nhận lời mời của Chủ tịch nước Trương Tấn Sang, Tổng thống Mông Cổ Tsakhiagiin Elbegdorj đã có chuyến thăm cấp Nhà nước tới Việt Nam từ ngày 21 - 24/11/2013. Sau cuộc hội đàm với Chủ tịch nước Trương Tấn Sang, lãnh đạo cấp cao hai nước đã chứng kiến Lễ ký kết 4 văn kiện hợp tác song phương trong các lĩnh vực ngoại giao, quốc phòng, an ninh và dầu khí.

Trong đó, Bản ghi nhớ hợp tác (MOU) trong lĩnh vực dầu khí được ký giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam với Cục Dầu khí Mông Cổ được xem là cơ sở quan trọng để hai bên cụ thể hóa việc hợp tác trong lĩnh vực dầu khí phù hợp với luật pháp của mỗi nước. TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và ông Tsengemaa Amraa - Phó Chủ tịch Cục Dầu khí Mông Cổ đã đại diện hai bên ký Bản ghi nhớ hợp tác này.

Theo đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam với Cục Dầu khí Mông Cổ sẽ cùng đánh giá về tiềm năng đầu tư



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Phó Chủ tịch Cục Dầu khí Mông Cổ ký Bản ghi nhớ hợp tác về dầu khí. Ảnh: PVN

chung trong các dự án dầu khí, bao gồm các hoạt động thăm dò, khai thác và phát triển dầu khí; quan tâm đến khả năng hợp tác trong lĩnh vực chế biến khí, hóa dầu, cung cấp, vận chuyển, dịch vụ mỏ và phân phối các sản phẩm dầu khí ở Việt Nam và Mông Cổ trong thời gian tới.

Tiến Đạt

Ký bổ sung hợp đồng dịch vụ vận hành và bảo dưỡng công trình “Mở rộng hệ thống thu gom khí mỏ Rồng - Đồi Mồi”



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

Ngày 26/11/2013, tại Tp. Hồ Chí Minh, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) và Liên doanh Việt Nga Vietsovpetro đã ký bổ sung Hợp đồng dịch vụ vận hành và bảo dưỡng công trình “Mở rộng hệ thống thu gom khí mỏ Rồng - Đồi Mồi”.

Dự án “Thu gom khí đồng hành và gaslift mỏ Rồng - Đồi Mồi” có tổng mức đầu tư 149,6 triệu USD là dự án trọng điểm được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao cho PV GAS làm chủ đầu tư, Ban QLDA Khí Đông Nam Bộ đại diện chủ đầu tư và Vietsovpetro làm tổng thầu theo phương

thức “chìa khóa trao tay”. Dự án được hoàn thành và đưa vào sử dụng từ đầu năm 2011, thu gom, tận thu lượng khí đồng hành tại mỏ Rồng và Đồi Mồi, với trữ lượng hơn 2,5 tỷ m³ khí; thông qua giàn nén khí trung tâm đặt tại mỏ Bạch Hổ để đưa về bờ, sản xuất thành khí thành phẩm phục vụ cho điện, đạm, các hộ công nghiệp và dịch vụ... Dự án có vai trò quan trọng trong đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia với công suất thu gom ban đầu tối đa là 0,9 triệu m³ khí/ngày, tương đương khoảng 328 triệu m³ khí/năm. Theo tính toán, mỗi ngày công trình đưa vào bờ một lượng khí có giá trị khoảng 155.000USD (tương đương 56,5 triệu USD/năm).

Với việc thực hiện công trình “Mở rộng hệ thống thu gom khí mỏ Rồng - Đồi Mồi”, Vietsovpetro và PV GAS tiếp tục bổ sung một số hạng mục công trình (như hệ thống trao đổi nhiệt và cụm máy nén) với tổng mức đầu tư 44 triệu USD, để tiếp tục thu gom lượng khí đồng hành đang bị đốt bỏ tại mỏ Rồng và Đồi Mồi. Tổng trữ lượng ước tính khoảng 0,8 tỷ m³ khí. Khi hợp đồng bổ sung vận hành và bảo dưỡng được ký kết và thực hiện, hệ thống Rồng - Đồi Mồi sẽ thu gom và đưa khí về bờ với lưu lượng tăng thêm khoảng 700.000 Sm³/ngày đêm.

Nguyễn Hồ

Petrovietnam đẩy mạnh hợp tác khoa học kỹ thuật với Gazprom



Đại diện đoàn công tác của Petrovietnam và Gazprom trao đổi về khả năng hợp tác giữa hai bên. Ảnh: CTV

Từ ngày 5 - 9/11/2013, tại Liên bang Nga, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam do TS. Phan Ngọc Trung - Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam, Phó Chủ tịch Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn dẫn đầu đã có chuyến thăm và làm việc với Gazprom/VNIIGAZ.

Thành viên Ủy ban Quản lý Gazprom, ông Liugai D.V. khẳng định, song song với việc triển khai các dự án thăm dò khai thác dầu khí, Gazprom rất quan tâm và tích cực hợp tác với Petrovietnam trong lĩnh vực khoa học công nghệ, coi đây là nền tảng cho sự phát triển bền vững giữa hai tập đoàn. Gazprom quan tâm đến vấn đề triển khai đánh giá nguồn gốc CO₂ tại bể Sông Hồng, kiến tạo các bể trầm tích chứa dầu tại Việt Nam, vấn đề sinh thái trong hoạt động dầu khí... Đoàn công tác của Petrovietnam bày tỏ sự quan

tâm đến công tác nghiên cứu thăm dò dầu khí ở khu vực nước sâu và phương pháp nghiên cứu tiên tiến, công nghệ kỹ thuật phát triển mở ở độ sâu mực nước biển trên 200m.

Tại cuộc họp Tiểu ban Hợp tác Khoa học Công nghệ/Hội thảo Khoa học Công nghệ hợp tác giữa Gazprom và Petrovietnam, hai bên đã nghe 34 báo cáo trình bày, thảo luận về thực trạng và khả năng nghiên cứu của mỗi bên trong các lĩnh vực: thăm dò, khai thác; khoan và dung dịch khoan; sinh thái, bảo vệ môi trường, chống ăn mòn; sử dụng khí thay thế xăng dầu; tiêu chuẩn trong thiết kế...

Đại diện VNIIGAZ LLC, đơn vị nghiên cứu chủ lực của Gazprom, mong muốn hợp tác nghiên cứu khoa học với Viện Dầu khí Việt Nam trên cơ sở phát huy thế mạnh của hai đơn vị. Đồng thời, đề xuất Petrovietnam/Gazprom giao trực tiếp các công việc nghiên cứu, đánh giá các dự án hai tập đoàn tham gia ở Việt Nam, Liên bang Nga cho VNIIGAZ và Viện Dầu khí Việt Nam chủ trì.

Trong chương trình, đoàn công tác của Petrovietnam đã thị sát cơ sở thực nghiệm của VNIIGAZ như: hệ thống trang thiết bị thử nghiệm tự chế tạo, lắp ráp nghiên cứu dòng chảy khí và chất lỏng tại các chế độ khác nhau, đo tốc độ ăn mòn trong điều kiện thực tế, quan trắc môi trường; phòng thí nghiệm và thử nghiệm các công nghệ chống ăn mòn, các nguyên vật liệu bọc bên ngoài và bên trong ống dẫn khí; kho lưu mẫu lõi từ các giếng khoan, trang thiết bị phục vụ mô tả mẫu và đo thông số vỉa...

Huy Phạm

PVEP nâng tỷ lệ tham gia tại mỏ Rạng Đông

Ngày 4/11/2013, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký Thỏa thuận sửa đổi Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí Lô 15-2 và các thỏa thuận liên quan với các nhà thầu: Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), JVPC, Perenco. Theo đó, PVEP sẽ nhận chuyển nhượng một phần tham gia hợp đồng này từ các đối tác, nâng tỷ lệ tham gia tại mỏ Rạng Đông từ 17,5% lên 30%. Đây là cơ sở để PVEP tiếp tục triển khai, quản lý và điều hành hiệu quả các hoạt động thăm dò khai thác dầu khí tại mỏ Rạng Đông, góp phần gia tăng sản lượng khai thác dầu khí hàng năm.

Ngay từ khi Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí Lô 15-2 được ký kết (1992), tổ hợp nhà thầu dưới sự điều hành của JVPC đã tích cực triển khai các công việc và lần lượt đưa mỏ Rạng Đông, Phương Đông vào khai thác công nghiệp với lưu lượng khai thác dầu ban đầu đạt khoảng 28.000 thùng/ngày (lưu lượng cao nhất đạt trên 50.000 thùng/ngày). Đặc biệt, JVPC là nhà điều hành đầu tiên tại Việt Nam ứng dụng công nghệ bơm ép khí CO₂ tăng cường thu hồi dầu tại mỏ Rạng Đông, góp phần nâng cao hiệu



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ký Thỏa thuận sửa đổi Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí Lô 15-2 với PVEP, JVPC, Perenco.

Ảnh: PVEP

quả của dự án, mở ra hướng đi mới, hữu ích và có thể áp dụng tại các mỏ dầu khí khác tại thềm lục địa Việt Nam, góp phần tận thu trữ lượng tiềm năng tại mỏ và đảm bảo sản lượng khai thác ổn định, lâu dài.

Dựa trên đề xuất của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và tổ hợp nhà thầu, Thủ tướng Chính phủ đã cho phép gia hạn Hợp đồng dầu khí Lô 15-2 thêm 5 năm (áp dụng với mỏ Rạng Đông), đến ngày 6/4/2025.

Nguyễn Duy

Vietsovpetro và PV Shipyard ký hợp đồng chế tạo giàn khoan Tam Đảo 05



Lễ ký Hợp đồng chế tạo giàn khoan dầu khí Tam Đảo 05. Ảnh: PVS

Ngày 1/11/2013, tại Tp. Vũng Tàu, Chủ tịch HĐQT và Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chứng kiến Lễ ký Hợp đồng chế tạo giàn khoan dầu khí Tam Đảo 05 giữa Chủ đầu tư - Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và Tổng thầu - Công ty CP Chế tạo Giàn khoan Dầu khí (PV Shipyard). Giàn khoan trị giá 200 triệu USD này dự kiến sẽ được hoàn thành sau 32 tháng thi công, sớm hơn 4 tháng so với thời gian thi công giàn khoan tự nâng Tam Đảo 03.

Giàn khoan Tam Đảo 05 được thiết kế theo mẫu JU-2000E của Friede and Goldman (Hoa Kỳ) thuộc thế hệ giàn

khoan tự nâng có thiết kế tiên tiến, hiện đại. Với chiều dài chân 147m (có thể kéo dài đến 167m), giàn khoan Tam Đảo 05 có thể hoạt động ở độ sâu 121,9m nước, chiều sâu khoan đạt 9.144m. Giàn có khả năng chịu được điều kiện khắc nghiệt của môi trường như sóng 22m (tương ứng chu kỳ 15,5s), sức gió 36m/s và có thể đạt đến cực hạn 44,8m/s. Giàn khoan sẽ được cơ quan Đăng kiểm Hàng hải Hoa Kỳ (ABS) và Đăng kiểm Việt Nam (VR) chứng nhận trước khi đưa vào sử dụng.

Theo TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Tam Đảo 05 sẽ góp phần quan trọng củng cố tiềm lực công nghệ, khoa học kỹ thuật của Petrovietnam. Tổng giám đốc Tập đoàn yêu cầu Vietsovpetro phải hỗ trợ tối đa cho dự án, PV Shipyard thực hiện dự án đảm bảo chất lượng cao nhất, an toàn và hiệu quả, đúng tiến độ.

Việc đóng mới giàn khoan Tam Đảo 05 trong nước góp phần tiết giảm ngoại tệ, tăng cường năng lực và tạo thế chủ động cho Vietsovpetro trong công tác khoan thăm dò, khoan khai thác dầu khí.

Anh Phương

Ký hợp đồng gói thầu bọc ống và đầu nối cong cho dự án Sư Tử Nâu



Lễ ký hợp đồng giữa PTSC M&C và PV Coating. Ảnh: CTV

Ngày 20/11/2013, tại Tp. HCM, Công ty TNHH Dịch vụ Cơ khí Hàng hải (PTSC M&C) và Công ty CP Bọc ống Dầu khí Việt Nam (PV Coating) đã ký hợp đồng gói thầu bọc ống và đầu nối cong cho dự án Sư Tử Nâu. Việc được giao đảm nhiệm gói thầu trị giá gần 18 triệu USD này, PV Coating tiếp tục khẳng định sự tin tưởng của khách hàng, đối tác về các sản phẩm bọc ống dẫn dầu, dẫn khí đảm bảo tiến độ, yêu cầu kỹ thuật

và chất lượng sản phẩm theo tiêu chuẩn quốc tế.

Gói thầu bọc ống và đầu nối cong được tổng thầu PTSC M&C giao cho PV Coating thực hiện có chiều dài khoảng 63km ống với trị giá gần 18 triệu USD. Đây là gói thầu bọc ống lớn nhất về giá trị hợp đồng và khối lượng bọc từ trước tới nay mà PV Coating đảm nhận. Thời gian thực hiện gói thầu bọc ống cho dự án Sư Tử Nâu kéo dài từ cuối tháng 11/2013 đến đầu tháng 5/2014 với phạm vi công việc bọc ống như sau: 7,3km đường ống cách nhiệt 12 inch; 11km đường ống cách nhiệt 18 inch; 11km đường ống để cung cấp khí 10 inch; 7,3km đường ống khí; 11km đường ống bơm ép nước 10 inch; 7,3km đường ống bơm ép nước 6 inch và 7,2km đường ống dẫn khí 14 inch.

Phạm Trọng

Đón dòng dầu đầu tiên từ mỏ Sư Tử Vàng Đông Bắc



Giàn SVNE mỏ Sư Tử Vàng Đông Bắc. Ảnh: CTV

Ngày 30/10/2013, giàn SVNE mỏ Sư Tử Vàng Đông Bắc (Lô 15-1) đã cho dòng dầu đầu tiên, sớm hơn kế hoạch dự kiến 5 ngày. Đây là dự án do Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC) điều hành, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" làm tổng thầu EPCI.

Theo Lãnh đạo Cuu Long JOC, việc đưa mỏ Sư Tử Vàng Đông Bắc vào khai thác đúng tiến độ đã góp phần tiết kiệm chi phí đáng kể cho chủ đầu tư. Thành công của dự án đã khẳng định năng lực thi công các công trình chất lượng cao của Vietsovpetro, sự phối hợp chặt chẽ giữa các đơn vị thông qua mô hình Ban Quản lý Dự án, sự đóng góp lớn của nhà thầu thiết kế (PV Engineering) và nhà thầu thi công chế tạo trên bờ (PVC-MS). Đồng thời, tiếp tục khẳng định vai trò chủ chốt của các kỹ sư, cán bộ người Việt Nam trong việc lập kế hoạch và triển khai các dự án phát triển mỏ.

Phạm Thuận

Tấn dầu thô Việt Nam thứ 300 triệu được xuất bán

Ngày 15/11/2013, tại Tp. Hồ Chí Minh, Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) đã tổ chức Lễ kỷ niệm xuất bán tấn dầu thô thứ 300 triệu. Sự kiện này đánh dấu mốc son trong sự phát triển của PV OIL nói riêng và bước trưởng thành của ngành thương mại dầu thô Việt Nam nói chung kể từ khi Việt Nam lần đầu tiên trở thành nước xuất khẩu dầu thô vào năm 1987.

Trong gần 30 năm qua, PV OIL (tiền thân là Petechim) đã tiếp thị, xuất bán thành công toàn bộ lượng dầu thô khai thác được tại Việt Nam, phù hợp với các thông lệ thương mại quốc tế, tạo dựng và duy trì niềm tin của các đối tác. Doanh thu xuất bán dầu thô cộng dồn đạt xấp xỉ 120 tỷ USD. Trong nhiều năm liền, khoản nộp ngân sách của xuất bán dầu thô chiếm trên 20% tổng thu ngân sách quốc gia.

Phát biểu tại Lễ kỷ niệm, TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao những nỗ lực của PV OIL trong việc giao, bán thành công, an toàn, hiệu quả các lô dầu thô trong điều kiện giao nhận ngoài khơi Việt Nam có tính rủi ro cao, thời tiết khắc nghiệt, đồng thời vẫn phải đảm bảo không ảnh hưởng đến kế hoạch sản xuất của các mỏ dầu.

Về nhiệm vụ trong giai đoạn tới, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu, PV OIL sẽ tiếp tục đảm trách nhiệm vụ xuất khẩu dầu thô Việt Nam ra thị trường khu vực và thế giới, đồng thời phối hợp với Công ty TNHH MTV Lọc Hóa dầu Bình Sơn tập trung hoàn thiện và hiện thực hóa chiến lược cung cấp đa dạng các loại dầu thô cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, vừa đảm bảo nguồn cung ổn định, vừa đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật của Nhà máy.

Trần Thu

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất "về đích trước" 54 ngày

Vào 16 giờ 59 phút 59 giây ngày 8/11/2013, đồng hồ đo sản lượng chế biến FQIC-046 tại Phân xưởng chưng cất dầu thô ở áp suất khí quyển (CDU) Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã cán đích 5,65 triệu tấn sản phẩm. Như vậy, Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã hoàn thành tất cả các chỉ tiêu kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2013 trước 54 ngày. Từ đầu năm đến nay, BSR đã nhập 79 chuyến dầu thô với khối lượng 6,22 triệu tấn, đạt 101% kế hoạch năm. Sản xuất và bán ra thị trường 5,65 triệu tấn sản phẩm, đạt 100% kế hoạch năm.

Ngọc Lâm



Đồng hồ đo sản lượng chế biến FQIC-046 tại Phân xưởng chưng cất dầu thô ở áp suất khí quyển của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: CTV

Công ty Khí Cà Mau hoàn thành kế hoạch sản lượng năm 2013

Tính đến hết ngày 12/11/2013, Công ty Khí Cà Mau đã hoàn thành kế hoạch sản lượng được giao năm 2013 với 1,7 tỷ m³ khí tiêu chuẩn. Kết quả này khẳng định sự nỗ lực tối đa của cán bộ, kỹ sư Công ty Khí Cà Mau trong công tác vận hành, ổn định - điều độ khí và phối hợp tốt với các bên phía thượng nguồn (Talisman, Petronas) cũng như hạ nguồn (Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2, Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia A0, Nhà máy Đạm Cà Mau)...



Cán bộ, kỹ sư Công ty Khí Cà Mau thực hiện bảo dưỡng công trình khí. Ảnh: CTV

Trong thời gian qua, Hệ thống khí PM3 - Cà Mau đã được đảm bảo an ninh, an toàn tuyệt đối, luôn cung ứng sản lượng khí tối đa, linh hoạt cho các hộ tiêu thụ. Đặc biệt, Công ty Khí Cà Mau đang chuẩn bị tiếp nhận và đưa vào vận hành dự án cụm máy nén tại Trạm tiếp bờ để tăng công suất vận chuyển của hệ thống lên 6,2 triệu m³ khí/ngày.

Theo ông Trần Nhật Huy - Giám đốc Công ty Khí Cà Mau: "Trong thời gian còn lại đến cuối năm 2013, Công ty Khí Cà Mau sẽ tiếp tục nỗ lực phấn đấu để sản lượng khí vận chuyển và cung cấp cho 2 nhà máy điện và Nhà máy Đạm Cà Mau từ Hệ thống khí PM3 - Cà Mau đạt 1,98 tỷ m³, vượt 16% so với kế hoạch năm".

Nguyễn Thanh

Khởi công dự án thi công chế tạo kết cấu chân đế BK16

Ngày 5/11/2013, tại Cảng Vietsovpetro, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã khởi công thi công chế tạo kết cấu chân đế, cọc và bến cập tàu giàn BK16. Chân đế BK16 là dự án giàn khai thác nhẹ được lắp dựng tại mỏ Bạch Hổ do Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" là chủ đầu tư. PVC-MS thực hiện chế tạo chân đế, cọc và bến cập tàu với tổng trọng lượng là 2.000 tấn. Theo kế hoạch, PVC-MS sẽ hoàn thành dự án vào cuối tháng 2/2014 và bàn giao cho Liên doanh Việt - Nga để đưa ra lắp đặt ngoài khơi.

Minh Phương



PVC-MS thực hiện nghi thức first-cut dự án BK16. Ảnh: CTV

PVEP trở thành nhà điều hành mỏ Sông Đốc

Ngày 24/11/2013, trên tàu FPSO MV-19 BV, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã chính thức tiếp nhận vai trò nhà điều hành Dự án khai thác mỏ Sông Đốc từ Công ty Điều hành chung Trường Sơn (Truong Son JOC). Việc trao cho PVEP vai trò là nhà điều hành của dự án Sông Đốc khẳng định sự tin tưởng của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam vào năng lực điều hành chuyên nghiệp, hiệu quả của PVEP. Trước đó, ngày 12/11/2013, PVEP đã ký các thỏa thuận liên quan đến Hợp đồng thuê tàu FPSO Lô 46-02, ngoài khơi Việt Nam với nhà thầu MODEC (Nhật Bản) để tiếp tục vận hành mỏ Sông Đốc.

Mỏ Sông Đốc thuộc Hợp đồng PSC Lô 46-02 được ký ngày 12/12/2002 giữa Petrovietnam và tổ hợp nhà thầu gồm: PVEP, Petronas và Talisman. Dự án do Truong Son JOC điều hành. Trên cơ sở Kế hoạch khai thác sớm được Chính phủ phê duyệt năm 2007, Truong Son JOC đã đưa mỏ Sông Đốc vào khai thác và cho dòng dầu đầu tiên vào ngày 24/11/2008 với lưu lượng ban đầu khoảng 23.000 thùng dầu/ngày. Sản lượng dầu khai thác từ đầu dự án tính đến 12 giờ 40 phút ngày 24/11/2013 đạt khoảng 13.414.339 thùng dầu.



Mỏ Sông Đốc được PVEP tiếp nhận thành công từ Truong Son JOC vào 12 giờ 40 phút ngày 24/11/2013. Ảnh: PVEP

Để triển khai hiệu quả hoạt động khai thác mỏ Sông Đốc sau ngày tiếp nhận bàn giao từ Truong Son JOC, PVEP đã khẩn trương tiến hành việc ký kết các hợp đồng dịch vụ và thương mại, trong đó có việc tiếp tục thuê tàu FPSO do Công ty MODEC (Nhật Bản) điều hành thông qua Công ty Song Doc MV 19 B.V. Ngày 24/11/2013, các bên đối tác liên quan đã tiến hành kiểm kê tài sản, vật tư, lượng dầu tồn kho và ký văn bản chính thức bàn giao dự án từ Truong Son JOC cho PVEP.

Vũ Đình

Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn đã vận chuyển 50 tỷ m³ khí



Hệ thống đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn. Ảnh: CTV

Ngày 1/11/2013, tại Tp. Vũng Tàu, Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn (NCSP) đã kỷ niệm 10 năm vận hành an toàn và vận chuyển thành công 50 tỷ m³ khí. Tham dự buổi lễ có Chủ tịch UBND tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu Trần Minh Sanh, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu, Chủ tịch HĐQT kiêm Tổng giám đốc PV GAS Đỗ Khang Ninh...

Theo ông Hoàng Minh - Giám đốc Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn, tính đến ngày 30/9/2013, NCSP đã cung cấp sản lượng khí 50 tỷ m³, đáp ứng khoảng 30 - 35% nhu cầu nhiên liệu sản xuất điện của cả nước và gần 2,6 triệu

m³ condensate, hơn 5,1 triệu giờ lao động an toàn. Dự án đã mang lại hiệu quả kinh tế to lớn cho nền kinh tế quốc dân và các nhà đầu tư, góp phần quan trọng trong việc hình thành Khu công nghiệp Khí - Điện - Đạm lớn nhất Việt Nam tại tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu. Với việc nâng công suất Nhà máy lên 21 triệu m³ khí/ngày (trong khi công suất thiết kế tối đa là 20 triệu m³ khí/ngày) từ năm 2011, công tác vận hành bảo dưỡng được NCSP đảm bảo an toàn, hiệu quả, độ tin cậy cao. Đặc biệt, thực hiện chỉ đạo của Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải tại Thông báo số 140/TB-VPCP ngày 29/3/2013, NCSP đã mạnh dạn áp dụng các giải pháp khoa học kỹ thuật nhằm nâng công suất hoạt động liên tục của Nhà máy Nam Côn Sơn đạt 22 triệu m³ khí/ngày từ ngày 20/5/2013 đến nay.

Tại Lễ kỷ niệm, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu đánh giá cao sự đóng góp của NCSP đối với PV GAS và Petrovietnam. Lãnh đạo Tập đoàn đề nghị NCSP tiếp tục phát huy những thành quả đã đạt được để vận chuyển an toàn, thành công lượng khí khai thác vào bờ, góp phần vào sự phát triển chung của Petrovietnam.

Minh Anh

Chủ động tăng cường hợp tác triển khai các chương trình nghiên cứu địa chất khu vực Đông và Đông Nam Á

Hội nghị thường niên lần thứ 49 và Hội nghị Ban lãnh đạo lần thứ 61 của Ủy ban Điều phối các Chương trình Khoa học Địa chất khu vực Đông và Đông Nam Á (CCOP) vừa qua đã diễn ra tại Tp. Sendai, Nhật Bản. Hội nghị tập trung thảo luận các báo cáo và chương trình hoạt động của CCOP trong năm 2013, đề xuất và xem xét các chương trình, kế hoạch trao đổi thông tin, kinh nghiệm và hợp tác nghiên cứu giữa các nước thành viên tổ chức CCOP với các nước và các tổ chức hợp tác trong năm 2014...

Đoàn đại biểu CCOP Việt Nam đã tham gia đầy đủ và tích cực vào tất cả các hoạt động của các kỳ họp, trình bày Báo cáo quốc gia, tham gia thảo luận, biểu quyết các vấn đề liên quan. Báo cáo Quốc gia của Việt Nam đã nêu bật các hoạt động và kết quả chính của Việt Nam trong năm qua trên 3 lĩnh vực: Tài nguyên địa chất (khoáng sản, năng lượng và tài nguyên nước); Địa chất môi trường (địa chất duyên hải, tai biến địa chất và địa chất môi trường) và Thông tin địa chất.

Bên lề Hội nghị thường niên, CCOP đã phối hợp với Cục Địa chất Nhật Bản (GSJ) và Viện Công nghệ cao Nhật

Bản (AIST) tổ chức một số cuộc họp, hội thảo chuyên ngành khác. Đại diện Đoàn CCOP Việt Nam đã tham dự và trình bày báo cáo tại Hội thảo kỹ thuật giảm thiểu tác động của các rủi ro về địa chất, tham dự Hội thảo chuyên gia về cơ sở dữ liệu khoa học địa chất và web-based GIS; Thảo luận về đề xuất hài hòa địa chất ASEAN; Hợp nhóm công tác về dự án "Sách di sản đá ở Đông và Đông Nam Á". Bên cạnh các hoạt động chung, Đoàn Việt Nam đã có cuộc làm việc với Cục Địa chất Nhật Bản về đề xuất hợp tác và có các tiếp xúc tích cực với các đại biểu của các nước thành viên CCOP, các nước và các tổ chức hợp tác.

Hội nghị Ban lãnh đạo CCOP lần thứ 61 đã thống nhất bầu Nhật Bản là Chủ tịch và Hàn Quốc là Phó chủ tịch Ban lãnh đạo CCOP nhiệm kỳ 2014 - 2015. Hội nghị cũng thống nhất với đề xuất của các nước về việc tổ chức kỳ họp thường niên lần thứ 50 (năm 2014) tại Papua New Guinea và lần thứ 51 (năm 2015) tại Campuchia. Vấn đề được tập trung bàn thảo tại Hội nghị năm nay là các nước thành viên CCOP cần phát huy nội lực, chủ động đề xuất, bố trí nguồn lực để tăng cường hợp tác triển khai các chương trình nghiên cứu về địa chất của khu vực.

Phạm Huy

Dự án giàn đầu giếng mỏ Kim Cương vượt tiến độ 2,7%

Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) cho biết, sau 8 tháng khởi công Dự án giàn đầu giếng mỏ Kim Cương (Diamond), PVC-MS đã đạt được trên 1 triệu giờ làm việc an toàn, chất lượng công trình đảm bảo theo tiêu chuẩn quốc tế, tiến độ vượt khoảng 2,7% so với kế hoạch đề ra.

Dự án do PVC-MS làm Tổng thầu EPCC, Petronas Carigali Vietnam (PCVL) làm chủ đầu tư, gồm: chân đế có trọng lượng 2.350 tấn (kể cả cọc và sàn khoan), khối thượng tầng có trọng lượng 2.300 tấn. Cuối tháng 8/2013, PVC-MS đã



Lắp dựng thành công sàn Main Deck (phần 3). Ảnh: PVC

bàn giao chân đế và sàn khoan cho chủ đầu tư đưa đi lắp đặt ngoài khơi. Hiện nay, PVC-MS đang khẩn trương thi công khối thượng tầng để đến cuối tháng 2/2014 bàn giao cho chủ đầu tư. Ngày 12/11/2013, PVC-MS đã lắp dựng sàn Main Deck (phần 3) và dự kiến sẽ lắp dựng sàn Main Deck (phần 1) trong tháng 12/2013.

Minh Phương

Petrovietnam thực hiện và chuyển giao Bản đồ nhạy cảm môi trường cho tỉnh Đồng Nai

Ngày 15/11/2013, tại Sở Tài nguyên và Môi trường Đồng Nai, đã diễn ra Hội nghị tiếp nhận, tập huấn sử dụng Bản đồ nhạy cảm môi trường cho tỉnh Đồng Nai và triển khai Quyết định số 02/2013/QĐ-TTg ngày 14/1/2013 của Thủ tướng Chính phủ về việc ban hành Quy chế hoạt động ứng phó sự cố tràn dầu.

Hội nghị đã chứng kiến lễ ký Biên bản chuyển giao sản phẩm nghiên cứu khoa học giữa Viện Dầu khí Việt Nam và Sở Tài nguyên và Môi trường Đồng Nai. Đại diện đơn vị tài trợ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, ông Phạm Văn Huy - Phó trưởng Ban Khoa học Công nghệ Tập đoàn đã chuyển giao Bản đồ nhạy cảm môi trường cho Sở Tài nguyên và Môi trường tỉnh Đồng Nai.

Bộ sản phẩm trên do Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (đơn vị trực thuộc Viện Dầu khí Việt Nam) thực hiện, gồm: Bản đồ nhạy cảm môi trường, Bản đồ phân vùng ưu tiên, các bản đồ chuyên đề phục vụ ứng phó sự cố tràn dầu cho các sông thuộc địa bàn khu vực phía Nam và Tây Nam tỉnh Đồng Nai tỷ lệ 1:50.000 và báo cáo tổng hợp của Đề tài.

Phạm Văn

TIN THẾ GIỚI

Rosneft sẽ đầu tư 65 tỷ USD vào các dự án dầu mỏ tại Venezuela



Rosneft nằm trong Top 10 công ty năng lượng hàng đầu thế giới

Tập đoàn Rosneft (Liên bang Nga) thông báo sẽ đầu tư khoảng 65 tỷ USD vào các dự án thăm dò và khai thác tại khu vực phía Đông sông Orinoco thuộc Venezuela - quốc gia có trữ lượng dầu mỏ lớn nhất thế giới.

Phát biểu tại Hội nghị dầu mỏ lần thứ nhất giữa Liên bang Nga và Venezuela ngày 21/11/2013, ông Igor Sechin - Chủ tịch Rosneft nhấn mạnh đây sẽ là dự án đầu tư lớn nhất của tập đoàn này trong tương lai, dựa trên nền tảng công nghệ mới để nâng cao chất lượng xử lý dầu thô siêu nặng, tối ưu hóa thời gian khoan và sử dụng công nghệ khoan thủy lực. Trong 14 năm qua, Rosneft đã có một số lần tăng sản lượng dầu khai thác với giá thành khoảng 5USD/thùng, đặc biệt tại những giếng dầu có năng suất thấp. Ngoài ra, Rosneft cũng chia sẻ với Venezuela về kinh nghiệm khai thác và xử lý dầu thô siêu nặng.

Trước đó, Rosneft và Công ty Dầu khí Venezuela (CVP) - chi nhánh của Công ty Dầu khí Quốc gia Venezuela (PDVSA), đã ký thỏa thuận thành lập công ty liên doanh Petrovictoria vào tháng 5/2013 để khai thác dầu khí tại Orinoco. Theo thỏa thuận, Rosneft góp 1,1 tỷ USD và cung cấp khoản tín dụng 1,5 tỷ USD để CVP góp vốn thành lập liên doanh. Sản lượng của liên doanh này ước tính sẽ đạt 400.000 thùng/ngày vào năm 2019. Thỏa thuận cũng bao gồm việc xây dựng một nhà máy chế biến dầu nặng thành dầu nhẹ.

Ngoài ra, Rosneft còn tham gia khai thác dải Orinoco trong một dự án liên doanh khác với PDVSA trong thành phần của một consortium cùng với các tập đoàn Gazprom, Lukoil và Surgutneftgaz của Liên bang Nga. Liên doanh giữa PDVSA và Rosneft đang sản xuất khoảng 200.000 thùng dầu/ngày và sẽ đạt 1,08 triệu thùng/ngày vào năm 2019.

Theo thống kê của Chính phủ Venezuela, trữ lượng dầu khí ở khu vực dọc sông Orinoco (53.000km²) có thể đạt 1,2 nghìn tỷ thùng, trong đó trữ lượng xác minh khoảng 259 tỷ thùng. Hiện nay, Nam Mỹ đã trở thành khu vực có trữ lượng dầu được kiểm chứng lớn nhất thế giới với 297 tỷ thùng. Sản lượng khai thác tại vùng Orinoco hiện nay đạt khoảng 1,23 triệu thùng/ngày và mục tiêu sẽ tăng lên 4 triệu thùng/ngày vào năm 2019.

Hoài Nam - Quang Sơn (TTXVN)

Vương quốc Anh thông qua dự án 6,4 tỷ USD khai thác dầu khí ở biển Bắc

Bộ Năng lượng và Biến đổi khí hậu (DECC) của Vương quốc Anh vừa thông qua dự án thăm dò và khai thác dầu khí ở mỏ Kraken (gần quần đảo Shetland) với tổng vốn đầu tư lên tới 4 tỷ bảng Anh (tương đương 6,4 tỷ USD). Đây là dự án thăm dò và khai thác dầu khí lớn nhất ở khu vực biển Bắc kể từ đầu năm đến nay do 3 công ty của nước này đầu tư, gồm: EnQuest (chiếm 60% cổ phần), Cairn Energy (25% cổ phần) và First Oil (15% cổ phần).

Mỏ Kraken có trữ lượng khoảng 137 triệu thùng dầu quy đổi. Theo kế hoạch, thùng dầu đầu tiên sẽ được khai thác từ mỏ Kraken trong năm 2016 hoặc 2017, với sản lượng tối đa hơn 50.000 thùng dầu/ngày. EnQuest cho biết, dự án sẽ tạo việc làm cho 20.000 lao động trong giai đoạn xây dựng ban đầu và khoảng 1.000 công nhân trong

vòng 25 năm khi đi vào khai thác. Dự án cũng sẽ được hưởng chiết khấu thuế theo chính sách của Chính phủ Anh nhằm khuyến khích dòng vốn đầu tư vào lĩnh vực khai thác dầu khí ở nước này. Bộ trưởng Tài chính George Osborne cho rằng, dự án là bằng chứng cho thấy những nỗ lực của Chính phủ Vương quốc Anh nhằm tạo ra một hệ thống thuế có tính cạnh tranh trong lĩnh vực dầu khí đang phát huy hiệu quả.

Theo các chuyên gia, số lượng mỏ dầu ở thềm lục địa của Vương quốc Anh đã tăng từ 90 mỏ lên 300 mỏ trong vòng 20 năm qua. Tuy nhiên, quy mô trung bình của các mỏ dầu mới được phát hiện lại giảm đáng kể, từ mức 248 triệu thùng dầu quy đổi trong giai đoạn 1966 - 1976 xuống 26 triệu thùng dầu quy đổi trong giai đoạn 2000 - 2008.

Huy Hiệp (TTXVN)

Lần đầu tiên sản lượng dầu khai thác trong nước của Mỹ vượt lượng dầu nhập khẩu



Trữ lượng dầu khí đá phiến của Mỹ đứng thứ hai thế giới với 58 tỷ thùng dầu quy đổi. Ảnh: CTV

Theo thông báo của Cơ quan Thông tin Năng lượng (EIA) thuộc Bộ Năng lượng Mỹ, sản lượng dầu khai thác nội địa của Mỹ trong tháng 10/2013 đạt mức trung bình 7,7 triệu thùng/ngày, cao hơn 170.000 thùng/ngày so với lượng dầu nhập khẩu từ các nước. Đây là lần đầu tiên kể từ năm 1995, sản lượng dầu khai thác nội địa của Mỹ cao hơn lượng dầu nhập khẩu. Người phát ngôn Nhà Trắng Jay Carney cho biết sản lượng dầu khai thác nội địa cao hơn lượng dầu nhập khẩu không chỉ giúp nước Mỹ bớt lệ thuộc vào nguồn nhiên liệu nhập khẩu, mà còn giúp làm giảm lượng khí thải độc hại đối với các cộng đồng dân cư Mỹ. Ngoài việc đẩy mạnh khai thác các nguồn dầu nội

địa, Mỹ đang nỗ lực khuyến khích các hãng sản xuất ô tô sản xuất xe sử dụng hạn chế nhiên liệu.

Ngày 13/11/2013, Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) dự báo đến năm 2015 Mỹ sẽ vượt Saudi Arabia và Liên bang Nga trở thành nước sản xuất dầu lớn nhất thế giới. Theo báo cáo “Đánh giá năng lượng thế giới hàng năm” của IEA, trong 10 năm tới, thành công của Mỹ trong việc khai thác dầu khí từ đá phiến và khoan dầu ở các vùng biển sâu là yếu tố chính giúp Mỹ tăng sản lượng khai thác dầu. Theo đánh giá của các chuyên gia, cuộc cách mạng khoa học khai thác dầu khí đá phiến tại Mỹ đã và đang làm thay đổi cục diện thị trường nhiên liệu thế giới.

Hiện nay có 41 nước trên toàn thế giới phát hiện có các nguồn đá phiến chứa dầu có khả năng khai thác. Theo báo cáo mới nhất của EIA, trữ lượng dầu đá phiến của 41 quốc gia này là 345 tỷ thùng, đủ để đáp ứng nhu cầu trong hơn một thập niên. Liên bang Nga hiện là quốc gia đứng đầu thế giới về trữ lượng dầu khí đá phiến với khoảng 75 tỷ thùng dầu quy đổi. Mỹ ở vị trí thứ hai với 58 tỷ thùng và Trung Quốc đứng thứ 3 với 32 tỷ thùng. Dự báo sản lượng khai thác dầu từ đá phiến của Mỹ đến năm 2017 có thể đạt 5 triệu thùng/ngày.

Thái Hùng (TTXVN)

Indonesia thúc đẩy phát triển năng lượng tái tạo

Indonesia đang tích cực triển khai các dự án năng lượng tái tạo nhằm giảm bớt sự phụ thuộc vào nhập khẩu dầu mỏ. Ông Rida Mulyana - Tổng vụ trưởng Vụ Năng lượng Tái tạo (thuộc Bộ Năng lượng và Khoáng sản Indonesia) cho biết chính phủ nước này đang đấu thầu 80 dự án điện mặt trời có tổng công suất 140MW, với vốn đầu tư trung bình trên 26 tỷ rupiah/dự án. Dự kiến những đơn vị thắng thầu sẽ được công bố trong tháng 12/2013.

Cũng theo ông Rida Mulyana, việc xây dựng các trạm phát điện năng lượng mặt trời sẽ mất khoảng 6 tháng và các trạm phát điện nói trên chủ yếu sẽ được đặt ở các tỉnh miền Đông Indonesia như: Papua, Tây Papua, Maluku, Sulawesi và Nusa Tenggara. Dự án lớn nhất có công suất 6MW sẽ được đặt tại Jayapura. Đầu

năm 2013, Indonesia đã khánh thành trạm phát điện năng lượng mặt trời công suất lớn nhất đến thời điểm đó là 1MW ở Karangasem. Trong năm 2013, chính phủ nước này dành 400 tỷ rupiah cho các dự án điện mặt trời.

Theo Bộ trưởng Năng lượng và Khoáng sản Indonesia Jero Wacik, tuy có tiềm năng dồi dào về năng lượng tái tạo nhưng Indonesia vẫn phụ thuộc nhiều vào nhiên liệu hóa thạch để sản xuất điện. Khoảng 46% sản lượng điện hàng năm do các nhà máy nhiệt điện chạy than cung cấp, 25% từ khí đốt, 17% từ dầu mỏ, 7% từ thủy điện và chỉ có 5% từ năng lượng địa nhiệt. Công suất lắp đặt các nhà máy điện năng lượng mặt trời của Indonesia hiện mới đạt 59MW, trong khi tiềm năng về loại năng lượng sạch này lên tới 50.000MW.

Việt Tú (TTXVN)

Exxon Mobil đứng đầu danh sách các công ty năng lượng hàng đầu thế giới

Năm 2013 là năm thứ 12 liên tiếp Platts công bố Bảng xếp hạng 250 công ty năng lượng hàng đầu trên thế giới, dựa trên các dữ liệu về tài sản, doanh thu, lợi nhuận và nguồn vốn đầu tư. Trong bảng xếp hạng năm 2013, Exxon Mobil đứng đầu danh sách, tiếp theo là Chevron, Royal Dutch Shell, Gazprom, Statoil, Total, Lukoil, Petrochina, Rosneft...

Do sản lượng dầu khí khai thác từ đá phiến tăng mạnh, 15 công ty năng lượng Bắc Mỹ lọt vào Top 50 công ty năng lượng kinh doanh phát đạt nhất thế giới trong năm 2013, tăng 2,5 lần so với năm ngoái. Mỹ vẫn chiếm đa số trong Bảng xếp hạng của Platts với 106 công ty. Khu vực châu Á - Thái Bình Dương có 74 công ty, trong đó có 27 công ty năng lượng của Trung Quốc.

Nguyễn Linh (theo THX)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Giá dầu thô

Từ Quý III/2013 đến nay, giá dầu thô biến động không nhiều, chủ yếu theo chiều hướng giảm và trong các chu kỳ ngắn. Giá dầu WTI và Brent từ ngày 6/9 - 19/11/2013 được thể hiện trên Bảng 1. Giá các loại dầu khác cũng biến động theo cùng quy luật với 2 loại dầu chuẩn nói trên (Bảng 2). Trong tháng 11/2013, giá dầu giảm xuống mức thấp nhất trong 5 tháng qua, do lo ngại về nguy cơ gia tăng nguồn cung và tâm lý thận trọng trước vòng đàm phán mới về vấn đề hạt nhân giữa Iran và nhóm P5+1 (gồm 5 ủy viên thường trực Hội đồng Bảo an Liên

hợp quốc là Vương quốc Anh, Pháp, Mỹ, Liên bang Nga, Trung Quốc, Đức).

Tuy nhiên, trong phiên giao dịch ngày 21/11, giá hai loại dầu chủ chốt đồng loạt đảo chiều tăng trước thông tin tích cực từ đà phục hồi của kinh tế Mỹ và dự đoán nhu cầu tiêu thụ dầu mỏ sẽ gia tăng. Chốt phiên 21/11, giá dầu thô ngọt, nhẹ giao tháng 1 trên sàn giao dịch hàng hóa New York tăng được 1,59USD, tương ứng với mức tăng 1,7%, lên 95,44USD/thùng. Theo thống kê của FactSet, đây là mức giá cao nhất của dầu thô hợp đồng giao sau loại này từ cuối tháng 10 đến nay.

Bảng 1. Diễn biến giá dầu WTI và Brent trong tháng 9 - 11/2013 (USD/thùng)

Dầu \ Ngày	6/9	9/9	12/9	15/9	18/9	19/10	22/10	25/10	28/10	1/11	19/11
WTI	110,0	110,53	108,30	107,5	105,42	100,0	98,0	94,5	95,0	93,5	93,5
Brent	115,5	116,0	111,0	112,5	108,19	109,0	109,5	107,5	106,0	107,0	106,92

Nguồn: Oil-prices.net từ 6/9 - 19/11/2013

Bảng 2. Giá dầu trung bình của các nước xuất khẩu chính

Đơn vị: USD/thùng

Loại dầu thô	Tháng 7	Tháng 8	Tháng 9	Tháng 10	Tháng 11 (dự báo)
OPEC basket chuẩn	104,45	107,52	108,73	107,28	102,86
WTI - USA	104,51	106,00	108,70	109,64	101,36
Brent - Biển Bắc	107,96	111,75	111,90	109,96	106,92
Arabia nhẹ - Saudi Arabia	105,03	108,09	107,28	108,24	103,39
Basrah nhẹ - Iraq	103,24	106,07	104,78	105,59	101,47
Bonny nhẹ - Nigeria	110,21	113,62	112,39	113,39	108,70
Es Sider - Libya	107,91	111,07	109,16	110,13	106,85
Girassol - Angola	107,55	110,80	110,39	111,35	106,01
Iran nặng	103,65	107,06	106,55	107,49	102,43
Kuwait xuất khẩu	103,22	106,47	106,14	107,06	101,89
Marine - Qatar	103,34	106,67	106,12	107,03	102,05
Merey - Venezuela	95,68	98,06	100,93	101,80	93,82
Murban - UAE	105,58	109,18	108,67	109,64	104,46
Oriente - Ecuador	99,54	98,24	101,68	102,56	93,98
Saharian trộn 44° - Algeria	107,56	111,87	108,67	109,64	107,02
Minas 34° - Indonesia	103,38	105,55	109,28	110,25	100,98
Fatah 32° - Dubai	103,52	106,81	106,24	107,17	102,19
Isthmus 33° - Mexico	109,18	109,09	110,23	111,21	104,37
Urals - Nga	108,06	110,75	110,92	109,78	105,96

Nguồn: Oil & Gas Journal, tháng 7 - 11/2013

Bảng 3. Các đề án xuất khẩu LNG của Mỹ được cấp phép

Đề án	Ngày cấp phép	Khối lượng (Bcf/ngày)	Nơi xuất khẩu	Đơn vị nhập khẩu
Sabine Pass	5/2013	2,2	Louisiana	Gail, Total, Kogas, GN Fenosa, BG
Freeport LNG	5/2013	1,4	Texas	BP, Osaka Gas, Chubu Electric Power, Toshiba
Lake Charles	8/2013	2,0	Louisiana	BG
Cove Point	9/2013	0,8	Maryland	Gail, Sumitomo, Tokyo Gas

Mặc dù vậy, tới cuối phiên giao dịch 22/11, dầu ngọt nhẹ vẫn để tuột mất đà tăng ở đầu phiên để quay đầu giảm nhẹ, do các báo cáo mới nhất cho thấy tình hình tiêu thụ năng lượng tại Mỹ vẫn chưa có dấu hiệu cải thiện, khi lượng dự trữ dầu thô của nước này đã trải qua 9 tuần tăng liên tiếp. Tính chung tuần qua, giá dầu ngọt nhẹ giao tháng 1/2014 tăng 1,1% tại thị trường New York, giá dầu Brent Biển Bắc cũng tăng thêm 2,4% tại thị trường London.

Giá khí đốt

Việc phê chuẩn quyết định cấp giấy trao quyền xuất khẩu khí đốt ở Mỹ đang đứng trước ngã ba đường. Từ tháng 5/2013 đến nay, Cục Năng lượng Mỹ (Department of Energy - DOE) đã 4 lần phê chuẩn cấp phép xuất khẩu khí đốt dưới dạng LNG đến các nước mà Mỹ chưa có Hiệp định thương mại tự do (FTA).

Bảng 3 cho thấy khối lượng LNG được Mỹ cấp phép xuất khẩu các lần sau thấp hơn lần trước để đảm bảo không ảnh hưởng đến nhu cầu và không gây tác động bất lợi đối với giá khí ở thị trường nội địa Mỹ. Nếu giá LNG xuất khẩu cao hơn nhiều so với giá khí khô tiêu thụ ở Mỹ có thể gây ra tình trạng khan hiếm lượng khí sử dụng trong nước.

Đề án xuất khẩu gần đây nhất (Cove Point) cho phép Dominion xuất khẩu đến 770 triệu ft³ LNG/ngày trong 20 năm cho bất kỳ nơi nào trên thế giới. Theo WGI ngày 14/9/2013, Sumitomo (Nhật Bản), Gail (Ấn Độ) sẵn sàng nhập khẩu 2,3 triệu tấn/năm, tức gần 650 triệu ft³/ngày. Dominion dự kiến chi phí để chuyển hóa các terminal nhập khẩu thành terminal xuất khẩu khí sẽ đạt từ 3,4 - 3,8 tỷ USD và các công trình hạ tầng này sẽ hoạt động vào năm 2017.

Các đề án xuất khẩu khí đốt do DOE phê chuẩn cho các nước chưa có FTA với Mỹ đang phải đối mặt với điều khoản theo luật Mỹ là phải "phù hợp với lợi ích công chúng". Những người phản đối quyết định của DOE cho rằng tác động của giá khí ảnh hưởng đến lợi ích của các hộ tiêu thụ công nghiệp và dân dụng. Có thể sẽ phải tiến hành nhiều nghiên cứu chi tiết để DOE áp dụng cho 3 đề án xuất khẩu sắp được phê chuẩn, gồm: đề án Flex

mở rộng 400 triệu ft³/ngày tại Freeport LNG Texas; đề án Cameron 1,7 tỷ ft³/ngày ở Louisiana và đề án Jordan Cove 1,2 tỷ ft³/ngày ở Oregon. Nếu 3 đề án này được phê chuẩn thì tổng lượng LNG xuất khẩu cộng dồn sẽ lên đến 9,67 tỷ ft³/ngày (74 triệu tấn/năm). Tuy DOE chưa có quyết định chính thức nhưng các nguồn tin cho biết cơ quan này sẽ phải chọn phương án tăng nhanh sản lượng để nâng lượng khí xuất khẩu mà ít tác động nhất đối với giá khí trong nước.

Trong mùa đông 2013, giá khí spot ở châu Á đang tăng lên mức 15,55USD/triệu Btu, còn ở Nam Âu vẫn giữ ở mức 15,5USD/triệu Btu. Giá khí của Nigeria, Peru, Yemen, Trinidad và Tobago cung cấp cho Nhật Bản, Hàn Quốc, Trung Quốc cao hơn, đạt 16USD/triệu Btu do phải vận chuyển xa. Số lượng chuyển tàu LNG tái xuất khẩu LNG của ENI từ Zeebrugge (Bỉ) sang thị trường Argentina tăng (từ 19/9/2013) và cũng từ ngày này Hà Lan nhận chuyển LNG đầu tiên theo các hợp đồng giao sau năm 2013 từ Na Uy. Từ tháng 1/2014, Qatargas sẽ cung cấp 1,14 triệu tấn/năm trong thời gian 5 năm cho terminal Dragon thuộc sở hữu của Petronas'UK.

Tổng sản lượng NGL toàn cầu gồm condensate thu được khi khai thác khí tự nhiên và hydrocarbon nhẹ như propane, butane... trong quá trình lọc dầu. Những sản phẩm có giá trị cao được dùng làm nguyên liệu cho hóa dầu năm 2013 ước đạt 8.981.000thùng/ngày (Bảng 4).

Thị trường sản phẩm hóa dầu

Trên thị trường Mỹ, cân cân cung - cầu propane trong mùa đông 2013 cân bằng hơn so với các năm trước chủ yếu là do giá propane cao trong lúc giá dầu thô giảm. Giá propane spot trong Quý II và III/2013 tăng thêm 21US cent/gallon (24%), đưa giá propane spot Quý IV lên mức 115 - 125US cent/gallon. Dự báo giá propane spot của Quý I/2014 sẽ dao động ở mức 120 - 140US cent/gallon.

Công suất sản xuất ethylene của thế giới tăng liên tục từ năm 2011 và đến nay đã đạt trạng thái cân bằng so với nhu cầu của thị trường. Công suất sản xuất ethylene của Trung Quốc, Mỹ, UAE năm 2012 đã tăng gần 2,8 triệu tấn/năm, riêng Nhật Bản lại giảm 330.000 tấn/năm. Tuy vậy,

các nước châu Á và Trung Đông vẫn có kế hoạch xây dựng thêm các dự án mới. Theo số liệu của Oil & Gas Journal, sản lượng ethylene của thế giới năm 2012 đạt hơn 143 triệu

tấn, trong đó có 10 doanh nghiệp sản xuất ethylene lớn nhất thế giới (Bảng 5) và 10 xí nghiệp liên hợp sản xuất ethylene lớn nhất thế giới (Bảng 6). Phân theo khu vực,

công suất sản xuất ethylene trên thế giới như sau: Châu Á - Thái Bình Dương: 43.101.000 tấn/năm; Đông Âu: 7.971.000 tấn/năm; Trung Đông và châu Phi: 26.007.000 tấn/năm; Bắc Mỹ: 35.035.926 tấn/năm; Nam Mỹ: 6.383.500 tấn/năm; Tây Âu: 24.904.000 tấn/năm.

Nếu tất cả các dự án được xây dựng đúng tiến độ, tốc độ tăng công suất sản xuất ethylene trên toàn thế giới trong năm 2013 sẽ gần đạt mức kỷ lục - hơn 11 triệu tấn/năm và tốc độ này sẽ giảm xuống đáng kể trong năm 2014 chỉ còn khoảng hơn 1,2 triệu tấn/năm.

Tháng 10/2012, Petrochina Co. Ltd đã xây dựng cơ sở sản xuất polyethylene tại tỉnh Liêu Ninh (Trung Quốc) với công suất 800.000 tấn/năm. Cả 8 cơ sở sản xuất tại Fushun Petrochemical bắt đầu hoạt động, nâng công suất lọc dầu lên 11,5 triệu tấn/năm và công suất sản xuất ethylene đạt 1 triệu tấn/năm. Cùng thời gian này, CNPC đã xây dựng một phân xưởng ethylene 600.000 tấn/năm giúp tăng gấp đôi công suất của Xí nghiệp Hóa dầu Daqing. Sinopec cho biết sẽ nâng công suất lọc dầu của Nhà máy Yangzi Petrochemical lên 250.000

Bảng 4. Sản lượng NGL toàn cầu năm 2013

Đơn vị: nghìn thùng/ngày

TT	Nơi sản xuất	Tháng 6/2013	Cả năm 2013
1	Tây bán cầu	4.044	4.018
	Brazil	91	91
	Canada	650	651
	Mexico	361	356
	Mỹ	2.472	2.451
	Venezuela	213	213
	Các nước Tây bán cầu khác	257	257
2	Tây Âu	362	374
	Na Uy	297	307
	Vương quốc Anh	55	57
	Các nước Tây Âu khác	10	10
3	Đông Âu	645	638
	Liên bang Nga	460	453
	Các nước thuộc Liên Xô cũ	175	176
	Các nước Đông Âu khác	10	10
4	Châu Phi	715	726
	Algeria	362	349
	Ai Cập	174	174
	Libya	100	124
	Các nước châu Phi khác	79	79
5	Trung Đông	2.719	2.719
	Saudi Arabia	1.625	1.625
	Các Tiểu vương quốc Ả Rập thống nhất	400	400
	Các nước Trung Đông khác	694	694
6	Châu Á - Thái Bình Dương	498	497
	Australia	80	72
	Ấn Độ	100	106
	Các nước châu Á - Thái Bình Dương khác	318	320
	Tổng	8.983	8.981

Nguồn: Oil & Gas Journal 7/10/2013

Bảng 5. 10 công ty sản xuất ethylene hàng đầu thế giới

TT	Công ty	Tổng số nhà máy sở hữu toàn phần hoặc bán phần	Công suất sở hữu toàn phần (tấn/năm)	Công suất sở hữu bán phần (tấn/năm)
1	Saudi Basic Industries Corp.	15	13.392.245	10.273.759
2	Dow Chemical Co.	21	13.044.841	10.529.421
3	ExxonMobil Chemical Co.	20	12.515.000	8.550.000
4	Royal Dutch Shell PLC	13	9.358.385	5.946.693
5	Sinopec	13	7.895.000	7.275.000
6	Total AS	11	5.933.000	3.471.750
7	Chevron Phillips Chemical Co.	8	5.607.000	5.352.000
8	LyondellBasell	8	5.200.000	5.200.000
9	National Petrochemical Co.	7	4.734.000	4.734.000
10	Ineos	6	4.656.000	4.286.000

Nguồn: Oil & Gas Journal 1/7/2013

thùng/ngày vào giữa năm 2014 và mở rộng công suất sản xuất ethylene thêm 800.000 tấn/năm.

Ở Ấn Độ, Reliance Industries Ltd. năm 2012 đã ký với Technip (Pháp) hợp đồng thiết kế, cung cấp thiết bị cho một phân xưởng ROGC, phần mở rộng Liên hợp lọc hóa dầu Jamnagar tại Gujarat, bờ Tây Ấn Độ.

Nhà máy sản xuất cracker naphtha của Pertamina (Indonesia) dự kiến sẽ khánh thành trong năm 2017, sẽ sản xuất 250.000 tấn ethylene/năm, 400.000 tấn polyethylene/năm, 350.000 tấn polypropylene và 200.000 tấn polyvinyl chloride/năm. Đề án 5 tỷ USD này sẽ hoàn thành nghiên cứu khả thi vào cuối năm 2013.

Singapore là một trong số các nước có công suất sản xuất ethylene lớn nhất ở khu vực châu Á - Thái Bình Dương trong những năm gần đây. Năm 2012, Shell cho biết sẽ mở rộng công suất xưởng cracker ethylene trong Liên hợp Hóa dầu Shell Eastern trên đảo Jurong lên 1 triệu tấn/năm (ethylene, propylene và benzene) từ công suất 800.000 tấn/năm như hiện nay. Vào tháng 12, ExxonMobil Corp. hoàn thành việc mở rộng nhà máy ethylene steam cracker lớn nhất thế giới. Dự án hàng tỷ USD này đã tăng thêm 2,6 triệu tấn sản phẩm/năm, tăng gấp đôi công suất của ExxonMobil ở Singapore. Phần mở rộng này gồm 2 phân xưởng polyethylene, 1 nhà máy polypropylene, 1 xưởng metallocene elastomer, 1 xưởng oxo-alcohol và 1 xưởng aromatics. Tháng 5/2013, ExxonMobil đã bắt đầu sản xuất ethylene ở nhà máy cracker steam thứ hai của họ.

Nhà máy sản xuất ethylene oxide và ethylene glycol tại Ulsan, Hàn Quốc của Korea Petrochemical Industry Co. dự kiến sẽ khánh thành vào tháng 5/2014. Ở Nhật Bản, Mitsubishi Chemical Holdings Corp. đã đóng cửa một trong hai nhà máy tại Liên hợp Kashima để giảm chi phí cố định của Liên hợp khoảng 50 triệu USD/năm. Sang năm 2014, Mitsubishi dự kiến sẽ đóng cửa phân xưởng

ethylene số 1 với công suất 390.000 tấn/năm. Tuy nhiên, trong năm 2013, Mitsubishi nâng công suất phân xưởng số 2 thêm 50.000 tấn/năm để đạt mức 540.000 tấn/năm. Đầu năm 2013, Sumitomo Chemical thông báo sẽ đóng cửa một nhà máy ethylene tại Chiba trước tháng 9/2015. Sau khi nhà máy này đóng cửa, Sumitomo Chemical sẽ mua ethylene và nguyên liệu hóa dầu khác từ Keiyo Ethylene Co., (Liên doanh giữa MauenPetrochemical Co., Mitsui Chemicals Inc. và Sumitomo Chemical).

Ở Trung Đông, Qatar Petroleum và Royal Dutch Shell đầu tư vào một liên hợp hóa dầu tại Ras Laffan có công suất 1,5 triệu tấn monoethylene glycol/năm. Trong dự án này, tỷ lệ nắm giữ cổ phần của Qatar Petroleum và Royal Dutch Shell lần lượt là 80% và 20%. Từ tháng 10/2012, Saudi Polymers Co. cho biết liên hợp hóa dầu tại Jubai, Saudi Arabia bắt đầu sản xuất thương mại. Liên hợp này có công suất 1,22 triệu tấn ethylene/năm, 440.000 tấn propylene/năm, 1,1 triệu tấn polyethylene/năm, 400.000 tấn polypropylene/năm, 200.000 tấn polystyrene/năm và 100.000 tấn 1-hexene/năm.

Ở Bắc Mỹ, Công ty Williams Energy đang xin phép Ủy ban Bảo vệ Tài nguyên thiên nhiên Alberta (Alberta's Energy Resources Conservation Board - ERCB) xây dựng Nhà máy NGL và xử lý olefins tại bang này với vốn đầu tư khoảng 500 - 600 triệu USD; dự kiến sẽ bắt đầu xây dựng vào giữa năm 2015. Williams Energy dự định sử dụng nguồn khí từ hoạt động nâng cấp nguồn dầu khai thác trong cát chứa bitume để cung cấp nguyên liệu đầu vào cho nhà máy. Sản lượng của Nhà máy sẽ đạt 15.000thùng/ngày gồm ethane, propane, ethylene và propylene. Đầu năm 2013, Nova Chemicals Corp. đã ký hợp đồng với Technip để mở rộng dự án polyethylene ở Joffre, Alta. Dự án sẽ hoàn thành vào cuối năm 2015 với việc nâng công suất Nhà máy lên 40%, lắp đặt thêm phân xưởng polyethylene 450.000 tấn/năm.

Bảng 6. Sản lượng của 10 xí nghiệp liên hợp ethylene lớn nhất thế giới

TT	Công ty	Khu vực	Công suất (tấn/năm)
1	Formosa Petrochemical Corp.	Mailiao, Đài Loan	2.935.000
2	Nova Chemicals Corp.	Joffre, Alta	2.811.792
3	Arabian Petrochemical Co.	Jubail, Saudi Arabia	2.250.000
4	ExxonMobil Chemical Co.	Baytown, Texas	2.197.000
5	Chevron Phillips Chemical Co.	Sweeny, Texas	1.865.000
6	Dow Chemical Co.	Temeuzen, Hà Lan	1.800.000
7	INEOS Olefins & Polymers	Chocolate Bayou, Texas	1.752.000
8	Equistar Chemicals LP	Channelview, Texas	1.750.000
9	Yanbu Petrochemical Co.	Yanbu, Saudi Arabia	1.705.000
10	Equate Petrochemical Co.	Shuaiba, Kuwait	1.650.000

Nguồn: Oil & Gas Journal 1/7/2013

Ở Mỹ, Dow Chemical Co. thông báo sẽ xây dựng một nhà máy ethylene ở Oyster Creek, công suất 1,95 triệu tấn/năm, đi vào hoạt động năm 2017. Mới đây, BAFS Total Petrochemicals LLC đã sửa chữa xong nhà máy cracker hơi ở gần cảng Arthur, Texas, có thể xử lý được 1 triệu tấn ethane/năm. Công ty này cũng dự định sẽ xây dựng một nhà máy nữa cạnh đó vào năm 2014 để nâng công suất thêm 15%. Đầu năm 2013, ExxonMobil Chemical đã nhận được giấy cấp phép mở rộng nhà máy tích hợp lọc - hóa dầu (tại Baytown, Texas), chuyển hóa ethylene từ một cracker hơi sang các sản phẩm premium polyethylene. ExxonMobil Chemical cũng có kế hoạch kêu gọi xây dựng một nhà máy cracker ethane 1,5 triệu tấn/năm tại Liên hợp và hai dây chuyền sản xuất 650.000 tấn polyethylene/năm gần nhà máy nhựa ở Mont Belvieu, Texas. Tháng 3/2013, Lyon dellBasell cho biết đã bắt đầu xây dựng dự án đầu tiên trong số các đề án mở rộng công suất sản xuất ethylene ở Mỹ. Đầu năm 2014, Lyon dellBasell sẽ mở rộng công suất Nhà máy cracker Corpus Christi (Texas) thêm khoảng 363.000 tấn/năm (dự kiến hoàn thành vào năm 2015). Công tác xây dựng và mở rộng dự án La Porte (Texas) được thực hiện từ tháng 3/2013. Dự án này sẽ bổ sung thêm khoảng 363.000 tấn ethylene/năm sau khi được hoàn thành vào năm 2014. Dự án thứ ba ở Channelview (Texas) sẽ tăng thêm khoảng 113.000 tấn ethylene/năm vào năm 2015. Tính đến Quý I/2013, Lyon dellBasell có 6 nhà máy cracker ở Mỹ, đủ sức sản xuất 4,4 triệu tấn/năm.

Giá thành sản xuất ethylene đầu năm 2013 ở Mỹ khoảng 7 - 9US cent/pound, thấp hơn so với cùng kỳ năm 2012 1,4US cent/pound. Giá thành ethane tinh khiết dao động từ 7 - 9US cent/pound. Thị trường LNG thế giới thay đổi nhanh nhưng chính sách của các chính phủ không kịp thay đổi để thích nghi với tình hình mới, đặc biệt chuẩn bị điều kiện sẵn sàng để đón cơ hội, tránh tình trạng cạnh tranh bất lợi. Đối với các nước đi sau, vấn đề xây dựng, phát triển thị trường LNG không chỉ bị chi phối bởi nhu cầu mà còn ở chuẩn bị cơ sở hạ tầng tái hóa khí (chuyển hóa từ dạng lỏng sang trở lại dạng khí), tàng trữ, phân phối cũng như tổ chức lại hệ thống hộ tiêu dùng cùng với thiết bị, máy móc công nghệ thích hợp. Tất cả những điều nói trên đều phụ thuộc vào vốn đầu tư. Khuynh hướng chạy đua trong kinh doanh sản phẩm hóa dầu trên thế giới vẫn đang tiếp diễn, các nước đang phát triển và chậm phát triển sẽ gặp rất nhiều khó khăn để tham gia vào cuộc đua này. Đây là điều cần lưu ý trong quy hoạch xây dựng các liên hợp lọc hóa dầu trong các năm tới.

Thị trường tàu đặt đường ống

Các nhà phân tích thị trường dự báo nhu cầu các tàu đặt đường ống công nghệ cao sẽ tăng trong 5 năm tới, đặc biệt ở vùng nước sâu, các khu vực có áp suất và nhiệt độ cao. Báo cáo "World Subsea Vessel Operations Market Forecast, 2013 - 2017" của Douglas-Westwood cho biết ngành dầu khí thế giới sẽ đầu tư 106 tỷ USD cho các hoạt động lắp đặt đường ống ở biển, trong đó sẽ tăng 54% vốn đầu tư so với 5 năm trước để mua tàu mới có các thiết bị đặt ống mềm và ống thép truyền thống. Các loại tàu hiện đại sẽ được đầu tư mạnh do yêu cầu phải có khả năng chuyên chở lớn, lắp đặt các đoạn ống rất dài, thành ống dày, nhiều lớp bọc. Nhu cầu tàu có tháp cường độ kéo cao, kho chứa lớn, tốc độ di chuyển lớn cũng sẽ tăng mạnh nhằm đáp ứng hoạt động dầu khí vùng biển sâu ở Brazil, vịnh Mexico, biển Tây Phi, các khu vực mới xa bờ ở Israel và Đông Phi.

Mc-Demott đã tăng đầu tư đóng các tàu theo mẫu tàu North Ocean 105, hoạt động ở vùng nước sâu đến 3.000m, tổng lực kéo căng 992 kips. Năm 2014, sẽ có thêm tàu Lay Vesel 108 được trang bị một cầu 2.200 tấn, có khả năng đặt được đường ống cứng lẫn ống mềm ở độ sâu 3.048m, đường kính ống từ 11,5 - 152cm. CNOOC cũng đầu tư tàu HaiYang ShiYuo 201, tốc độ đặt ống 5km/ngày ở mức nước sâu cực đại 10.000ft. Tàu Oceanic 5.000 của Các Tiểu vương quốc Ả Rập thống nhất do Oceanic Marine Contractors điều hành có thể đặt đường ống loại có đường kính 50 inch và mức nước sâu đến 10.000ft.

Công ty Helix Energy Solutions đã chuyển nhượng 3 tàu đặt đường ống (Intrepid, Express, Caesar) để tập trung vốn cho các hoạt động kinh doanh chính (sửa chữa/can thiệp giếng khoan, sử dụng robot trong thăm dò khai thác...). Tàu Caesar được bán vào tháng 6/2013 với giá 138 triệu USD và tàu Express bán vào tháng 7/2013. Technip mua Công ty Global Industries năm 2011 với giá 1,07 tỷ USD, nâng hạm đội tàu của Technip lên 34 chiếc và tăng thị phần dịch vụ dầu khí biển của Công ty lên 30%.

Năm 2015, trên thị trường đặt đường ống ở biển sẽ có thêm một số tàu mới hiện đang xây dựng đưa vào hoạt động. Đơn đặt hàng đóng 6 tàu đặt đường ống ở biển sâu năm 2013 của IHC Merwede (gồm thiết kế, đóng tàu và trang thiết bị) lên đến 1,35 tỷ USD. Trong đó, 3 tàu sẽ được giao cho Seabras Sapura (công ty liên doanh giữa Sapura Kenkana và Seadrill) và 3 chiếc được giao cho Subsea7. Các tàu này đều phục vụ cho thị trường Brazil (Petrobras) và dự kiến sẽ được giao từ Quý I/2015 đến Quý I/2016.

Hà Phong (tổng hợp)

DANH MỤC CÁC ĐỀ TÀI/NHIỆM VỤ NGHIÊN CỨU KHOA HỌC CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM NĂM 2012 ĐANG TRIỂN KHAI

Hiện nay, Viện Dầu khí Việt Nam và các đơn vị nghiên cứu trong nước đang triển khai nhiều đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ phục vụ cho nhu cầu sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu với bạn đọc danh mục các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao năm 2012 đang triển khai (tính đến tháng 11/2013). Bạn đọc có thể tham khảo thông tin thêm về danh mục các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học đã hoàn thành trước đó trên Tạp chí Dầu khí hoặc trên website www.nckh.pvn.vn

TT	Tên Đề tài, Nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Số QĐ hoặc HĐ	Ghi chú
I LĨNH VỰC TÌM KIẾM THẨM DÒ, KHAI THÁC DẦU KHÍ					
1	Xây dựng atlas hóa thạch và thạch học của bể Nam Côn Sơn	Bùi Thị Ngọc Phương	VPI-Labs	3639/HĐ-DKVN ngày 14/5/2012	Đã nghiệm thu
2	Sửa đổi, bổ sung “Quy định phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí và lập báo cáo trữ lượng dầu khí”	Ngô Thường San	Hội Dầu khí Việt Nam	6779/HĐ-DKVN ngày 28/8/2012	Đã nghiệm thu
3	Nghiên cứu địa chất và đánh giá sơ bộ tiềm năng khí than trầm tích Đệ Tam, khu vực đồng bằng An Nhơn - Bình Định	Hoàng Anh Tuấn	EPC-VPI	5369/HĐ-DKVN ngày 10/7/2012	Đã nghiệm thu
4	Đánh giá triển vọng dầu khí các Lô 06/94 và 07/11 thuộc bể trầm tích Nam Côn Sơn	Lê Chi Mai	EPC-VPI	5370/HĐ-DKVN ngày 10/7/2012	
5	Đánh giá triển vọng dầu khí các Lô 15-2/10 và 16-1/11 thuộc bể trầm tích Cửu Long	Nguyễn Quang Tuấn	EPC-VPI	9859/HĐ-DKVN ngày 19/12/2012	
6	Đánh giá triển vọng dầu khí Lô 122 thuộc bể trầm tích Phú Khánh (lô mới hoàn trả)	Tống Duy Cương	EPC-VPI	9860/HĐ-DKVN ngày 19/12/2012	
7	Hỗ trợ Tập đoàn trong việc quản lý khai thác các mỏ dầu khí do nhà thầu nước ngoài điều hành ở Việt Nam	Nguyễn Hữu Trung	EPC-VPI	7431/HĐ-DKVN ngày 20/9/2012	Đã nghiệm thu
8	Tổng kết và đánh giá công tác bơm trám xi măng cho các giếng khoan có nhiệt độ và áp suất cao ở bể Nam Côn Sơn	Phạm Trường Giang	EPC-VPI	5441/HĐ-DKVN ngày 12/7/2012	
II LĨNH VỰC HÓA - CHẾ BIẾN DẦU KHÍ					
1	Phân tích đánh giá chất lượng mẫu Condensate mỏ Lan Đỏ (TNK)	Trần Thị Mai	PVPro - VPI	4208/HĐ-DKVN ngày 31/5/2012	Đã nghiệm thu
2	Nghiên cứu khả năng đa dạng hóa sản phẩm để nâng cao hiệu quả của Nhà máy Đạm Cà Mau	Phan Gia Tiểu Cẩm	PVPro - VPI	4292/HĐ-DKVN ngày 04/6/2012	Đã nghiệm thu
3	Nghiên cứu cải tiến xúc tác và áp dụng công nghệ lò phản ứng màng để tổng hợp methanol từ CO ₂ nhằm tận dụng có hiệu quả nguồn khí giàu CO ₂ của Việt Nam	Đặng Thanh Tùng	PVPro - VPI	4209/HĐ-DKVN ngày 31/5/2012	
4	Nghiên cứu biến tính nguồn tro bay thải ra từ các nhà máy nhiệt điện thành vật liệu hấp phụ ứng dụng trong việc xử lý ô nhiễm môi trường	Ngô Thị Thuý Phương	PVPro - VPI	5774/HĐ-DKVN ngày 24/7/2012	
5	Đánh giá, xếp hạng các dự án chế biến sâu khí	Trần Nam Thanh	PVPro - VPI	5774/HĐ-DKVN ngày 24/7/2012	Đã nghiệm thu
6	Tối ưu hóa công nghệ sản xuất cồn biến tính hiện có để nâng cao hiệu quả kinh tế và giảm giá thành sản xuất. Giai đoạn 1: Tiết kiệm hơi nước cho Nhà máy Bio-ethanol Dung Quất	Nguyễn Đình Việt	PVPro - VPI	6191/HĐ-DKVN ngày 07/8/2012	Đã nghiệm thu

TT	Tên Đề tài, Nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Số QĐ hoặc HĐ	Ghi chú
7	Nghiên cứu công nghệ sản xuất nhũ tương nhựa đường (NTNĐ) có khả năng ứng dụng trong xử lý giếng khai thác ngập nước trong tầng Miocen dưới mỏ Bạch Hổ nhằm giảm hệ số ngập nước	Nguyễn Huỳnh Anh	PVPro - VPI	6299/HĐ-DKVN ngày 10/8/2012	
8	Phân tích đánh giá tính chất khí mỏ Sư Tử Trắng, Mỏc Tinh, Hải Thạch nhằm bổ sung cho hệ thống số liệu cơ sở tính chất khí Việt Nam	Nguyễn Trọng Hải	PVPro - VPI	5971/HĐ-DKVN ngày 31/7/2012	
9	Phân tích đánh giá các mẫu dầu thô bổ sung cho hệ thống số liệu cơ sở về tính chất dầu thô Việt Nam (Tập 18: Phân tích chi tiết dầu thô: Pearl, Topaz, Gấu Trắng)	Nguyễn Phan Trí	PVPro - VPI	10228/HĐ-DKVN ngày 27/12/2012	
10	Nghiên cứu ứng dụng công nghệ ngăn ngừa, ức chế lắng đọng paraffin trong các giếng gaslift sản lượng thấp bằng phương pháp hấp phụ PPD (hạ điểm đông đặc) lên bề mặt đá vỉa	Đỗ Quang Thịnh	CTAT - VPI	6298/HĐ-DKVN ngày 10/8/2012	
11	Nghiên cứu ứng dụng chế phẩm làm tăng hiệu quả lên men ethanol sử dụng nguyên liệu sẵn trong các nhà máy sản xuất ethanol nhiên liệu	Nguyễn Quỳnh Anh	CTAT - VPI	4293/HĐ-DKVN ngày 4/6/2012	Đã nghiệm thu
12	Nghiên cứu tổng hợp chất hoạt động bề mặt không ion sử dụng cho tăng cường thu hồi và trong các xử lý kích thích vỉa dầu khí từ các nguồn phenol thu hồi ở Việt Nam	Tạ Quang Minh	CTAT - VPI	6192/HĐ-DKVN ngày 7/8/2012	
13	Nghiên cứu khả năng sản xuất PLA (Polylactic Acid) đi từ nguồn sẵn, có tính đến khả năng tích hợp với nhà máy sản xuất ethanol ở Việt Nam	Nguyễn Thị Mai Lê	CTAT - VPI	5634/HĐ-DKVN ngày 18/7/2012	
14	Nghiên cứu xây dựng hướng dẫn quản lý, kiểm soát ăn mòn cho các công trình chế biến dầu khí	Nguyễn Xuân Trường	CTAT - VPI	5637/HĐ-DKVN ngày 18/7/2012	Đã nghiệm thu
15	Nghiên cứu chế tạo hệ phụ gia (hạ điểm đông đặc, chống ăn mòn, chống oxy hóa) sử dụng trong sản xuất diesel sinh học	Nguyễn Hồng Quân	CTAT - VPI	5635/HĐ-DKVN ngày 18/7/2012	
16	Nghiên cứu tổ hợp các chất khử nhũ (demulsifiers) để tách nước và muối khỏi dầu thô nhằm đảm bảo yêu cầu về chất lượng dầu thô trong quá trình khai thác	Lê Thái Sơn	CTAT - VPI	5633/HĐ-DKVN ngày 18/7/2012	
17	Tuyển chọn giống, kiểm soát đặc tính sinh học và bước đầu thử nghiệm nhân nuôi tiền pilot vi tảo biển phục vụ phát triển biodiesel	Lê Thị Thúy Ái	CPSE - VPI	5477/HĐ-DKVN ngày 13/7/2012	
18	Nghiên cứu ứng dụng các chất hoạt động bề mặt bền nhiệt cho tăng cường thu hồi dầu vỉa cát kết tầng Oligocen mỏ Bạch Hổ	Hoàng Linh	EPC - VPI	5443/HĐ-DKVN ngày 12/7/2012	
III LĨNH VỰC AN TOÀN - SỨC KHỎE - MÔI TRƯỜNG					
1	Xây dựng cơ sở dữ liệu môi trường biển tại các khu vực có hoạt động dầu khí trên biển Việt Nam	Phạm Thị Trang Vân	CPSE - VPI	3968/HĐ-DKVN, ngày 24/5/2012	
2	Xây dựng Hướng dẫn về kiểm soát an toàn sức khỏe môi trường đối với các nhà cung cấp dịch vụ trong hoạt động dầu khí tại Việt Nam	Trần Nam Phong	CPSE - VPI	4294/HĐ-DKVN ngày 4/6/2012	
3	Nghiên cứu xây dựng thang chuẩn phân loại mức độ độc trong pha nước của các hóa chất dựa trên kết quả kiểm định với đối tượng ấu trùng Artemia (Artemia sp.) nhằm phục vụ công tác quản lý môi trường trong các hoạt động dầu khí biển Việt Nam	Dương Trường Giang	CPSE - VPI	3967/HĐ-DKVN, ngày 24/5/2012	

TT	Tên Đề tài, Nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Số QĐ hoặc HĐ	Ghi chú
4	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: Nghiên cứu lựa chọn chất mang, phương pháp ức chế hoạt động vi sinh vật và sản xuất thử trong phòng thí nghiệm	Nguyễn Trung Tĩnh	CPSE - VPI	5476/HĐ-DKVN ngày 13/7/2012	
5	Nghiên cứu pha chế chất phân tán dầu từ các chất hoạt động bề mặt tổng hợp phù hợp với đặc trưng của dầu thô Việt Nam	Phạm Thị Lê Na	CPSE - VPI	5562/HĐ-DKVN ngày 17/7/2012	
6	Nghiên cứu tích hợp mô hình lan truyền dầu vào bản đồ số 3D cho khu vực Cụm Khí-Điện-Đạm Cà Mau và tuyến sông kênh vận chuyển nguyên vật liệu chính cho Cụm Khí-Điện-Đạm phục vụ cho việc ứng phó sự cố tràn dầu	Võ Văn Anh Pha	CPSE - VPI	5563/HĐ-DKVN ngày 17/7/2012	
7	Nghiên cứu xây dựng Hướng dẫn phân vùng nguy cơ cháy nổ cho các công trình dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam	Phạm Minh Đức	CPSE - VPI	5564/HĐ-DKVN ngày 17/7/2012	
8	Xây dựng kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho tỉnh Quảng Nam	Trần Phi Hùng	CPSE - VPI	5665/HĐ-DKVN, ngày 19/7/2012	
9	Nghiên cứu đề xuất phương án cải tiến tổng thể hệ thống xử lý nước thải của Nhà máy nhiên liệu sinh học Dung Quất	Vũ Công Thắng	CPSE - VPI	10157/HĐ-DKVN, ngày 26/12/2012	
10	Xây dựng Hướng dẫn thực hiện các quy định đảm bảo an toàn vận hành cho các kho cảng xuất nhập dầu khí và các sản phẩm dầu khí	Nguyễn Văn Quế	PVEIC	3720/HĐ-DKVN, ngày 16/5/2012	
11	Quản lý vệ sinh an toàn thực phẩm trên các phương tiện nổi và công trình biển ngoài khơi trong ngành dầu khí	Trần Mạc Quân	PTSC	5507/HĐ-DKVN, ngày 16/7/2012	
IV LĨNH VỰC KINH TẾ QUẢN LÝ					
1	Tổng kết, đánh giá hiệu quả đầu tư một số dự án chế biến dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Hoàng Thị Đào	EMC -VPI	HĐ 6124/HĐ-DKVN ngày 06/8/2012	
2	Tổng kết, đánh giá hiệu quả đầu tư các dự án nhà máy điện khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Phan Thị Mỹ Hạnh	EMC -VPI	HĐ 6123/HĐ-DKVN ngày 06/8/2013	
3	Tổng kết, đánh giá hiệu quả đầu tư hoạt động thăm dò khai thác dầu khí trong và ngoài nước giai đoạn 1988 - 2012 (ngoài VSP) của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Hoàng Thị Phụng	EMC -VPI	HĐ 6518/HĐ-DKVN ngày 17/8/2012	
4	Nghiên cứu, phân tích và dự báo thị trường các sản phẩm dầu khí; Vận hành và duy trì website thông tin thị trường sản phẩm dầu khí giai đoạn 2012 - 2013		EMC -VPI	HĐ 10276/HĐ-DKVN ngày 28/12/2012	
V LĨNH VỰC ĐIỆN					
1	Nghiên cứu, lựa chọn giải pháp nối lưới và hoạt động hỗn hợp turbine gió - nguồn phụ trợ vào lưới điện Quốc gia và độc lập nhằm đảm bảo hoạt động ổn định, hiệu quả các dự án điện gió của PVN	Võ Quang Thái	CTAT - VPI	2272/HĐ-DKVN ngày 22/3/2012	
2	Nghiên cứu đề xuất phương thức tổ chức công tác bảo dưỡng sửa chữa các Nhà máy Nhiệt điện than của PVN	Đoàn Thành Đạt	CTAT - VPI	4210/HĐ-DKVN ngày 31/5/2012	Đã nghiệm thu
3	Nghiên cứu các giải pháp giảm giá thành sản xuất điện gió tại Việt Nam	Lê Việt Trung	EMC	5442/HĐ-DKVN ngày 12/7/2012	Đã nghiệm thu

TT	Tên Đề tài, Nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Số QĐ hoặc HĐ	Ghi chú
VI LĨNH VỰC KHÁC					
1	Xây dựng Bảng thời hạn bảo quản hồ sơ, tài liệu ngành Dầu khí Việt Nam	Nguyễn Đăng Long	PAC	2316/HĐ-DKVN ngày 23/3/2012	Đã nghiệm thu
2	Xây dựng cơ sở dữ liệu khí tượng, hải văn, động đất tại thềm lục địa Việt Nam phục vụ cho công tác thiết kế các công trình biển	Lê Phước Hào	PVU	7968/QĐ-DKVN ngày 09/10/2012	
3	Nghiên cứu và xây dựng nguồn nhân lực chất lượng cao phục vụ cho sự phát triển bền vững của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam	Vũ Duy Hào	PVMTC	067/QĐ-DKVN ngày 04/01/2012	
4	Tổng kết kinh nghiệm xử lý nền đất yếu và đề xuất giải pháp hiệu quả xử lý nền trong xây dựng công trình dầu khí	Phạm Quyết Thắng (Viện KHCN Xây dựng)	Ban Xây dựng - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	10035/QĐ-DKVN ngày 24/12/2012	

Ghi chú:

VPI Viện Dầu khí Việt Nam

EPC Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm, Thăm dò và Khai thác Dầu khí (thuộc VPI)
 PVPro Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (thuộc VPI)
 VPI-Labs Trung tâm Phân tích Thí nghiệm (thuộc VPI)
 CTAT Trung tâm Nghiên cứu Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ (thuộc VPI)
 CPSE Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (thuộc VPI)
 EMC Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí (thuộc VPI)
 PAC Trung tâm Lưu trữ Dầu khí (thuộc VPI)
 PVEIC Tổng công ty Công nghệ Năng lượng Dầu khí Việt Nam
 PTSC Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam
 PVMTC Trường Cao đẳng Nghề Dầu khí
 PVU Trường Đại học Dầu khí Việt Nam

Bộ giá trị thẩm các khoảng làm việc của giếng hoạt động ở mỏ Bạch Hổ xác định bằng phương pháp mới theo số liệu đo dòng



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: CTV

Thực tế, đã có nhiều phương pháp xác định độ thẩm các mỏ dầu khí như: độ thẩm theo khí, theo mẫu lõi, theo tài liệu địa vật lý giếng khoan và các phương pháp thủy động lực học giếng khoan. Nhưng các phương pháp này chưa phản ánh đúng giá trị thực của độ thẩm khi giếng làm việc. Xí nghiệp Địa Vật lý thuộc Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetpetro" và Công ty Schlumberger đã thực hiện đo dòng trực tiếp tại nhiều giếng ở mỏ Bạch Hổ. Kết quả thu được cho phép hiểu rõ hơn về các khoảng cách tiếp nhận dòng với nhiều chế độ hoạt động của giếng nhưng chưa tính toán được giá trị độ thẩm cho từng khoảng có dòng ở những chế độ chênh áp khác nhau khi giếng hoạt động.

Trên cơ sở đó, TS. Phạm Quang Ngọc (nguyên chuyên viên chính Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển) đã xây dựng bộ giá trị độ thẩm của các giếng hoạt động ở mỏ Bạch Hổ trên cơ sở số liệu đo dòng (PLT) theo phương pháp tính toán mới ở hai chế độ làm việc của giếng (chế độ 1 có lưu lượng thu hồi Q1, chênh áp ΔP_1 ; chế độ 2 có lưu lượng thu hồi Q2, chênh áp ΔP_2). Phương pháp tính toán mới này được xây dựng theo quy luật tuyến tính đối với đá trầm tích và quy luật phi tuyến đối với đá nứt nẻ hang hốc chứa dầu. Phương pháp tính

toán mới xác định được bán kính vùng sụt áp R khi giếng làm việc và hệ số suy giảm áp suất ω cho từng giếng hoạt động trong môi trường đá nứt nẻ hang hốc chứa dầu; có thể áp dụng để tính cho khoảng làm việc lớn (vài trăm mét) trong khi giếng đang làm việc và là cơ sở để xây dựng bộ giá trị thẩm có độ chính xác cao, phản ánh đúng tình trạng hoạt động của các giếng ở Miocen sớm, Oligocen và tầng đá móng mỏ Bạch Hổ. Đây là phương pháp tính toán đơn giản, thực hiện trong thời gian ngắn, độ chính xác cao và không phụ thuộc vào kinh nghiệm của người sử dụng, chi phí thấp.

Bộ giá trị độ thẩm được thiết lập cho các giếng hoạt động ở mỏ Bạch Hổ theo từng đối tượng khai thác. Kết quả thu được áp dụng để khảo sát thủy động lực học giếng khoan, xác định độ thẩm từng khoảng làm việc của giếng ở tất cả các đối tượng khai thác mỏ Bạch Hổ; sử dụng để nghiên cứu, đánh giá tính chất thẩm chứa và quan hệ thủy lực của các đối tượng khai thác theo diện tích và theo lát cắt; xây dựng trường độ thẩm của mô hình thủy động trong quá trình tính toán các chỉ số công nghệ khai thác mỏ Bạch Hổ. Bộ giá trị độ thẩm có độ chính xác cao, phù hợp với thực tế khai thác của mỏ Bạch Hổ, ước tính làm lợi 19.000USD.

Phạm Quang (gửi thiệp)