

Dầu Khí

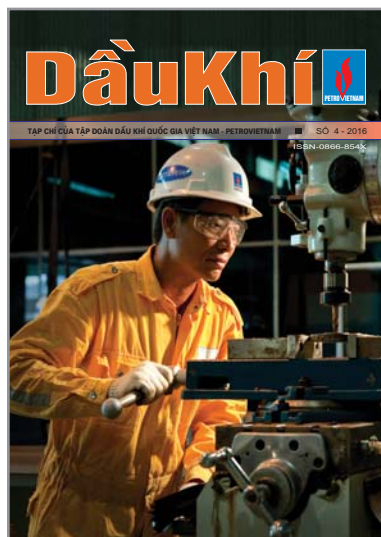


TẠP CHÍ CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM - PETROVIETNAM

SỐ 4 - 2016

ISSN-0866-854X





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Hoàng Ngọc Đang

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

ThS. Vũ Văn Nghiêm

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viễn

ThS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

PHỤ TRÁCH MỸ THUẬT

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

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

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

Ảnh bìa: Cán bộ công nhân viên Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP đẩy mạnh phong trào lao động sáng tạo, phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật. Ảnh: PV GAS

TIỂU ĐIỂM

THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ NGUYỄN XUÂN PHÚC: PETROVIETNAM TẬP TRUNG TRIỂN KHAI CÁC GIẢI PHÁP ĐỂ PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc phát biểu tại Tọa đàm Quốc gia về Phát triển bền vững ngành Dầu khí.

Ngày 22/4/2016, tại Hà Nội, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã đến thăm và làm việc với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam để nắm bắt tình hình sản xuất kinh doanh và xác định các giải pháp thúc đẩy kinh doanh trong bối cảnh giá dầu suy giảm. Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung triển khai các giải pháp đẩy mạnh sản xuất kinh doanh, đồng thời nâng cao hiệu quả, công nghệ khai thác dầu khí, tạo ra sự đồng thuận để tiếp tục phát triển bền vững.

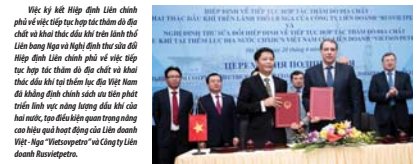
Tại buổi làm việc, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khảm đã báo cáo với Thủ tướng Chính phủ và đoàn công tác tình hình sản xuất kinh doanh của Tập đoàn trong thời gian gần đây và các giải pháp ứng phó với các khó khăn, thách thức trong bối cảnh giá dầu suy giảm. Trong Quý I/2016, Tập đoàn đã khai thác 4,56 triệu tấn dầu thô (vượt 7,2% kế hoạch) và 2,78 tỷ m³ khí (vượt 11,7% kế hoạch); sản xuất và cung cấp cho lưới điện quốc gia 5,21 tỷ kWh điện; nộp ngân sách Nhà nước hơn 18,6 nghìn tỷ đồng. Tuy nhiên, giá dầu giảm và dự trù ở mức thấp đang ảnh hưởng đến hoạt động sản xuất kinh doanh, đặc biệt là lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, dịch vụ dầu khí.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã xây dựng, triển khai các giải pháp ứng phó với sự biến động của giá dầu. Các đơn vị đã tập trung tối ưu hóa chi phí sản xuất, thực hành tiết kiệm, phát huy sáng kiến, áp dụng công nghệ tiên tiến trong sản xuất nhằm hạ giá thành, tăng khả năng cạnh tranh, tổ chức đánh giá hiệu quả sản xuất kinh doanh. Đồng thời, Tập đoàn giữ vững nhịp độ sản xuất, tích cực triển khai công tác tái cơ cấu, tranh thủ nắm bắt cơ hội đầu tư, cải tiến trang thiết bị kỹ thuật, tích cực tìm kiếm thị trường, đặc biệt là thị trường ngoài nước, ngoài nước...

4 | **NGHIÊN CỨU KHOA HỌC** | 40-42016

TIỂU ĐIỂM

HỢP TÁC DẦU KHÍ VIỆT NAM - LIÊN BANG NGÀ



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc và Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev ký kết Hiệp định Liên minh chiến lược kinh tế và thương mại Việt Nam - Nga.

Ngày 20/4/2016, tại Hà Nội, Bộ trưởng Bộ Công Thương Trần Tuấn Anh thay mặt Chính phủ nước Cộng hòa Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam và Quốc vụ khanh, Thủ trưởng Bộ Năng lượng Sergei Yur Petrovich thay mặt Chính phủ Liên bang Nga đã ký Hiệp định Liên minh chiến lược kinh tế và thương mại Việt Nam - Nga. Hiệp định này là một văn kiện quan trọng, đánh dấu bước phát triển mới trong quan hệ hợp tác giữa hai nước. Hiệp định này quy định về việc tiếp tục hợp tác khai thác dầu khí và khai thác than đá của Việt Nam. Từ khi thành lập đến nay, Vietsovpetro đã khai thác được 220 triệu tấn dầu thô, đưa vào bờ gần 30 tỷ m³ khí đồng hành, tổng doanh thu đạt trên 74 tỷ USD, đóng góp gần 47 tỷ USD cho ngân sách Nhà nước. Kết quả công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí của Vietsovpetro có ý nghĩa quyết định, mở ra một giai đoạn phát triển mới của ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam, góp phần đưa Việt Nam trở thành nước khai thác dầu khí đứng thứ ba ở Đông Nam Á. Đặc biệt, việc Vietsovpetro phát hiện và đưa vào khai thác dầu trong mỏ granite nứt nẻ mỏ Bạch Hổ với trữ lượng lớn, đã làm thay đổi quan điểm tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí truyền thống. Đồng thời, Vietsovpetro đã

đào tạo và xây dựng đội ngũ cán bộ có trình độ kỹ thuật cao, là chất xám và giá của Ngành Dầu khí Việt Nam, đủ năng lực đảm đương toàn bộ khâu tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí.

Công ty Liên doanh Ruvisvetpetro thành lập ngày 15/12/2009, đang thực hiện các hoạt động thăm dò, phát triển khai thác 13 mỏ dầu tại 4 lô dầu khí trên đất liền thuộc Khu tự trị Nenetsky, Liên bang Nga. Mặc dù điều kiện khai thác dầu ở đây rất khó khăn, phức tạp do địa hình khu vực Nenetsky chủ yếu là đầm lầy, nhiệt độ thường xuyên dưới -45°C, nhưng Ruvisvetpetro đã lần lượt đưa mỏ Visovsk và mỏ Tây Khosodava vào khai thác. Tính đến ngày 31/12/2015, Ruvisvetpetro đã khai thác trên 13 triệu tấn dầu thô, doanh thu lũy kế ước đạt trên 5 tỷ USD.

6 | **NGHIÊN CỨU KHOA HỌC** | 40-42016

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THẨM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

18. Một hướng tiếp cận xác định giá trị tham số đầu vào cho mô phỏng Monte Carlo phục vụ công tác dự báo trữ lượng dầu khí

24. Một số đánh giá về các yếu tố ảnh hưởng đến sự hình thành và bảo tồn khí hydrate ở Biển Đông Việt Nam



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

35. Nghiên cứu thu hồi Cu từ xúc tác thải của quá trình chuyển hóa CO nhiệt độ thấp của Nhà máy Đạm Phú Mỹ

42. Nghiên cứu khả năng tạo nhiệt, tạo áp suất của hệ hóa phẩm tan trong nước trong xử lý đơn giếng nhằm nâng cao hiệu quả khai thác dầu



AN TOÀN - MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

48. Quản lý an toàn vệ sinh thực phẩm trên các phương tiện nổi và công trình biển ngoài khơi trong Ngành Dầu khí



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

56. Tổng quan về Ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam



FOCUS

Prime Minister Nguyen Xuan Phuc:	
Petrovietnam needs to focus on deploying measures for sustainable development	4
Vietnam - Russia co-operation in the field of oil and gas	6
Applying new technologies and enhancing the efficiency of core areas	8
Launching of Block B - O Mon Gas Projects	12
Improving service quality and enhancing competitiveness	14
PV GAS targets growth rate of over 10% per year	16

SCIENTIFIC RESEARCH

An approach to define input parameters for Monte Carlo Simulation for HCIP prediction	18
Some factors influencing gas hydrate formation and preservation in the East Sea of Vietnam	24
Recovery of copper from spent catalyst of low temperature water gas shift from Phu My fertilizer plant	35
Study on the possibility of using water-soluble chemicals to generate heat and pressure in single well treatment for improved oil recovery	42
Food safety management on-board offshore floating structures and installations in oil and gas industry	48
An overview of Vietnam's oil and gas industry	56

OIL AND GAS AROUND THE WORLD

Experiences in deepwater drilling 65

NEWS

Petrovietnam attends Kuwait Oil and Gas Summit	68
Official acceptance of state-level project KC.09.21/11-15 led by Vietnam Petroleum Institute	69
Contract signed for execution of construction items of Song Hau 1 Thermal Power Plant	70
Generator installed for Unit 2 of Thai Binh 2 Thermal Power Plant	71
PVCFC accelerates progress of development investment projects	72
Saudi Arabia to borrow \$10 billion to fill budget hole	73
Renewables use could save \$750 billion in Middle East and North Africa	74

[illegible]

DẦU KHÍ THẾ GIỚI

65. Kinh nghiệm khoan ở vùng nước sâu



THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ NGUYỄN XUÂN PHÚC:

PETROVIETNAM TẬP TRUNG TRIỂN KHAI CÁC GIẢI PHÁP ĐỂ PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc phát biểu chỉ đạo tại buổi làm việc với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Ảnh: Hồng Ngọc

Ngày 22/4/2016, tại Hà Nội, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã đến thăm và làm việc với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam để nắm bắt tình hình sản xuất kinh doanh và xác định các giải pháp tháo gỡ khó khăn, đẩy mạnh sản xuất kinh doanh trong bối cảnh giá dầu suy giảm. Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung triển khai các giải pháp đẩy mạnh sản xuất kinh doanh, đồng thời động viên cán bộ, công nhân viên khắc phục khó khăn, tạo ra sự đồng thuận để tiếp tục phát triển bền vững.

Tại buổi làm việc, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh đã báo cáo với Thủ tướng Chính phủ và đoàn công tác tình hình sản xuất kinh doanh của Tập đoàn trong thời gian gần đây và các giải pháp ứng phó với các khó khăn, thách thức trong bối cảnh giá dầu suy giảm. Trong Quý I/2016, Tập đoàn đã khai thác 4,56 triệu tấn dầu thô (vượt 7,2% kế hoạch) và 2,78 tỷ m³ khí (vượt 11,7% kế hoạch); sản xuất và cung cấp cho lưới điện quốc gia 5,21 tỷ kWh điện; nộp ngân sách Nhà nước hơn 18,6 nghìn tỷ đồng. Tuy nhiên, giá dầu giảm và duy trì ở mức thấp đang ảnh hưởng đến hoạt động sản xuất kinh doanh, đặc biệt là lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, dịch vụ dầu khí.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã xây dựng, triển khai các giải pháp ứng phó với sự biến động của giá dầu. Các đơn vị đã tập trung tối ưu hóa chi phí sản xuất, thực hành tiết kiệm, phát huy sáng kiến, áp dụng công nghệ tiên tiến trong sản xuất nhằm hạ giá thành, tăng khả năng cạnh tranh, tổ chức đánh giá hiệu quả sản xuất kinh doanh. Đồng thời, Tập đoàn giữ vững nhịp độ sản xuất, tích cực triển khai công tác tái cơ cấu, tranh thủ nắm bắt cơ hội đầu tư, cải tiến trang thiết bị kỹ thuật, tích cực tìm kiếm thị trường, đặc biệt là thị trường ngoài Ngành, ngoài nước...

Phát biểu chỉ đạo tại buổi làm việc, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đánh giá cao đóng góp quan trọng của Tập đoàn Dầu khí Việt



Giàn nén khí mỏ Rồng. Ảnh: VSP

Nam cho sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước, bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia, đóng góp lớn vào nguồn thu ngân sách và phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nghiên cứu một cách sâu sắc, triển khai hiệu quả Nghị quyết số 41-NQ/TW của Bộ Chính trị về định hướng Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035 với trọng tâm là: tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí; công nghiệp khí; chế biến dầu khí; tồn trữ và phân phối các sản phẩm dầu khí; dịch vụ dầu khí, đặc biệt là dịch vụ kỹ thuật dầu khí chất lượng cao.

Thủ tướng Chính phủ quyết định thành lập Tổ công tác do Thứ trưởng Bộ Công Thương làm tổ trưởng, cùng Bộ Tài chính, Văn phòng Chính phủ, Bộ Kế hoạch và Đầu tư và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam rà soát các quy chế, quy định để nâng cao hiệu quả quản lý Nhà nước, quản trị doanh nghiệp; tăng cường ứng dụng khoa học công nghệ, đồng thời đề xuất các giải pháp đồng bộ để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát triển. Về các kiến nghị của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Thủ tướng Chính phủ yêu cầu các Bộ/ Ngành nghiên cứu và báo cáo việc giải quyết, xử lý trong Quý II/2016.

Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Lãnh đạo Tập đoàn và các đơn vị cần động viên cán bộ, công nhân viên

khắc phục khó khăn, tạo ra sự đồng thuận để tiếp tục phát triển bền vững, thực hiện thắng lợi kế hoạch sản xuất kinh doanh.

Thủ tướng Chính phủ tin tưởng với tập đoàn kinh tế có bề dày truyền thống và là đơn vị chủ lực của nền kinh tế quốc gia, cán bộ công nhân viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có đủ bản lĩnh và trí tuệ để vượt qua khó khăn trước mắt, xây dựng tập đoàn kinh tế mạnh và phát triển bền vững.

Nguyễn Hoàng

HỢP TÁC DẦU KHÍ VIỆT NAM - LIÊN BANG NGÀ

Việc ký kết Hiệp định Liên chính phủ về việc tiếp tục hợp tác thăm dò địa chất và khai thác dầu khí trên lãnh thổ Liên bang Nga và Nghị định thư sửa đổi Hiệp định Liên chính phủ về việc tiếp tục hợp tác thăm dò địa chất và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam đã khẳng định chính sách ưu tiên phát triển lĩnh vực năng lượng dầu khí của hai nước, tạo điều kiện quan trọng nâng cao hiệu quả hoạt động của Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” và Công ty Liên doanh Rusvietpetro.



Bộ trưởng Bộ Công Thương Trần Tuấn Anh và Thứ trưởng Bộ Năng lượng Liên bang Nga Senchiurin Yuri Petrovich ký Hiệp định Liên chính phủ. Ảnh: Phan Trang

Ngày 20/4/2016, tại Hà Nội, Bộ trưởng Bộ Công Thương Trần Tuấn Anh thay mặt Chính phủ nước Cộng hòa Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam và Quốc vụ khanh, Thứ trưởng Bộ Năng lượng Senchiurin Yuri Petrovich thay mặt Chính phủ Liên bang Nga đã ký Hiệp định Liên chính phủ về việc tiếp tục hợp tác thăm dò địa chất và khai thác dầu khí trên lãnh thổ Liên bang Nga của Công ty Liên doanh Rusvietpetro và Nghị định thư sửa đổi Hiệp định Liên chính phủ về việc tiếp tục hợp tác thăm dò địa chất và khai thác dầu khí tại thềm lục địa nước CHXHCN Việt Nam của Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” ngày 27/12/2010. Việc ký kết hai văn bản quan trọng này khẳng định sự ủng hộ mạnh mẽ của Chính phủ Việt Nam và Liên bang Nga đối với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Zarubezhneft, thể hiện chính sách ưu tiên phát triển lĩnh vực năng lượng dầu khí của hai nước, tạo điều kiện quan trọng nâng cao hiệu

quả hoạt động của Vietsovpetro và Rusvietpetro.

Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” được thành lập ngày 19/6/1981 là đơn vị dẫn đầu trong hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam. Từ khi thành lập đến nay, Vietsovpetro đã khai thác được 220 triệu tấn dầu thô, đưa vào bờ gần 30 tỷ m³ khí đồng hành, tổng doanh thu đạt trên 74 tỷ USD, đóng góp gần 47 tỷ USD cho ngân sách Nhà nước. Kết quả công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí của Vietsovpetro có ý nghĩa quyết định, mở ra một giai đoạn phát triển mới của ngành công nghiệp dầu khí nước nhà, góp phần đưa Việt Nam trở thành nước khai thác dầu đứng thứ ba ở Đông Nam Á. Đặc biệt, việc Vietsovpetro phát hiện và đưa vào khai thác dầu trong đá móng granite nứt nẻ mỏ Bạch Hổ với trữ lượng lớn, đã làm thay đổi quan điểm tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí truyền thống. Đồng thời, Vietsovpetro đã

đào tạo và xây dựng đội ngũ cán bộ có trình độ kỹ thuật cao, là chất xám vô giá của Ngành Dầu khí Việt Nam, đủ năng lực đảm đương toàn bộ khâu tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí.

Công ty Liên doanh Rusvietpetro thành lập ngày 15/12/2009, đang thực hiện các hoạt động thăm dò, phát triển khai thác 13 mỏ dầu tại 4 lô dầu khí trên đất liền thuộc Khu tự trị Nenetskiy, Liên bang Nga. Mặc dù điều kiện triển khai dự án rất khó khăn, phức tạp do địa hình khu vực Nenetskiy chủ yếu là đầm lầy, nhiệt độ thường xuyên dưới -45°C, nhưng Rusvietpetro đã lần lượt đưa mỏ Visovoi và mỏ Tây Khosedayu vào khai thác. Tính đến ngày 31/12/2015, Rusvietpetro đã khai thác trên 13 triệu tấn dầu thô, doanh thu lũy kế ước đạt trên 5 tỷ USD.

Bộ trưởng Bộ Công Thương Trần Tuấn Anh đánh giá cao hiệu quả hoạt động của Vietsovpetro và Rusvietpetro trong thời gian qua và



Rusvietpetro đang thăm dò, phát triển khai thác 13 mỏ dầu khí tại Khu tự trị Nenetskiy, Liên bang Nga. Ảnh: Linh Tuấn



Vietsovetro đã triển khai hiệu quả công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí tại mỏ Bạch Hổ. Ảnh: VSP

khẳng định đây là biểu tượng đẹp, góp phần củng cố quan hệ đối tác chiến lược toàn diện giữa Việt Nam và Liên bang Nga. Bộ trưởng Bộ Công Thương khẳng định Việt Nam sẽ luôn tạo điều kiện thuận lợi nhất để Vietsovetro và các đối tác Liên

bang Nga đẩy mạnh công tác thăm dò, khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam; đồng thời mong Chính phủ Liên bang Nga tiếp tục quan tâm, hỗ trợ Rusvietpetro và các doanh nghiệp Việt Nam phát triển, hoạt động hiệu quả tại Liên bang Nga.

Thứ trưởng Bộ Năng lượng Liên bang Nga Senchiurin Yuri Petrovich đánh giá cao sự hợp tác hiệu quả giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Zarubezhneft, minh chứng là kết quả hoạt động sản xuất kinh doanh ổn định của Vietsovetro và Rusvietpetro trong bối cảnh giá dầu giảm sâu, thị trường dầu khí diễn biến phức tạp. Thứ trưởng Bộ Năng lượng Liên bang Nga mong muốn quan hệ đối tác chiến lược Việt Nam và Liên bang Nga ngày càng mở rộng và phát triển; các công ty liên doanh sẽ triển khai hiệu quả công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí, đóng góp quan trọng vào việc bảo đảm nguồn năng lượng, nhiên liệu cho sự phát triển của hai nước và góp phần thắt chặt tình hữu nghị gắn bó Việt Nam - Liên bang Nga.

Quang Minh

ÁP DỤNG CÔNG NGHỆ MỚI, NÂNG CAO HIỆU QUẢ LĨNH VỰC CỐT LÕI

Giá dầu thế giới giảm mạnh và duy trì ở mức thấp đã ảnh hưởng lớn đến công tác thăm dò, khai thác dầu khí. Bám sát diễn biến giá dầu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã và đang tập trung triển khai đồng bộ các giải pháp như: rà soát, cắt giảm chi phí đầu tư và chi phí thăm dò khai thác; tối ưu công tác phát triển mỏ, vận hành khai thác và quản lý mỏ nhằm đảm bảo khai thác hiệu quả, an toàn; đẩy mạnh việc áp dụng công nghệ mới, hiện đại, tiên tiến trong kỹ thuật, quản trị, điều hành để nâng cao hiệu quả kinh tế của các dự án.



Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh phát biểu tại Hội nghị triển khai kế hoạch thăm dò khai thác dầu khí năm 2016. Ảnh: Petrotimes

Gia tăng trữ lượng 208,28 triệu tấn dầu quy đổi

Tại Hội nghị triển khai kế hoạch thăm dò khai thác dầu khí năm 2016, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổng kết, đánh giá kết quả thực hiện công tác thăm dò, khai thác dầu khí năm 2015, giai đoạn 5 năm 2011 - 2015; định hướng công tác thăm dò khai thác trong giai đoạn 2016 - 2020. Hội nghị đã phân tích, nhận diện các khó khăn, thách thức, rút ra các bài học kinh nghiệm và thảo luận các giải pháp cụ thể nhằm thực hiện thành công kế hoạch gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác dầu khí trong năm 2016. Hội nghị đã đánh giá công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", của Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và các giải pháp ứng phó với giá dầu suy giảm; xây dựng và phát triển dự án mới ở nước ngoài; công tác phát triển

mỏ Lô B, 48/95 & 52/97; xem xét định hướng và kế hoạch công tác nghiên cứu khoa học thăm dò khai thác dầu khí trong giai đoạn 2016 - 2020 do Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) nghiên cứu, đề xuất.

Trong giai đoạn 2011 - 2015, công tác thăm dò khai thác dầu khí được triển khai tích cực, thu nổ 61.328km địa chấn 2D, 35.139km² địa chấn 3D, 9.118km khảo sát từ, trọng lực hàng không; thi công 125 giếng khoan thăm dò, thăm lượng ở trong nước. Tập đoàn có 24 phát hiện dầu khí mới; gia tăng trữ lượng 208,28 triệu tấn dầu quy đổi, đạt 119% kế hoạch 5 năm 2011 - 2015; đưa 37 mỏ/công trình mới vào khai thác. Sản lượng khai thác đạt 133,54 triệu tấn dầu quy đổi (trong đó có 77,65 triệu tấn dầu khai thác ở trong nước, 7,11 triệu tấn dầu khai thác từ nước ngoài và 48,78 tỷ m³ khí), đạt 103,7% kế hoạch 5 năm 2011 - 2015. Tính riêng trong năm 2015, Tập đoàn đã hoàn

thành khảo sát 4.619km địa chấn 2D, 4.049km² địa chấn 3D, 847km² địa chấn 3D/4C; 28 giếng khoan thăm dò, thăm lượng; có 3 phát hiện dầu khí mới. Gia tăng trữ lượng đạt 40,5 triệu tấn quy dầu, sản lượng khai thác đạt mức cao nhất trong giai đoạn 2011 - 2015 với 18,77 triệu tấn dầu và 10,67 tỷ m³ khí. Bên cạnh đó, Tập đoàn tích cực triển khai công tác nghiên cứu điều tra cơ bản; áp dụng các giải pháp tăng cường thu hồi dầu; rà soát, tối ưu hóa chi phí tìm kiếm, thăm dò, khai thác, vận hành mỏ; góp phần bảo vệ chủ quyền, quyền chủ quyền và quyền tài phán trên vùng đặc quyền kinh tế và thềm lục địa Việt Nam.

Theo kế hoạch 5 năm 2016 - 2020, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đặt mục tiêu gia tăng trữ lượng 28 - 41 triệu tấn dầu quy đổi/năm; khai thác 115 - 135 triệu tấn dầu quy đổi (65 - 80 triệu tấn dầu và 50 - 55 tỷ m³ khí); đưa khoảng 15 mỏ/công trình mới vào



Giàn xử lý trung tâm mỏ Hải Thạch. Ảnh: Lê Khoa

khai thác. Trong năm 2016, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam dự kiến khoan 11 giếng thăm dò, thăm lượng; gia tăng trữ lượng ở trong nước 16 - 20 triệu tấn dầu quy đổi; ký 2 - 3 hợp đồng dầu khí mới ở trong nước và 1 - 3 hợp đồng dầu khí mới ở nước ngoài. Sản lượng khai thác phần đầu đạt 16,03 triệu tấn dầu (14,02 triệu tấn ở trong nước, 2,01 triệu tấn ở nước ngoài) và 9,61 tỷ m³ khí.

Tuy nhiên, việc giá dầu thế giới giảm mạnh và duy trì ở mức thấp đã và đang ảnh hưởng lớn đến công tác thăm dò, khai thác dầu khí. Các nhà thầu trong và ngoài nước giảm, giãn tiến độ khoan, phát triển mỏ; ảnh hưởng đến tiến độ của một số dự án/công trình. Trong khi đó, tại các khu vực tìm kiếm thăm dò truyền thống khả năng gia tăng trữ lượng lớn không nhiều; cơ cấu trữ lượng gia tăng chủ yếu là khí; tiềm năng

dầu khí chưa được phát triển được đánh giá tập trung chủ yếu ở vùng nước sâu, xa bờ, có độ rủi ro cao. Sản lượng khai thác dầu khí tại các mỏ lớn tiếp tục suy giảm nhanh, khó dự báo chính xác; các mỏ/khu vực mới sẽ đưa vào khai thác chủ yếu có trữ lượng nhỏ, điều kiện khai thác khó khăn, chi phí đầu tư cao; tình hình biến động và diễn biến thời tiết phức tạp, ảnh hưởng đến công tác khảo sát địa chấn, thi công khoan, lắp đặt các công trình trên biển...

Đảm bảo hoàn thành kế hoạch thăm dò khai thác năm 2016

Về các giải pháp đảm bảo hoàn thành kế hoạch tìm kiếm thăm dò trong năm 2016, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung trí tuệ nghiên cứu, đánh giá và lựa chọn cấu tạo, xây dựng phương án các giếng khoan; kiểm soát tiến độ khảo sát địa chấn

và khoan thăm dò thăm lượng, đảm bảo hoàn thành khối lượng khoan thăm dò thăm lượng năm 2016; có kế hoạch giếng khoan dự phòng, chuẩn bị phương án khoan thăm lượng khi có phát hiện dầu khí; rà soát, tối ưu các chi phí tìm kiếm thăm dò. Đồng thời, Tập đoàn đẩy mạnh công tác nghiên cứu có trọng tâm, hợp tác nghiên cứu, ứng dụng công nghệ tiên tiến phục vụ trực tiếp và định hướng công tác tìm kiếm thăm dò; nghiên cứu đối tượng mới, đối tượng phi truyền thống; áp dụng các công nghệ mới phục vụ tìm kiếm thăm dò, phát triển các mỏ nhỏ và các bể phi cấu tạo, tận dụng thăm dò khai thác. Song song với các khu vực thăm dò khai thác truyền thống, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ tiếp tục đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò ở các bể/khu vực nước sâu xa bờ, nhạy cảm, để xác định chính xác tiềm năng dầu khí và

khẳng định chủ quyền quốc gia; đổi mới công tác đầu tư thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài, đặc biệt trong công tác đánh giá dự án.

Về công tác phát triển mỏ và khai thác, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục đôn đốc các nhà thầu/đơn vị tối ưu công tác phát triển mỏ, vận hành khai thác và quản lý mỏ nhằm đảm bảo khai thác hiệu quả, an toàn mỏ; xem xét triển khai các giải pháp tối ưu/cắt giảm chi phí, dừng/giãn tiến độ các dự án có giá thành cao, hiệu quả thấp, nhiều rủi ro và chưa thực sự cần thiết, cấp bách. Tập đoàn tập trung đầu tư các dự án có giá thành thấp hơn giá dầu nhằm tăng sản lượng khai thác, tăng doanh thu và hiệu quả đầu tư; tập trung nguồn lực để đưa các mỏ/công trình trọng điểm vào khai thác đúng tiến độ (Kim Long, Ác Quỷ, Cá Voi, Cá Voi Xanh, Sư Tử Trắng - giai đoạn 2, Sao Vàng, Đại Nguyệt, Cá Rồng Đỏ...).

Để giải quyết các khó khăn trước mắt, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các nhà thầu/đơn vị tăng cường phối hợp, chia sẻ tài nguyên, tàu bảo vệ, trực thăng; tối ưu công tác mua sắm, sử dụng vật tư, thiết bị dự phòng; nghiên cứu giải pháp để có thể tiếp tục khai thác, nâng cao hiệu quả khai thác tại một số mỏ đang có chi phí khai thác cao, trong đó xem xét giải pháp kết nối các mỏ để giảm số lượng FSO/FPSO.

Trên cơ sở đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiến nghị Chính phủ xem xét các chính sách ưu đãi nhằm thu hút đối tác nước ngoài đầu tư tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ở trong nước, đặc biệt là vùng nước sâu xa bờ; khuyến khích nghiên cứu áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu; nghiên cứu, ban hành cơ chế chính sách xây dựng và phát triển cơ sở hạ tầng khí để tạo điều



kiện sớm đưa các mỏ khí vào khai thác, tăng cường công tác thu gom, vận chuyển và phát triển các nguồn khí nhỏ...

Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị triển khai kế hoạch thăm dò khai thác dầu khí năm 2016, Thứ trưởng Bộ Công Thương Cao Quốc Hưng đánh giá cao Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí trong giai đoạn 2011 - 2015, tiếp tục giữ vững vai trò đầu tàu, đóng góp quan trọng cho ngân sách Nhà nước và góp phần khẳng định chủ quyền quốc gia. Trước các thách thức do

giá dầu suy giảm mạnh, Thứ trưởng Bộ Công Thương yêu cầu Tập đoàn cần tập trung nguồn lực phát triển các lĩnh vực cốt lõi, rà soát, tối ưu chi phí thăm dò khai thác dầu khí; nâng cao hiệu quả quản trị, công nghệ để có chiến lược phù hợp cho giai đoạn tiếp theo. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần xây dựng các kịch bản ngắn hạn, trung hạn, dài hạn để chủ động ứng phó kịp thời; tiếp tục kêu gọi đầu tư nước ngoài, đặc biệt ở khu vực nước sâu; rà soát các yếu tố ảnh hưởng đến sản lượng khai thác, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh; thực hiện các giải pháp đồng bộ về tài chính, ưu tiên các mỏ đang phát triển,



Giàn Công nghệ Trung tâm mỏ Bạch Hổ. Ảnh: TTXVN

chuẩn bị khai thác; tiếp tục triển khai đầu tư thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài một cách linh hoạt, thận trọng. Thứ trưởng Bộ Công Thương Cao Quốc Hưng cho rằng việc cắt giảm chi phí khi giá dầu xuống thấp là cần thiết nhưng chỉ là giải pháp đối phó trong ngắn hạn, cần phải có các giải pháp căn cơ hơn để tiếp tục duy trì, phát triển lĩnh vực cốt lõi là thăm dò, khai thác dầu khí.

Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh yêu cầu các đơn vị đẩy mạnh việc áp dụng công nghệ mới, hiện đại, tiên tiến trong kỹ thuật, quản trị, điều hành để nâng cao hiệu quả sản xuất

nói chung và công tác thăm dò khai thác dầu khí nói riêng, trong đó đặc biệt chú trọng hiệu quả kinh tế của dự án. Chủ tịch HĐQT Nguyễn Quốc Khánh lưu ý việc đề xuất cơ chế chính sách để khuyến khích phát triển các mỏ nhỏ, cận biên chỉ tập trung vào các khu vực đã có sẵn cơ sở hạ tầng, có thể phát triển kết hợp với các mỏ khác để giảm thiểu chi phí.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ thường xuyên làm việc với các nhà điều hành, các đơn vị liên quan để kiểm tra tiến độ triển khai công tác thăm dò khai thác dầu khí, kịp thời giải quyết các vướng mắc phát sinh; tăng cường công tác tư

vấn, giám sát kỹ thuật đối với công tác thăm dò thăm lường và phát triển khai thác; tiếp tục tối ưu hóa chương trình công tác và ngân sách năm 2016. Đồng thời, Tập đoàn tập trung nghiên cứu các vấn đề trọng tâm như: công tác lập phương án và chuẩn bị thi công các giếng khoan dầu khí ở khu vực nước sâu; nghiên cứu dầu khí phi truyền thống ở Việt Nam (tầng chứa chặt sét, dầu khí trong đá sét, dầu khí ở trung tâm bể...); áp dụng và triển khai các biện pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu; nâng cao hiệu quả công tác quản lý mỏ.

Việt Hà

KHỞI ĐỘNG CHUỖI DỰ ÁN KHÍ LÔ B - Ô MÔN

Ngày 3/4/2016, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã khởi động chuỗi dự án khí Lô B - Ô Môn tại huyện An Biên, tỉnh Kiên Giang. Khi hoàn thành và đi vào vận hành, chuỗi dự án này sẽ mở rộng cơ sở hạ tầng của ngành công nghiệp khí tại khu vực Tây Nam Bộ, đóng góp quan trọng vào sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước, hiện thực hóa “Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam giai đoạn đến năm 2015, định hướng đến năm 2025” và đáp ứng mục tiêu của Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035”.



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn phát biểu tại Lễ khởi động chuỗi dự án.

Ảnh: PVN

Chuỗi dự án khí Lô B - Ô Môn (gồm các dự án thành phần: Dự án phát triển mỏ Lô B, 48/95 & 52/97 và Dự án đường ống dẫn khí Lô B - Ô Môn) nhằm khai thác và thu gom nguồn khí Lô B, 48/95 & 52/97 với tổng trữ lượng thu hồi ước tính khoảng 107 tỷ m³ khí và 12,65 triệu thùng condensate, sản lượng khí đưa về bờ khoảng 5,06 tỷ m³/năm và kéo dài trong 20 năm từ năm 2020 - 2040. Đây là nguồn nhiên liệu khí cung cấp cho các nhà máy điện tại tỉnh Kiên Giang và Cần Thơ, đáp ứng nhu cầu năng lượng điện cho khu vực Tây Nam Bộ nói riêng và Nam Bộ nói chung trong giai đoạn sau năm 2020.

Dự án phát triển mỏ Lô B, 48/95 & 52/97 có tổng mức đầu tư 6,8 tỷ USD. Chủ đầu tư gồm: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (42,896%); Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP - 26,788%); MOECO (22,575%); PTTEP (7,741%) do Công ty Điều hành Dầu

khí Phú Quốc (Phu Quoc POC) làm nhà điều hành. Công trình gồm các hạng mục công nghệ và thiết bị chính: 1 giàn công nghệ trung tâm; 46 giàn khai thác; 1 giàn nhà ở; 1 tàu chứa condensate; 750 giếng khai thác...

Dự án đường ống dẫn khí Lô B - Ô Môn dài 431km, công suất thiết kế 20,3 triệu m³, có tổng mức đầu tư 1,2 tỷ USD do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS), MOECO và PTTEP đầu tư theo hình thức hợp doanh. Trong đó, tuyến đường ống trên biển dài khoảng 295km, đường kính 28 inch vận chuyển khí từ Lô B đến Trạm tiếp bờ tại An Minh/Kiên Giang, ống nhánh 37km, đường kính 18 inch nối từ KP209 về Trạm tiếp bờ Mũi Tràm để cấp bù khí cho đường ống PM3 - Cà Mau. Tuyến đường ống trên bờ có chiều dài khoảng 102km, đường kính 30 inch chạy qua tỉnh Kiên Giang và Cần Thơ, cung cấp khí cho các nhà

máy điện tại Trung tâm Điện lực Kiên Giang và Trung tâm Điện lực Ô Môn tại Cần Thơ. Dọc theo tuyến ống sẽ có Trạm tiếp bờ, Trạm van ngắt tuyến, Trạm phân phối khí Kiên Giang (GDS) và Trung tâm Phân phối khí Ô Môn (GDC). Theo kế hoạch, công trình sẽ được đưa vào vận hành từ Quý II/2020.

Nguồn khí thiên nhiên Lô B cấp cho các nhà máy điện là nguồn nhiên liệu sạch và thân thiện với môi trường hơn so với các nhà máy điện than. Ngoài ra, nguồn khí này sẽ góp phần giảm sức ép nhu cầu ngoại tệ để nhập khẩu các nhiên liệu FO, DO, LPG. Theo ước tính sơ bộ trong 20 năm hoạt động, chuỗi dự án sẽ đóng góp gần 20 tỷ USD cho ngân sách Nhà nước; trong đó có khoảng 18,3 tỷ USD từ Dự án phát triển mỏ Lô B, 48/95 & 52/97 và khoảng 930 triệu USD từ Dự án đường ống dẫn khí Lô B - Ô Môn. Ngoài ra, chuỗi dự án còn đóng góp cho ngân sách Nhà



Lễ khởi động chuỗi dự án khí Lô B - Ô Môn. Ảnh: PVN

nước nguồn thu từ thuế nhập khẩu khoảng 400 tỷ đồng trong quá trình xây dựng.

Theo Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn, song song với quá trình thực hiện chuỗi dự án Lô B, theo Quyết định số 428/QĐ-TTg ngày 18/3/2016 của Thủ tướng Chính phủ về việc phê duyệt “Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 có xét đến năm 2030”, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ đầu tư các nhà máy điện tại Trung tâm Điện lực Kiên Giang và Tập đoàn Điện lực Việt Nam sẽ đầu tư các nhà máy điện tại Trung tâm Điện lực Ô Môn.

Việc khởi động chuỗi dự án khí Lô B - Ô Môn là một dấu mốc quan trọng trong việc tiếp tục mở rộng cơ sở hạ tầng của ngành công nghiệp khí tại khu vực Tây Nam Bộ, hiện thực hóa “Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam giai đoạn đến năm 2015, định hướng đến năm 2025” đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt và đáp ứng mục tiêu của “Chiến lược phát triển Ngành



Chủ tịch UBND tỉnh Kiên Giang Phạm Vũ Hồng nhận biểu trưng số tiền 1 tỷ đồng Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam ủng hộ chương trình an sinh xã hội của tỉnh. Ảnh: PVN

Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035”.

Việc phát triển chuỗi dự án sẽ hình thành hạ tầng khí lớn tương tự như hạ tầng khí khu vực Đông Nam Bộ. Khi công trình đi vào vận hành sẽ góp phần vào việc ổn định an ninh năng lượng quốc gia, bổ sung nguồn khí thiếu hụt của hệ thống đường ống PM3-Cà Mau, đảm bảo

cung cấp khí cho các nhà máy điện khu vực Kiên Giang và Ô Môn/Cần Thơ theo “Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 có xét đến năm 2030”, đồng thời đóng góp tích cực vào sự phát triển và tăng trưởng kinh tế của các tỉnh khu vực Tây Nam Bộ.

Ngọc Linh

ĐỔI MỚI CHẤT LƯỢNG DỊCH VỤ, NÂNG CAO NĂNG LỰC CẠNH TRANH

Trong bối cảnh giá dầu giảm sâu và kéo dài, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị hoạt động trong lĩnh vực dịch vụ tập trung rà soát, tối ưu hóa chi phí; thực hiện đúng nội dung, lộ trình tái cấu trúc theo Đề án đã được phê duyệt, đảm bảo mục tiêu tái cấu trúc để phát triển mạnh hơn, hoạt động hiệu quả, chuyên nghiệp và phát triển bền vững; giảm thiểu chi phí, nâng cao hiệu quả đầu tư và sản xuất kinh doanh.



Lễ ký hợp đồng nguyên tắc "Cung cấp dịch vụ chống ăn mòn cho các công trình của Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam" giữa PV Power và Liên danh VPI-PVEIC. Ảnh: Petrotimes

Trong năm 2015, giá dầu giảm sâu và kéo dài đã ảnh hưởng lớn đến sự phát triển của lĩnh vực dịch vụ dầu khí, dẫn đến các nhà thầu dầu khí cắt giảm khối lượng công việc và yêu cầu giảm giá dịch vụ; các đơn vị cung cấp dịch vụ dầu khí nước ngoài có tiềm lực về cơ sở vật chất, phương tiện, thiết bị, kinh nghiệm, tài chính... sẵn sàng tham gia vào thị trường trong nước. Trong khi đó, công tác phát triển dịch vụ dầu khí ra nước ngoài gặp nhiều khó khăn do gặp phải sự cạnh tranh của các doanh nghiệp nội địa và công ty đa quốc gia, rào cản về bảo hộ mậu dịch, thương mại, thuế...

Nhờ chủ động bám sát nhiệm vụ trọng tâm, các đơn vị dịch vụ trong Tập đoàn đã tập trung rà soát, tối ưu hóa chi phí; cơ cấu lại hoạt động sản xuất kinh doanh; chủ động tìm kiếm các hợp đồng mới; nâng cao chất lượng cung cấp dịch vụ và năng lực cạnh tranh. Doanh thu dịch vụ dầu

khí trong năm 2015 đạt 196 nghìn tỷ đồng, đạt 119% kế hoạch năm, chiếm tỷ trọng 35% trong tổng doanh thu toàn Tập đoàn, cao hơn so với mục tiêu chiến lược đề ra (25 - 30%).

Tập đoàn tiếp tục xây dựng hệ thống cơ sở vật chất kỹ thuật tiên tiến, thiết bị hiện đại, gồm nhiều lĩnh vực dịch vụ có giá trị tài sản gần 150 nghìn tỷ đồng. Năng lực, kinh nghiệm, thương hiệu và chất lượng dịch vụ của các đơn vị ngày càng được nâng cao, tính chuyên nghiệp và khả năng cạnh tranh tốt hơn, thực hiện được các dự án phức tạp, đòi hỏi công nghệ cao hơn. Trong đó, có thể kể đến dịch vụ vận hành các công trình khai thác dầu khí, xây lắp các công trình biển, khảo sát địa vật lý giếng khoan của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"; dịch vụ khoan của Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling); dịch vụ xây lắp các công trình biển, cung ứng tàu dịch vụ, FSO/FPSO của Tổng

công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (PTSC); dịch vụ cung cấp hóa phẩm dầu khí của Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP (DMC); dịch vụ nghiên cứu khoa học, đào tạo của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)... Dịch vụ phải thuê nước ngoài thực hiện giảm mạnh, giảm gần 12 nghìn tỷ đồng so với năm 2014, góp phần quan trọng thực hiện Nghị quyết của Chính phủ về cân đối ngoại tệ và giảm nhập siêu cho đất nước. Sự phối hợp giữa các đơn vị đã giúp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ động trong việc đảm bảo tiến độ các dự án đầu tư, góp phần gia tăng giá trị sản xuất công nghiệp và chủ động trong triển khai các hoạt động đảm bảo chủ quyền quốc gia trên biển. Đặc biệt, một số đơn vị (PV Drilling, PTSC...) tiếp tục tìm kiếm thị trường, cung cấp dịch vụ dầu khí ra nước ngoài mặc dù gặp phải sự cạnh tranh của các công ty dịch vụ dầu khí trong khu vực và quốc tế. Doanh thu

2011 - 2015: TỔNG DOANH THU DỊCH VỤ ĐẠT 1.114 NGHÌN TỶ ĐỒNG

Trong giai đoạn 2011 - 2015, tổng doanh thu dịch vụ của Tập đoàn đạt 1.114 nghìn tỷ đồng, tốc độ tăng trung bình 4%/năm, chiếm tỷ trọng 31,7% trong tổng doanh thu toàn Tập đoàn, tăng gấp 2,7 lần so với thực hiện trong giai đoạn 2006 - 2010. Tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn chủ sở hữu bình quân trong giai đoạn 2011 - 2015 của một số đơn vị dịch vụ dầu khí chủ lực của Tập đoàn đạt từ 13 - 27%/năm: DMC (27%/năm), PTSC (22%/năm), PV Drilling (20%/năm), Petrosetco (18%/năm)...

từ hoạt động dịch vụ ở nước ngoài trong năm 2015 chỉ đạt 9,9 nghìn tỷ đồng, giảm 3,2% so với năm 2014.

Trong năm 2016, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đặt mục tiêu doanh thu dịch vụ chiếm tỷ trọng 30% tổng doanh thu toàn Tập đoàn; tập trung giữ vững thị phần các dịch vụ truyền thống, chú trọng phát triển các dịch vụ chất lượng cao, có thể mạnh: dịch vụ khoan và kỹ thuật giếng khoan; dịch vụ khảo sát địa chấn, xử lý minh giải địa chấn; dịch vụ địa chất công trình, khảo sát và sửa chữa công trình ngầm; dịch vụ thiết kế, chế tạo, xây lắp công trình dầu khí; dịch vụ đóng mới, vận hành các phương tiện nổi; dịch vụ vận hành và bảo dưỡng, sửa chữa các nhà máy và công trình dầu khí...

Đối với các đơn vị sử dụng dịch vụ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu tiếp tục thực hiện chủ trương của Chính phủ tại Chỉ thị số 494/CT-TTg về tăng cường và ưu tiên sử dụng máy móc, vật tư, thiết bị và nguyên liệu sản xuất được trong nước trong công tác đấu thầu nhằm nâng cao nhận thức, trách nhiệm trong quá

trình lựa chọn nhà thầu, tạo điều kiện tối đa cho các doanh nghiệp trong Ngành, trong nước thực hiện. Chủ động cung cấp thông tin nhu cầu sử dụng dịch vụ, tạo điều kiện để các đơn vị dịch vụ trong Ngành thực hiện tối đa các dịch vụ theo yêu cầu của đơn vị trên cơ sở đảm bảo chất lượng, giá hợp lý...

Đồng thời, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị cung cấp dịch vụ phối hợp chặt chẽ với các đơn vị thăm dò khai thác, sản xuất để hỗ trợ thực hiện tốt các nhiệm vụ, chỉ tiêu kế hoạch được giao; rà soát, cơ cấu lại giá dịch vụ, chủ động đàm phán giá dịch vụ hợp lý, phù hợp với mức giảm của giá dầu mà các đơn vị sản xuất có thể chấp nhận được để duy trì hoạt động sản xuất kinh doanh. Tập trung tìm kiếm, phát triển dịch vụ phù hợp ra thị trường ngoài Tập đoàn để bù đắp cho khối lượng công việc bị tiết giảm, với mục tiêu tối thiểu là giữ vững thị trường hiện có, tiếp tục phát triển thị trường mới và đảm bảo việc làm cho người lao động. Các đơn vị tập trung thực hiện đúng nội dung, lộ trình tái cấu trúc theo Đề án đã được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phê duyệt, đảm bảo mục tiêu tái cấu trúc để phát triển mạnh hơn, hoạt động hiệu quả, chuyên nghiệp và phát triển bền vững; giảm thiểu chi phí tiến tới loại bỏ cạnh tranh nội bộ, thu gọn đầu mối quản lý để giảm chi phí, nâng cao hiệu quả đầu tư và sản xuất kinh doanh. Các đơn vị tiếp tục quy hoạch, sắp xếp lại cơ sở vật chất, thiết bị chuyên dụng; tăng cường hợp tác sử dụng chung các nguồn lực, nhằm tránh đầu tư lãng phí, chồng chéo... để nâng cao chất lượng, năng lực cạnh tranh của các đơn vị và tổ hợp đơn vị trong Ngành.

Trong thời gian tới, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục mở rộng hợp tác, gắn kết chặt chẽ giữa các

đơn vị dịch vụ trong Tập đoàn và trong nước để tạo ra hệ thống sản phẩm dịch vụ/hàng hóa chung. Tập đoàn kiên quyết loại bỏ tình trạng đơn vị nhận thầu sau đó giao lại cho doanh nghiệp khác thực hiện; không sử dụng dịch vụ của nước ngoài khi các đơn vị trong Tập đoàn, trong nước thực hiện được. Đặc biệt, các đơn vị tiếp tục đẩy mạnh phát triển dịch vụ dầu khí ra nước ngoài, trước mắt tập trung thực hiện dịch vụ đi liền với các dự án của Tập đoàn và các đơn vị thành viên đầu tư ở nước ngoài.

Tại Hội nghị triển khai công tác dịch vụ năm 2016 và sơ kết hoạt động sản xuất kinh doanh Quý I/2016, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh yêu cầu các đơn vị tối ưu hóa các nguồn lực, đổi mới tư duy để nâng cao chất lượng cung cấp dịch vụ và năng lực cạnh tranh. Các đơn vị bám sát diễn biến của giá dầu thô để có các giải pháp ứng phó linh hoạt, kịp thời; chủ động rà soát, cơ cấu lại khâu hao, cơ cấu chi phí vốn trong giá dịch vụ để giảm giá thành.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ tập trung đầu tư nâng cấp công nghệ và tăng cường công tác đào tạo nhân lực để nâng cao năng lực cung cấp dịch vụ và năng lực cạnh tranh cho các đơn vị; triển khai đồng bộ các giải pháp về thị trường, tổ chức hoàn thiện cơ chế chính sách để củng cố và phát triển lĩnh vực dịch vụ dầu khí; tập trung quy hoạch các hệ thống căn cứ dầu khí, đầu tư và phát triển mạnh lĩnh vực thiết kế, cơ khí chế tạo đóng mới và sửa chữa giàn khoan, tàu thuyền, xây lắp các công trình dầu khí biển.

Tùng Lâm



Kho LPG lạnh Thị Vải. Ảnh PV GAS

đặt mục tiêu tăng trưởng trên 10%/năm

Ngày 3/4/2016, tại Hội trường Thống Nhất, Tp. Hồ Chí Minh, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã đón nhận Danh hiệu Anh hùng Lao động. Sau ¼ thế kỷ xây dựng và phát triển, PV GAS đã trở thành doanh nghiệp cung cấp khí khô, LPG số 1 tại Việt Nam với 102,4 tỷ m³ khí khô, 10,5 triệu tấn khí hóa lỏng và 1,6 triệu tấn condensate; góp phần đảm bảo an ninh năng lượng/an ninh lương thực quốc gia; đảm bảo nguồn cung ổn định cho thị trường LPG và góp phần bình ổn giá LPG trong nước.

PV GAS đang quản lý 4 hệ thống khí với trên 1.200km đường ống, 2 nhà máy xử lý khí, 12 kho chứa khí hóa lỏng LPG với công suất gần 100.000 tấn... Cơ sở hạ tầng của ngành công nghiệp khí đã được xây dựng tương đối hoàn chỉnh từ thu gom, chế biến, vận chuyển, tàng trữ và phân phối khí. Việc đưa các công trình khí trọng điểm vào vận hành đã góp phần nâng cao hiệu quả sử dụng nguồn tài nguyên thiên nhiên của đất nước, tạo động lực thúc đẩy sự phát triển kinh tế - xã hội, đặc biệt là vùng kinh tế trọng điểm phía Nam. Để đảm bảo sự phát triển vững chắc và ổn định, góp phần đáp ứng nhu cầu sản phẩm khí trong nước, PV GAS đã và đang tập trung phát triển hệ thống kinh doanh, phân phối sản phẩm khí bằng hình

Tính đến nay, tổng doanh thu của PV GAS đạt 519,2 nghìn tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước 55,4 nghìn tỷ đồng; lợi nhuận sau thuế đạt 82,3 nghìn tỷ đồng. Mặc dù giá dầu thế giới suy giảm mạnh song PV GAS đã triển khai các giải pháp đồng bộ nhằm tiết giảm chi phí, nâng cao hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh, tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn điều lệ trung bình đạt trên 55%/năm trong giai đoạn 2011 - 2015. Tính đến hết năm 2015, tổng tài sản của PV GAS đạt 56.700 tỷ đồng, vốn chủ sở hữu đạt 42.984 tỷ đồng.

thức như: đầu tư, xây dựng hệ thống phân phối khí thấp áp cho các khu công nghiệp, hệ thống kho chứa, trạm nạp LPG... Bên cạnh đó, PV GAS đang triển



Lễ trao tặng Danh hiệu Anh hùng Lao động cho Tổng công ty Khí Việt Nam. Ảnh: PV GAS

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc:
NGÀNH CÔNG NGHIỆP KHÍ VIỆT NAM ĐANG
PHÁT TRIỂN VỮNG CHẮC, ĐỒNG BỘ, HIỆN ĐẠI

Qua 30 năm đổi mới, đất nước ta đã đạt được những thành tựu to lớn về phát triển kinh tế - xã hội, trong đó có sự đóng góp quan trọng của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nói chung và của Tổng công ty Khí Việt Nam nói riêng. Đảng và Nhà nước luôn ghi nhận, đánh giá cao những thành tích và đóng góp của các đồng chí. Qua 25 năm xây dựng và trưởng thành, các thế hệ lãnh đạo, cán bộ công nhân viên luôn không ngừng phấn đấu, lao động sáng tạo, trong đó có cả những mất mát, hy sinh. Các đồng chí đã xây dựng một Tổng công ty Khí vững mạnh, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia và các nhu cầu khác của đất nước. Các kết quả đạt được của Tổng công ty Khí Việt Nam, của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam cho thấy một ngành công nghiệp khí Việt Nam đang hình thành và phát triển vững chắc, đồng bộ, hiện đại trong tương lai không xa.

Nghị quyết số 41-NQ/TW của Bộ Chính trị về “định hướng Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035” đã khẳng định công nghiệp khí là 1 trong 5 lĩnh vực chính của Ngành Dầu khí và đặt mục tiêu xây dựng công nghiệp khí hoàn chỉnh, đồng bộ tất cả các khâu; giảm dần tỷ trọng sử dụng khí cho điện và chất đốt, tăng cường cho chế biến sâu, phát triển hệ thống đường ống dẫn khí quốc gia... Tổng công ty Khí Việt Nam cần có tầm nhìn đưa PV GAS trở thành ngành công nghiệp tầm cỡ khu vực và quốc tế.

khai các dự án nhập khẩu LNG nhằm đảm bảo nguồn cung khí ổn định cho các hộ tiêu thụ trong nước.

Tổng giám đốc PV GAS Dương Mạnh Sơn cho biết đến nay, PV GAS đã trở thành doanh nghiệp cung cấp khí khô, LPG số 1 tại Việt Nam với 102,4 tỷ m³ khí khô, 10,5 triệu tấn khí hóa lỏng và 1,6 triệu tấn condensate; góp phần đảm bảo an ninh năng lượng/an ninh lương thực quốc gia; đảm bảo nguồn cung ổn định cho thị trường LPG và góp phần bình ổn giá LPG trong nước. Hàng năm, doanh thu của PV GAS chiếm tỷ trọng khoảng 10% trong tổng doanh thu của toàn Tập đoàn và trên 2% GDP cả nước.

Theo Chủ tịch HĐQT PV GAS Lê Như Linh, PV GAS tập trung phát triển trở thành đơn vị chủ lực của Ngành Dầu khí Việt Nam, với sức cạnh tranh cao, hoạt động hiệu quả và hoàn chỉnh trong các khâu từ thu gom - xuất nhập khẩu - vận chuyển - chế biến/chế biến sâu - tàng trữ - dịch vụ - kinh doanh khí và sản phẩm khí, tích cực tham gia đầu tư thượng nguồn khí; giữ vai trò chủ đạo trong ngành công nghiệp khí Việt Nam, góp phần quan trọng trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

Trong giai đoạn 2016 - 2025, PV GAS đặt mục tiêu tăng trưởng bình quân trên 10%/năm, tổng tài sản đến năm 2020 gấp 2 lần năm 2015, trở thành doanh nghiệp khí mạnh, hiệu quả, có sức cạnh tranh cao; giữ vững vai trò chủ đạo trong công nghiệp khí trên toàn quốc, phấn đấu trở thành doanh nghiệp khí hàng đầu khu vực Đông Nam Á (ASEAN) và có tên trong các thương hiệu khí mạnh của châu Á.

Hoàng Hương

MỘT HƯỚNG TIẾP CẬN XÁC ĐỊNH GIÁ TRỊ THAM SỐ ĐẦU VÀO CHO MÔ PHỎNG MONTE CARLO PHỤC VỤ CÔNG TÁC DỰ BÁO TRỮ LƯỢNG DẦU KHÍ

ThS. Phạm Xuân Sơn¹, KS. Đặng Đức Nhân²

ThS. Trần Giang Sơn³, KS. Võ Việt Hà⁴, KS. Nguyễn Việt Hùng⁴

¹Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

²Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)

³Đại học Bách khoa Tp. HCM

⁴Công ty Dầu khí Nhật Việt (JVPC)

Email: sonpx.fg@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu một hướng tiếp cận để xác định tham số đầu vào cho mô phỏng Monte Carlo (2D) phục vụ dự báo trữ lượng dầu khí dựa trên nghiên cứu mô hình lý thuyết và áp dụng thử nghiệm cho tài liệu thực tế ở mỏ Rạng Đông do Công ty Dầu khí Nhật Việt (JVPC) điều hành.

Từ khóa: Mô phỏng Monte Carlo, tham số đầu vào, độ tin cậy.

1. Mở đầu

Trong công tác dự báo trữ lượng dầu khí, mô phỏng Monte Carlo được sử dụng khá rộng rãi ở các công ty trong và ngoài nước. Tuy nhiên, việc xác định các tham số đầu vào phù hợp luôn được đặt ra cho từng bộ số liệu thu thập được ở mỗi mỏ. Để xác định định lượng các giá trị tham số đầu vào gồm giá trị cận dưới (min), giá trị kỳ vọng (điển hình - most likely) và giá trị cận trên (max) cho mỗi tham số, hiện có hai luồng quan điểm chính về cách xác định gồm:

- a: Sử dụng phân bố giá trị đo được tại giếng khoan (ví dụ phân bố độ rỗng từ kết quả minh giải địa vật lý giếng khoan) có trong khu vực mỏ (bước lấy mẫu thường là 0,1 - 0,25m tại giếng khoan);
- b: Sử dụng giá trị trung bình tham số từ từng giếng khoan sau đó tùy thuộc mức độ tin cậy của tài liệu (mật độ giếng khoan...) để lấy cận trên/dưới cho mỗi giá trị tham số đầu vào.

Với phương án (a), giá trị nhỏ nhất của một tham số (ví dụ độ rỗng...) thường tương ứng với giá trị cutoff (Φ cutoff...) và giá trị cao nhất sẽ tương ứng với giá trị (độ rỗng) lớn nhất có thể gặp tại một điểm độ sâu trong một giếng khoan nào đó. Giả thiết rằng việc tính tham số (độ rỗng...) tại giếng khoan là hoàn toàn chính xác và vỉa chứa không có biến đổi theo diện (chỉ biến đổi theo phương thẳng đứng - mọi giếng khoan đều giống nhau), có nghĩa phân bố giá trị (histogram) ở một giếng khoan sẽ có hình thái giống như với phân bố giá trị khi gộp nhiều giếng khoan lại. Nếu số lượng giếng khoan tiến tới vô cùng thì phân bố giá trị vẫn luôn thu được dải

giá trị rộng như khi chỉ có duy nhất một giếng khoan. Điều này không phù hợp vì khi có vô cùng nhiều giếng khoan thì các giá trị cận trên - cận dưới (ví dụ P10, P90) phải trùng với giá trị trung bình từ tất cả các giếng của tham số đó tương ứng với không còn sai số khi tính tham số (độ rỗng...) tầng chứa. Như vậy, việc dùng phân bố giá trị của một tham số từ kết quả giếng khoan (phương án (a)) là không phù hợp - điều này cũng được khẳng định tại tài liệu hướng dẫn của SPE [1]. Việc xác định định lượng các tham số đầu vào cho mô phỏng Monte Carlo như phương án (b) cần nghiên cứu cho mỗi bộ số liệu cụ thể ở từng khu vực mỏ khác nhau.

2. Phương pháp nghiên cứu

Phương pháp nghiên cứu xác định tham số đầu vào cho mô phỏng Monte Carlo dựa trên mô hình hóa đối tượng/tham số nghiên cứu để xác định miền giá trị của tham số làm cơ sở áp dụng vào điều kiện thực tế.

3. Xây dựng mô hình lý thuyết và giải quyết bài toán

Dưới đây là mô hình lý thuyết về một tham số thử nghiệm là chiều dày vỉa (tương ứng với thông tin về tham số N/G). Mô hình lý thuyết cho tầng chứa có hình dạng là nửa trên của ellipsoid, hình chiếu đứng và hình chiếu bằng được biểu diễn như Hình 1. Nếu bán kính theo trục x, y, z lần lượt là R_x , R_y , h có giá trị tương ứng là 8, 4, 2 đơn vị, tâm ellipsoid tại điểm có tọa độ (8, 4, 0) khi đó phương trình biểu diễn độ dày (h) tập đá chứa trong không gian sẽ là:

$$h = 2 \times \sqrt{1 - \frac{(x-8)^2}{8^2} - \frac{(y-4)^2}{4^2}} \quad (1)$$

Mỗi cặp giá trị (X_i, Y_i) bất kỳ đều cho phép xác định độ dày (h) của tầng chứa theo công thức (1).

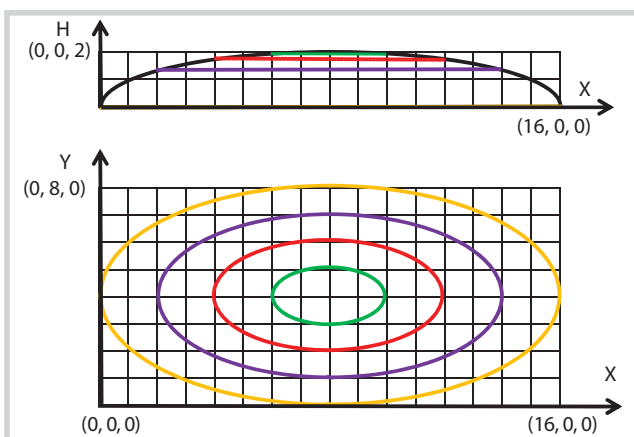
Trong thực tế, khi biết được tọa độ giếng khoan và chiều dày tầng chứa qua giếng khoan thì với mạng lưới giếng khoan đủ dày có thể dự báo độ dày (h) ở khu vực chưa khoan (xác suất) bằng nhiều cách khác nhau như:

- Vẽ bản đồ (3D) - phân tích độ nhạy;
- Dùng biểu đồ (2D);
- Dùng phương án "Tam giác giá trị".

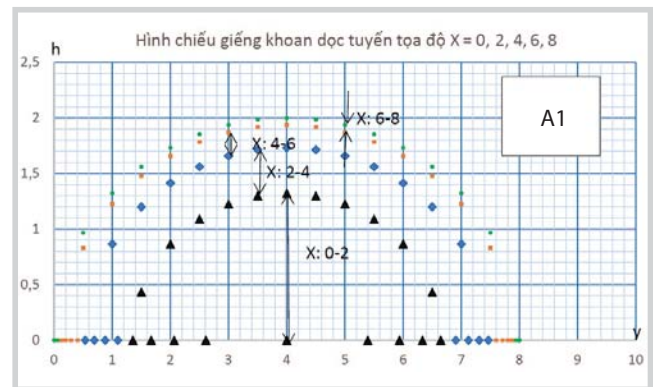
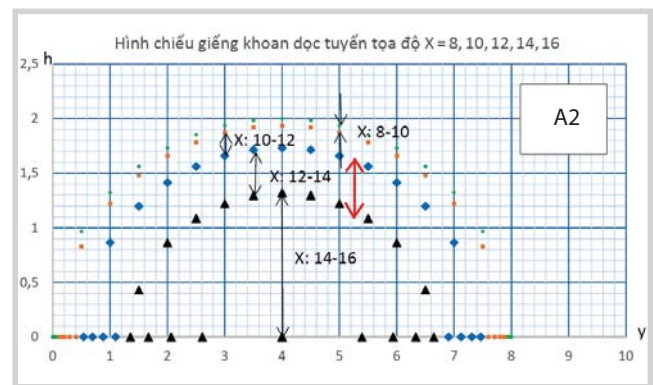
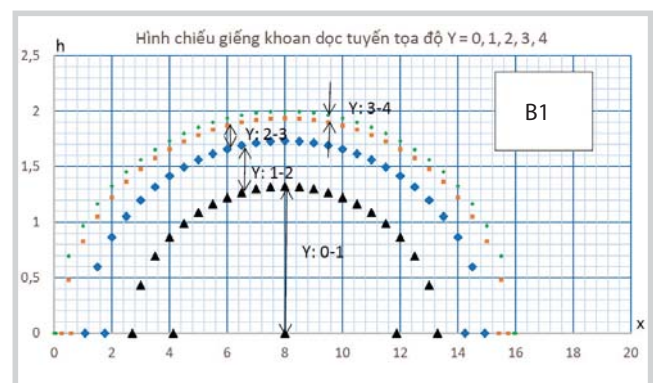
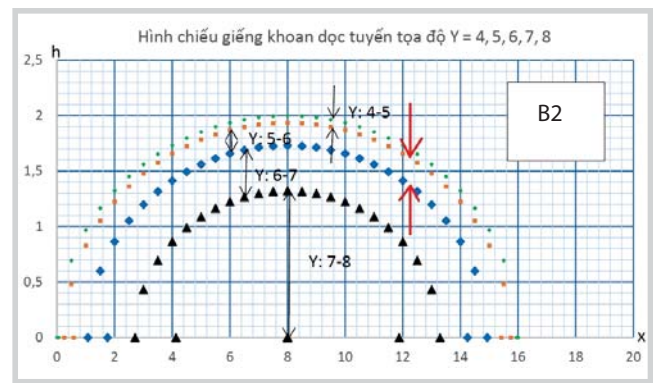
Trong phương pháp 3D (vẽ bản đồ), để xác định sai số (xác suất) có thể gặp cho một tham số khi dự báo có thể tiến hành theo cách đơn giản là thực hiện bỏ một giếng khoan ra khỏi bộ số liệu hiện có (giếng khoan kiểm tra) sau đó vẽ bản đồ dựa trên các thông tin giếng khoan còn lại. So sánh độ lệch của giếng khoan kiểm tra với bản đồ được xây dựng cho phép dự báo sai số có thể gặp tại giếng kiểm tra. Tiến hành tương tự với tất cả các giếng khoan kiểm tra khác trong bộ số liệu với các thuật toán vẽ bản đồ khác nhau cho phép xác định khoảng sai số (xác suất từ phân tích độ nhạy 3D). Dù độ tin cậy tính từ mô hình 3D cao nhưng lại tốn nhiều thời gian, cần dùng phần mềm phức tạp, kiểm soát chặt chẽ tham số đầu vào và không dễ dàng thực hiện.

Dưới đây là đề xuất một tiếp cận đơn giản hơn để xác định cận trên/dưới cho tham số (ví dụ là chiều dày tầng chứa) bằng phương pháp biểu đồ.

Giả thiết một mạng lưới giếng khoan dọc theo đường kinh tuyến và vĩ tuyến (x, y), như vậy mỗi cặp giá trị (X_i, Y_i)



Hình 1. Hình chiếu đứng và hình chiếu bằng mô hình vỉa chứa dạng nửa ellipsoid



Hình 2. Hình chiếu cạnh/đứng mạng lưới giếng khoan mô hình lý thuyết dọc tuyến X & Y

Bảng 1. Kết quả chiều dày h tại tọa độ (12,25, 5,3)

	Hình 2/A2	Hình 2/B2	Kết quả phép giao
Cận dưới (min)	~ 1,10	~ 1,35	1,35
Kết quả tính (h) tại tọa độ (12,25, 5,3) theo công thức (1)			1,57
Cận trên (max)	~ 1,65	~ 1,65	1,65

bất kỳ đều cho phép xác định độ dày h của tầng chứa theo công thức (1). Hình chiếu đứng/chiếu cạnh của tọa độ các giếng này sẽ có dạng nửa hình ellipsoid (Hình 2). Bằng cách thực hiện phép giao biểu đồ (A1 hoặc A2) với (B1 hoặc B2) cho phép xác định sai số (dải cận trên/dưới) ở tọa độ bất kỳ.

Ví dụ:

Cần xác định chiều dày tập đá chứa tại điểm có tọa độ (X_i, Y_i) là (12,25, 5,3) như vậy giá trị $X_i = 12,25$ nằm trong dải $X = (12 - 14)$ tương ứng chọn hình 2/A2 và $Y_i = 5,3$ nằm trong dải $Y = (5 - 6)$ tương ứng với Hình 2/B2.

Cách tiến hành xác định chiều dày tại tọa độ (12,25, 5,3):

- Từ Hình 2/A2 lấy giá trị trục hoành là 5,3 gióng lên khoảng $X = (12 - 14)$ và thực hiện tìm dải cận dưới (min) - cận trên (max) của giá trị độ dày h (mũi tên đỏ).

- Từ Hình 2/B2 lấy giá trị trục hoành là 12,25 gióng lên khoảng $Y = (5 - 6)$ và thực hiện tìm dải cận dưới - trên của giá trị độ dày h (mũi tên đỏ).

- Thực hiện phép giao 2 dải cận dưới - cận trên của độ dày h cho kết quả chiều dày h tại tọa độ (12,25, 5,3) cần tìm như trong Bảng 1.

Như vậy nếu tiến hành kiểm tra ở nhiều điểm khác nhau cho phép xác định tham số min - max, trung bình các giá trị min/max của các điểm kiểm tra cho phép xác định dải min - max về chiều dày cần xác định cho mô hình này. Giá trị kỳ vọng theo hướng dẫn của SPE có thể lấy từ trung bình giá trị của các giếng khoan.

Thông qua việc xác định giá trị trung bình tham số của các giếng và trung bình cận trên/dưới cho phép xác định định lượng tham số đầu vào cho mô phỏng Monte Carlo.

Nếu mạng lưới giếng khoan càng dày thì càng có thể thu hẹp khoảng giá trị (X, Y) để chính xác hóa biểu đồ trên Hình 2 tương ứng với việc thu hẹp cận trên/dưới của một tham số quan tâm.

Hạn chế của phương án biểu đồ nêu trên và đề xuất phương án "Tam giác giá trị" để khắc phục:

Việc "dò" giá trị cận trên/dưới dựa trên biểu đồ như trên có hạn chế là phụ thuộc vào chủ quan người thực hiện và khá "vất vả" do vậy để hạn chế sự phụ thuộc này và với sai số ở mức chấp nhận được cũng như đơn giản hóa việc xác định tham số ta có thể lấy giá trị cận trên ứng với giá trị lớn ở giếng khoan trên dải cận trên và giá trị cận dưới ứng với giá trị giếng gần ở dải cận dưới.

Với cách làm này, bài toán trở về dạng đơn giản là trong tam giác xác định bởi 3 giếng khoan gần nhau, giá trị cận dưới khi nội suy trong tam giác sẽ tương ứng với giá trị tham số nhỏ nhất từ 3 giếng khoan và giá trị cận trên tương ứng với giá trị tham số lớn nhất trong 3 giếng khoan. Ngoài ra việc lấy giá trị trung bình từ các giếng khoan làm giá trị đầu vào ứng với giá trị kỳ vọng (như hướng dẫn của SPE) sẽ gặp sai số lớn khi mạng lưới giếng khoan không đều (các giếng khoan gần nhau sẽ chiếm ưu thế khi tiến hành lấy trung bình số học - đây là điều thường xảy ra trong thực tế). Dưới đây là đề xuất các bước xác định tham số cận dưới, cận trên cũng như giá trị kỳ vọng phù hợp cho điều kiện thực tế:

- + Vẽ mạng lưới tam giác xác định bởi từng bộ 3 giếng khoan gần nhau nhất và đánh số từ 1... n ;

- + Xác định giá trị tham số lớn/nhỏ nhất ứng với mỗi giếng trong ba giếng khoan. Giá trị này sẽ ứng với cận trên/dưới đại diện cho dải giá trị có thể gặp khi nội suy các điểm phía trong tam giác. Khi đó ta sẽ nhận được bộ giá trị tham số cận dưới/trên cho n tam giác là $(\min_1 \dots \min_n)$ và $(\max_1 \dots \max_n)$;

- + Xác định diện tích mỗi tam giác $(S_1 \dots S_n)$;

- + Trung bình các giá trị cận dưới/trên từ tất cả các tam giác theo trọng số diện tích tam giác để nhận giá trị cận trên và dưới cho tham số (ví dụ độ rỗng Φ) theo công thức:

$$\Phi_{\min} = \sum_{i=1}^n (\Phi_{\min_i} \times S_i) / \sum_{i=1}^n S_i \quad (2)$$

$$\Phi_{\max} = \sum_{i=1}^n (\Phi_{\max_i} \times S_i) / \sum_{i=1}^n S_i \quad (3)$$

Trong đó $\Phi_{\min_i}, \Phi_{\max_i}$ là độ rỗng trung bình nhỏ nhất và lớn nhất trong 3 giếng khoan xác định tam giác thứ i . $\Phi_{\min}, \Phi_{\max}$ là giá trị độ rỗng xác định cận dưới/trên cho mô phỏng Monte Carlo.

Nếu gọi h_1, h_2, h_3 là chiều dày (hiệu dụng - reservoir) tập vỉa ứng với 3 giếng khoan xác định đỉnh một tam giác (thứ i), độ rỗng hiệu dụng trung bình tập tương ứng tại từng giếng khoan này lần lượt là Φ_1, Φ_2, Φ_3 , khi đó độ rỗng trung bình đại diện cho tam giác này là $\Phi_i = (\Phi_1 \times h_1 + \Phi_2 \times h_2 + \Phi_3 \times h_3) / (h_1 + h_2 + h_3)$ như vậy độ rỗng trung bình (Φ_{avr}) từ các giếng được xác định bằng công thức:

$$\Phi_{avr} = \sum_{i=1}^n (\Phi_i \times S_i) / \sum_{i=1}^n S_i \quad (4)$$

- Công thức (4) có điều chỉnh so với hướng dẫn SPE khi đưa trọng số diện tích tam giác vào để hạn chế ảnh hưởng do mạng lưới giếng khoan không đều và được

dùng làm giá trị đầu vào ứng với kỳ vọng mô phỏng Monte Carlo.

Rõ ràng với phương án “Tam giác giá trị” này, trong một số trường hợp sai số lớn hơn so với thực hiện “cẩn thận” và “chăm chỉ” từ phương án biểu đồ 2D nhưng lại phù hợp với việc xác định tham số đầu vào của mô phỏng Monte Carlo 2D thông dụng. Dễ dàng nhận thấy khi lượng giếng khoan tăng lên các giá trị (min, max, most likely) sẽ tiệm cận về giá trị bằng phân tích độ nhạy theo mô hình 3D.

Tương tự ta có thể xây dựng công thức cho tham số tỷ số chiều dày hiệu dụng trên chiều dày chung (N2G) và độ bão hòa nước (Sw):

$$N2G_{\min} = \sum_{i=0}^n (N2G_{\min_i} \times S_i) / \sum_{i=1}^n S_i \quad (5)$$

$$N2G_{\max} = \sum_{i=0}^n (N2G_{\max_i} \times S_i) / \sum_{i=1}^n S_i \quad (6)$$

$$N2G_{avr} = \sum_{i=0}^n (N2G_{avr_i} \times S_i) / \sum_{i=1}^n S_i \quad (7)$$

Trong đó:

$N2G_{\min}$, $N2G_{\max}$, là tỷ số chiều dày hiệu dụng (reservoir) và chiều dày chung nhỏ nhất và lớn nhất trong 3 giếng khoan xác định tam giác thứ i. $N2G_{\min}$, $N2G_{\max}$, $N2G_{avr}$ là giá trị tỷ số chiều dày hiệu dụng và chiều dày chung xác định cận dưới/trên và kỳ vọng cho mô phỏng Monte Carlo.

$N2G_{avr}$ là chiều dày hiệu dụng trung bình từ 3 giếng khoan xác định đỉnh tam giác thứ i tính theo công thức:

$$N2G_{avr_i} = (h_1 + h_2 + h_3) / (H_1 + H_2 + H_3) \quad (8)$$

Với h_1 , H_1 , h_2 , H_2 , h_3 , H_3 lần lượt là chiều dày hiệu dụng và chiều dày tổng của tầng chứa gặp ở các giếng khoan xác định 3 đỉnh tam giác 1, 2, 3.

Và:

$$Sw_{\min} = \sum_{i=0}^n (Sw_{\min_i} \times S_i) / \sum_{i=1}^n S_i \quad (9)$$

$$Sw_{\max} = \sum_{i=0}^n (Sw_{\max_i} \times S_i) / \sum_{i=1}^n S_i \quad (10)$$

$$Sw_{avr} = \sum_{i=0}^n (Sw_i \times S_i) / \sum_{i=1}^n S_i \quad (11)$$

Trong đó:

$Sw_{\min}$, $Sw_{\max}$ là độ bão hòa nước nhỏ nhất và lớn nhất trong 3 giếng khoan xác định tam giác thứ i. $Sw_{\min}$, $Sw_{\max}$, Sw_{avr} là giá trị độ bão hòa nước xác định cận dưới/trên và kỳ vọng cho mô phỏng Monte Carlo.

Sw_i là độ bão hòa nước trung bình từ 3 giếng khoan xác định đỉnh tam giác thứ i tính theo công thức:

$$Sw_i = (h_1 \times \Phi_1 \times Sw_1 + h_2 \times \Phi_2 \times Sw_2 + h_3 \times \Phi_3 \times Sw_3) / (h_1 \times \Phi_1 + h_2 \times \Phi_2 + h_3 \times \Phi_3) \quad (12)$$

Trong đó: h_1 , Φ_1 , Sw_1 , h_2 , Φ_2 , Sw_2 , h_3 , Φ_3 , Sw_3 lần lượt là chiều dày hiệu dụng (Pay), độ rỗng hiệu dụng và độ bão hòa nước trong khoảng hiệu dụng chứa sản phẩm trung bình tại lần lượt ở các giếng khoan xác định 3 đỉnh tam giác 1, 2, 3.

4. Áp dụng thử nghiệm cho tham số độ rỗng từ kết quả giếng khoan mở Rạng Đông

Giả sử tam giác ABC tọa độ đỉnh tam giác lần lượt là (X_A, Y_A) , (X_B, Y_B) và (X_C, Y_C) khi đó diện tích tam giác ABC xác định theo công thức:

$$S_{\Delta ABC} = |(X_A \times (Y_B - Y_C) + X_B \times (Y_C - Y_A) + X_C \times (Y_A - Y_B)) / 2| \quad (13)$$

Dưới đây là mô phỏng mạng lưới giếng khoan và mạng lưới tam giác “vẽ thủ công” (Hình 3) cùng bảng tính giá trị cận trên/dưới và kỳ vọng của tham số độ rỗng theo các công thức (2), (3), (4) (Bảng 2).

Từ bảng tính cho phép xác định các tham số độ rỗng $\Phi_{\min}$, Φ_{avr} , $\Phi_{\max}$:

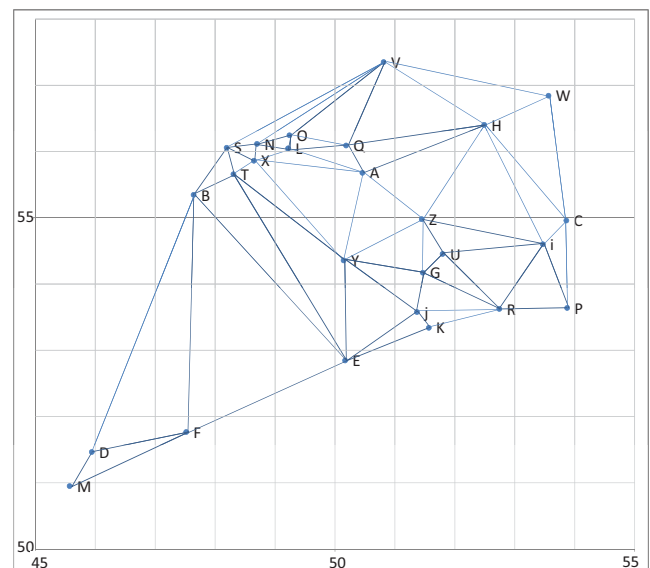
$$\Phi_{\min} = \sum_{i=0}^n (\Phi_{\min_i} \times S_i) / \sum_{i=1}^n S_i = 4,3/27 = 0,159 \text{ (dec.)} \quad (14)$$

$$\Phi_{avr} = \sum_{i=0}^n (\Phi_i \times S_i) / \sum_{i=1}^n S_i = 4,5/27 = 0,168 \text{ (dec.)} \quad (15)$$

$$\Phi_{\max} = \sum_{i=0}^n (\Phi_{\max_i} \times S_i) / \sum_{i=1}^n S_i = 4,7/27 = 0,175 \text{ (dec.)} \quad (16)$$

Rõ ràng các tham số độ rỗng min, max, most likely chưa bao gồm sai số có thể gặp tại giếng. Nếu bao gồm cả sai số tại giếng thì cần tiến hành kiểm tra kết quả giếng khoan thông qua 1 trong 2 cách:

- So sánh với kết quả trung bình từ mẫu lõi (Core plug) được lấy cách đều, không chọn lựa.



Hình 3. Mô phỏng mạng lưới giếng khoan khu vực mỏ Rạng Đông

Bảng 2. Xác định giá trị trung gian phục vụ tính tham số đầu vào (độ đồng) cho mô phỏng Monte Carlo từ số liệu một tập từ các giếng khoan mỏ Rạng Đông

TT	Tam giác	X _o (m)	Y _a (m)	h ₁ (m)	Φ ₁ (dec.)	Φ _{1i} x h ₁	X _b (m)	Y _b (m)	h ₂ (m)	Φ ₂ (dec.)	Φ _{2i} x h ₂	X _c (m)	Y _c (m)	h ₃ (m)	Φ ₃ (m)	Φ _{3i} x h ₃	S (m ²)	Φ _{min}	Φ _{max}	S x Φ _{min}	S x Φ _{max}	Φ _{avr} (dec)	S x Φ _{avr}
1	F-D-M	47,5	51,8	27,8	0,155	4,3	45,9	51,5	32,6	0,175	5,7	45,6	51,0	29,5	0,155	4,6	0,35	0,155	0,175	0,05	0,06	0,162	0,057
2	D-B-F	45,9	51,5	32,6	0,175	5,7	47,6	55,3	43,7	0,175	7,7	47,5	51,8	27,8	0,155	4,3	2,80	0,155	0,175	0,43	0,49	0,170	0,475
3	F-B-E	47,5	51,8	27,8	0,155	55,3	47,6	55,3	43,7	0,175	42,8	50,2	52,8	42,8	0,162	6,9	4,68	0,155	0,175	0,73	0,82	0,165	0,773
4	B-T-E	47,6	55,3	43,7	0,175	7,7	48,3	55,7	28,6	0,165	4,7	50,2	52,8	42,8	0,162	6,9	1,23	0,162	0,175	0,20	0,21	0,168	0,205
5	B-T-S	47,6	55,3	43,7	0,175	7,7	48,3	55,7	28,6	0,165	4,7	48,2	56,1	28,8	0,174	5,0	0,15	0,165	0,175	0,02	0,03	0,172	0,026
6	T-Y-E	48,3	55,7	28,6	0,165	4,7	50,1	54,4	34,0	0,159	5,4	50,2	52,8	42,8	0,162	6,9	1,37	0,159	0,165	0,22	0,23	0,162	0,222
7	Y-E-J	50,1	54,4	34,0	0,159	5,4	50,2	52,8	42,8	0,162	6,9	51,4	53,6	23,9	0,146	3,5	0,91	0,146	0,162	0,13	0,15	0,157	0,144
8	J-E-K	51,4	53,6	23,9	0,146	3,5	50,2	52,8	42,8	0,162	6,9	51,6	53,3	24,9	0,164	4,1	0,21	0,146	0,164	0,03	0,04	0,158	0,034
9	J-K-R	51,4	53,6	23,9	0,146	3,5	51,6	53,3	24,9	0,164	4,1	52,7	53,6	36,2	0,162	5,9	0,17	0,146	0,164	0,02	0,03	0,158	0,027
10	J-R-G	51,4	53,6	23,9	0,146	3,5	52,7	53,6	36,2	0,162	5,9	51,5	54,2	32,2	0,161	5,2	0,40	0,146	0,162	0,06	0,07	0,158	0,064
11	Y-G-J	50,1	54,4	34,0	0,159	5,4	51,5	54,2	32,2	0,161	5,2	51,4	53,6	23,9	0,146	3,5	0,40	0,146	0,161	0,06	0,06	0,156	0,063
12	Y-G-Z	50,1	54,4	34,0	0,159	5,4	51,5	54,2	32,2	0,161	5,2	51,4	55,0	19,9	0,157	3,1	0,53	0,157	0,161	0,08	0,09	0,159	0,085
13	A-Y-Z	50,5	55,7	22,6	0,160	3,6	50,1	54,4	34,0	0,159	5,4	51,4	55,0	19,9	0,157	3,1	0,76	0,157	0,16	0,12	0,12	0,159	0,121
14	Y-A-X	50,1	54,4	34,0	0,159	5,4	50,5	55,7	22,6	0,160	3,6	48,6	55,9	35,0	0,182	6,4	1,23	0,159	0,182	0,19	0,22	0,168	0,206
15	Y-X-T	50,1	54,4	34,0	0,159	5,4	48,6	55,9	35,0	0,182	6,4	48,3	55,7	28,6	0,165	4,7	0,41	0,159	0,182	0,06	0,07	0,169	0,069
16	X-T-S	48,6	55,9	35,0	0,182	6,4	48,3	55,7	28,6	0,165	4,7	48,2	56,1	28,8	0,174	5,0	0,08	0,165	0,182	0,01	0,01	0,174	0,014
17	X-S-N	48,6	55,9	35,0	0,182	6,4	48,2	56,1	28,8	0,174	5,0	48,7	56,1	35,1	0,173	6,1	0,06	0,173	0,182	0,01	0,01	0,176	0,011
18	V-N-S	50,8	57,4	29,2	0,197	5,8	48,7	56,1	35,1	0,173	6,1	48,2	56,1	28,8	0,174	5,0	0,25	0,173	0,197	0,04	0,05	0,181	0,045
19	V-O-N	50,8	57,4	29,2	0,197	5,8	49,2	56,2	29,1	0,199	5,8	48,7	56,1	35,1	0,173	6,1	0,20	0,173	0,199	0,03	0,04	0,189	0,037
20	O-L-N	49,2	56,2	29,1	0,199	5,8	49,2	56,0	29,1	0,171	5,0	48,7	56,1	35,1	0,173	6,1	0,05	0,171	0,199	0,01	0,01	0,180	0,009
21	N-L-X	48,7	56,1	35,1	0,173	6,1	49,2	56,0	29,1	0,171	5,0	48,6	55,9	35,0	0,182	6,4	0,07	0,171	0,182	0,01	0,01	0,176	0,012
22	X-L-A	48,6	55,9	35,0	0,182	6,4	49,2	56,0	29,1	0,171	5,0	50,5	55,7	22,6	0,160	3,6	0,22	0,16	0,182	0,04	0,04	0,173	0,038
23	L-Q-O	49,2	56,0	29,1	0,171	5,0	50,2	56,1	41,8	0,167	7,0	49,2	56,2	29,1	0,199	5,8	0,09	0,167	0,199	0,02	0,02	0,177	0,017
24	L-Q-A	49,2	56,0	29,1	0,171	5,0	50,2	56,1	41,8	0,167	7,0	50,5	55,7	22,6	0,160	3,6	0,21	0,16	0,171	0,03	0,04	0,167	0,034
25	Q-A-H	50,2	56,1	41,8	0,167	7,0	50,5	55,7	22,6	0,160	3,6	52,5	56,4	36,5	0,171	6,2	0,52	0,16	0,171	0,08	0,09	0,167	0,086
26	Q-H-V	50,2	56,1	41,8	0,167	7,0	52,5	56,4	36,5	0,171	6,2	50,8	57,4	29,2	0,197	5,8	1,35	0,167	0,197	0,23	0,27	0,177	0,239
27	Q-V-O	50,2	56,1	41,8	0,167	7,0	50,8	57,4	29,2	0,197	5,8	49,2	56,2	29,1	0,199	5,8	0,64	0,167	0,199	0,11	0,13	0,185	0,119
28	A-H-Z	50,5	55,7	22,6	0,160	3,6	52,5	56,4	36,5	0,171	6,2	51,4	55,0	19,9	0,157	3,1	1,07	0,157	0,171	0,17	0,18	0,164	0,176
29	Z-H-I	51,4	55,0	19,9	0,157	3,1	52,5	56,4	36,5	0,171	6,2	53,5	54,6	37,0	0,173	6,4	1,64	0,157	0,173	0,26	0,28	0,169	0,276
30	Z-U-I	51,4	55,0	19,9	0,157	3,1	51,8	54,5	29,5	0,161	4,8	53,5	54,6	37,0	0,173	6,4	0,46	0,157	0,173	0,07	0,08	0,165	0,077
31	Z-U-G	51,4	55,0	19,9	0,157	3,1	51,8	54,5	29,5	0,161	4,8	51,5	54,2	32,2	0,161	5,2	0,14	0,157	0,161	0,02	0,02	0,160	0,022
32	U-G-R	51,8	54,5	29,5	0,161	4,8	51,5	54,2	32,2	0,161	5,2	52,7	53,6	36,2	0,162	5,9	0,27	0,161	0,162	0,04	0,04	0,161	0,044
33	R-U-I	52,7	53,6	36,2	0,162	5,9	51,8	54,5	29,5	0,161	4,8	53,5	54,6	37,0	0,173	6,4	0,76	0,161	0,173	0,12	0,13	0,166	0,126
34	R-I-P	52,7	53,6	36,2	0,162	5,9	53,5	54,6	37,0	0,173	6,4	53,9	53,6	15,7	0,157	2,5	0,55	0,157	0,173	0,09	0,09	0,166	0,091
35	I-P-C	53,5	54,6	37,0	0,173	6,4	53,9	53,6	15,7	0,157	2,5	53,9	55,0	34,4	0,171	5,9	0,26	0,157	0,173	0,04	0,05	0,169	0,044
36	I-C-H	53,5	54,6	37,0	0,173	6,4	53,9	55,0	34,4	0,171	5,9	52,5	56,4	36,5	0,171	6,2	0,53	0,171	0,173	0,09	0,09	0,172	0,091
37	C-H-W	53,9	55,0	34,4	0,171	5,9	52,5	56,4	36,5	0,171	6,2	53,6	56,8	49,3	0,173	8,5	1,08	0,171	0,173	0,18	0,19	0,172	0,185
38	H-V-W	52,5	56,4	36,5	0,171	6,2	50,8	57,4	29,2	0,197	5,8	53,6	56,8	49,3	0,173	8,5	0,88	0,171	0,197	0,15	0,17	0,178	0,157
Tổng																	27			4,3	4,7		4,5

- Tiến hành phân tích độ nhạy từ công tác xử lý tài liệu tại từng giếng khoan.

Với tài liệu xử lý tốt thì trung bình sai số này chỉ khoảng $\pm 0,5\%$, như vậy con số cận trên/dưới để đưa vào mô phỏng Monte Carlo cần bao gồm cả sai số tại giếng khoan nêu trên.

5. Kết luận

Các phân tích, tính toán thử nghiệm nêu trên cũng như dựa trên điều kiện thực tế cho thấy:

- Các tham số trung bình được dùng là tham số kỳ vọng của mô phỏng Monte Carlo tính theo quan điểm ở phương án (a) hay (b) thực tế khác nhau không nhiều, đây cũng là tham số chính liên quan đến dự báo trữ lượng dầu, khí thường được dùng để trình duyệt.

- Tham số min, max trong nhiều trường hợp khác nhau đáng kể và những con số này tuy không ảnh hưởng nhiều đến con số trữ lượng dự báo để trình duyệt nhưng nó lại phản ánh độ tin cậy trong dự báo trữ lượng dầu, khí cũng như mật độ (tương đối) của mạng lưới giếng khoan, hay nói cách khác là sự bất đồng nhất tham số theo diện của tập đá chứa quan tâm...

- Việc sử dụng phương án "Tam giác giá trị" có thể giúp đưa ra con số min/max chấp nhận được để phục vụ công tác dự báo trữ lượng 2D.

Để thuận tiện trong vẽ tam giác, đặc biệt khi lượng giếng khoan nhiều cũng như hạn chế sự phụ thuộc vào

chủ quan của con người, nhóm tác giả đã xây dựng phần mềm xác định cận trên, dưới và kỳ vọng thông qua tham số trung bình đá chứa, tọa độ của từng giếng khoan trong khu vực nghiên cứu. Sau khi xác định cận trên/dưới... từ phần mềm này, kết quả cho phép sử dụng tương ứng là tham số đầu vào của mô phỏng Monte Carlo (như phần mềm Crystal Ball) để dự báo trữ lượng dầu khí.

Phần mềm hỗ trợ tính tham số này có thể download tại địa chỉ:

<http://www.mediafire.com/download/illr563twm833xe/MonteCarloInputVersion1.0.rar> (bao gồm: phần mềm, file hướng dẫn & số liệu mẫu).

Tài liệu tham khảo

1. Society of Petroleum Engineers. *Guidelines for application of the petroleum resources management system*. November 2011.
2. Đặng Văn Vinh. *Bài giảng môn Giải tích hàm nhiều biến*. Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh.
3. M.Bern, P.Plassmann. *Mesh generation*. U.S. Department of Energy, under contract W-31-109-Eng-38.
4. J.Murtha; J.Ross. *Uncertainty and the volumetric equation*. Society of Petroleum Engineers. Journal of Petroleum Technology. 9/2009; 61 (9): p. 20 - 22.

An approach to define input parameters for Monte Carlo Simulation for HCIIP prediction

Pham Xuan Son¹, Dang Duc Nhan², Tran Giang Son³
Vo Viet Ha⁴, Nguyen Viet Hung⁴

¹Vietsovpetro

²Petrovietnam Exploration Production Corporation (PVEP)

³Ho Chi Minh City University of Technology

⁴Japan Vietnam Petroleum Corporation (JVPC)

Email: sonpx.fg@vietsov.com.vn

Summary

The article brings out an approach to define input parameters for Monte Carlo Simulation to support the prediction of Hydrocarbons Initially in Place (HCIIP) based on theoretical model study and tested with data from Rang Dong oil field operated by Japan Vietnam Petroleum Corporation (JVPC).

Key words: Monte Carlo simulation, input parameters, uncertainty.

MỘT SỐ ĐÁNH GIÁ VỀ CÁC YẾU TỐ ẢNH HƯỞNG ĐẾN SỰ HÌNH THÀNH VÀ BẢO TỒN KHÍ HYDRATE Ở BIỂN ĐÔNG VIỆT NAM

TS. Trịnh Xuân Cường¹, ThS. Nguyễn Trung Hiếu¹
 TS. Nguyễn Thu Huyền¹, KS. Nguyễn Hoàng Sơn¹
 TS. Tạ Quang Minh¹, KS. Nguyễn Mạnh Hùng¹
 TS. Lê Hoài Nga¹, ThS. Ngô Sỹ Thọ²

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Văn phòng Chính phủ

Email: cuongtx@vpi.pvn.vn

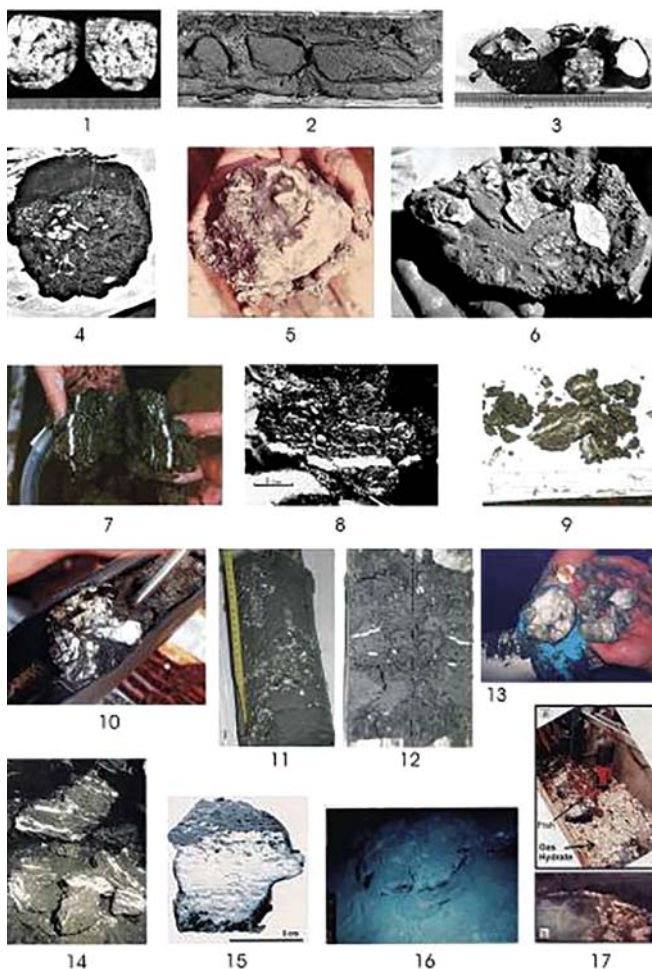
Tóm tắt

Qua tổng hợp phân tích các tài liệu địa chất - địa vật lý và hải dương có thể thấy vùng nước sâu Biển Đông của Việt Nam có tiềm năng về khí hydrate do tồn tại các khu vực có đầy đủ các điều kiện hình thành và bảo tồn. Tuy nhiên, tiềm năng khí hydrate có thể suy giảm do các yếu tố ổn định tạo khí hydrate bị phá vỡ (nhiệt độ, áp suất, độ khoáng hóa nước biển và nước thành hệ, nguồn sinh hạn chế...) hoặc khí hydrate bị phá hủy ở một số khu vực có các hoạt động kiến tạo trẻ mạnh (động đất, đứt gãy, hoạt động động núi lửa, trượt lở, bào khoét đáy biển...). Nhìn chung, công tác điều tra khí hydrate thời gian vừa qua mới ở mức rất sơ bộ, do vậy cần tiếp tục nghiên cứu để định hướng công tác tìm kiếm thăm dò tập trung vào những khu vực có tiềm năng cao.

Từ khóa: Khí hydrate, Biển Đông, bảo tồn khí hydrate, dấu hiệu khí hydrate, đới ổn định khí hydrate, đới mô phỏng đáy biển (BSR), khí sinh học, khí do trường thành nhiệt.

Tài nguyên khí hydrate mới được biết đến vào những năm 70 - 80 và đang được nhiều quốc gia có biển trên thế giới như Liên bang Nga, Hoa Kỳ, Canada, Cộng hòa Liên bang Đức, Ấn Độ, Trung Quốc, Hàn Quốc, Nhật Bản, Mexico [1, 2] quan tâm đặc biệt. Công tác điều tra về tiềm năng khí hydrate cho đến nay mới được đặt thành "vấn đề thời sự" và được triển khai nghiên cứu [1]. Các quốc gia trong khu vực đã nghiên cứu, điều tra, đánh giá về tiềm năng khí hydrate và bước đầu thu thập được mẫu khí hydrate trong khu vực Biển Đông.

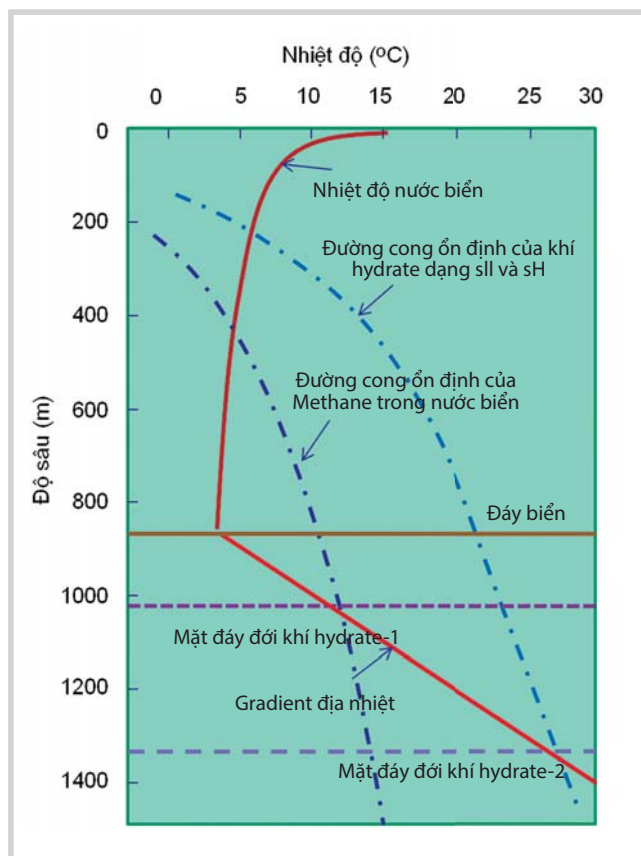
Về biểu hiện của khí hydrate (GH - gas hydrate), ở các khu vực biển sâu, tích tụ khí hydrate thường hình thành gần bề mặt đáy biển trong vùng khí hydrate ổn định (GHSZ - Gas hydrate stable zone). Các tích tụ hydrate (Hình 1) với các ống thoát khí có đặc điểm sau: (1) khí hydrate nằm ngay gần bề mặt đáy biển và một số trường hợp ngay trên mặt đáy biển; (2) mặc dù kích thước tương đối nhỏ (vài km²) chúng vẫn đặc trưng bởi hàm lượng khí hydrate rất đáng kể (lên tới 100%); (3) các tích tụ đặc trưng với hàm lượng khí hydrate cao nhất trong trầm tích nằm dưới đáy biển; (4) có bằng chứng cho thấy nguồn khí ở gần đáy của tích tụ khí hydrate luôn được đổi mới. Các vùng có tiềm năng chứa khí hydrate có thể nhận dạng theo các dấu hiệu địa vật lý và địa hóa như: (i) các đặc điểm riêng biệt trên dấu hiệu trên địa chấn là phản xạ mô phỏng đáy biển BSR (Bottom Simulation Surface - đánh dấu ranh giới giữa



Hình 1. Khí hydrate trong các trầm tích khác nhau [3]

hydrate và vùng khí tự do) tương ứng với đáy của GHSZ, hay các dấu hiệu dị thường có liên quan khí khác như các đặc trưng vận tốc và biên độ (Velocity-Amplitude features) và dị thường biên độ, tạo ra các khoảng trắng (seismic blanking zones), điểm sáng/mờ (bright/dim spots), cột khí (gas chimney); (ii) phân bố ions chloride âm trong nước thành hệ trong lỗ rỗng và hàm lượng khí cao dị thường trong đất đá trầm tích; (iii) bằng các tài liệu quan sát khí hydrate bằng mắt thường trong quá trình lấy mẫu nông và khoan biển sâu. Ngoài ra còn phải dựa vào hàng loạt các phương pháp nghiên cứu hỗ trợ khác để có được các lý giải phù hợp. Khi có giếng khoan, tài liệu địa vật lý giếng khoan đóng vai trò quan trọng trong việc phát hiện các đới chứa khí hydrate. Các đường cong siêu âm (DT) và các đường cong điện trở (LLD, LLS) đặc biệt là các phương pháp đo hình ảnh nhiệt, hình ảnh giếng khoan... cho phép phát hiện đới dị thường khí hydrate trong giếng khoan, tính toán độ rỗng, hàm lượng khí hydrate và khí tự do nằm dưới lớp khí hydrate trong giếng khoan. Các nghiên cứu chỉ ra rằng trong đới khí hydrate các kết quả đo địa vật lý giếng khoan có đặc trưng:

- Đường Gamma-ray cho thấy đá chứa hydrate có biểu hiện thạch học như các trầm tích hạt mịn;



Hình 2. Điều kiện hình thành và tồn tại khí hydrate với các dạng hydrocarbon với bề dày và phân bố khác nhau của chúng [3]

- Giá trị điện trở tăng 0,2Ωm dọc theo khoảng chứa hydrate;

- Giá trị điện trở giảm đột ngột tại đáy của đới khí hydrate ổn định.

Để đánh giá các dấu hiệu có thực sự là biểu hiện của khí hydrate, ngoài yếu tố nhiệt độ và áp suất còn có rất nhiều các yếu tố cần phải quan tâm nghiên cứu và có các đánh giá về mức độ ảnh hưởng của chúng đến quá trình hình thành và bảo tồn bền vững của khí hydrate. Các nghiên cứu thạch học - trầm tích cũng như nghiên cứu cấu trúc kiến tạo và lịch sử tiến hóa địa chất đặc biệt là các hoạt động kiến tạo trẻ rất hữu ích trong việc đánh giá các tác động đến hình thành, phá hủy khí hydrate cũng như khả năng phân bố của chúng.

1. Nhiệt độ và độ khoáng hóa của nước biển

Khi đánh giá tiềm năng của khí hydrate một vùng biển thì yếu tố nhiệt độ và độ khoáng hóa của nước biển là hết sức quan trọng trong việc thiết lập đới ổn định cho phép khí hydrate hình thành và bảo tồn (Hình 2). Để nghiên cứu chế độ nhiệt và độ khoáng hóa, các đo đạc trên Biển Đông theo thời gian và theo độ sâu đã được triển khai. Các bản đồ nhiệt độ đã được xây dựng cho các tầng theo các mùa từ mặt biển đến độ sâu 150m. Tuy nhiên, các số liệu đo nhiệt độ đáy biển cho tới nay rất ít, do đó không thể sử dụng để thiết lập bản đồ mà phải xác định dựa trên các hàm quan hệ nhiệt độ và độ sâu đáy biển trên cơ sở các số liệu đo đạc và mô phỏng ở một số khu vực.

Kết quả nghiên cứu cho thấy, lớp nước từ 100 - 300m có độ khoáng hóa cao. Nhiệt độ thay đổi từ 12 - 20°C và ít biến đổi theo mùa. Độ khoáng hóa lớn nhất có thể đạt tới trên 34,6g/l xuất hiện ở độ sâu 150m và nhiệt độ tại đây khoảng 20°C. Lớp nước trung tâm từ 300 - 900m, có đặc điểm chính là độ khoáng hóa thấp (34,2 - 34,5g/l) và hàm lượng oxy (thấp nhất $1,8 \times 10^{-3}$ g/l). Nhiệt độ dao động từ 5 - 11°C. Độ khoáng hóa thấp nhất 34,4g/l xuất hiện ở độ sâu 500m với nhiệt độ khoảng 9°C. Lớp nước sâu dưới 1.000m có độ khoáng hóa cao hơn lớp nước trung tâm và đạt khoảng 34,6g/l. Nhiệt độ khoảng 2,4 - 4°C. Lớp nước này hầu như không có sự thay đổi theo mùa. Ở độ sâu nước trên 1.500m, nhiệt độ nhỏ hơn 3°C và độ khoáng hóa là 34,6g/l. Như vậy có thể thấy nhiệt độ lớp nước mặt thay đổi trong khoảng 28 - 31°C; thay đổi theo khu vực và theo mùa với quy luật giảm dần từ Bắc vào Nam, từ Tây sang Đông; tăng từ mùa đông sang mùa hè. Độ khoáng hóa của nước bề mặt từ 33 - 34g/l. Các nghiên cứu cũng cho thấy nhiệt độ và độ khoáng hóa của phần dưới sâu hầu

như không thay đổi trong năm (Hình 3). Sử dụng các số liệu có được tại các vị trí nghiên cứu khí hydrate và nhiệt độ trung bình đo được từ mặt biển tới độ sâu 450m nơi nhiệt độ khá ổn định (dao động quanh 10°C), có thể xây dựng được quan hệ nhiệt độ - độ sâu nước biển như sau:

$$T = 1592,79 \times H^{-0,81833}$$

Trong đó:

T: Nhiệt độ đáy biển (°C);

H: Độ sâu nước biển (m).

So sánh kết quả dự báo nhiệt độ nước biển theo quan hệ thực nghiệm và theo quan hệ của Wang [4] cho thấy hai quan hệ có sự khác nhau khoảng 0,5°C ở độ sâu dưới 1.000m và cả hai quan hệ được sử dụng để xác định nhiệt độ đáy biển khi dự báo khoảng ổn định của khí hydrate trong khu vực Biển Đông (Hình 4).

2. Đặc trưng áp suất nước biển

Áp suất nước biển và thành hệ trầm tích đáy biển cũng ảnh hưởng tới đường cong ổn định của khí hydrate. Để tính toán gần đúng nhất áp suất cột nước tại đáy biển, có thể tạm thời sử dụng công thức sau với giả thiết nước biển và thành hệ có chung hệ thống thủy động lực (coi nước biển và trầm tích liên thông do chưa gắn kết):

$$P = G.D.H$$

Trong đó:

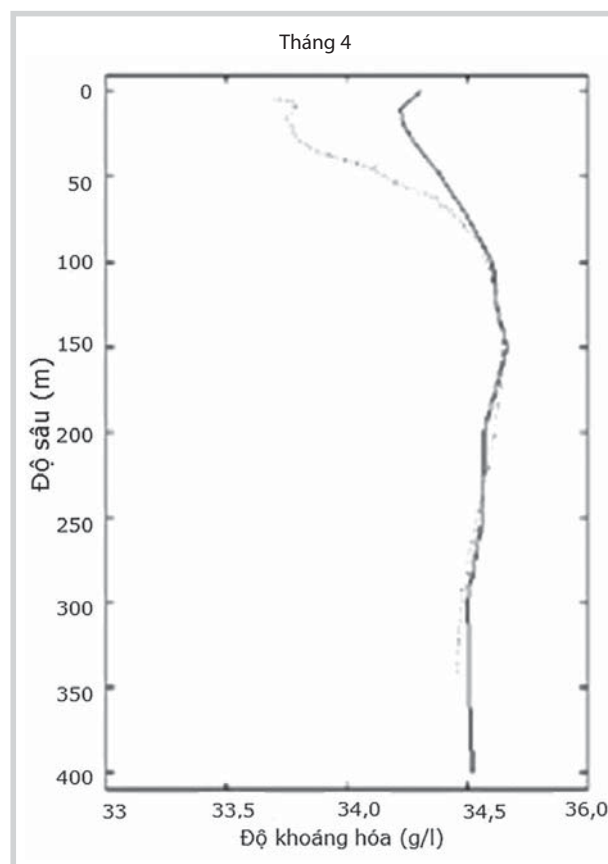
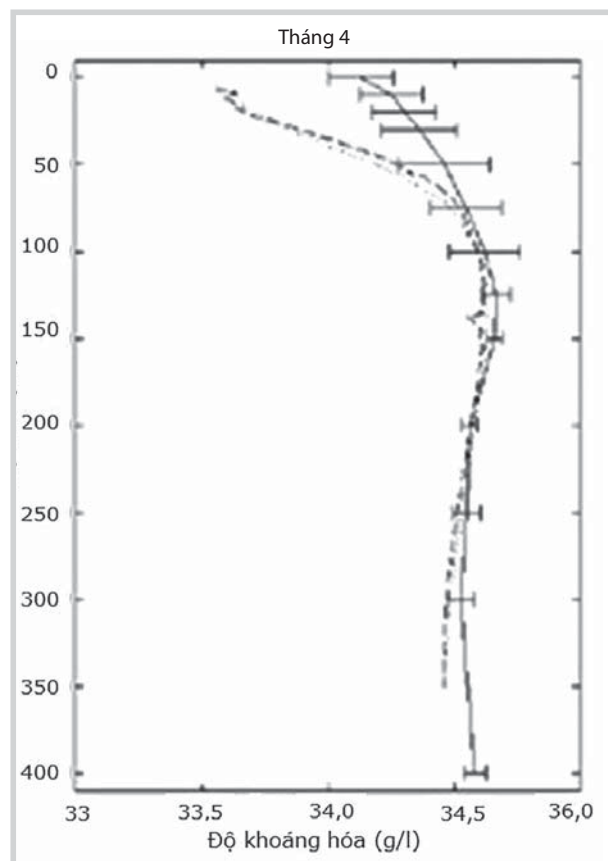
G: Gia tốc trọng trường (9,8m/s²);

D: Khối lượng riêng của nước biển (1.030 tấn/m³);

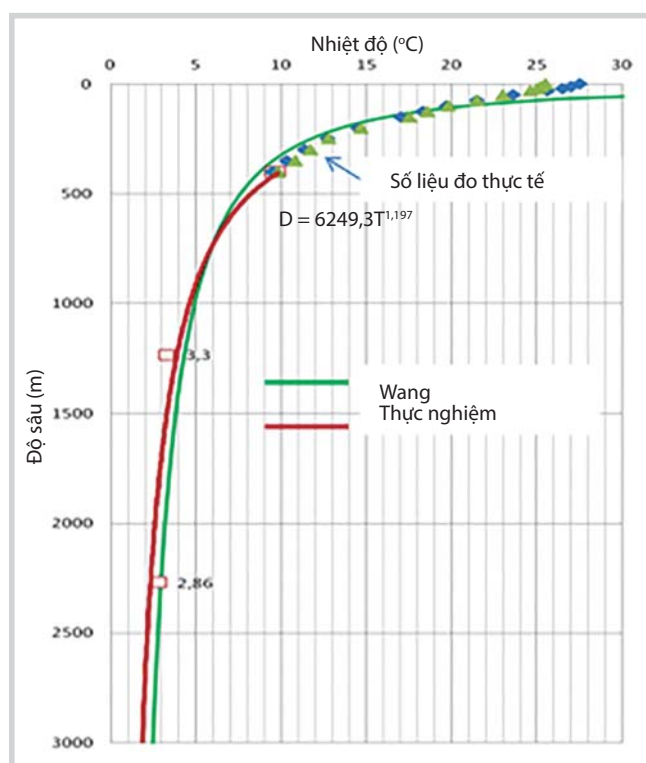
H: Độ sâu nước biển/thành hệ.

3. Đặc trưng vùng cung cấp khí hydrocarbon

Để đánh giá các vùng có khả năng cung cấp khí hydrocarbon tạo khí hydrate, các nghiên cứu địa hóa được sử dụng để xác định khí tự do, lượng carbon vô cơ và hữu cơ trong trầm tích; nồng độ dị thường của các ion trong nước thành hệ/nước biển, loại đồng vị và các khoáng vật chỉ thị cũng như xác định sự thay đổi của các thông số địa hóa trong tầng chứa hydrate. Ở điều kiện nhiệt độ và áp suất mà thể hóa học của hydrate khí thấp hơn thể hóa học của dung dịch quá bão hòa thì cân bằng sẽ chuyển dịch theo hướng tạo thành tinh thể hydrate khí. Điều kiện lý tưởng cho sự thành tạo hydrate khí biển là tại những vùng trầm tích đáy biển sâu, nơi có nhiệt độ thấp - áp suất thủy tĩnh cao và gần các tích tụ khí thiên nhiên. Nước ngầm di chuyển qua các tích tụ khí, mang khí tạo hydrate hòa tan và tiếp tục di chuyển lên phía



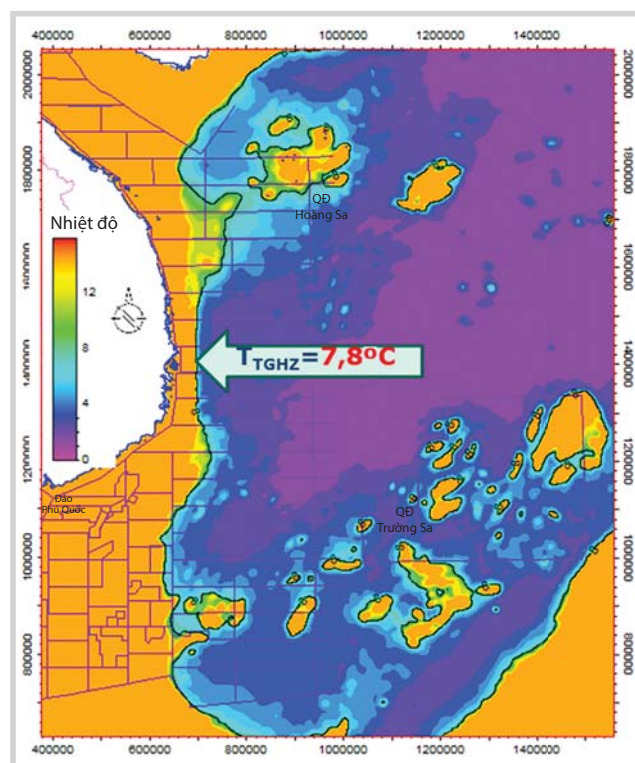
Hình 3. Thay đổi độ khoáng hóa của nước biển theo độ sâu ở các thời điểm khác nhau trên khu vực Biển Đông. Dưới độ sâu 250m độ khoáng hóa có sự ổn định [3]



Hình 4. Quan hệ nhiệt độ và độ sâu nước biển số liệu có được ở vùng biển Việt Nam và lân cận [3]

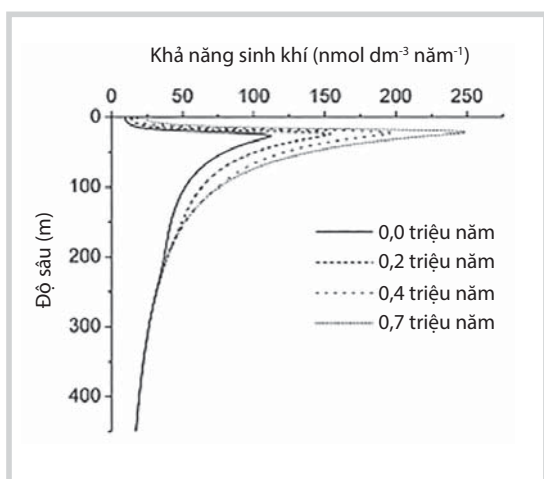
trên gần đáy biển theo các đứt gãy, nứt nẻ và lỗ rỗng trầm tích. Tại đây, nước ngầm giàu hydrocarbon được làm lạnh bởi nước biển và hydrate bắt đầu kết tinh.

Theo Rice and Claypool [5], để sinh thành khí CH_4 sinh vật (biogenic methane) cần điều kiện: i) Môi trường ít oxy; nồng độ sulfate (SO_4^{2-}) thấp; ii) Nhiệt độ cao nhất để thành tạo khí sinh vật là khoảng 75°C (kể cả với vi khuẩn ưa nhiệt); iii) Mức độ nén ép vừa phải cho cơ thể vi khuẩn (1 - 10 μm) hoạt động. Với những điều kiện như trên cũng như quan sát tại một vài bể trầm tích có thể giả định rằng hầu hết khí biogenic được sinh thường từ những độ sâu 0 - 1.000m (trầm tích chưa đạt ngưỡng trưởng thành - độ phản xạ vitrinite thấp $R_o < 0,5\%$), sự sinh thành này cũng phụ thuộc nhiều vào gradient nhiệt độ tại khu vực nghiên cứu. Theo một vài nghiên cứu trên thế giới thì lượng khí hình thành do vi khuẩn từ quá trình diagenesis thấp hơn rất nhiều so với khí được thành tạo do nhiệt độ cao từ quá trình catagenesis và metagenesis [5] (tại các bể trầm tích tại Tây Âu tỷ lệ khí sinh vật chỉ đạt 7% so với khí có nguồn gốc nhiệt). Tốc độ sinh thành khí methane sinh vật qua nhiều nghiên cứu [5] cho thấy có sự thay đổi theo độ sâu và thời gian (Hình 6). Lượng khí biogenic sinh thành từ tập trầm tích trẻ (Pliocene) được tính toán từ mô phỏng quá trình sinh thành khí sinh vật với các giả định trên cơ sở một số giếng khoan trong khu vực nước sâu ở bể Nam Côn Sơn. Giá trị nhiệt độ 50°C được coi là nhiệt độ sinh



Hình 5. Bản đồ nhiệt độ đáy biển được tính theo quan hệ của thực nghiệm [3]

thành lớn nhất của khí CH_4 sinh vật. Sau đó khả năng sinh giảm dần và kết thúc khi nhiệt độ đạt 75 - 80°C (theo phần mềm mô phỏng địa hóa Petromod của Schlumberger). Giá trị tổng hàm lượng carbon hữu cơ TOC được giả định cho tầng Pliocene trung bình là 0,5%wt (tiềm năng sinh thấp). Ngoài ra mô hình được kiểm soát dựa trên sự tương quan giữa giá trị nhiệt độ và trưởng thành nhiệt vitrinite. Trên cơ sở tài liệu giếng GK 05.2/10-NT4-1X, đã tiến hành mô phỏng quá trình sinh của đá mẹ Pliocene, khí sinh vật bắt đầu sinh tại thời điểm 1,65 triệu năm trước và tiếp tục cho đến hiện tại; tổng lượng thể tích khí CH_4 được sinh ra tại 1 điểm - GK 05.2/10-NT4-1X đạt 219,66 x 10⁶m³. Kết hợp với bản đồ đẳng dày của Pliocene, bản đồ di thoát khí biogenic cho khu vực nghiên cứu đã được thành lập (Hình 7) với tổng lượng khí CH_4 di thoát từ Pliocene ước tính đạt 2,22 x 10¹⁴m³ (7.838tcf). Ngoài mô phỏng sinh khí sinh học, việc xây dựng mô hình mô phỏng sự trưởng thành nhiệt và dịch chuyển dầu khí cũng đã được thực hiện cho toàn bộ các bể trầm tích. Kết quả tổng hợp số liệu địa hóa về mức độ trưởng thành của vật chất hữu cơ cho toàn thềm lục địa và vùng biển Việt Nam được thể hiện trên bản đồ mật độ sinh khí đạt 603 x 10⁶m³/km² (Hình 8). Qua bản đồ phân bố tổng lượng hydrocarbon di thoát (quy dầu) của tầng đá mẹ các bể trầm tích cho thấy khu vực có tổng lượng sinh thành lớn đa số nằm trong khu vực có độ sâu nước biển dưới 500m nước và không đủ điều kiện hình



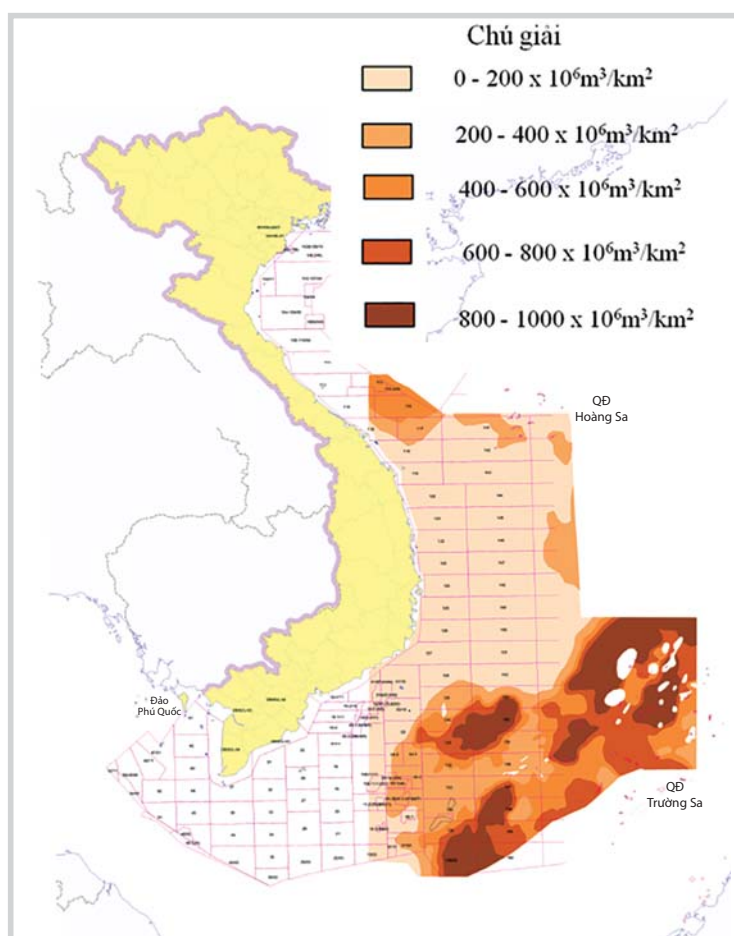
Hình 6. Tốc độ sinh thành khí methane sinh vật theo độ sâu và thời gian [5]

thành khí hydrate. Khu vực lớn hơn 500m nước ở vùng Hoàng Sa, Phú Khánh, Nam Côn Sơn và Tư Chính - Vũng Mây tổng lượng hydrocarbon di thoát hầu hết nhỏ hơn $2 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{km}^2$ (Hình 7).

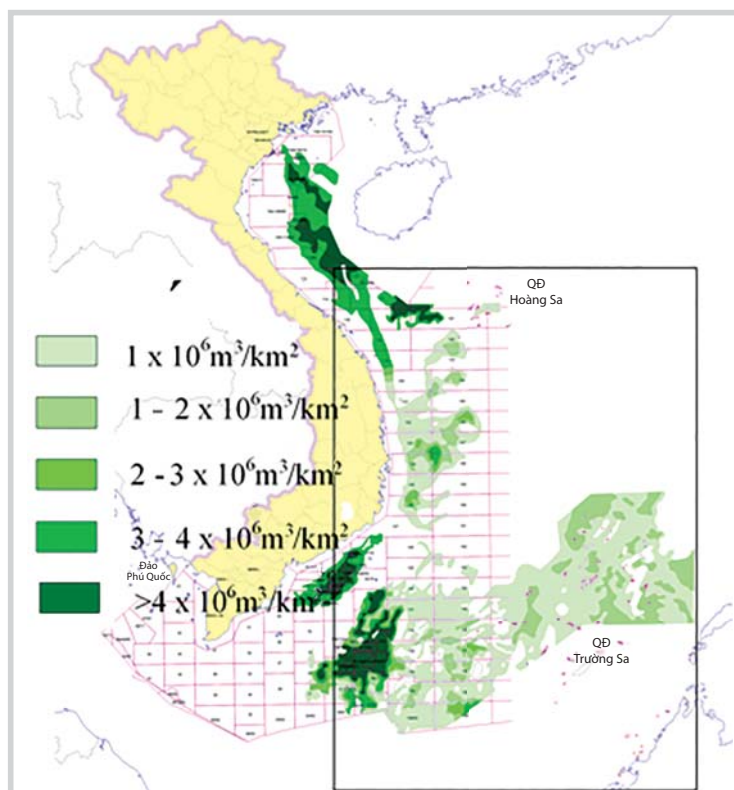
Mặt khác, việc các đứt gãy sâu hầu như kết thúc ở Miocene trung trong hầu hết các khu vực và tồn tại tầng chắn Miocene thượng mang tính khu vực và bản thân phần dưới Pliocene cũng có khả năng chắn tốt nên khối lượng khí có thể dịch chuyển tới gần bề mặt đáy biển là không đáng kể, ngoại trừ một số khu vực có các đứt gãy phát triển lên phần trên của lát cắt.

4. Chế độ nhiệt lát cắt trầm tích đáy biển

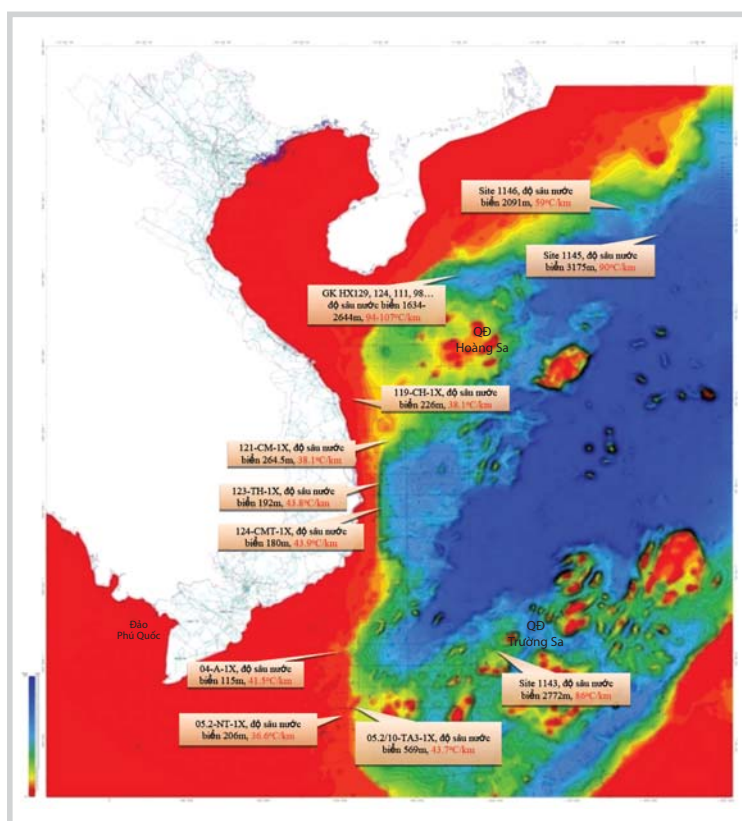
Độ sâu của mặt phản xạ mô phỏng đáy biển hay đáy của vùng ổn định khí hydrate chịu tác động lớn của gradient địa nhiệt, do vậy việc xác định chế độ dòng nhiệt trong trầm tích nông khu vực biển sâu là việc làm không thể thiếu khi nghiên cứu khí hydrate. Các nghiên cứu cho thấy, nhiệt độ đáy biển và gradient địa nhiệt trong khu vực Biển Đông phụ thuộc khá nhiều vào độ sâu nước biển. Nhiệt độ đáy biển ở độ sâu khoảng 1.000m là khoảng 4°C ; ở khoảng độ sâu 2.500 - 3.000m nước biển nhiệt độ dao động trong khoảng 2 - 3°C . Hình 9 thể hiện giá trị gradient địa nhiệt tại một số vị trí trong khu vực Biển Đông trên nền bản đồ độ sâu nước biển. Các tài liệu công bố cho thấy dòng nhiệt ở khu vực gần quần đảo Hoàng Sa khá cao. Tại GK HX129, 124, 111, 98... (phía Trung Quốc) độ sâu nước biển dao động từ 1.634 - 2.644m, giá trị gradient địa nhiệt thay đổi từ 94°C đến $107^\circ\text{C}/\text{km}$. Trong khu vực Lô 05-2, gradient thay đổi từ $33,6^\circ\text{C}/\text{km}$ ở độ



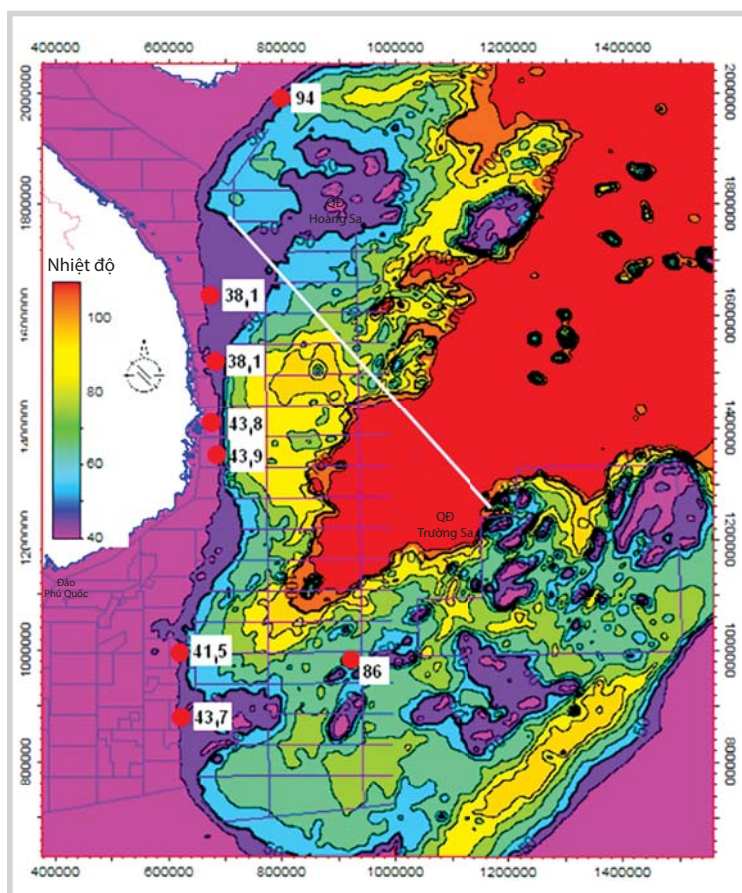
Hình 7. Bản đồ phân bố tổng lượng khí CH_4 di thoát tầng Pliocene + Đệ Tứ [3]



Hình 8. Bản đồ phân bố tổng lượng hydrocarbon di thoát (quy dấu) tầng đá mẹ Oligocene [3]



Hình 9. Giá trị gradient địa nhiệt tại một số vị trí trên Biển Đông [3]



Hình 10. Bản đồ dự báo gradient địa nhiệt khu vực Biển Đông [3]

sâu 206m nước biển đến $43,7^{\circ}\text{C}/\text{km}$ ở độ sâu 569m nước biển (Hình 10). Tại lỗ khoan 1143 Leg 184 ODP (vùng biển sâu khu vực gần đảo Trường Sa), ở độ sâu 2.270m nước, nhiệt độ đáy biển là khoảng $2,86 \pm 0,02^{\circ}\text{C}$; nhiệt độ đo được trong trầm tích cho thấy gradient nhiệt độ dao động khoảng $86^{\circ}\text{C}/\text{km}$ (Hình 10).

Trên giản đồ pha (Hình 2), với điều kiện nhiệt độ như vậy, khu vực nghiên cứu sẽ tồn tại đới chứa khí tạo hydrate. Gradient địa nhiệt cao có thể do khu vực giếng khoan nằm trên rìa của trũng tách mở Biển Đông. Gradient địa nhiệt phần lát cắt gần bề mặt Biển Đông qua các số liệu có thể thấy sự thay đổi trong phạm vi khá rộng:

- Khu vực thềm: $36,6 - 43,9^{\circ}\text{C}/\text{km}$;
- Khu vực phía Bắc (sườn): $\sim 59,0^{\circ}\text{C}/\text{km}$;
- Khu vực phía Bắc (sâu): $90 - 107^{\circ}\text{C}/\text{km}$;
- Khu vực phía Nam: $\sim 86,0^{\circ}\text{C}/\text{km}$.

Do số liệu rất hạn chế nên việc xác định gradient địa nhiệt cho toàn bộ diện tích Biển Đông gặp khó khăn. Trên cơ sở các tài liệu đã có cùng với các phân tích đánh giá về các yếu tố địa chất như độ sâu đến bề mặt Moho, chế độ kiến tạo từng khu vực cũng như đặc điểm của trầm tích đáy biển, bản đồ dự báo gradient địa nhiệt khu vực Biển Đông (Hình 10) đã được xây dựng trên cơ sở quan hệ gradient địa nhiệt đo thực tế thay đổi theo độ sâu nước biển.

5. Thành phần khí tạo khí hydrate và đường cong cân bằng pha vùng Biển Đông

Hiện nay, đã có một số nghiên cứu về kết quả nghiên cứu thành phần khí ở giếng khoan 1143 (leg 184) và khu vực Lô 129-132 (do VietGazprom thực hiện với gần 1.000 mẫu đáy biển được thu thập); độ sâu nước biển ở khu vực này dao động từ 150 - 2.900m. Kết quả nghiên cứu và phân tích lưu thể thu được cho thấy thành phần khí nhẹ trong 1.000 mẫu khu vực Lô 129-132 chủ yếu là khí CH_4 với hàm lượng dao động từ 0,9209ppm đến gần 400ppm, đặc biệt có 4 mẫu hàm lượng CH_4 lớn hơn 600ppm. Qua các dấu hiệu của thành phần khí cũng như thành phần đồng vị phóng xạ cho thấy khí sinh vật có tỷ phần lớn nhưng không có nghĩa là hydrate được hình thành chỉ bởi khí sinh ra tại chỗ. Qua các phân

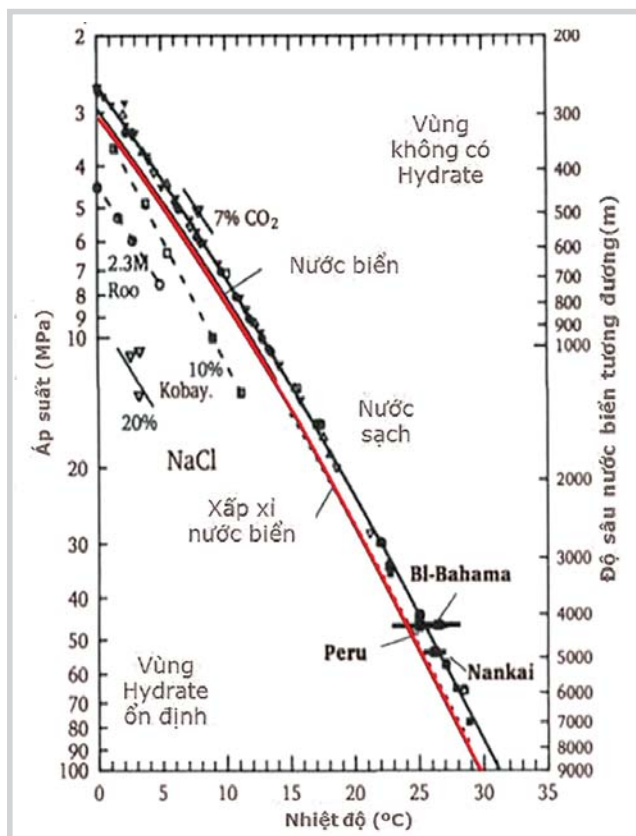
tích trên thế giới cho thấy hầu hết khí hydrate đều có sự tham gia của khí dịch chuyển từ các trầm tích nằm dưới sâu tức là bao gồm cả khí sinh vật và trường thành nhiệt. Hầu hết khí hydrate thu được đều có thành phần khí CH_4 chiếm ưu thế, tuy nhiên các thành phần hydrocarbon nặng hơn từ C_2+ tới C_7 cũng tồn tại và được nhận dạng

trong môi trường tự nhiên, thành phần hydrocarbon có C_2+ chủ yếu có thành phần trường thành nhiệt và sự tồn tại của thành phần này cho phép tìm thấy khí hydrate trong trầm tích nằm ở độ sâu lớn hơn.

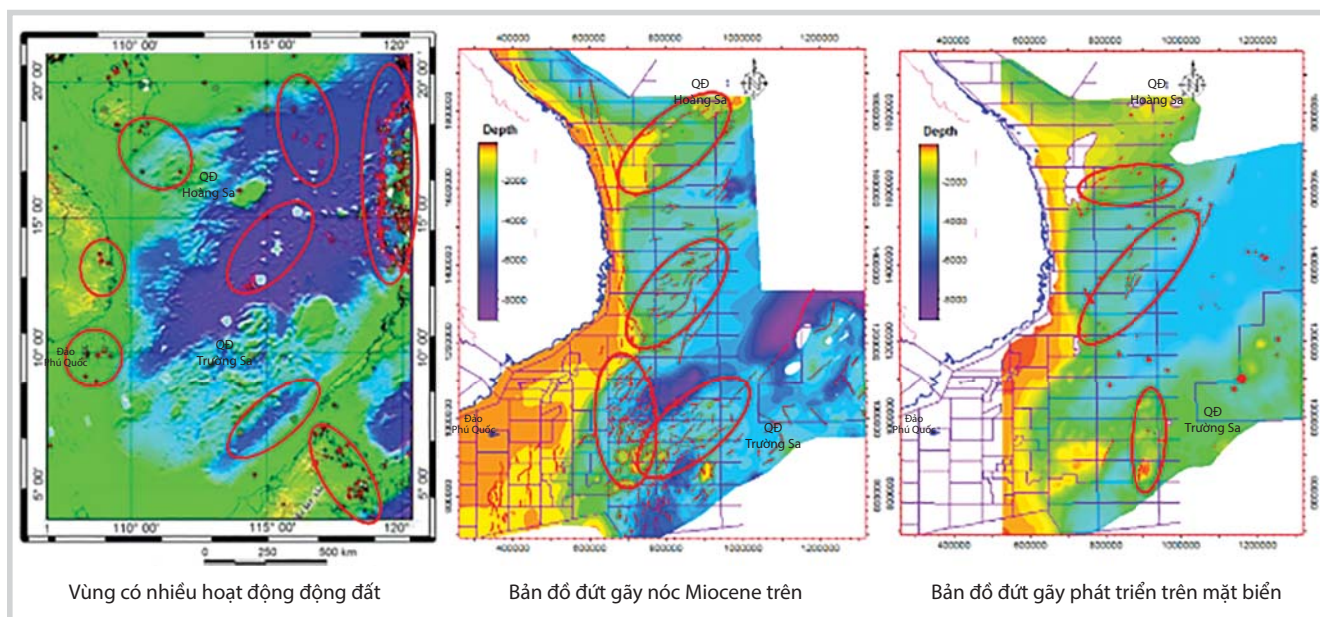
Trên cơ sở các số liệu phân tích thành phần khí khu vực Shenshu (Trung Quốc) và các Lô 129-130 của Việt Nam cho thấy thành phần khí trong hydrate chủ yếu là khí methane, kết quả phân tích thành phần nước biển và nước thành hệ chỉ rõ độ khoáng hóa thay đổi từ 34,2 - 34,6g/l vì vậy có thể áp dụng đường cong cân bằng pha tương ứng với thành phần khí chủ yếu là methane (Hình 11).

6. Các hoạt động kiến tạo trẻ

Về các hoạt động kiến tạo trẻ, khu vực Đông Nam Á bị bao bọc bởi 2 vành đai động đất lớn nhất hành tinh (Hình 12), ở phía Đông là phần cuối của vành đai Thái Bình Dương, ở phía Tây và phía Nam là phần cuối của vành đai Địa Trung Hải - Himalaya. Động đất mạnh và rất mạnh xảy ra thường xuyên trong hai vành đai này. Vùng Biển Đông nằm trong khối Sundaland tương đối ổn định, hoạt động động đất tương đối thấp. Ngoài một số đới hút chìm, động đất mạnh nhất đã quan sát thấy ở các vùng khác không vượt quá 7 độ richter, chấn tiêu nằm trong vỏ trái đất. Các nghiên cứu chế độ động đất và phân vùng động đất Biển Đông. Vùng Nam Hải Nam - Nam khối nâng DongSha giới hạn bởi các đứt gãy trượt bằng thuận kéo dài theo hướng Đông Bắc từ Tây Nam đảo Hải Nam qua Nam khối nâng DongSha. Vùng Bắc Hoàng Sa nằm trong khoảng kinh tuyến $109^{\circ}30' - 114^{\circ}E$ giới hạn về phía Đông bởi các đứt gãy Tri Tôn, Bạch Quy, Đảo Bà.



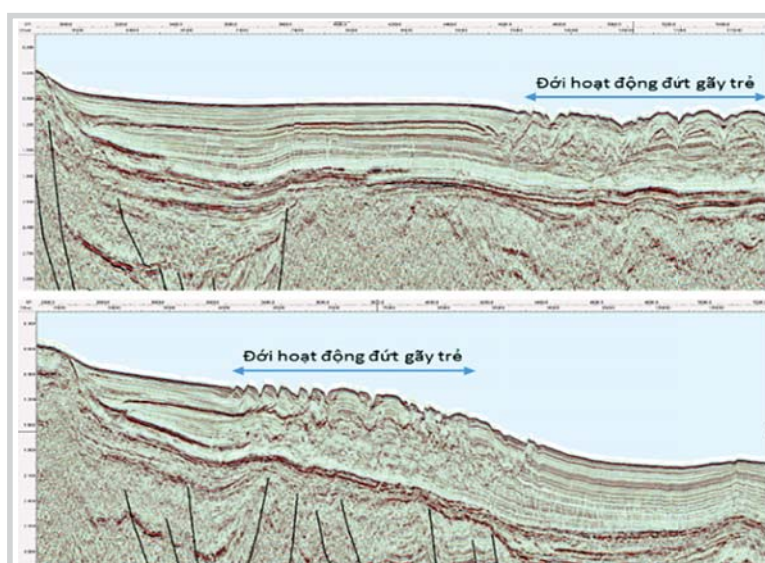
Hình 11. Quan hệ giá trị khoáng hóa và dạng khí hydrocarbon [6] và đường cong cân bằng pha (đỏ) có thể sử dụng ở khu vực Biển Đông



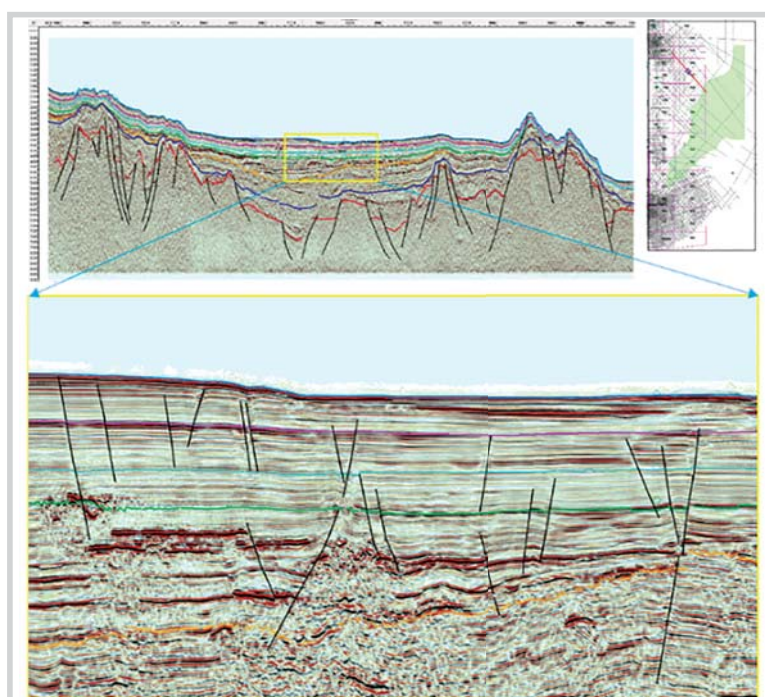
Hình 12. Bản đồ hoạt động động đất và đứt gãy trên Biển Đông các thời kỳ khác nhau

Các hoạt động kiến tạo liên quan đến sự hình thành cũng như bảo tồn khí hydrate. Trước hết là các đứt gãy trẻ trên khu vực nghiên cứu, chúng được phát hiện trên tài liệu địa chấn (Hình 13) và phát triển chủ yếu theo hai phương Bắc - Nam và Đông Bắc - Tây Nam, trong đó hệ đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam đóng vai trò chủ đạo. Tiêu chí xác định đứt gãy trẻ là những đứt gãy mới phát triển hoặc đứt gãy cổ hơn tái hoạt động cắt qua tầng Pliocene - Đệ Tứ và đôi khi phát triển lên tới đáy biển hiện đại. Các đứt gãy quan sát được trên địa chấn nhìn chung có biên độ dịch chuyển thẳng đứng nhỏ (vài mét đến 10 - 20m) với chiều dài đứt gãy không quá 35km, trong đó phổ biến nhất là khoảng 20km. Hệ đứt gãy phương Bắc Nam về bản chất là các đứt gãy sụt trọng lực để lại dấu vết sắc nét trên địa hình có thể thấy tên nhiều mặt cắt địa chấn. Các đứt gãy này phát triển dọc thềm, rìa thềm và trên sườn lục địa và hoạt động kéo dài trong Pliocene - Đệ Tứ để lại dấu vết trên mặt đáy biển hiện đại (Hình 12 - 13). Hệ đứt gãy phương Đông Bắc - Tây Nam phát triển mạnh ở một số khu vực dưới chân sườn lục địa ngoài khơi Quảng Ngãi, Bình Định, hay ở bể Tư Chính - Vũng Mây. Chúng là kết quả của sụt trọng lực hoặc hiện tượng trượt lở khối (Hình 13) và cũng có một số là do tái hoạt động của các đứt gãy cổ hơn nhưng những đứt gãy này không nhiều (Hình 14).

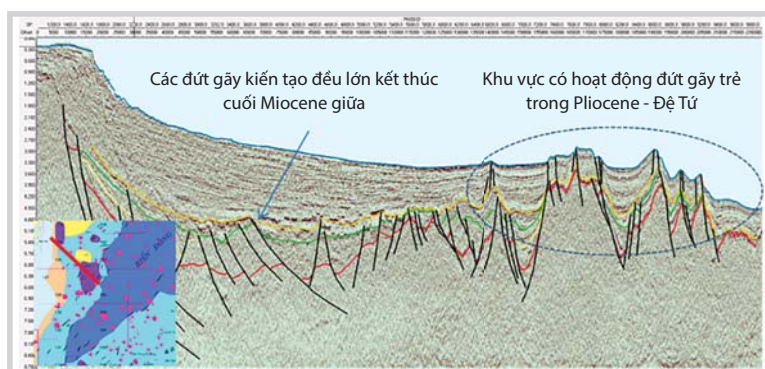
Các đứt gãy khu vực trung tâm Biển Đông có đặc điểm chung là xuyên cắt lên trên mặt đáy biển nhưng đôi khi do thiếu trầm tích nên dễ gây nhầm tưởng là các đứt gãy rất trẻ. Theo quan sát, đứt gãy trẻ trong khu vực chỉ xuất hiện cục bộ với dịch chuyển nhỏ, mà đa số là các phá hủy không kèm dịch chuyển (Hình 15), hầu như không thấy biểu hiện của các đứt gãy hoạt động quy mô lớn trong khu vực này. Ở vùng biển từ Nha Trang, Ninh Thuận đến phía Đông Nam đảo Phú Quý là khu vực có hoạt động kiến tạo trẻ hoạt động mạnh. Đặc điểm của các hoạt động này là đứt gãy xuất hiện với số lượng lớn nhưng tính liên tục không cao. Các đứt gãy chủ yếu theo phương Bắc Nam đến Tây Bắc - Đông Nam với chiều dài khoảng 15 - 30km.



Hình 13. Mặt cắt địa chấn cắt qua khu vực có nhiều đứt gãy trẻ hoạt động để lại dấu vết rất rõ trên bề mặt đáy biển hiện đại [3]



Hình 14. Mặt cắt qua khu vực bể Phú Khánh nơi có nhiều đứt gãy đa giác trẻ hoạt động tới gần bề mặt đáy biển

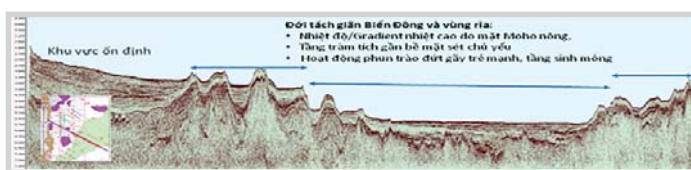


Hình 15. Hầu hết các đứt gãy kiến tạo đều lớn kết thúc cuối Miocene giữa (tầng màu vàng), phía Đông nhiều đứt gãy cổ, tái hoạt động trong Pliocene - Đệ Tứ

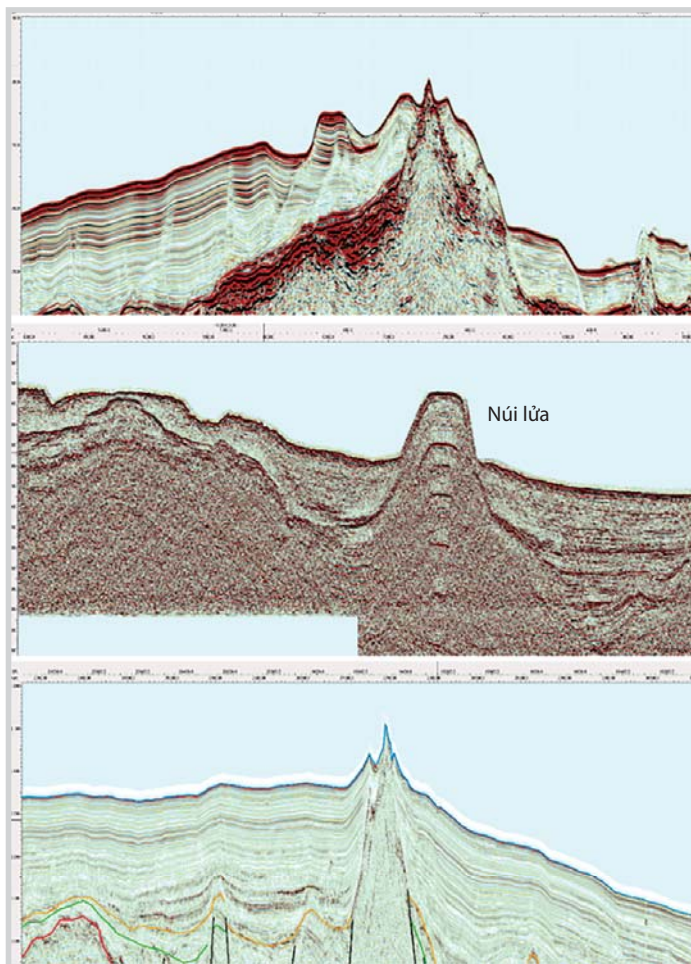
Một dạng đứt gãy trẻ chỉ phát triển trong phần trên của lát cắt, đây là các hệ thống đứt gãy đa giác (Hình 14). Các đứt gãy này tiếp nối với hệ thống đứt gãy sâu đóng vai trò như những kênh dẫn hydrocarbon có nguồn gốc trưởng thành nhiệt từ dưới sâu lên các tầng nông tạo điều kiện cung cấp nguồn khí hydrocarbon cho đới có khả năng hình thành khí hydrate.

Ngoài ảnh hưởng tới địa hình đáy biển, hoạt động của các đứt gãy còn liên quan đến phát triển phun trào núi lửa (Hình 16) dọc dải biển miền Trung từ đảo Cồn Cỏ, Lý Sơn, Phú Quý và Hòn Tro. Ở phía Bắc, theo số liệu lỗ khoan và địa chấn của Trung Quốc, hoạt động magma có thể chia làm 3 giai đoạn: Paleogene - Eocene, Oligocene - Miocene giữa, Miocene muộn - Đệ Tứ. Giai đoạn 1 có tuổi K - Ar trong khoảng 57 - 49 triệu năm. Giai đoạn 2 chủ yếu là phun trào bazan và andesite. Phun trào magma giai đoạn Neogene - Đệ Tứ tại khu vực này chủ yếu phát hiện từ các mặt cắt địa chấn hoặc bằng lấy mẫu đáy biển. Ở đảo Hải Nam và vùng lân cận, phun trào bazan Cenozoic phân bố trên diện tích gần 7.000km². Số liệu tuổi tuyệt đối K - Ar và Ar - Ar cho thấy hoạt động phun trào phần lớn xuất hiện từ cuối Pliocene sớm đến Đệ Tứ (4 - 0,1 triệu năm). Tại trung tâm Biển Đông phun trào bazan có tuổi dao động từ khoảng 14 đến 3,5 triệu năm, phân bố rải rác ở độ sâu khoảng 4.000m trên nền tương đối phẳng kiểu đại dương (Hình 16, 17). Thành phần đá chủ yếu là bazan toleite, bazan olivin. Mẫu thu được tại đảo Hoàng Sa là nephelinite chứa ban tinh olivin. Tại Trường Sa một số điểm phun trào bazan được phát hiện (trẻ hơn 2 triệu năm) và vùng Reed Bank có tuổi dao động từ 2,7 đến 0,4 triệu năm. Tại khu vực này sản phẩm bazan olivin và bazan kiềm chiếm đa số.

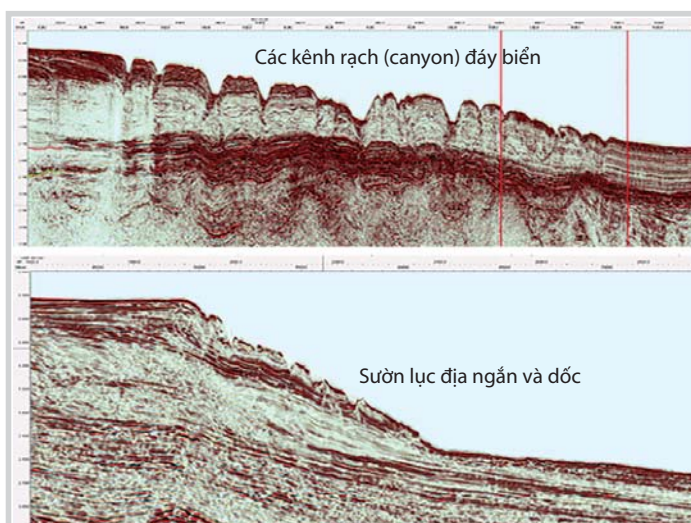
Tại các vùng biển miền Trung Việt Nam, bazan trẻ có diện phân bố vừa và nhỏ xuất hiện rải rác tại đảo Cồn Cỏ ($0,35 \pm 0,04$ triệu năm), ven biển và thềm lục địa tại Quảng Ngãi ($7,1 \pm 0,1$ đến $1,5 \pm 0,04$ triệu năm), đảo Lý Sơn (xảy ra tại 2 giai đoạn 12 triệu năm và 1,2 đến $0,4 \pm 0,01$ triệu năm), đảo Phú Quý (5,5 triệu năm). Cụm đảo Hòn Tro pha phun trào mới nhất được ghi nhận vào năm 1923. Mẫu bazan á kiềm thu thập tại phần nền đảo Tro có tuổi là $1,27 \pm 0,06$ triệu năm. Đáng chú ý là, tại khu vực này phun trào bazan chủ yếu tập trung dọc theo và/hoặc tại các điểm giao nhau của các hệ đứt gãy khu vực có hai hướng chính là á kinh tuyến và Đông Bắc - Tây Nam. Bản đồ



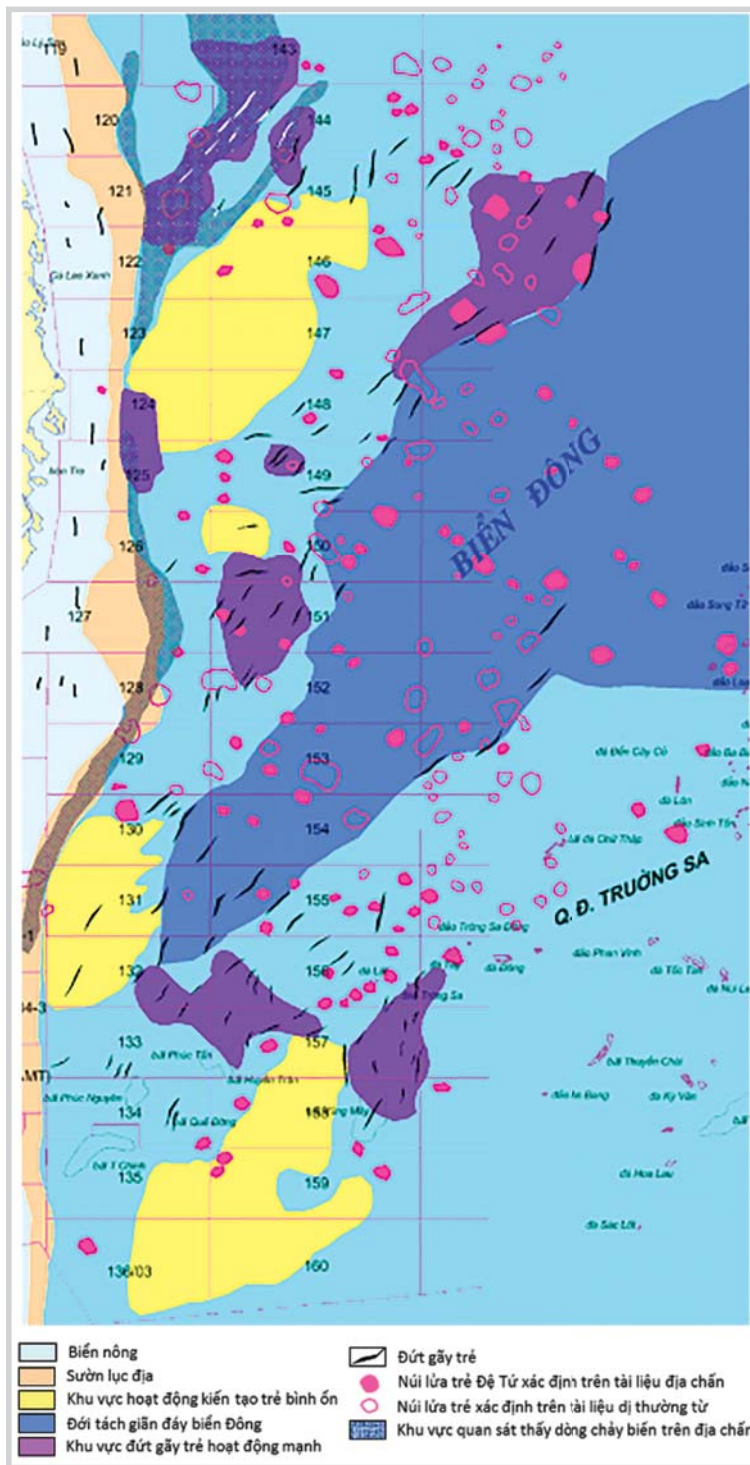
Hình 16. Hoạt động đứt gãy, phun trào trẻ khu vực tách giãn Biển Đông và lân cận



Hình 17. Hoạt động núi lửa trẻ quan sát được trên tài liệu địa chấn trong khu vực nghiên cứu



Hình 18. Khu vực bất ổn định trên sườn thềm và hoạt động đào khoét do dòng chảy và trượt lở đáy biển trên tài liệu địa chấn khu vực bể trầm tích Phú Khánh [3]



Hình 19. Sơ đồ các yếu tố kiến tạo trẻ khu vực Biển Đông Việt Nam [3]

các vị trí hoạt động núi lửa được xây dựng từ quan sát trên tài liệu địa chấn và trên cơ sở các dị thường từ. Dị thường từ có hình dạng khối độc lập âm dương đan xen lẫn nhau được quan sát thấy ở vùng trung tâm của vùng biển Việt Nam. Đây là đặc trưng của dị thường từ vỏ đại dương thuộc vùng biển tách giãn và vùng biển rìa. Các dị thường dạng khối độc lập cũng được quan sát thấy ở khu vực vỏ lục địa nhưng mang biên độ nhỏ hơn. Các dị thường dạng khối độc lập thường được liên hệ với các hoạt động phun trào núi lửa. Hầu

hết những dị thường này đều có hướng Tây Bắc
- Đông Nam.

Ngoài các hoạt động phun trào núi lửa, hoạt động của hệ đứt gãy này còn gây ra trượt lở dưới biển đặc biệt ở khu vực dọc theo vùng phát triển sườn thềm và tạo nên sự phân cắt địa hình cũng như tạo nên sự không bền vững của các lớp trầm tích đáy biển (Hình 18). Dưới tác động của trọng lực và các hoạt động rung chấn, đất đá có thể bị trượt lở và làm phá hủy các khí hydrate đã hình thành. Cũng như trượt lở dưới biển, quá trình đào khoét đáy biển do dòng chảy biển (Hình 18) cũng là yếu tố ảnh hưởng sự toàn vẹn của khí hydrate. Cho tới nay, số liệu đo dòng chảy mới được các nhà khoa học Viện Địa chất - Địa vật lý biển thực hiện tới độ sâu 150m, chưa có đầy đủ các số liệu đo đạc trực tiếp ở tầng sát đáy biển. Đã có rất nhiều nghiên cứu về dòng chảy trong khu vực Biển Đông, tuy nhiên chưa có các khoanh định chi tiết những khu vực bị ảnh hưởng bởi dòng chảy ở phần đáy biển, do vậy tổ hợp các tài liệu đo sâu đáy biển, địa mạo đáy biển và địa chấn đã được sử dụng để xác định các vùng bị đào khoét bởi dòng chảy biển (Hình 18).

Trên cơ sở phân tích các yếu tố kiến tạo trẻ khu vực nghiên cứu qua các kết quả minh giải tài liệu địa chấn, từ và trọng lực và kết quả của các công trình nghiên cứu khác, bản đồ các yếu tố kiến tạo trẻ khu vực Biển Đông đã được xây dựng (Hình 19). Có thể thấy các hoạt động đứt gãy trẻ hầu hết có biên độ yếu, cự ly dịch chuyển và chiều dài đứt gãy nhỏ đồng thời do mật độ mạng lưới địa chấn thưa nên hầu hết được khoanh định một cách chủ quan. Các khu vực có hoạt động kiến tạo Pliocene - Đệ Tứ mạnh do đứt gãy (khu vực màu tím) hoặc bình ổn kiến tạo (màu vàng) được khoanh định dựa trên tài liệu địa chấn với mức độ tin tưởng cao. Hoạt động núi lửa quan sát được trên tài liệu địa chấn và dĩ thường từ chỉ ra những khu vực có hoạt động núi lửa mạnh tập trung dọc 2 bên rìa đối trung tâm tách giãn đáy Biển Đông.

7. Kết luận

Có thể nói vùng nước sâu Biển Đông của Việt Nam có tiềm năng với các tích tụ khí hydrate hình thành gần bề mặt đáy biển trong vùng khí

hydrate ổn định. Các tài liệu địa chất - địa vật lý cho thấy khá rõ các biểu hiện trực tiếp và gián tiếp về khí hydrate này trên khu vực Biển Đông Việt Nam và chúng cũng phù hợp với các điều kiện hình thành và bảo tồn khí hydrate. Tuy nhiên, ngoài chế độ nhiệt độ, áp suất, thành phần khí hydrocarbon và độ khoáng hóa, còn có khá nhiều các yếu tố rủi ro, làm cho khí hydrate khó được hình thành hay bị phá hủy như các hoạt động kiến tạo trẻ, các hoạt động động đất, núi lửa mạnh và liên tục có thể tạo khí không hydrocarbon như CO₂, H₂S, nitơ, phân bố tầng sinh... dẫn đến việc tìm kiếm thăm dò khí hydrate trong khu vực rất khó khăn. Nhìn chung, công tác điều tra khí hydrate thời gian vừa qua mới ở mức rất sơ bộ, do vậy cần tiếp tục nghiên cứu để định hướng công tác tìm kiếm thăm dò tập trung vào những khu vực có tiềm năng hơn trong thời gian tới.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Như Trung. *Xác định chiều dày tầng hình thành và ổn định gas hydrate (GHSZ) trên biển Đông*. Tạp chí Dầu khí. 2009; 3: trang 27 - 33.
2. Trần Châu Giang. *Cập nhật thông tin, tìm hiểu hoạt động tìm kiếm thăm dò khai thác hydrat khí trên thế giới và dự báo tiềm năng hydrat khí ở Việt Nam*. ĐC 229. 2008.
3. Trịnh Xuân Cường và nnk. *Thu thập, phân tích, tổng hợp các tài liệu về khí hydrate để xác định các dấu hiệu, tiền đề về tiềm năng khí hydrate ở các vùng biển và thềm lục địa Việt Nam*. Viện Dầu khí Việt Nam. Hà Nội. 2014.
4. S.Wang, W.Yan, H.Song. *Mapping the thickness of the gas hydrate stability zone in the South China Sea*. Terrestrial Atmospheric and Oceanic Sciences. 2006; 17(4): p. 815 - 828.
5. D.D.Rice, G.E.Claypool. *Generation, accumulation, and resource potential of biogenic gas*. AAPG Bulletin. 1981; 65(1): p. 5 - 25.
6. E.D.Sloan, C.A.Koh. *Clathrate hydrates of natural gases*. CRC Press. Taylor & Francis Group. 2008.

Some factors influencing gas hydrate formation and preservation in the East Sea of Vietnam

Trinh Xuan Cuong¹, Nguyen Trung Hieu¹, Nguyen Thu Huyen¹
 Nguyen Hoang Son¹, Ta Quang Minh¹, Nguyen Manh Hung¹
 Le Hoai Nga¹, Ngo Sy Tho²

¹Vietnam Petroleum Institute

²Government Office

Email: cuongtx@vpi.pvn.vn

Summary

Through the integration and analysis of geological, geophysical and oceanographical data, it is recognised that there are potential of gas hydrates in the deep water areas of the East Sea of Vietnam resulting from suitable factors for gas hydrate formation and existence. However, gas hydrate potential can be reduced by many instable factors (temperature, pressure, salinity of sea and formation water, and limitations of source rocks). Furthermore, gas hydrate can be destroyed in areas of strong, young tectonic activities (earthquakes, faulting, eruption, sliding and erosion at the sea bottom, etc.). In general, exploration activities for gas hydrate in the past were very preliminary. Further studies are, therefore, needed to develop an effective plan for gas hydrate exploration that focuses on highly potential areas in the East Sea.

Key words: Gas hydrate, East Sea, gas hydrate preservation, GH evidence, GH stability zone, bottom simulating reflectors (BSR), biogenic gas, thermal gas.

NGHIÊN CỨU THU HỒI Cu TỪ XÚC TÁC THẢI CỦA QUÁ TRÌNH CHUYỂN HÓA CO NHIỆT ĐỘ THẤP CỦA NHÀ MÁY ĐẠM PHÚ MỸ

KS. Ngô Thúy Quỳnh^{1,2}, ThS. Nguyễn Thị Thu Huyền¹
SV. Nguyễn Thị Kim Anh¹, SV. Nguyễn Thị Phương¹
TS. Đặng Trung Dũng¹, PGS.TS. Mai Thanh Tùng¹
PGS.TS. Phạm Thanh Huyền¹, GS. Sudipta Roy³

¹Đại học Bách khoa Hà Nội

²Bộ Công Thương

³Đại học Strathclyde, Glasgow, UK

Email: huyen.phamthanh@hust.edu.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu quá trình hòa tách xúc tác thải CuO-ZnO-Al₂O₃ của quá trình chuyển hóa CO nhiệt độ thấp bằng acid, sau đó tiến hành điện phân thu hồi Cu. Kết quả cho thấy quá trình hòa tách bằng acid sulfuric (H₂SO₄) nồng độ acid 1M, trong thời gian 3 giờ cho kết quả tốt tại nhiệt độ 50°C, tỷ lệ rắn/lỏng = 5%. Cu kim loại được thu hồi hoàn toàn bằng quá trình điện phân sau 7 giờ với điều kiện mật độ dòng 3,5A/dm².

Từ khóa: Xúc tác thải chuyển hóa CO nhiệt độ thấp, hòa tách, H₂SO₄, HNO₃, điện phân, thu hồi Cu.

1. Mở đầu

Lựa chọn công nghệ phù hợp để xử lý xúc tác thải rắn đang là vấn đề được nhiều nhà khoa học trong và ngoài nước quan tâm. Xúc tác thải cần phải được thu hồi và xử lý cẩn thận trước khi thải ra môi trường [1, 2]. Các nhà máy Đạm Phú Mỹ và Cà Mau, Lọc dầu Dung Quất đi vào hoạt động đã và đang thải ra một lượng xúc tác thải lớn, do vậy cần có các biện pháp xử lý thích hợp. Quá trình chuyển hóa CO nhiệt độ thấp là quá trình sử dụng trong nhà máy đạm nhằm chuyển hóa CO bằng hơi nước sử dụng hệ xúc tác CuO-ZnO-Al₂O₃ (xúc tác Nhà máy Đạm Phú Mỹ có thành phần: CuO 45 - 55%, ZnO 25 - 35%, Al₂O₃ 5 - 15%, CuCO₃ 2 - 5%). Sau một thời gian làm việc, xúc tác bị mất hoạt tính do cốc che phủ bề mặt, bị ngộ độc bởi tạp chất hoặc bị chuyển pha. Xúc tác thải (sau 5 năm sử dụng) của quá trình này chứa một lượng CuO lớn không thể chôn lấp vì ảnh hưởng đến môi trường (CuO có thể gây độc với phổi, màng cơ, nếu tiếp xúc với CuO trong một thời gian dài có thể gây hại cho cơ thể người), vì vậy lượng Cu trong xúc tác thải cần được thu hồi, tái sử dụng.

Quá trình thu hồi kim loại từ xúc tác thải thường được tiến hành bằng quá trình hòa luyện và thủy luyện. Quá trình thủy luyện thân thiện với môi trường hơn và chi phí thấp hơn nên chiếm ưu thế [3]. Tác nhân hòa tách có thể là dung dịch kiềm (ammoniac, muối amoni, NaOH, Na₂CO₃...), acid vô cơ (sulfuric, nitric và hydrochloric acid...) hoặc acid hữu cơ (tartaric, oxalic và citric acid...) [1]. Quá trình hòa

tách để thu kim loại từ xúc tác thải bằng acid vô cơ là quá trình hay được sử dụng nhất [4]. Trước khi tiến hành hòa tách, xúc tác thải thường được xử lý nhiệt để loại bỏ cốc, hydrocarbon và một số tạp chất khác, nhằm tăng cường hiệu quả hòa tách [5].

Việc nghiên cứu công nghệ thu hồi kim loại từ xúc tác thải rắn vừa có ý nghĩa lý thuyết vừa có ý nghĩa thực tế, góp phần bảo vệ môi trường và thu hồi kim loại từ chất thải rắn. Trong nước đã có một số công trình nghiên cứu quá trình xử lý, tái sử dụng xúc tác thải của nhà máy lọc dầu và thu hồi Ni từ nhà máy đạm [6]. Quá trình thu hồi Cu từ xúc tác thải của nhà máy đạm chưa được nghiên cứu. Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu công nghệ thủy luyện (hòa tan xúc tác thải CuO-ZnO-Al₂O₃ của quá trình chuyển hóa CO nhiệt độ thấp trong acid), sau đó tiến hành điện phân thu hồi Cu. Đây là một trong những công nghệ có tính khả thi cao: vừa tiết kiệm năng lượng, vừa bảo vệ môi trường.

2. Thực nghiệm

Xúc tác trước khi hòa tách được nghiền tới kích thước 0,5mm, nung ở 800°C trong 3 giờ. Quá trình hòa tách xúc tác thải chứa Cu được thực hiện với acid sulfuric và acid nitric nồng độ 0,5 - 2M, từ nhiệt độ phòng đến 90°C, trong khoảng thời gian 1 - 3 giờ và tỷ lệ rắn/lỏng: 3 - 6%. Dung dịch hòa tách thu được sau khi lọc được đem điện phân. Mật độ dòng giới hạn của quá trình điện phân được xác định trên máy đo điện hóa Potentiostat/Galvanostat (Autolab PGSTAT 302N). Quá trình khảo sát đường cong điện hóa được thực hiện trong bình đo điện hóa ba điện cực với điện cực đối platin, điện cực làm việc bằng đồng và điện cực so sánh calomen. Trong quá trình nghiên cứu điện phân, điện cực anode được chế tạo từ thép không gỉ, cathode bằng đồng, mạch điện phân có mắc thêm

điện lượng kế đồng để xác định hiệu suất dòng điện. Bộ nguồn điện 1 chiều có chức năng ổn định dòng được sử dụng trong khảo sát quá trình điện phân.

Hiệu suất dòng được tính theo công thức:

$$\varphi = \frac{31,785 \times m_o \times 100}{a \times C} \%$$

Trong đó:

m_o : Khối lượng đồng kết tủa trên cathode dung dịch điện phân (g);

a: Khối lượng đồng kết tủa trên cathode dung dịch điện lượng kế (g);

C: Trọng lượng đương lượng của kim loại làm cathode = 31.785.

Hiệu suất thu hồi được tính theo công thức:

$$\eta \% = \frac{m - m'}{m} \%$$

Trong đó:

m: Hàm lượng đồng trong dung dịch ban đầu (g/l);

m': Hàm lượng đồng trong dung dịch sau điện phân (g/l).

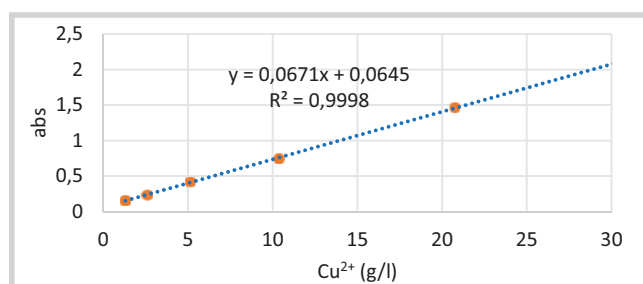
Hàm lượng đồng trong dung dịch được xác định bằng UV-Vis tại bước sóng 805nm [7]. Xúc tác thải và phần bã còn lại phân tích đặc trưng bằng phương pháp XRD (thực hiện trên máy D8 Advance - Bruker) và FESEM (thực hiện trên máy Hitachi S4800) được kết nối với EDX (trên máy JEOL - JED 2300).

Đường chuẩn UV-Vis của Cu^{2+} khi có mặt Zn^{2+} được thể hiện trên Hình 1.

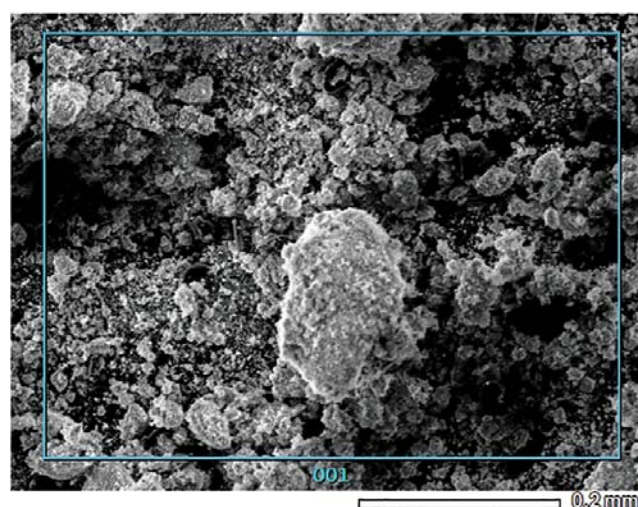
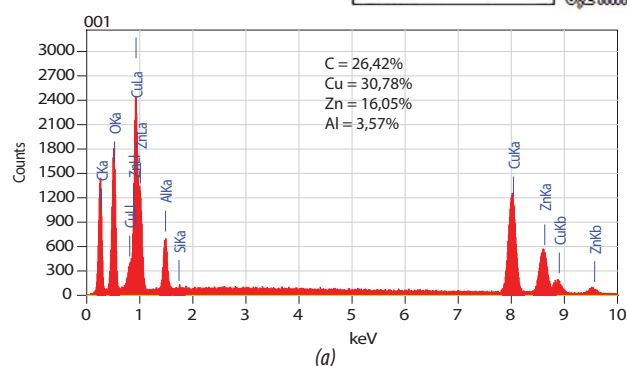
3. Kết quả và thảo luận

3.1. Đặc trưng xúc tác thải trước và sau khi nung

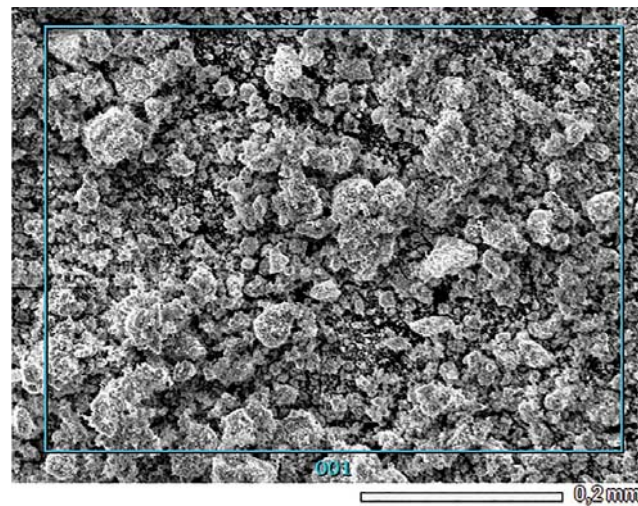
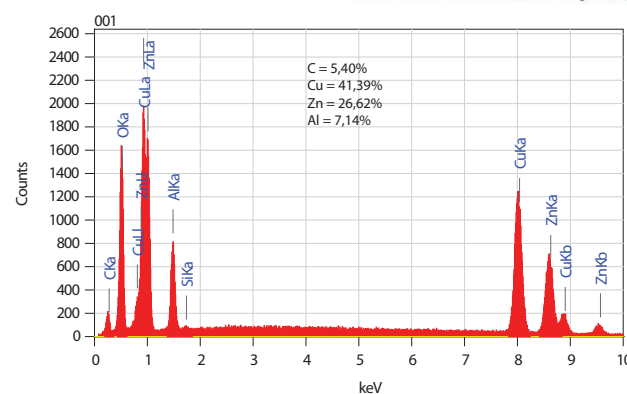
Xúc tác thải lấy từ Nhà máy Đạm Phú Mỹ trước và sau khi nung được tiến hành chụp ảnh SEM, phân tích thành phần hóa học bằng EDX và thành phần pha bằng XRD. Kết quả được trình bày trong Hình 2, 3 và Bảng 1.



Hình 1. Đường chuẩn UV-Vis của Cu^{2+} khi có mặt Zn^{2+} được xác định ở bước sóng 805nm



(a)



(b)

Hình 2. Ảnh SEM và phổ EDX của xúc tác trước (a) và sau khi nung (b)

Bảng 1. Thành phần xúc tác thải trước và sau khi nung (tính theo EDX, đo cho các nguyên tố có hàm lượng lớn hơn 1%)

Mẫu	% khối lượng				
	C	Al	Cu	Zn	O
Xúc tác thải nghiền 1	27,69	3,46	31,07	15,98	21,71
Xúc tác thải nghiền 2	23,22	3,79	32,26	16,51	24,22
Xúc tác thải nghiền 3	28,36	3,46	29,02	15,66	23,50
Trung bình	26,42	3,57	30,78	16,05	23,14
Xúc tác thải nung - nghiền 1	6,20	6,73	41,11	26,61	19,24
Xúc tác thải nung - nghiền 2	7,29	7,17	39,94	25,25	20,36
Xúc tác thải nung - nghiền 3	2,71	7,53	43,12	27,99	18,65
Trung bình	5,40	7,14	41,39	26,62	19,42

Ảnh SEM cho thấy xúc tác thải bị thiêu kết và có một lượng lớn cốc bám trên bề mặt, đây là những nguyên nhân quan trọng nhất gây mất hoạt tính xúc tác. Hàm lượng C tính theo EDX là 26,42%. Để tăng khả năng khuếch tán của acid vào phía trong hạt xúc tác, cần loại bỏ cốc bằng cách nung. Sau khi nung hàm lượng C giảm xuống còn 5,4% (Bảng 1).

Giản đồ XRD cho thấy ngoài 3 thành phần CuO - ZnO - Al_2O_3 , trong xúc tác thải còn tồn tại pha CuAl_2O_4 . Như vậy, ngoài nguyên nhân mất hoạt tính do tạo cốc, một nguyên nhân mất hoạt tính khác có thể kể đến là sự tương tác của CuO với Al_2O_3 để tạo thành CuAl_2O_4 . Sau khi nung, pha Al_2O_3 trong xúc tác thải không còn, có thể ở nhiệt độ cao pha này đã bị chuyển sang dạng CuAl_2O_4 theo phản ứng:

3.2. Nghiên cứu quá trình hòa tách bằng acid

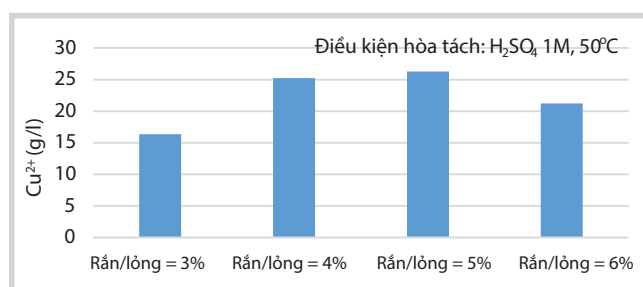
3.2.1. Nghiên cứu ảnh hưởng của nồng độ acid

Nhóm tác giả đã nghiên cứu quá trình hòa tách bằng acid sulfuric với nồng độ acid thay đổi từ 0,5 - 1 - 2M, điều kiện hòa tách ở nhiệt độ 50°C. Kết quả cho thấy, khi tăng nồng độ acid từ 0,5 đến 1M, độ hòa tách tăng lên đáng kể, tiếp tục tăng nồng độ acid lên 2M độ hòa tách hầu như không tăng, vì vậy nồng độ acid 1M được lựa chọn cho các nghiên cứu tiếp theo (Hình 4).

3.2.2. Nghiên cứu ảnh hưởng của tỷ lệ rắn/lông

Ảnh hưởng của tỷ lệ rắn/lỏng được trình bày trong Hình 5. Điều kiện hòa tách ở nhiệt độ 50°C, nồng độ H_2SO_4 1M, tỷ lệ rắn/lỏng từ 3 đến 6%.

Tỷ lệ rắn/lỏng thấp, lượng xúc tác thải ít nên lượng Cu thu hồi được thấp. Khi tăng tỷ lệ rắn/



Hình 5. Ảnh hưởng của tỷ lệ rắn/lỏng đến quá trình hòa tách

Bảng 2. Ảnh hưởng của loại acid đến khả năng hòa tách

Loại acid	Tỷ lệ rắn/lỏng (%)	Nhiệt độ hòa tách ($^\circ C$)	Thời gian hòa tách (giờ)	g/l Cu^{2+}
H_2SO_4 1M	5	50	3	26,41
HNO_3 1M	5	50	3	24,25
CH_3COOH 1M	5	50	3	3,35

lỏng lên 6%, lượng Cu thu được giảm, điều này có thể giải thích do ở tỷ lệ này lượng chất rắn tăng làm tăng mật độ rắn trong dung dịch dẫn tới giảm khả năng tiếp xúc giữa xúc tác thải và dung dịch hòa tách do vậy làm giảm hiệu quả hòa tách. Kết quả cho thấy ở tỷ lệ rắn/lỏng = 5%, lượng Cu thu được cao nhất.

3.2.3. Nghiên cứu ảnh hưởng của loại acid

Tiến hành hòa tách trong cùng điều kiện tỷ lệ rắn/lỏng, nhiệt độ, thời gian hòa tách, sử dụng các acid khác nhau. Kết quả trình bày trong Bảng 2. Trong 3 loại acid sử dụng, acid sulfuric cho hiệu quả tách tốt nhất. Acid acetic hầu như không hòa tách được Cu ở nhiệt độ thấp.

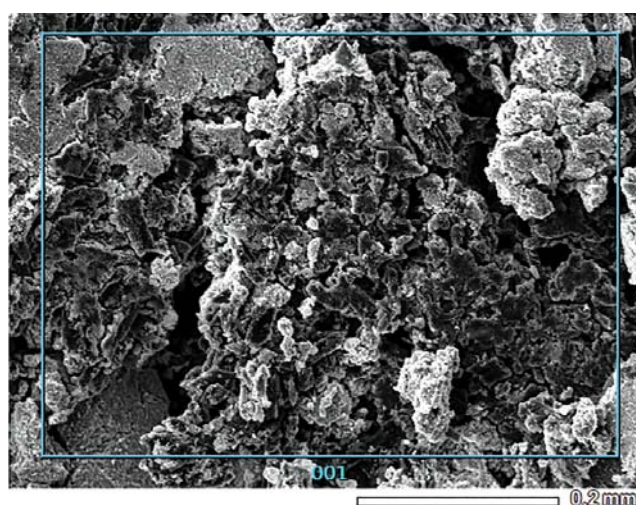
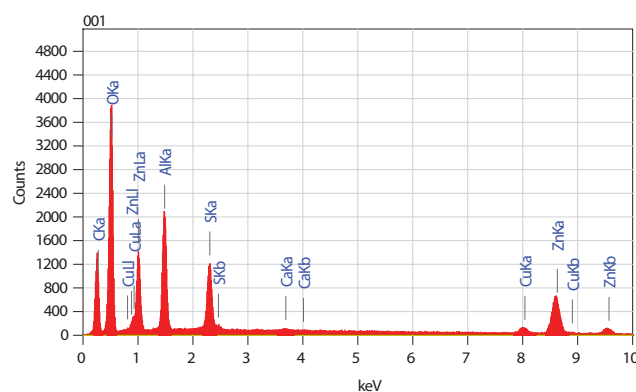
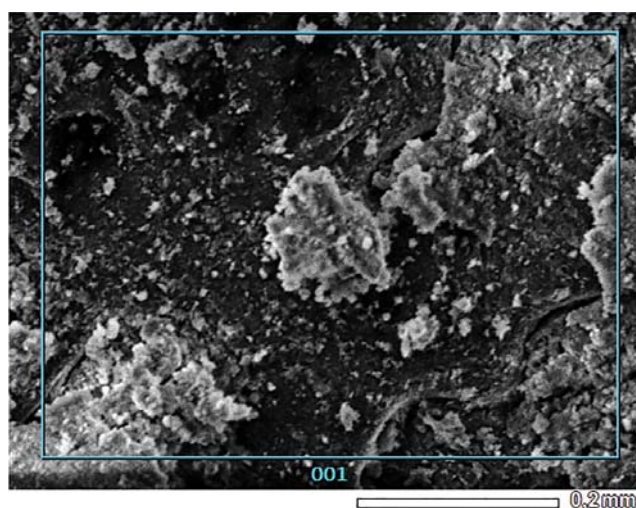
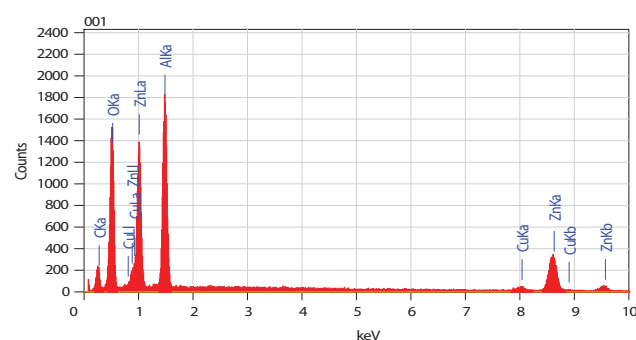
Phần bã thải rắn sau hòa tách được phân tích bằng SEM-EDX, kết quả được trình bày trong Hình 6 và Bảng 3.

Sau khi hòa tách hàm lượng Cu trong bã thải giảm đi đáng kể, lượng Cu còn lại là 2,31 - 2,44%. Cân bằng vật chất của quá trình hòa tách (xác định theo EDX) được trình bày trong Bảng 4.

Như vậy quá trình hòa tách đã tách được > 98% lượng Cu trong mẫu xúc tác thải.

Giản đồ XRD của mẫu bã thải sau quá trình hòa tách được trình bày trong Hình 7.

Sau quá trình hòa tách, các pha CuO và ZnO không còn, chứng tỏ CuO và ZnO đã bị hòa tan hết, mẫu bã thải chỉ còn tồn tại pha $CuAl_2O_4$, đây là pha tương đối bền. Kết quả này cũng phù hợp với kết quả phân tích EDX (hàm lượng Cu trong bã thải vẫn còn 2,31 - 2,44%).



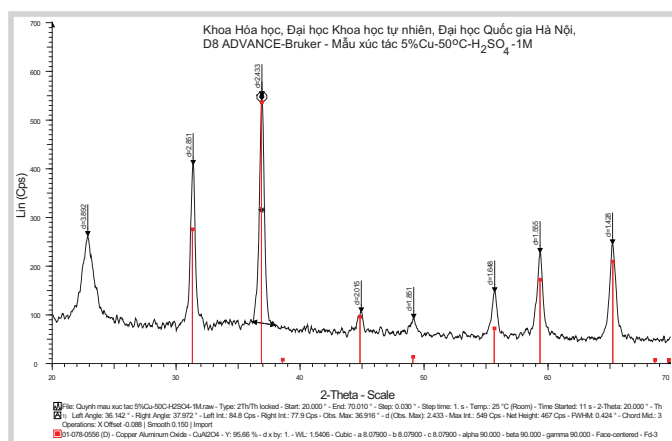
Hình 6. Ảnh SEM - phổ EDX mẫu bã thải sau khi hòa tách bằng H_2SO_4 và HNO_3

Bảng 3. Thành phần bã thải sau khi hòa tách bằng H_2SO_4 và HNO_3 (tính theo EDX)

Mẫu	% khối lượng					
	C	Al	Cu	Zn	S	O
Bã H_2SO_4 - 1	24,90	8,43	2,37	18,40	4,03	41,77
Bã H_2SO_4 - 2	16,94	15,67	2,45	21,70	2,68	40,44
Bã H_2SO_4 - 3	21,90	12,50	2,12	18,52	2,82	41,95
Trung bình	21,25	12,20	2,31	19,54	3,18	41,39
Bã HNO_3 - 1	14,33	20,66	2,19	25,48	0,00	37,34
Bã HNO_3 - 2	12,03	21,72	2,43	26,86	0,00	36,96
Bã HNO_3 - 1	9,52	22,04	2,70	26,45	0,00	39,29
Trung bình	11,96	21,47	2,44	26,26	0,00	37,86

Bảng 4. Cân bằng vật chất của quá trình hòa tách (tính từ kết quả EDX)

Mẫu	Khối lượng mẫu (g)	% Cu	Cu (g)	% Cu bị hòa tách
Xúc tác sau nung	5	41,39	2,07	
Bã thải H_2SO_4	1,342	2,31	0,03	98,55%
Bã thải HNO_3	1,311	2,44	0,032	98,45%



Bảng 5. Ảnh hưởng của mật độ dòng tới hiệu suất dòng và hiệu suất thu hồi Cu

Dung dịch điện phân ở mật độ dòng (A/dm ²)	Hiệu suất dòng			Hiệu suất thu hồi Cu (%)		
	m _{Cu} trên cathode điện phân (g)	m _{Cu} trên cathode điện lượng kế (g)	φ (%)	Hàm lượng Cu ²⁺ ban đầu (g/l)	Hàm lượng Cu ²⁺ còn lại (g/l)	η (%)
Dc = 3,5	9,79	11,901	82,34	26,40	0,965	96,51
Dc = 3	8,82	9,113	96,80	26,40	5,189	80,34
Dc = 2	6,69	6,780	98,76	26,38	9,08	65,58

3.3.2. Nghiên cứu ảnh hưởng của mật độ dòng tới khả năng thu hồi Cu từ dung dịch đã hòa tách

Tiến hành quá trình điện phân ở mật độ dòng 2 - 3 và 3,5A/dm² tại nhiệt độ phòng, kết quả thu được sau 6 giờ điện phân được trình bày trong Bảng 5.

Khi mật độ dòng điện áp đặt vào bình điện phân tăng, lượng đồng thu hồi tăng lên đáng kể, thể hiện qua việc tăng hiệu suất thu hồi đồng (η), điều này phù hợp với định luật Faraday của quá trình điện phân. Khi mật độ dòng điện phân tăng, điện lượng qua mạch sẽ tăng lên. Do đó, lượng đồng kết tủa lên điện cực cathode tỷ lệ thuận với điện lượng qua mạch, sẽ tăng lên cùng với việc tăng dòng điện phân. Tuy nhiên, khi tăng mật độ dòng điện phân, hiệu suất dòng sẽ giảm do trong cùng một khoảng thời gian điện phân, khi điện phân ở mật độ dòng cao, lượng ion đồng sẽ giảm nhanh, dẫn đến mật độ dòng giới hạn của quá trình điện phân sẽ giảm, quá trình giải phóng hydro có thể diễn ra làm giảm hiệu suất dòng điện phân đồng.

3.3.3. Nghiên cứu ảnh hưởng của thời gian điện phân

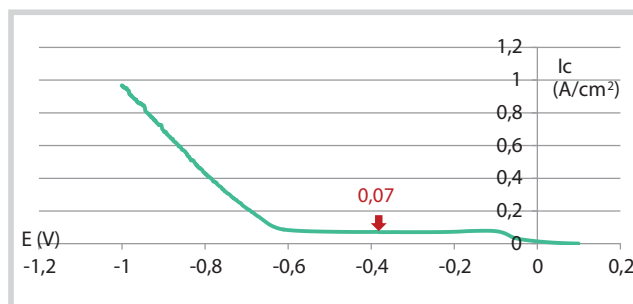
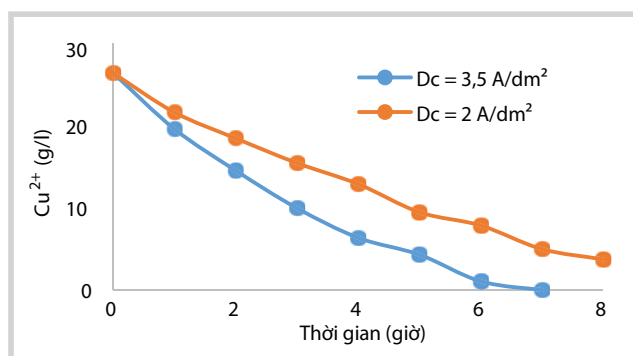
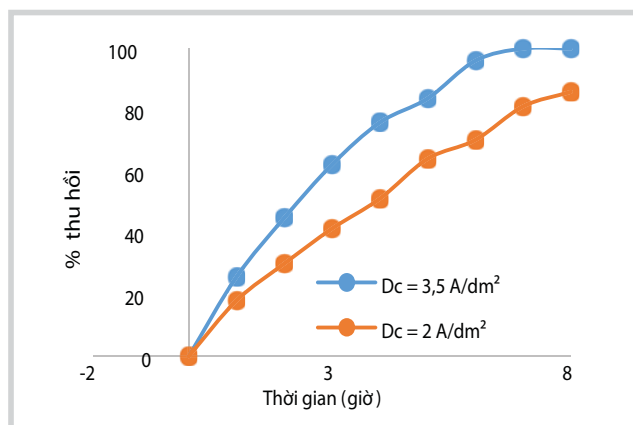
Ảnh hưởng của thời gian điện phân đến khả năng thu hồi đồng từ dung dịch hòa tách xúc tác thải được trình bày trong Hình 10 và 11.

Hiệu suất thu hồi của các mẫu điện phân tăng dần theo thời gian. Theo định luật Faraday, lượng kim loại kết tủa ở điện cực cathode tỷ lệ thuận với lượng điện tích qua mạch, do đó tỷ lệ thuận với thời gian điện phân. Ở mật độ dòng 3,5A/dm², sau khoảng thời gian 7 giờ điện phân hiệu suất thu hồi đồng đạt cao nhất (~ 100%).

Kết luận

- Nhóm tác giả đã nghiên cứu quá trình hòa tách xúc tác thải của quá trình chuyển hóa CO ở nhiệt độ thấp của Nhà máy Đạm Phú Mỹ bằng acid sulfuric, sau đó điện phân thu hồi đồng.

- Các điều kiện thích hợp cho quá trình hòa tách là H₂SO₄ nồng độ acid 1M, trong thời gian 3 giờ tại 50°C, tỷ lệ rắn/lỏng = 5%, hàm lượng Cu²⁺ thu được đạt 26,41g/l.

**Hình 9.** Đường cong phân cực trong dung dịch mô phỏng với nồng độ Cu²⁺ = 30g/l**Hình 10.** Ảnh hưởng của thời gian điện phân đến hiệu suất thu hồi Cu²⁺**Hình 11.** Dung dịch Cu sau 1 - 8 giờ điện phân

- Quá trình điện phân với mật độ dòng càng cao thì hiệu suất dòng càng giảm và hiệu suất thu hồi đồng càng cao. Sau 7 giờ điện phân tại mật độ dòng 3,5A/dm² hiệu suất thu hồi đồng đạt ~ 100%.

- Các kết quả nghiên cứu cho thấy có thể hòa tách trên 98% lượng Cu trong xúc tác thải và thu hồi gần 100% lượng Cu trong dung dịch đã hòa tách. Đây là quá trình có triển vọng, tuy nhiên để có thể áp dụng trong công nghiệp cần tiếp tục nghiên cứu tái sử dụng acid sau khi điện phân.

Lời cảm ơn

Công trình được thực hiện với sự hỗ trợ kinh phí của đề tài "UK Institutional Links (Ref 172711746)". Cảm ơn Nhà máy Đạm Phú Mỹ đã cung cấp xúc tác thải cho đề tài.

Tài liệu tham khảo

1. M.Marafi, A.Stanislaus. *Spent hydroprocessing catalyst management: A review. Part II. Advances in metal recovery and safe disposal methods*. Resources, Conservation and Recycling. 2008; 53(1 - 2): p. 1 - 26.
2. P.K.Parhi, T.R.Sethy, P.C.Rout, K.Sarangi. *Selective dissolution of copper from copper-chromium spent catalyst by baking-leaching process*. Journal of Industrial and Engineering Chemistry. 2015; 21: p. 604 - 609.
3. V.S.Kolosnitsyn, S.P.Kosternova, O.A.Yapryntseva,

A.A.Ivashchenko, S.V.Alekseev. *Recovery of nickel with sulfuric acid solutions from spent catalysts for steam conversion of methane*. Russian Journal of Applied Chemistry. 2006; 79(4): p. 539 - 543.

4. A.R.Sheik, M.K.Ghosh, K.Sanjay, T.Subbaiah, B.K.Mishra, A.A.Baba. *Aqueous processing of nickel spent catalyst for a value added product*. Korean Journal of Chemical Engineering. 2013; 30(2): p. 400 - 404.

5. S.P.Barik, K.H.Park, P.K.Parhi, J.T. Park, C.W.Nam. *Extraction of metal values from waste spent petroleum catalyst using acidic solutions*. Separation and Purification Technology. 2012; 101: p. 85 - 90.

6. Lê Phúc Nguyên, Bùi Vĩnh Tường, Nguyễn Hoài Thu, Nguyễn Sura, Lương Ngọc Thủy. *Thu hồi Ni trong xúc tác thải để tổng hợp xúc tác xử lý môi trường: Nghiên cứu ảnh hưởng của điều kiện tiền xử lý và ảnh hưởng của hàm lượng Ni trong xúc tác Ni/γ-Al₂O₃ đến khả năng xử lý CO*. Tạp chí Dầu khí. 2015; 1: trang 42 - 51.

7. S.Silva-Martinez, S.Roy. *Copper recovery from tin stripping solution: Galvanostatic deposition in a batch-recycle system*. Separation and Purification Technology. 2013; 118: p. 6 - 12.

8. I.M.Ahmed, A.A.Nayl, J.A.Daoud. *Leaching and recovery of zinc and copper from brass slag by sulfuric acid*. Journal of Saudi Chemical Society. 2012.

Recovery of copper from spent catalyst of low temperature water gas shift from Phu My fertilizer plant

Ngo Thuy Quynh^{1,2}, Nguyen Thi Thu Huyen¹
 Nguyen Thi Kim Anh¹, Nguyen Thi Phuong¹
 Dang Trung Dung¹, Mai Thanh Tung¹
 Pham Thanh Huyen¹, Sudipta Roy³

¹Hanoi University of Science and Technology

²Ministry of Industry and Trade

³University of Strathclyde, Glasgow, UK

Email: huyen.phamthanh@hust.edu.vn

Summary

The paper presents the results of leaching CuO-ZnO-Al₂O₃ spent catalyst of low temperature water gas shift by acid and then electrodepositing the leaching solution to recover copper. It was found that the suitable conditions for copper leaching from low temperature water gas shift's spent catalyst are at 50°C with 1M H₂SO₄ and solid/liquid ratio of 5%. Copper was totally recovered after 7 hours with a current density of 3.5A/dm².

Key words: Low temperature water gas shift's spent catalyst, leaching, H₂SO₄, HNO₃, electrolysis, copper recovery.

NGHIÊN CỨU KHẢ NĂNG TẠO NHIỆT, TẠO ÁP SUẤT CỦA HỆ HÓA PHẨM TAN TRONG NƯỚC TRONG XỬ LÝ ĐƠN GIẾNG NHẪM NÂNG CAO HIỆU QUẢ KHAI THÁC DẦU

KS. Phan Văn Minh, TS. Nguyễn Văn Ngọ

ThS. Đỗ Thành Trung, ThS. Lê Văn Công, KS. Phạm Ngọc Sơn

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

Email: minhpv@pvdmc.com.vn

Tóm tắt

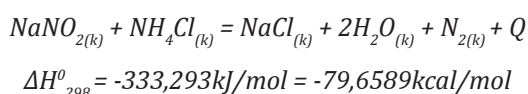
Trong giai đoạn cuối của quá trình khai thác dầu khí cùng với sự suy giảm áp suất vỉa, độ ngập nước tăng cao thì các loại nhiễm bẩn như vô cơ, hữu cơ có xu hướng gia tăng mạnh làm giảm nhanh sản lượng khai thác. Các loại nhiễm bẩn hữu cơ đặc biệt tăng ở những vùng vỉa dầu có hàm lượng paraffin, nhựa, asphaltene cao (dầu nặng). Trong trường hợp này các phương pháp nhiệt, sử dụng dung môi hữu cơ để xử lý vùng cận đáy giếng, tăng cường thu hồi dầu được ưu tiên áp dụng. Nhóm tác giả đã nghiên cứu khả năng sử dụng hệ hóa phẩm tan trong nước trên cơ sở phản ứng giữa NaNO_2 và NH_4Cl có khả năng tạo nhiệt, tạo áp suất với mục đích áp dụng cho xử lý đơn giếng nhằm nâng cao hiệu quả khai thác dầu.

Từ khóa: Xử lý đơn giếng, tăng cường thu hồi dầu, phản ứng tỏa nhiệt.

1. Đặt vấn đề

Một trong các phương pháp nhằm nâng cao hiệu quả khai thác dầu là thông vỉa sâu. Về bản chất, thông vỉa sâu được hiểu là dùng tác động thủy lực để súc rửa, khơi dòng chảy, tác động đến vùng vỉa sâu, vùng có bán kính lớn hơn so với phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng. Tác động thay đổi nhanh và thuận nghịch của dòng lưu thể (dầu, nước, khí...) làm các nhiễm bẩn nhanh chóng tách khỏi vị trí bám dính, bít nhét và giải phóng khỏi khu vực nhiễm bẩn, phục hồi hoặc làm tăng tính thấm của đá chứa. Phương pháp này cũng là một trong những phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng, nhưng có vùng tác động lớn hơn. Các dung môi hữu cơ, hệ vi nhũ tương hoặc các hóa phẩm có khả năng tạo nhiệt, tạo áp suất thường được sử dụng trong phương pháp này [1 - 4]. Trong bài báo này, nhóm tác giả tập trung nghiên cứu khả năng sử dụng hệ hóa phẩm tan trong nước có khả năng tạo nhiệt, tạo áp suất với mục đích áp dụng cho xử lý đơn giếng nhằm nâng cao hiệu quả khai thác dầu. Hệ hóa phẩm trong nghiên cứu dựa trên cơ sở phản ứng giữa NaNO_2 và NH_4Cl .

Phương trình phản ứng hóa học được mô tả như sau:



Ở điều kiện nhiệt độ thường, các hóa phẩm NaNO_2 , NH_4Cl không tương tác với nhau, nhưng ở điều kiện nhiệt độ cao hơn 70 - 80°C hoặc có mặt của xúc tác (acid hoặc chất có khả năng tạo môi trường acid), chúng tương tác

tạo khí và tỏa nhiệt. Nhiệt lượng tỏa ra nung nóng dầu làm độ nhớt giảm mạnh tạo điều kiện cho lượng dầu dư có độ linh động thấp hòa vào dòng lưu thể khai thác. Khí tạo ra nhanh gây tăng áp suất đột biến. Sốc áp suất và nhiệt có thể làm nứt vỡ cục bộ đá vỉa tăng độ thấm vùng được tác động. Trong trường hợp xử lý đơn giếng, nếu tính toán tốt, tăng áp suất có thể tạo ra xung lực đẩy lưu thể từ vỉa chứa vào lòng giếng với tốc độ lớn có tác dụng súc rửa nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng, nâng cao năng suất khai thác. Hệ hóa phẩm trên cơ sở các muối này đã được sử dụng nhiều trong xử lý nhiệt vùng cận đáy giếng; xử lý lắng đọng loại trừ lắng đọng hữu cơ (paraffin, asphaltene, nhựa) và dùng để gọi dòng sản phẩm tại Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" [5 - 7].

Để sử dụng khả năng của hệ hóa phẩm này vào mục đích tăng cường và nâng cao hiệu quả khai thác dầu, ngoài công nghệ đưa hệ hóa phẩm vào vỉa cần nghiên cứu tìm hiểu về quy luật tạo khí, tạo nhiệt của hệ hóa phẩm và một số yêu cầu khác.

2. Hóa chất và phương pháp nghiên cứu

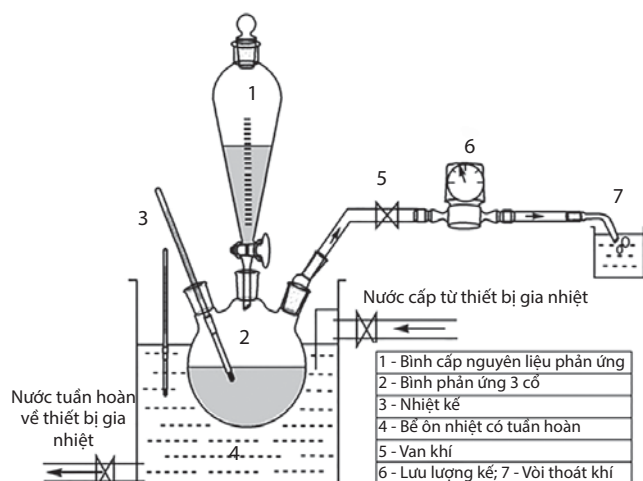
Hóa chất được sử dụng trong nghiên cứu là NaNO_2 và NH_4Cl . Đánh giá khả năng tạo khí của hệ hóa phẩm trong điều kiện thường được thực hiện theo mô hình như Hình 1. Đánh giá khả năng tạo nhiệt, tạo khí trong điều kiện vỉa được thực hiện trên thiết bị Autoclave với khả năng chịu nhiệt đến 350°C và áp suất đến 300atm. Tính chất lưu biến của hỗn hợp sản phẩm phản ứng với mẫu dầu thô giếng 106 mỏ Rồng trong điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao được đo trên thiết bị OFITE 1100.

Tốc độ ăn mòn của hệ hóa phẩm được đánh giá bằng phương pháp mất khối lượng theo Tiêu chuẩn ASTM G1-03 [8]; ASTM G31-72 [9].

3. Kết quả nghiên cứu và thảo luận

3.1. Nghiên cứu, đánh giá khả năng tạo khí của hệ hóa phẩm trong điều kiện thường

Phản ứng giữa NaNO_2 và NH_4Cl tạo khí N_2 và tỏa nhiệt, nên quá trình tạo khí và quá trình tạo nhiệt theo thời gian đương nhiên có tính tương tự. Phản ứng cũng tạo ra áp suất lớn, để đơn giản hơn cho thu nhận những thông tin có liên quan về động học tạo khí, nhóm tác giả chọn cách nghiên cứu động thái tạo khí theo thời gian trong thiết bị phản ứng không chịu áp suất. Thành phần cụ thể của các mẫu hóa phẩm cũng như thể tích dung dịch hóa phẩm đưa vào nghiên cứu thể hiện trong Bảng 1. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả kế thừa một số kết quả nghiên cứu và ứng dụng phản ứng trên trong quá trình gọi dòng sản phẩm tại Vietsovpetro, trong đó tỷ lệ khối lượng giữa $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl}$ được chọn tối ưu là 1,19 (nhỏ hơn tỷ lệ của hai chất này theo phương trình phản ứng - 1,29). Với tỷ lệ trên, một phần NH_4Cl sẽ dư và tạo cho hỗn hợp sản phẩm có môi trường pH thấp, thúc đẩy phản ứng xảy ra hoàn toàn [10]. Bảng 1 thể hiện kết quả thí nghiệm về thể tích khí N_2 sinh ra từ khối phản ứng có



Hình 1. Sơ đồ lắp đặt thiết bị đánh giá khả năng tạo khí

Bảng 1. Kết quả xác định thể tích khí N_2 sinh ra từ các mẫu thí nghiệm

TT	Kí hiệu mẫu	Lượng hóa phẩm cần thiết để pha chế 1 lít dung dịch (g/lít)				Lượng khí (lít) thoát ra theo lý thuyết và theo thực nghiệm từ các khối phản ứng có thể tích khác nhau (ml) khi quy đổi về 1 lít dung dịch ban đầu			
		NaNO_2	NH_4Cl	Nước kỹ thuật	Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl}$	Lý thuyết	Thể tích 87,5ml	Thể tích 125ml	Thể tích 185,5ml
1	M3	250	210	Bù đủ 1 lít	1,19	80	60,4	66,5	-
2	M4	300	252	Bù đủ 1 lít	1,19	90	81,6	88,2	89,44
3	M5	313	263	Bù đủ 1 lít	1,19	100	87,6	93,2	93,08

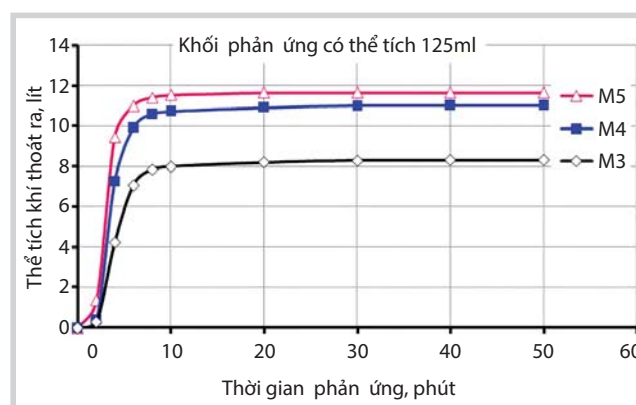
dung tích khác nhau tương ứng với các mẫu thí nghiệm M3, M4, M5.

Bảng 1 cho thấy, thể tích khí thu được của mỗi thành phần hóa phẩm (các mẫu M3, M4, M5) khi thí nghiệm với các thể tích dung dịch khác nhau không có sự khác biệt quá lớn và khi hàm lượng muối trong dung dịch tăng, thể tích khí thu được tăng mạnh. Hình 2 là kết quả dưới dạng đồ thị đối với khối phản ứng có thể tích dung dịch là 125ml.

Hình 2 cho thấy, phản ứng giữa NaNO_2 và NH_4Cl xảy ra với tốc độ cao và gần như tức thời. Với các dung dịch có nồng độ muối càng cao thì tốc độ xảy ra phản ứng càng cao (đường cong ứng với mẫu M5 có tỷ lệ giữa $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 313/263$ nằm trên đường cong M4 ($\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 300/252$) và đường cong M3 ($\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 250/210$). Tốc độ phản ứng cao, sinh lượng khí lớn và nhiệt lượng chính là lý do để các muối NaNO_2 và NH_4Cl được chọn cho công tác thông vĩa sâu kết hợp với gọi dòng sản phẩm và trong trường hợp của nghiên cứu này là tăng cường và nâng cao hiệu quả khai thác dầu.

3.2. Nghiên cứu, đánh giá khả năng tạo nhiệt, tạo áp suất của hệ hóa phẩm trên mô hình nhiệt độ cao, áp suất cao

Tính năng của hệ hóa phẩm thông vĩa sâu để xử lý đơn giếng trên cơ sở dung dịch các muối NaNO_2 , NH_4Cl là tạo ra khí và nhiệt lượng tại đáy giếng, do đó cần



Hình 2. Động thái tạo khí theo thời gian của một số thành phần hóa phẩm

Bảng 2. Kết quả xác định áp suất và nhiệt độ và áp suất của khối phản ứng trong Autoclave

TT	Điều kiện thí nghiệm		Áp suất/nhiệt độ từ các mẫu thí nghiệm				
	Thể tích hóa phẩm (lít)	Không gian chứa khí (lít)	Mẫu M1	Mẫu M2	Mẫu M3	Mẫu M4	Mẫu M5
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	1,50	0,70	83	220	?	?	?
			90	181	?	?	?
2	1,00	1,20	23	81	160	?	?
			88	181	227	?	?
3	0,75	1,45			103	175	192
					227	269	270
4	0,50	1,70			59	90	94
					224	245	246
5	0,35	1,85				53	57
						226	229

Ghi chú: Mẫu 1: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 125/105$; Mẫu 2: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 190/160$; Mẫu 3: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 250/210$; Mẫu 4: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 300/252$; Mẫu 5: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 313/263$
Màu xanh là số liệu áp suất (atm), màu đỏ là số liệu nhiệt độ ($^{\circ}\text{C}$)

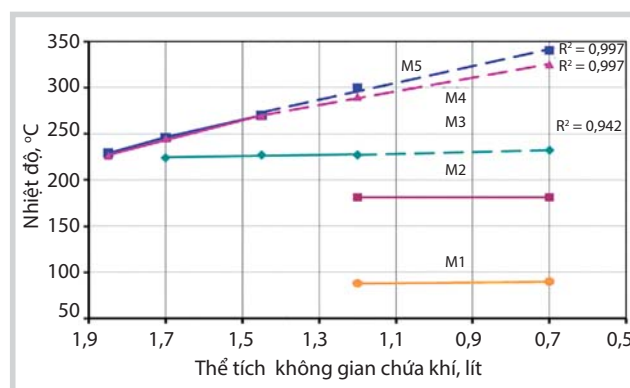
Bảng 3. Kết quả thực nghiệm xác định nhiệt độ và số liệu ngoại suy tương ứng với các khối phản ứng

TT	Điều kiện thí nghiệm		Nhiệt độ từ các mẫu thí nghiệm và qua tính toán ngoại suy ($^{\circ}\text{C}$)				
	Thể tích hóa phẩm (lít)	Không gian chứa khí (lít)	Mẫu M1	Mẫu M2	Mẫu M3	Mẫu M4	Mẫu M5
1	1,50	0,70	90	181	232	325	340
2	1,00	1,20	88	181	227	295	300
3	0,75	1,45			227	269	270
4	0,50	1,70			224	245	246
5	0,35	1,85				226	229

Ghi chú: Mẫu 1: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 125/105$; Mẫu 2: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 190/160$; Mẫu 3: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 250/210$; Mẫu 4: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 300/252$; Mẫu 5: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 313/263$
Màu đỏ là số liệu thực nghiệm, màu xanh là số liệu ngoại suy

được đánh giá trên mô hình mô phỏng điều kiện giếng khai thác, tức là mô hình cho phép xác định được nhiệt độ và áp suất khi phản ứng hóa học xảy ra. Trong trường hợp này, nhóm tác giả sử dụng thiết bị Autoclave, cho phép nâng nhiệt cho khối hóa phẩm theo tốc độ cho trước và theo dõi nhiệt độ, áp suất khối phản ứng theo thời gian. Toàn bộ quá trình được ghi lại và thể hiện trên màn hình vi tính. Thực chất buồng Autoclave có thể tích 2,2 lít, nên ngoài thể tích dung dịch sẽ là không gian cho khí. Điều kiện thí nghiệm sắp xếp theo chiều thể tích dung dịch giảm dần và thể tích không gian chứa khí tăng dần. Cách tiếp cận này cho phép sử dụng được Autoclave sẵn có cho công tác thực nghiệm vì áp suất của Autoclave bị hạn chế < 250atm. Hàm lượng các muối NaNO_2 , NH_4Cl từ mẫu 1 đến mẫu 5 được tính trong 1 lít hỗn hợp hóa phẩm. Nhóm tác giả đã thực hiện các thí nghiệm để thăm dò áp suất tối đa cho vận hành an toàn Autoclave.

Các dấu chấm hỏi (?) trên Bảng 2 là các số liệu chưa xác định được do thiết bị Autoclave không cho phép thực hiện các thí nghiệm ở điều kiện áp suất cao như mong muốn. Số liệu chính xác nhất ở các vị trí có dấu chấm hỏi

**Hình 3.** Sự phụ thuộc nhiệt độ khối phản ứng và thể tích không gian chứa khí. Số liệu thực nghiệm (nét liền) và số liệu ngoại suy (nét đứt)

được xác định bằng tính toán ngoại suy trên cơ sở các số liệu thực nghiệm.

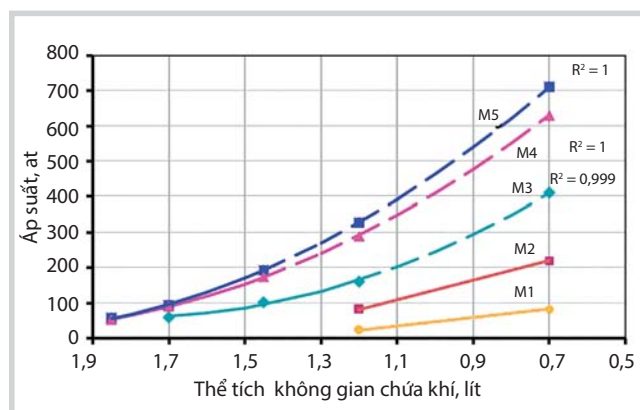
Do phản ứng xảy ra trong nước nên áp suất được tạo bởi lượng khí N_2 thoát ra và áp suất hơi nước. Trong cùng điều kiện này, nhiệt độ tạo ra chỉ phụ thuộc vào thành phần các hóa phẩm có trong khối dung dịch (thí nghiệm được thực hiện trong cùng điều kiện, hơn nữa phản ứng xảy ra rất nhanh, nên có thể bỏ qua yếu tố sai số nhiệt độ vì lượng mất mát do quá trình truyền nhiệt). Chính vì vậy,

tính toán ngoại suy số liệu liên quan tới nhiệt độ đơn giản hơn so với trường hợp của áp suất.

Để ngoại suy số liệu nhiệt độ, nhóm tác giả vẽ đồ thị quan hệ nhiệt độ phản ứng - thể tích chứa khí trong Autoclave và lấy đường xu hướng bằng công cụ của phần mềm Excel (Hình 3), trong đó kết quả thực nghiệm (nét liền) và kết quả ngoại suy (nét đứt). Các đường xu hướng mẫu thí nghiệm đều có giá trị R^2 rất gần với 1 cho thấy độ tin cậy cao của các số liệu ngoại suy và độ tin cậy của mô hình và phương pháp thực nghiệm xác định nhiệt độ khối phản ứng được tiến hành. Kết quả thực nghiệm xác định nhiệt độ và số liệu ngoại suy tương ứng với các khối phản ứng được thể hiện trong Bảng 3.

Việc ngoại suy đối với số liệu áp suất cũng được thực hiện tương tự như đối với số liệu về nhiệt độ. Kết quả được thể hiện ở Bảng 4 và Hình 4.

Kết quả thí nghiệm và tính toán cho thấy, trong điều kiện không gian chứa khí 0,7 lít (trong buồng Autoclave) trong số tổng thể tích 2,2 lít tùy thuộc vào thành phần của hệ hóa phẩm mà sau phản ứng giá trị áp suất có thể lên tới 410 - 630atm thậm chí tới 710atm. Kết quả thực hiện gia tăng thu hồi dầu bằng phương pháp nứt vỉa thủy lực ở Vietsovpetro tại một số giếng (29,601/RC-6 và 503/RC5) thuộc tầng Miocene dưới mỏ Rồng cho thấy áp suất để



Hình 4. Sự phụ thuộc áp suất và thể tích không gian chứa khí.
Số liệu thực nghiệm (nét liền) và số liệu ngoại suy (nét đứt)

Bảng 4. Kết quả thực nghiệm xác định áp suất và số liệu ngoại suy tương ứng với các khối phản ứng

TT	Điều kiện thí nghiệm		Áp suất từ các mẫu thí nghiệm và qua tính toán ngoại suy (atm)				
	Thể tích hóa phẩm (lít)	Không gian chứa khí (lít)	Mẫu M1	Mẫu M2	Mẫu M3	Mẫu M4	Mẫu M5
1	1,50	0,70	83	220	410	630	710
2	1,00	1,20	23	81	160	290	328
3	0,75	1,45			103	175	192
4	0,50	1,70			59	90	94
5	0,35	1,85				53	57

Ghi chú: Mẫu 1: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 125/105$; Mẫu 2: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 190/160$; Mẫu 3: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 250/210$; Mẫu 4: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 300/252$; Mẫu 5: Tỷ lệ $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl} = 313/263$
Màu đỏ là số liệu thực nghiệm, màu xanh là số liệu ngoại suy

thực hiện nứt vỉa thủy lực tại đáy giếng nằm trong khoảng 295,5 - 462atm. Như vậy áp suất do hệ hóa phẩm trong nghiên cứu sinh ra có thể tương đương hoặc cao hơn áp suất nứt vỉa thủy lực. Với áp suất tạo ra lớn như vậy có thể dẫn tới hình thành các khe nứt, kênh dẫn mới (khe nứt thứ sinh), độ thấm của vùng cận đáy giếng sẽ tăng lên, nâng cao được hệ số thu hồi dầu. Với các thí nghiệm trong Bảng 2, tính toán cho thấy không gian chứa khí chiếm từ 32 đến 84% trong tổng số thể tích của bình chứa, còn trong điều kiện vỉa do độ rỗng (không gian chứa khí) thường nhỏ hơn 20% do vậy với cùng lượng khí sinh ra thì trong điều kiện vỉa sẽ tạo ra áp suất lớn hơn giá trị thu được trong nghiên cứu này.

Bảng 3 và 4 cho thấy nhiệt độ có thể đạt tới 325 - 340°C. Cũng theo kết quả tính toán nhiệt động học, lượng nhiệt sinh ra là 1.534.293KJ/m³ dung dịch (bao gồm nước + 313kg NaNO_2 + 263kg NH_4Cl (có dư theo phương trình phản ứng) - Mẫu M5). Nhiệt lượng của 1m³ dung dịch này đủ để nâng cao thêm nhiệt độ của 25,4m³ đá vỉa Miocene dưới mỏ Rồng chứa nước + dầu trong lỗ rỗng lên $\Delta = +20^\circ\text{C}$ từ nhiệt độ ban đầu là 90°C; còn trong trường hợp nâng thêm $\Delta = +15^\circ\text{C}$ thì cho $\approx 34\text{m}^3$ đá vỉa đó. Với nhiệt độ tại vùng cận đáy giếng được tăng cao sẽ giúp loại trừ hoàn toàn các lắng đọng asphaltene, do nhiệt độ của hệ hóa phẩm tạo ra cao hơn nhiều nhiệt độ nóng chảy của asphaltene. Những kết quả nghiên cứu trên cho thấy tiềm năng rất lớn của hệ hóa phẩm nghiên cứu khi mà nhiệt độ vỉa chứa dự định ứng dụng kết quả thường nằm trong khoảng 90 - 120°C, còn áp suất thường nhỏ hơn 200atm.

3.3. Nghiên cứu, đánh giá tính lưu biến của hệ chất lỏng sau phản ứng với dầu vỉa ở các tỷ lệ dầu/chất lỏng khác nhau

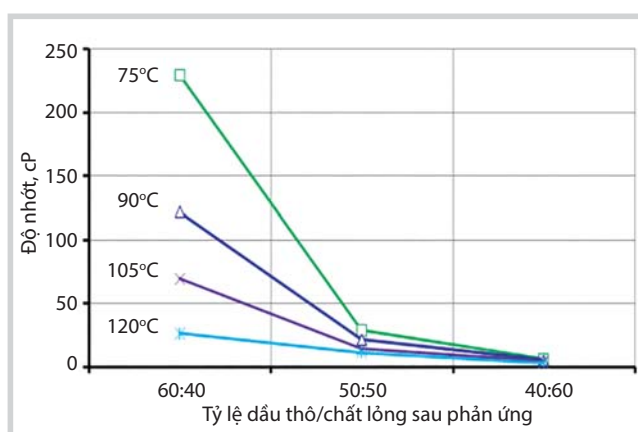
Trong phần nghiên cứu, đánh giá tính lưu biến của hệ chất lỏng sau phản ứng với dầu vỉa ở các tỷ lệ chất lỏng/dầu khác nhau, nhóm tác giả tiến hành xác định một số thông số lưu biến ở điều kiện nhiệt độ cao (từ

75 - 120°C), áp suất cao (35atm) trên thiết bị OFITE 1100. Cách tiếp cận này giúp ta có bức tranh gần với điều kiện thực tế hơn và có đầy đủ cơ sở hơn trong thiết kế công nghệ sử dụng hệ hóa phẩm tạo khí, tạo nhiệt cho mục đích tăng cường và nâng cao hệ số thu hồi dầu. Chất lỏng sau phản ứng (từ mẫu M3 trong Bảng 1) được pha với dầu thô mỏ Rồng theo tỷ lệ 40/60; 50/50 và 60/40. Kết quả đo độ nhớt trong các điều kiện nhiệt độ khác nhau được thể hiện trên Hình 5.

Kết quả cho thấy khi giảm tỷ lệ dầu mỏ Rồng/chất lỏng sau phản ứng, tương ứng với tăng hàm lượng chất lỏng sau phản ứng, độ nhớt của nhũ tương giảm mạnh. Độ nhớt cũng giảm mạnh khi tăng nhiệt độ. Đặc biệt khi tỷ lệ dầu/chất lỏng sau phản ứng bằng 40/60 thì độ nhớt ở trong khoảng nhiệt độ nghiên cứu rất thấp. Các kết quả trên đều là những thông tin tích cực và thuận lợi cho việc thiết kế công nghệ xử lý, bởi vì nhiệt độ vùng vỉa dự kiến áp dụng có nhiệt độ cao cùng với việc tính toán hợp lý thì sau khi xử lý, hỗn hợp sau phản ứng sẽ không tạo với dầu thô một hỗn hợp có độ nhớt cao gây bít nhét vùng cận đáy giếng hoặc gây khó khăn cho quá trình gọi dòng sản phẩm.

3.4. Nghiên cứu, đánh giá tính ăn mòn của hệ hóa phẩm

Trong quá trình ứng dụng thực tế, hệ hóa phẩm cần được bơm qua hệ thống đường ống trên bề mặt, sau đó



Hình 5. Sự phụ thuộc độ nhớt của hỗn hợp vào tỷ lệ dầu/chất lỏng sau phản ứng và nhiệt độ

Bảng 5. Kết quả đánh giá tính ăn mòn của một số dung dịch muối ở điều kiện nhiệt độ 70°C cho các mẫu dung dịch với các thời gian lưu mẫu khác nhau

TT	Thành phần dung dịch	Tốc độ ăn mòn ứng với thời gian lưu mẫu khác nhau (mm/năm)	
		4 giờ	8 giờ
1	Nước biển	0,462	0,454
2	NaNO ₂	0,021	0,016
3	NH ₄ Cl	1,250	1,046
4	Hỗn hợp dung dịch 1 sau phản ứng	3,580	3,210

Ghi chú: Dung dịch 1: 286g NaNO₂ + 240g NH₄Cl + 686ml H₂O

đi qua cần ống khai thác của giếng tiến hành xử lý. Còn đối với hệ chất lỏng sau phản ứng, nếu có tính ăn mòn cao nó cũng gây ăn mòn khi hòa vào dòng lưu thể bơm ép hoặc khai thác để chảy vào giếng. Để bảo vệ hệ thống thiết bị thép trước hiện tượng ăn mòn, tất cả các lưu thể bơm vào đều phải được đánh giá tính ăn mòn. Trên cơ sở tính ăn mòn của hệ hóa phẩm chưa được xử lý bằng phụ gia chống ăn mòn, từ đó quyết định chọn biện pháp phòng ngừa thích hợp. Nhóm tác giả đã tiến hành đánh giá tính ăn mòn của hệ hóa phẩm tạo nhiệt, tạo khí và chất lỏng sau phản ứng. Tổng hợp kết quả đánh giá tính ăn mòn bằng phương pháp mất khối lượng của một số dung dịch muối ở điều kiện nhiệt độ 70°C cho các mẫu dung dịch với các thời gian lưu mẫu khác nhau được thể hiện trong Bảng 5.

Kết quả đánh giá tốc độ ăn mòn của một số dung dịch cho thấy các dung dịch NH₄Cl và hỗn hợp sau phản ứng có tốc độ ăn mòn cao hơn so với nước biển. Nguyên nhân là các dung dịch này có pH thấp (NH₄Cl) và nồng độ muối NaCl (là thành phần chính của sản phẩm phản ứng) cao. Còn đối với dung dịch NaNO₂ có tốc độ ăn mòn rất thấp do dung dịch này có môi trường pH cao. Dung dịch NaNO₂ cũng thường được sử dụng để thụ động hóa bề mặt kim loại nhằm giảm hiện tượng ăn mòn. Tuy nhiên các dung dịch này đều có tốc độ ăn mòn < 10mm/năm nên không phải sử dụng thêm chất ức chế ăn mòn khi áp dụng chúng trong xử lý giếng nhằm nâng cao hiệu quả khai thác dầu.

4. Kết luận

Các kết quả nghiên cứu cho thấy hoàn toàn có thể sử dụng nhiệt lượng và áp suất được tạo ra từ phản ứng giữa NaNO₂ và NH₄Cl để xử lý đơn giếng với mục đích loại bỏ các lắng đọng hữu cơ, phục hồi độ thấm nhằm nâng cao hiệu quả khai thác dầu. Kết quả nghiên cứu cũng cho thấy áp suất mà hệ hóa phẩm có khả năng tạo ra tương đương hoặc cao hơn áp suất hút vỉa thủy lực. Do vậy việc sử dụng phản ứng tạo nhiệt, tạo áp suất trên cơ sở NaNO₂ và NH₄Cl có nhiều triển vọng áp dụng để nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Tài liệu tham khảo

1. Lirio Quintero, Thomas A.Jones, David E.Clark, David Schwertner. *Cases history studies of production enhancement in cased hole wells using microemulsion fluids*. Paper SPE -121926-MS, presented at 8th European Formation Damage Conference, Scheveningen, The Netherlands. 27 - 29 May 2009.
2. R.M.Butler and Q.Jiang. *Improved recovery of heavy oil by Vapex with widely spaced horizontal injectors and producers*. Journal of Canadian Petroleum Technology. 2000; 39(1): p. 48 - 56.
3. R.M.Butler and I.J.Mokrys. *A new process (VAPEX) for recovering heavy oil using hot water and hydrocarbon vapour*. Journal of Canadian Petroleum Technology. January 1991; 30(1): p. 97 - 106.
4. Edwin A.Richardson; Ronald F.Scheuerman, Shell Oil Company. *Method of starting gas production by injecting nitrogen-generating liquid*. US 4178993 A. 18 December. 1979.
5. Remy Azrai M.Amin, Norhadhirah Halim, and Karnal Amri Rosli, Mohd Izat Ali, Mohd Hafiz Mohamad, Wei Nee Ho. *Production profile of wells before and after treatment using novel thermo-chemical technique*. SPE-107663-MS. Society of Petroleum Engineers. 2007.
6. J.M. Ibrahim and K.Ali. SPE. *Thermo-chemical solution for removal of organic solids build-up in-and-around wellbore, production tubing & surface facilities*. SPE-93844-MS. Society of Petroleum Engineers. 2005.
7. T.I.Mitchell, S.C.Donovan, J.B.Colesi and H.W.McSpadden. *Field application of a chemical heat and nitrogen generating system*. SPE-12776-MS. SPE California Regional Meeting. 11 - 13 April, 1984.
8. ASTM G1 - 03. *Standard practice for preparing, cleaning, and evaluating corrosion test specimens*. 2011.
9. ASTM G31 - 72. *Standard practice for laboratory immersion corrosion testing of metals*. 2004.
10. Bản hướng dẫn "Công nghệ gọi dòng sản phẩm và nâng cao hiệu quả hoạt động của giếng trên cơ sở hoá phẩm XP1, XP2 bằng phương pháp không ép tại mỏ Bạch Hổ". Tổng Công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí (DMC). 1994.

Study on the possibility of using water-soluble chemicals to generate heat and pressure in single well treatment for improved oil recovery

Phan Van Minh, Nguyen Van Ngo, Do Thanh Trung
Le Van Cong, Pham Ngoc Son

DMC - Research, Development and Technical Service Centre
Email: minhpv@pvdmc.com.vn

Summary

In the final stage of oil and gas extraction process, along with the decline in reservoir pressure and the increasing degree of submergence, inorganic and organic contamination tends to increase rapidly and reduce the production rates. Organic contamination especially increases in oil reservoir intervals with high contents of paraffin, resin and asphaltene (heavy oil). In this case, the heat methods, using an organic solvent for near-wellbore treatment to enhance oil recovery, are given priority. The authors have studied the possibility of using water soluble chemical systems based on the exothermal reaction between NaNO_2 and NH_4Cl capable of generating heat and pressure for the purpose of treating single wells to improve oil recovery.

Key words: Single well treatment, enhanced oil recovery, exothermal reaction.

QUẢN LÝ AN TOÀN VỆ SINH THỰC PHẨM TRÊN CÁC PHƯƠNG TIỆN NỎI VÀ CÔNG TRÌNH BIỂN NGOÀI KHƠI TRONG NGÀNH DẦU KHÍ

KS. Trần Mạc Quân, KS. Nguyễn Quốc Huy, KS. Trần Duy Tùng
KS. Đồng Quang Triều, KS. Trần Quang Điệp, Bác sỹ. Đoàn Thị Tuyền
Luật sư. Nguyễn Thị Thanh Tuyền, Bếp trưởng. Nguyễn Duy Hải
Tổng công ty Cổ phần Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam
Email: quantran@ptsc.com.vn

Tóm tắt

Công tác đảm bảo an toàn vệ sinh thực phẩm trên biển cần phải mang tính hệ thống và có các quy định nghiêm ngặt. Để xây dựng các tiêu chuẩn và quy định phù hợp về lĩnh vực này cho Ngành Dầu khí cần khảo sát hiện trạng công tác quản lý an toàn vệ sinh thực phẩm trên các phương tiện nổi và công trình biển.

Từ khóa: An toàn vệ sinh thực phẩm, phương tiện nổi và công trình biển ngoài khơi.

1. Mở đầu

Các hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác, vận chuyển dầu khí của Việt Nam chủ yếu diễn ra trên biển, xa đất liền, do vậy việc đảm bảo an toàn cho các hoạt động ngoài khơi là hết sức cần thiết. Trong đó, việc đảm bảo để không xảy ra các sự cố có nguyên nhân bắt nguồn từ ngộ độc thực phẩm cho cán bộ công nhân viên làm việc trên biển đóng vai trò quan trọng. Để thực hiện được việc này, công tác quản lý an toàn vệ sinh thực phẩm trên các phương tiện nổi và công trình biển trong Ngành Dầu khí phải mang tính hệ thống và có sự phối hợp giữa nhiều bộ phận trong Ngành Dầu khí.

Nhiều vụ ngộ độc tập thể của công nhân tại các doanh nghiệp đã xảy ra khiến chúng ta cần phải quan tâm. Số liệu về ngộ độc thực phẩm tại Việt Nam qua các năm do Cục An toàn Thực phẩm - Bộ Y tế thống kê được thể hiện trong Bảng 1.

2. Các quy định hiện hành của Việt Nam về công tác quản lý an toàn vệ sinh thực phẩm nói chung và trên các phương tiện nổi và công trình biển ngoài khơi trong Ngành Dầu khí

2.1. Các quy định chung

Năm 1989, Luật Bảo vệ sức khỏe nhân dân số 21-LCT/

HDNN8 [1] đã quy định tiền đề cho vấn đề an toàn vệ sinh thực phẩm tại Điều 7 “Vệ sinh lương thực, thực phẩm, các loại nước uống và rượu”.

Năm 2003, Pháp lệnh Vệ sinh an toàn thực phẩm số 12/2003/PL-UBTVQH11 [2] quy định việc bảo đảm vệ sinh an toàn thực phẩm trong quá trình sản xuất, kinh doanh thực phẩm; phòng ngừa, khắc phục ngộ độc thực phẩm và bệnh truyền qua thực phẩm (hiện nay đã hết hiệu lực). Đây là văn bản pháp luật đầu tiên có tính pháp lý cao nhất và chuyên biệt về lĩnh vực quản lý vệ sinh an toàn thực phẩm, làm tiền đề cho hàng loạt các văn bản dưới luật, tiêu chuẩn, quy chuẩn được ban hành nhằm nâng cao và từng bước hoàn thiện công tác quản lý Nhà nước về an toàn vệ sinh thực phẩm (ATVSTP).

Bên cạnh đó, Luật Phòng chống bệnh truyền nhiễm số 03/2007/QH12 [3] cũng có quy định tại Điều 16 “Vệ sinh an toàn thực phẩm” và trong Luật Bảo vệ quyền lợi người tiêu dùng số 59/2010/QH12 [4] cũng quan tâm đến vấn đề đảm bảo ATVSTP.

Đến năm 2010, Luật An toàn thực phẩm số 55/2010/QH12 [5] được ban hành (thay thế Pháp lệnh Vệ sinh an toàn thực phẩm năm 2003) là văn bản luật chính thức và đầy đủ, toàn diện tính pháp lý về công tác quản lý ATVSTP. Luật này quy định về quyền và nghĩa vụ của tổ chức, cá

Bảng 1. Số vụ ngộ độc thực phẩm tại Việt Nam từ 2007 - 2012

Năm	Vụ	Tổng số người ăn	Kết quả giám sát		
			Số ca mắc	Số ca chết	Số ca đi viện
2007	247	56.757	7.329	55	5.584
2008	205	41.843	7.829	62	6.525
2009	152	40.432	5.212	35	4.137
2010	175	24.072	5.664	51	3.978
2011	148	38.915	4.700	27	3.663
2012	168	36.604	5.541	34	4.335

Nguồn: Cục An toàn Thực phẩm - Bộ Y tế - Năm 2013

nhân trong bảo đảm an toàn thực phẩm; điều kiện bảo đảm an toàn đối với thực phẩm, sản xuất, kinh doanh thực phẩm và nhập khẩu, xuất khẩu thực phẩm; quảng cáo, ghi nhãn thực phẩm; kiểm nghiệm thực phẩm; phân tích nguy cơ đối với an toàn thực phẩm; phòng ngừa, ngăn chặn và khắc phục sự cố về an toàn thực phẩm; thông tin, giáo dục, truyền thông về an toàn thực phẩm; trách nhiệm quản lý Nhà nước về an toàn thực phẩm.

2.2. Các quy định cho Ngành Hàng hải

Hiện nay Ngành Hàng hải mới chỉ có quy định nhiệm vụ liên quan đến công tác quản lý ATVSTP trên tàu cho các chức danh cụ thể tại Thông tư số 07/2012/TT-BGTVT [6] về Quy định chức danh, nhiệm vụ theo chức danh của thuyền viên và đăng ký thuyền viên làm việc trên tàu biển Việt Nam mà chưa có các tiêu chuẩn quy định cụ thể nào về quản lý ATVSTP cho thuyền viên trên tàu.

Việc chính thức tham gia Công ước Lao động Hàng hải 2006 - Maritime Labour Convention (MLC 2006) [7], các tàu thuộc phạm vi điều chỉnh của Công ước (có dung tích lớn hơn hoặc bằng 500 GRT và chạy tuyến quốc tế) cũng như giàn khoan và công trình biển của Việt Nam đều phải áp dụng Công ước này. Công ước MLC 2006 cũng đề cập tới mục tiêu đảm bảo thuyền viên được cung cấp lương thực thực phẩm và nước uống có chất lượng tốt trong các điều kiện hợp vệ sinh, tuy nhiên vẫn chưa có quy định, hướng dẫn cụ thể về vấn đề này. Vậy các tàu không thuộc diện phải áp dụng MLC 2006 thì việc quản lý ATVSTP như thế nào. Ngoài ra, Nghị định số 103/2010/NĐ-CP [8] đã quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Phòng, chống bệnh truyền nhiễm về kiểm dịch y tế biên giới. Văn bản quy phạm pháp luật này cũng góp phần vào việc kiểm soát các tác nhân gây bệnh và hỗ trợ cho công tác đảm bảo ATVSTP.

2.3. Các quy định cho Ngành Dầu khí

So với các ngành công nghiệp khác, công tác quản lý an toàn vệ sinh lao động, bảo vệ sức khỏe và bảo vệ môi trường trong Ngành Dầu khí được quan tâm từ rất sớm nhằm xây dựng hệ thống quản lý an toàn sức khỏe môi trường trong Ngành Dầu khí đạt các tiêu chuẩn quốc tế phù hợp yêu cầu sản xuất. Tuy nhiên vẫn chưa có các quy định cụ thể về tiêu chuẩn quản lý cũng như các hướng dẫn thực hiện.

2.4. Các quy định của quốc tế trong việc đảm bảo an toàn vệ sinh thực phẩm trên các phương tiện nổi và công trình biển ngoài khơi trong Ngành Dầu khí

- Tổ chức Lao động Quốc tế đã đưa ra Công ước Lao động Hàng hải 2006. Công ước thiết lập các tiêu chuẩn tối

thiểu cho điều kiện làm việc của người lao động như nơi ăn ở sinh hoạt, thời giờ làm việc và nghỉ ngơi, thực phẩm cho người lao động, bảo vệ sức khỏe, y tế... Ngoài ra, Công ước cũng đưa ra các yêu cầu thiết kế kỹ thuật đối với khu vực sinh hoạt như khu vực phục vụ ăn uống (phòng ăn), khu vực vệ sinh... Công ước cũng đảm bảo quyền khiếu nại của thuyền viên với các vấn đề trong đó có liên quan tới an toàn vệ sinh thực phẩm. Theo đó, tàu treo cờ của các quốc gia chưa tham gia Công ước sẽ là đối tượng kiểm tra về MLC 2006 của Thanh tra Chính quyền cảng khi đến cảng của quốc gia đã tham gia Công ước;

- Hoa Kỳ: tiêu biểu là 02 tài liệu Vessel Sanitation Program 2011 Operation Manual [9] và Vessel Sanitation Program 2011 Construction Guidelines [10] cung cấp các biện pháp thực tiễn về quản lý ATVSTP trên tàu biển;

- Vương quốc Anh: Quy tắc làm việc an toàn cho thuyền viên (Code of safe Working Practices for Merchant Seamen) [11] đã đưa ra các quy định về vấn đề ATVSTP trên tàu. Đây là tài liệu được áp dụng phổ biến trên các đội tàu trong khu vực và quốc tế;

- Tổ chức Y tế Thế giới (WHO) có ấn phẩm "Hướng dẫn vệ sinh trên tàu - WHO Guide to Ship Sanitation" [12] hướng dẫn về ATVSTP và nước uống trên tàu.

3. Công tác quản lý an toàn vệ sinh thực phẩm trên các phương tiện nổi và công trình biển trong Ngành Dầu khí

Để tìm hiểu thực trạng về công tác quản lý an toàn vệ sinh thực phẩm trên các phương tiện nổi và công trình biển ngoài khơi (PT/CT) trong Ngành Dầu khí, nhóm tác giả đã thực hiện một chương trình khảo sát 3 nhóm đối tượng hoạt động liên quan đến công tác quản lý ATVSTP như sau:

- Các đơn vị cung cấp dịch vụ cung ứng thực phẩm và suất ăn công nghiệp cho các PT/CT như: Công ty CP Dịch vụ Tổng hợp Dầu khí Vũng Tàu (PSV); Công ty Dịch vụ Dầu khí Vũng Tàu (OSC Vũng Tàu);

- Các đơn vị/phương tiện vận chuyển thực phẩm như các tàu dịch vụ dầu khí;

- Các bếp ăn tập thể trên các PT/CT như các bếp ăn trên các tàu dịch vụ dầu khí, giàn khoan, giàn khai thác... tàu vận chuyển sản phẩm dầu mỏ, các kho chứa nổi...

Công tác khảo sát chủ yếu dựa trên các quy định của Nhà nước mà cụ thể là Luật An toàn thực phẩm số 55/2010/QH12 [5].

3.1. Hoạt động cung cấp và chế biến phục vụ bếp ăn tập thể

Nhóm tác giả đã tiến hành chọn mẫu, khảo sát 02 đơn vị: Petrosetco Vũng Tàu (PSV) và OSC Vũng Tàu. Khảo sát, điều tra công tác quản lý ATVSTP đối với 2 đơn vị này thông qua các yêu cầu về giấy phép, giấy chứng nhận; cơ sở vật chất; con người và hệ thống quản lý ATVSTP cho thấy 2 đơn vị cung cấp thực phẩm và chế biến phục vụ bếp ăn tập thể cho các công trình dầu khí đã đáp ứng được hầu hết các tiêu chí về yêu cầu thực hành và quản lý ATVSTP theo các quy định của Nhà nước và tiêu chuẩn quốc tế (như ISO 9001:2008, HACCP). Tuy nhiên trong quá trình khảo sát điều tra, nhóm tác giả nhận thấy một số khó khăn mà 2 đơn vị gặp phải như sau:

- Việc quản lý ATVSTP đối với chất phụ gia, chất hỗ trợ chế biến, chất bảo quản thực phẩm còn bất cập: văn bản quy phạm pháp luật trong lĩnh vực này còn thiếu cụ thể; việc thanh tra, kiểm tra, xử lý vi phạm chưa thường xuyên; phương tiện, trang thiết bị kiểm tra còn hạn chế. Tình trạng mua bán, sử dụng các chất phụ gia, chất bảo quản, chất hỗ trợ chế biến thực phẩm không rõ nguồn gốc ngoài danh mục cho phép sử dụng còn phổ biến ở các cơ sở sản xuất kinh doanh nhỏ lẻ, chế biến thủ công, nhiều loại phụ gia thực phẩm không bảo đảm chất lượng ATVSTP vẫn lưu thông trên thị trường;
- Thực trạng về tồn dư hóa chất, ô nhiễm hóa chất bảo quản trong một số thực phẩm chưa được cải thiện nhiều. Tỷ lệ cơ sở chế biến, giết mổ gia súc, gia cầm được kiểm soát còn ở mức rất thấp. Tỷ lệ số người sản xuất, kinh doanh dịch vụ, người tiêu dùng nhận thức đúng về ATVSTP tuy có tiến bộ nhưng ở mức trung bình; trách nhiệm của người sản xuất quy mô nhỏ lẻ đối với sức khỏe cộng đồng chưa cao; tỷ lệ cơ sở sản xuất kinh doanh thực phẩm được cấp giấy chứng nhận cơ sở đủ điều kiện ATVSTP và tỷ lệ hàng hóa được cấp chứng nhận tiêu chuẩn sản phẩm ở mức rất thấp;
- Nguồn thực phẩm sạch được cung cấp từ các đơn vị có uy tín hạn chế, giá cả cao;
- Khoảng cách giữa yêu cầu về ATVSTP của khách hàng sử dụng dịch vụ và mức độ đáp ứng của những người cung cấp dịch vụ còn chênh lệch rất lớn, đòi hỏi các đơn vị cung cấp dịch vụ phải nỗ lực nhiều trong quá trình xây dựng và quản lý Hệ thống ATVSTP của mình.

3.2. Hoạt động vận chuyển thực phẩm đến các công trình ngoài khơi và phương tiện nổi trong Ngành Dầu khí

- Một số phương tiện vận tải không nhận được thông báo/phổ biến quy định về lưu giữ, bảo quản thực

phẩm trong quá trình vận chuyển cho phương tiện vận chuyển từ nhà cung cấp;

- Tàu thuê của nước ngoài không có quy định cụ thể việc kiểm soát bảo quản trong quá trình vận chuyển;
- 100% phương tiện khảo sát có giao nhận cụ thể giữa người tiếp nhận và người vận chuyển thực phẩm, đối với thực phẩm có yêu cầu bảo quản đặc biệt;
- Có phương tiện không có đào tạo/tập huấn ATVSTP và quản lý sức khỏe người lao động tiếp xúc thực phẩm trong quá trình vận chuyển theo quy định;
- 100% phương tiện có biện pháp ngăn ngừa côn trùng và động vật gây hại;
- 100% đơn vị không có kiểm tra của cơ quan chức năng Nhà nước trong việc vận chuyển thực phẩm.
- Về thực hành ATVSTP trong quá trình vận chuyển thực phẩm, 93% phương tiện khảo sát đạt các tiêu chí khảo sát;
- Đối với các tàu thuê từ các hãng tàu nước ngoài, công ty quản lý các tàu này cũng có Hệ thống quản lý an toàn theo Bộ luật quản lý An toàn quốc tế (ISM Code) nhưng không có nội dung về quản lý an toàn vệ sinh thực phẩm và cũng chưa có các quy định/quy trình/hướng dẫn cho thuyền viên tàu về các nội dung này;
- Đối với các tàu nhỏ, tàu trục bảo vệ, chủ tàu trong nước, công tác đảm bảo ATVSTP chưa được quan tâm đúng mức và chủ tàu/đơn vị quản lý tàu cũng chưa nhận thức đầy đủ về vấn đề này và họ cũng không có các quy định/quy trình/hướng dẫn cho thuyền viên tàu về các nội dung này;
- Do thực phẩm phần lớn đóng trong các container đông lạnh nên nhiệm vụ chủ yếu của thuyền viên là đảm bảo các container được sắp xếp đúng vị trí và chằng buộc chắc chắn, đảm bảo cung cấp nguồn điện ổn định cho các container này. Do đặc điểm của tàu dịch vụ là chở hàng trên mặt boong nên hàng hóa sẽ chịu tác động trực tiếp của sóng gió nên vị trí để container thường là phía gần cabin. Việc chằng buộc chắc chắn đúng quy định cũng vô cùng quan trọng, nhất là trong mùa biển động hoặc khi thời tiết xấu, đảm bảo sóng lớn đánh tràn lên mặt boong kết hợp với chuyển động lắc của tàu cũng không làm cho container bị dịch chuyển vị trí hay bị đổ;
- Về việc kiểm soát côn trùng: định kỳ các tàu được diệt côn trùng, khử trùng, diệt chuột định kỳ và khi có nhu cầu;

• Ngoài ra, nhóm tác giả cũng ghi nhận được những bất cập, khó khăn về việc đảm bảo ATVSTP trong quá trình vận chuyển của các đơn vị như sau: thiết bị container thực phẩm không giữ được nhiệt độ thích hợp do thời tiết xấu; trang thiết bị bảo quản thực phẩm của một số phương tiện trong nước (ngoài Ngành Dầu khí, tàu bảo vệ) chưa đầy đủ, hiện đại và đảm bảo chất lượng; tàu thuê nước ngoài (tàu Pacific Battler) kiến nghị cần nhận được sự hỗ trợ từ các bên thuê tàu và các bên liên quan trong công tác quản lý ATVSTP khi hoạt động tại Việt Nam.

3.3. Hoạt động quản lý an toàn vệ sinh thực phẩm và bếp ăn trên các công trình ngoài khơi và phương tiện nổi trong Ngành Dầu khí

Nhóm tác giả tiến hành điều tra, khảo sát các nhóm công trình ngoài khơi và phương tiện nổi gồm: nhóm kho chứa nổi FSO-FPSO; nhóm tàu vận chuyển dầu khí; nhóm tàu dịch vụ dầu khí; nhóm giàn khoan/giàn khai thác; nhóm sà lan cầu và sà lan nhà ở; nhóm phương tiện, công trình dầu khí ngoài khơi khác.

Kết quả khảo sát như sau:

- 100% phương tiện, công trình có khám sức khỏe cho nhân viên làm việc trong bếp ăn tập thể trước tuyển dụng;
- 100% phương tiện, công trình được đánh giá bảo đảm ATVSTP đối với trang thiết bị dụng cụ trong bếp ăn tập thể;
- 100% phương tiện, công trình có nhân viên chịu trách nhiệm ATVSTP;

Một số các tiêu chí về bảo đảm ATVSTP tại bếp ăn tập thể trên các phương tiện, công trình đạt tỷ lệ cao như sau:

- Đạt yêu cầu về nơi bảo quản và phương tiện bảo quản: đạt 93%;
- Đơn vị quản lý phương tiện, công trình có giao nhiệm vụ về quản lý ATVSTP cho bộ phận chức năng: đạt 93%;
- Bảo đảm ATVSTP trong chế biến, bảo quản thực phẩm trong bếp ăn tập thể: đạt 95%.

3.4. Đánh giá chung về công tác quản lý an toàn vệ sinh thực phẩm

3.4.1. Thuận lợi

Hầu hết các đơn vị đều có nhận thức về tầm quan trọng của ATVSTP và có sự quan tâm về công tác quản lý ATVSTP để chăm sóc sức khỏe người lao động. Căn cứ

trên kết quả khảo sát, đánh giá xếp hạng thứ tự các nhóm phương tiện, công trình quản lý tốt công tác ATVSTP như sau (mức độ quản lý tốt nhất xếp trên cùng và các mức độ nhỏ hơn xếp theo thứ tự giảm dần):

- Nhóm giàn khoan/giàn khai thác;
- Nhóm sà lan cầu và sà lan nhà ở;
- Nhóm kho chứa nổi FSO/FPSO;
- Nhóm tàu dịch vụ dầu khí;
- Nhóm tàu vận chuyển dầu khí;
- Nhóm phương tiện, công trình dầu khí ngoài khơi khác.

Các kết quả khảo sát cho thấy sự cố về ATVSTP hiếm xảy ra tại các đơn vị (chỉ có 1 trường hợp được ghi nhận trên tổng số mẫu khảo sát). Tuy nhiên, không thể xem nhẹ nguy cơ này vì các sự cố cháy nổ, thương tật, môi trường, đâm va... có nguyên nhân bắt nguồn từ sự cố về ATVSTP có thể sẽ rất lớn thậm chí là thảm họa. Bên cạnh đó, nhóm tác giả nhận thấy các trường hợp ngộ độc thực phẩm riêng lẻ thường được các đơn vị ghi nhận là các ca bệnh tật thông thường mà chưa có sự ghi nhận hồ sơ và điều tra đầy đủ về các sự cố này. Nhìn chung, các đơn vị trong ngành liên quan đến các khâu cung cấp suất ăn, vận chuyển thực phẩm và đa số bếp ăn tập thể tại các công trình/phương tiện ngoài khơi đảm bảo được các quy định, pháp luật Việt Nam hiện hành về ATVSTP. Đặc biệt các nhóm phương tiện, công trình thuê nhà cung cấp dịch vụ cung ứng và chế biến cung cấp suất ăn khép kín trên phương tiện, công trình như các giàn khoan/giàn khai thác, sà lan công trình cầu/nhà ở và các kho chứa nổi FSO/FPSO đảm bảo khá tốt.

3.4.2. Khó khăn, bất cập

Sự quan tâm của các đơn vị về quản lý, kiểm soát ATVSTP chưa đầy đủ (thiếu ban hành các quy chế/quy định/quy trình/hướng dẫn, phân công nhiệm vụ bộ phận kiểm soát, chương trình/kế hoạch hành động, tổ chức tự kiểm tra...);

Việc thiết lập hệ thống quản lý ATVSTP hoàn chỉnh cũng như nhận biết một cách đầy đủ các mối nguy về an toàn thực phẩm và có biện pháp kiểm soát hệ thống rất khác nhau giữa các phương tiện, công trình dầu khí (nhóm giàn khoan, giàn khai thác đánh giá tốt nhất);

Trao đổi thông tin về ATVSTP giữa các bên liên quan (nhà cung ứng - vận chuyển - chế biến - sử dụng) chưa đúng mức để kiểm soát các mối nguy;

Thiếu sự kiểm tra giám sát công tác ATVSTP của các bên liên quan (đơn vị quản lý điều hành, khách hàng, nhà thầu phụ, cơ quan chứng nhận, cơ quan chức năng Nhà nước);

Cần phải kiểm soát nghiêm ngặt nguồn gốc nguyên liệu đầu vào, lưu mẫu thực phẩm và có sổ tay ghi chép đầy đủ thông tin theo quy định;

Đối với các tàu dịch vụ nước ngoài, việc quản lý ATVSTP cũng có hạn chế: chưa có quy định về bảo quản thực phẩm (cụ thể như các tàu AHTS Posh Value và Pacific Battle) hoặc không tổ chức đào tạo/tập huấn ATVSTP cho người lao động tiếp xúc thực phẩm trong quá trình vận chuyển (tàu AHTS Onmi Emery) do đó cần phải nâng cao nhận thức về ATVSTP cho các tàu nước ngoài khi họ làm việc như một nhà thầu cho các đơn vị của Ngành Dầu khí;

Quản lý Nhà nước về ATVSTP:

- Hiện nay chưa có quy định về quản lý các bếp ăn tập thể trên các phương tiện nổi hay công trình biển nên các cơ quan quản lý Nhà nước cần xây dựng các quy định cũng như có sự kiểm tra, giám sát, thực thi chức năng quản lý trên lĩnh vực này;

- Công tác tuyên truyền, cập nhật thông tin của các cơ quan chức năng (cụ thể Cục An toàn Thực phẩm, Chi cục ATVSTP tại các địa phương) về đảm bảo ATVSTP, cảnh báo an toàn thực phẩm và nguyên nhân các vụ ngộ độc thực phẩm để các đơn vị rút kinh nghiệm.

- Các phương tiện vận chuyển thực phẩm ghi nhận không có sự kiểm tra của cơ quan chức năng Nhà nước về đảm bảo ATVSTP trong việc vận chuyển thực phẩm.

Đối với các phương tiện vận chuyển thực phẩm như tàu dịch vụ thì một số hàng đông lạnh phải chuyên chở trong các container đông lạnh;

Với các phương tiện/công trình biển đã có hệ thống quản lý ATVSTP vẫn cần phải lưu ý kiểm soát các thực phẩm mà người trên tàu mang theo không khai báo vì những thực phẩm này có thể là nguyên nhân gây ra ngộ độc thực phẩm;

Do điều kiện làm việc ngoài khơi xa nên việc ứng cứu khi xảy ra sự cố về ngộ độc thực phẩm là rất khó khăn với các nguồn lực hạn chế trong điều kiện môi trường khắc nghiệt nên các đơn vị cần xây dựng kế hoạch ứng phó sự cố khẩn cấp cho các tình huống này thật chu đáo.

4. Những nguy cơ chính gây mất an toàn vệ sinh thực phẩm trên các phương tiện nổi và các công trình ngoài khơi trong Ngành Dầu khí

4.1. Các mối nguy gây mất an toàn vệ sinh thực phẩm trên các phương tiện nổi và các công trình ngoài khơi

Nguy cơ gây mất vệ sinh an toàn thực phẩm là khả năng các tác nhân gây ô nhiễm xâm nhập vào thực phẩm trong các quá trình sản xuất nguồn nguyên liệu; quá trình lưu thông, vận chuyển; quá trình sơ chế biến thực phẩm; quá trình lưu trữ, bảo quản; quá trình chế biến thức ăn và vệ sinh tại nhà bếp; quá trình sử dụng. Các nguy cơ đó bao gồm: mối nguy về hóa học (chất tẩy rửa, thuốc trừ sâu và các chất hóa học khác, chất gây dị ứng); mối nguy về vật lý (xương nhỏ, kim loại, thủy tinh...); mối nguy về sinh học (vi khuẩn như salmonella, staphylococcus aureus, bacillus cereus; virus như hepatitis A, influenza; nấm mốc; vi sinh vật; sán...).

4.2. Các yếu tố chính trong công tác quản lý an toàn vệ sinh thực phẩm có khả năng gây mất an toàn vệ sinh thực phẩm trên các phương tiện nổi và các công trình ngoài khơi trong Ngành Dầu khí được xác định qua kết quả khảo sát thực tế

Từ kết quả khảo sát thực trạng công tác quản lý ATVSTP trên các phương tiện, công trình trong Ngành Dầu khí và phân tích tổng quan các mối nguy, nguồn gốc gây mất ATVSTP, nhóm tác giả đưa ra các yếu tố chính về quản lý có khả năng cao dẫn đến mất ATVSTP như sau:

- Mối nguy mất ATVSTP do không có tài liệu nội quy/quy định/hướng dẫn về ATVSTP trên phương tiện, công trình: qua kết quả khảo sát hệ thống quản lý ATVSTP chỉ có 53% phương tiện, công trình có tài liệu quy định về sử dụng phụ gia thực phẩm, chất hỗ trợ chế biến trong nấu ăn tại bếp ăn tập thể;

- Mối nguy mất ATVSTP do thực hành ATVSTP của các nhân viên phục vụ bếp ăn tập thể trong quá trình chế biến, phục vụ suất ăn: chỉ có 64% phương tiện, công trình có bảo đảm các tiêu chí ATVSTP của nhân viên chế biến thức ăn do các nguyên nhân như người lao động trực tiếp nấu ăn và phục vụ bếp ăn không được huấn luyện định kỳ và cấp đầy đủ Giấy chứng nhận tập huấn kiến thức về ATVSTP; nhân viên trực tiếp chế biến thực phẩm không được trang phục bảo hộ riêng và sử dụng đúng trang phục khi làm việc;

- Mối nguy lây nhiễm các bệnh truyền nhiễm từ nhân viên phục vụ trên bếp ăn tập thể: chỉ có khoảng 45%

phương tiện, công trình có lưu, kiểm soát, quản lý hồ sơ sức khỏe của nhân viên phục vụ trên bếp ăn tập thể; nhân viên phục vụ trên bếp ăn tập thể không được tổ chức khám, xét nghiệm ít nhất 6 tháng một lần một cách đầy đủ theo quy định;

- Mối nguy mất ATVSTP do thiếu sự kiểm tra, giám sát của cơ quan chủ quản hoặc bên liên quan về vấn đề đảm bảo ATVSTP trên phương tiện, công trình: chỉ có 49% phương tiện, công trình có được các bên thứ 3 (khách hàng, tổ chức chứng nhận), cơ quan cấp trên kiểm tra định kỳ/đột xuất về ATVSTP;

- Mối nguy mất ATVSTP do nguồn gốc thực phẩm không đảm bảo chất lượng ATVSTP: chỉ có 56% phương tiện, công trình đạt các tiêu chí về kiểm soát nguyên liệu đầu vào, lưu mẫu, thực đơn;

- Mối nguy mất ATVSTP do môi trường tại các bếp ăn, nhà ăn tập thể trên phương tiện, công trình không đảm bảo yêu cầu về vệ sinh: kết quả khảo sát yêu cầu về đo đạc môi trường tại khu vực bếp ăn chỉ đạt 68% phương tiện, công trình có thực hiện cũng là tỷ lệ khá thấp cần khuyến khích tất cả các phương tiện, công trình phải bảo đảm điều kiện vệ sinh lao động cũng như tránh tình trạng ẩm mốc tại khu vực bếp ăn;

- Mối nguy mất ATVSTP do chất lượng nguồn nước sinh hoạt, ăn uống không đảm bảo chất lượng an toàn cho sức khỏe: kết quả khảo sát yêu cầu về việc tổ chức tiến hành kiểm tra định kỳ chất lượng nguồn nước cho bếp ăn tập thể chỉ đạt 73%, nên cần khuyến cáo tất cả các phương tiện, công trình phải đảm bảo thực hiện việc tổ chức kiểm soát, xét nghiệm chất lượng nguồn nước dùng nấu ăn, sinh hoạt trực tiếp ngay trên chính phương tiện, công trình đang lưu trữ để sử dụng;

- Mối nguy mất ATVSTP do thiếu nguồn lực chuyên môn có trách nhiệm quản lý ATVSTP cũng như ứng cứu trong tình huống xảy ra ngộ độc thực phẩm: chỉ có 36% phương tiện, công trình là có bộ phận y tế và bộ phận y tế này chịu trách nhiệm về quản lý ATVSTP;

- Mối nguy tái diễn các vụ ngộ độc thực phẩm tương tự nhau trong ngành do sự thiếu ghi nhận, thống kê một cách đầy đủ các vụ ngộ độc thực phẩm trên các phương tiện, công trình trong ngành để có thể có biện pháp phòng ngừa hiệu quả. Qua kết quả khảo sát chỉ ghi nhận được 1 sự cố ngộ độc thực phẩm trên tàu và có lưu trữ hồ sơ sự vụ đầy đủ.

Từ các mối nguy và các yếu tố chính tạo nên các mối nguy thì ta thấy sự cần thiết phải quản lý ATVSTP mang

tính hệ thống. Các đơn vị phải quản lý ATVSTP bằng các hệ thống quản lý theo các chuẩn mực được xác định.

5. Kết luận, đề xuất

Công tác quản lý ATVSTP trong Ngành Dầu khí là hết sức cần thiết, nhất là trong tình hình hiện nay, khi ATVSTP đã trở thành một vấn đề không chỉ riêng của Việt Nam mà còn trên phạm vi toàn cầu. Mặt khác, việc quản lý ATVSTP cần phải được thực hiện một cách đồng nhất theo các quy định và tiêu chuẩn của Ngành Dầu khí Việt Nam. Các đơn vị trong ngành phải thực hiện việc quản lý ATVSTP một cách có hệ thống theo các chuẩn mực mà Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) quy định. Từ các nội dung nêu trên, nhóm tác giả đề xuất các biện pháp cụ thể đối với PVN và các đơn vị trong Ngành Dầu khí như sau:

Đề xuất 1: Do tính quan trọng và cấp thiết của công tác quản lý ATVSTP trong Ngành Dầu khí, nhóm tác giả kiến nghị PVN xem xét việc xây dựng các chuẩn mực/tiêu chuẩn/quy định cho công tác quản lý ATVSTP phù hợp với điều kiện cụ thể của ngành và các chuẩn mực quốc tế. Đồng thời, xây dựng các chuẩn mực tương tự áp dụng đối với các nhà cung cấp thực phẩm trong ngành. Chuẩn mực này cũng là tiêu chuẩn để căn cứ mà PVN kiểm tra, đánh giá các đơn vị trong ngành.

Hiện tại, hầu hết các đơn vị của PVN chưa thực hiện việc quản lý ATVSTP một cách có hệ thống nên việc đưa ra một bộ Tiêu chuẩn để các đơn vị trong ngành thực hiện là một việc hết sức cần thiết. Khi đó, công tác hướng dẫn, kiểm tra cũng như giám sát của PVN sẽ thuận lợi, đơn giản và hiệu quả hơn.

Yêu cầu của bộ Tiêu chuẩn là phải đảm bảo tính khả thi, dễ thực hiện và áp dụng đối với tất cả các đơn vị và phải đảm bảo quản lý ATVSTP mang tính hệ thống. Đồng thời, bộ Tiêu chuẩn cũng phải được xây dựng sao cho tương thích với các Tiêu chuẩn của quốc tế, tạo thuận lợi cho các đơn vị khi phát triển kinh doanh, dịch vụ ra nước ngoài và trong quá trình hội nhập quốc tế.

Như trên đã phân tích, các Công ước chỉ có hiệu lực đối với các tàu Công ước. Mặt khác, trong Ngành Dầu khí cũng có các tàu không thuộc diện tàu Công ước nên không chịu điều chỉnh của Công ước. Vì vậy, các quy định về quản lý ATVSTP của PVN đối với tất cả các tàu cho dù là tàu Công ước hay không sẽ đảm bảo tránh được lỗ hổng này và đóng vai trò quan trọng trong việc đảm bảo ATVSTP trong Ngành Dầu khí.

Bộ Tiêu chuẩn ngành về quản lý ATVSTP do PVN ban hành có phạm vi áp dụng đối với các phương tiện nổi và công trình biển ngoài khơi trong Ngành Dầu khí, kể cả các phương tiện thuê ngoài của các nhà thầu/nhà thầu phụ làm cho các đơn vị trong ngành.

Đề xuất 2: Bên dưới chuẩn mực/quy định là tiêu chuẩn yêu cầu bắt buộc thì PVN cần xây dựng và ban hành các tài liệu hướng dẫn đặc thù cho các đơn vị trong ngành về cách thức, phương pháp thực hành để các đơn vị có thể vận dụng một cách phù hợp, hiệu quả và kinh tế.

Đề xuất 3: Ban hành quy định về cơ chế kiểm tra của các bên liên quan trong Ngành Dầu khí đối với công tác quản lý ATVSTP trên các phương tiện/công trình ngoài khơi để nâng cao hiệu quả công tác kiểm soát, giám sát việc tuân thủ các quy định, tiêu chuẩn, hướng dẫn hiện hành.

Đề xuất 4: Đề nghị đưa nội dung về ATVSTP vào nội dung giảng dạy và đào tạo tại các trung tâm đào tạo, trường dạy nghề... liên quan tới các phương tiện nổi và công trình biển ngoài khơi của PVN.

Đề xuất 5: Các đơn vị cần xây dựng Hệ thống quản lý ATVSTP phù hợp với điều kiện, thực trạng của đơn vị và các chuẩn mực quốc tế.

Đơn vị có thể xây dựng Hệ thống này riêng rẽ hoặc tích hợp vào Hệ thống quản lý hiện có của mình. Các đơn vị đang áp dụng ISM Code có thể đưa vào Hệ thống quản lý an toàn của mình. Ngoài ra các đơn vị áp dụng ISPS Code có thể tích hợp hoặc là một phần của hệ thống an ninh hiện có của mình.

Đề xuất 6: Các đơn vị cần nghiên cứu xây dựng các chương trình đào tạo, huấn luyện phù hợp về nội dung ATVSTP cho hệ thống huấn luyện đào tạo của đơn vị.

Các quy định, kiến thức về đảm bảo an toàn vệ sinh thực phẩm trong hoạt động ngoài khơi nên đưa vào các khóa đào tạo bắt buộc về an toàn sức khỏe cho tất cả thuyền viên, người đi biển.

Đề xuất 7: Đối với việc quản lý ATVSTP tại mỗi đơn vị, các thông tin về các sản phẩm thực phẩm bị loại bỏ theo các nguồn thông tin của Việt Nam và quốc tế cần được cập nhật thông tin kịp thời tới các bếp ăn hay chức danh chịu trách nhiệm về ATVSTP trên phương tiện, công trình để có biện pháp xử lý kịp thời.

Đồng thời, cần tiêu chuẩn hóa công tác thông tin, phổ biến, tuyên truyền, hướng dẫn về an toàn vệ sinh thực

phẩm để nâng cao nhận thức và thực hành tốt về ATVSTP cho toàn thể người lao động.

Đề xuất 8: Ngoài việc kiểm soát thực phẩm được cung cấp theo đường chính tắc, các đơn vị cần phải kiểm soát các thực phẩm mà người lên tàu mang theo để đảm bảo kiểm soát tất cả các nguồn có thể gây nên sự cố ATVSTP.

Đề xuất 9: Các đơn vị cần đưa tình huống sự cố về ATVSTP vào trong phương án ứng phó/ứng cứu sự cố khẩn cấp của mình để có biện pháp ứng phó/ứng cứu kịp thời.

Đề xuất 10: PVN cần kiến nghị với cơ quan chức năng quản lý Nhà nước nghiên cứu ban hành ra các quy định chuyên biệt về đảm bảo công tác ATVSTP cho các phương tiện nổi và công trình biển ngoài khơi. Đồng thời các cơ quan chức năng quản lý Nhà nước hướng dẫn quy định đối tượng và thủ tục đăng ký Giấy chứng nhận đủ điều kiện ATVSTP cho bếp ăn tập thể trên các phương tiện nổi và công trình biển ngoài khơi. Dựa vào cơ sở pháp lý này (Giấy chứng nhận), PVN cũng dễ dàng hơn trong việc giám sát sự tuân thủ của các đơn vị.

Tài liệu tham khảo

1. Quốc hội. *Luật Bảo vệ sức khỏe nhân dân*. Số 21-LCT/HĐNN8. 30/06/1989.
2. Ủy ban Thường vụ Quốc hội. *Pháp lệnh Vệ sinh an toàn thực phẩm*. Số 12/2003/PL-UBTVQH11. 26/07/20013.
3. Quốc hội. *Luật Phòng chống bệnh truyền nhiễm*. Số 03/2007/QH12. 21/11/2007.
4. Quốc hội. *Luật Bảo vệ quyền lợi người tiêu dùng*. Số 59/2010/QH12. 17/11/2010.
5. Quốc hội. *Luật An toàn thực phẩm*. Số 55/2010/QH12. 17/06/2010.
6. Bộ Giao thông Vận tải. *Quy định chức danh, nhiệm vụ theo chức danh của thuyền viên và đăng ký thuyền viên làm việc trên tàu biển Việt Nam*. Thông tư số 07/2012/TT-BGTVT. 21/03/2012.
7. International Labour Organization. *Maritime Labour Convention - MLC 2006*. 2006.
8. Chính phủ. *Quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Phòng, chống bệnh truyền nhiễm về kiểm dịch y tế biên giới*. Nghị định số 103/2010/NĐ-CP. 01/10/2010.
9. Centers for Disease Control and Prevention. *Vessel sanitation program 2011 operation manual*. 2011.

10. Centers for Disease Control and Prevention. *Vessel sanitation program 2011 construction guidelines*. 2011.

11. Maritime and Coastguard Agency. *Code of safe working practices for merchant seamen*. Consolidated edition. 2010.

12. World Health Organization (WHO). *Guide to ship sanitation*. Third edition. 2011.

Food safety management on-board offshore floating structures and installations in oil and gas industry

Tran Mac Quan, Nguyen Quoc Huy, Tran Duy Tung
Dong Quang Trieu, Tran Quang Diep, Doan Thi Tuyen
Nguyen Thi Thanh Tuyen, Nguyen Duy Hai
Petrovietnam Technical Services Corporation
Email: quantran@ptsc.com.vn

Summary

Food safety assurance on-board offshore floating structures and installations of the oil and gas industry must be systematic and accompanied with strict regulations. In order to issue standards as well as relevant guidelines for food safety assurance, it is important to survey the current food safety management situation on-board offshore floating structures and installations in the oil and gas industry.

Key words: Food safety, offshore floating structures and installation.

TỔNG QUAN VỀ NGÀNH CÔNG NGHIỆP DẦU KHÍ VIỆT NAM

TS. Lê Việt Trung¹, ThS. Phạm Văn Chất²

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Công ty cổ phần Hóa dầu và Xơ sợi Dầu khí (PVTEX)

Email: trunglv@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo phân tích và đánh giá vai trò của Ngành Dầu khí, mà đại diện là Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam), trong nền kinh tế quốc dân, đồng thời phân tích sự thay đổi, phát triển của lĩnh vực dầu khí trong thời gian gần đây. Nội dung phân tích bao gồm hầu hết các hoạt động đóng góp vào sự phát triển kinh tế Việt Nam và các hoạt động của Petrovietnam theo chuỗi giá trị dầu khí.

Từ khóa: Dầu khí, Petrovietnam.

Giới thiệu

Theo số liệu thống kê của BP, Việt Nam là quốc gia đứng thứ 28 trên tổng số 52 nước trên thế giới có tài nguyên dầu khí. Tính đến hết năm 2013, trữ lượng dầu thô xác minh của Việt Nam vào khoảng 4,4 tỷ thùng đứng thứ nhất trong khu vực Đông Nam Á, còn lượng khí xác minh của Việt Nam vào khoảng 0,6 nghìn tỷ m³, đứng thứ 3 trong khu vực Đông Nam Á (sau Indonesia và Malaysia) [1].

Kể từ khi tấn dầu đầu tiên được khai thác vào năm 1986 tại mỏ Bạch Hổ, trải qua gần ba thập kỷ, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam) đã có bước trưởng thành vượt bậc về mọi mặt để trở thành một tập đoàn kinh tế mạnh của quốc gia. Petrovietnam đã có một vị trí quan trọng, là một mũi nhọn trọng yếu của nền kinh tế Việt Nam trong quá trình công nghiệp hóa và hiện đại hóa đất nước, hàng năm đóng góp trung bình 25 - 30% tổng thu ngân sách Nhà nước. Petrovietnam đã đưa Ngành Dầu khí Việt Nam có vị trí trong cộng đồng các quốc gia khai thác dầu khí trên thế giới, góp phần không nhỏ trong việc nâng cao uy tín của Việt Nam trên trường quốc tế. Đến nay, Petrovietnam đã xây dựng được hệ thống công nghiệp dầu khí hoàn chỉnh, đồng bộ từ khâu tìm kiếm thăm dò, khai thác - phát triển công nghiệp khí đến chế biến dầu khí và dịch vụ dầu khí.

Trong bài báo này, nhóm tác giả sẽ phân tích và đánh giá vai trò của Ngành Dầu khí mà đại diện là Petrovietnam trong nền kinh tế quốc dân, phân tích sự thay đổi, phát triển của lĩnh vực dầu khí trong những năm gần đây. Các nội dung phân tích bao gồm hầu hết các hoạt động đóng góp vào sự phát triển kinh tế Việt Nam và các hoạt động của Petrovietnam theo chuỗi giá trị dầu khí.

1. Vai trò của Ngành Dầu khí đối với nền kinh tế Việt Nam

Ngành Dầu khí là một ngành kinh tế trọng điểm bao gồm các đơn vị như Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam), Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam (Petrolimex), có đóng góp lớn cho sự phát triển của đất nước. Ngành Dầu khí nói chung và Petrovietnam nói riêng luôn có những đóng góp đáng kể vào nguồn thu ngân sách Nhà nước, chiếm tỷ trọng cao trong kim ngạch xuất khẩu của Việt Nam và thu hút các nhà đầu tư nước ngoài mang vốn và công nghệ hiện đại vào Việt Nam.

1.1. Đóng góp vào GDP và nộp ngân sách Nhà nước

Trong những năm qua, Petrovietnam luôn duy trì vai trò là đầu tàu kinh tế của đất nước. Trong khi khối doanh nghiệp Nhà nước đóng góp khoảng 42% GDP của cả nước, riêng Petrovietnam đã chiếm khoảng 16 - 18% GDP, mức cao nhất so với cả nước trong giai đoạn 2008 - 2015 (Bảng 1).

Về đóng góp ngân sách, thu từ dầu thô mang lại bình quân 13,6% tổng thu ngân sách hàng năm trong giai đoạn 2009 - 2013, kể từ khi Petrovietnam có nhà máy lọc dầu. Trong các năm trước đó, thu từ dầu thô luôn mang lại trên 20% tổng thu ngân sách. Trong khi đó, thu ngân sách từ tất cả các doanh nghiệp Nhà nước (không kể Ngành Dầu khí) chỉ chiếm khoảng 15 - 16%; hơn nữa, nguồn đóng góp ngân sách của Petrovietnam cao hơn rất nhiều so với đóng góp từ tất cả các doanh nghiệp có vốn đầu tư nước ngoài và các doanh nghiệp tư nhân. Đến cuối năm 2014 và đầu năm 2015, khi cả thế giới đều bị ảnh hưởng bởi sự sụt giảm của giá dầu, thì nguồn thu từ dầu thô vẫn chiếm tỷ trọng quan trọng trong nền kinh tế quốc dân. Theo báo cáo của Tổng cục Thống kê, nguồn thu từ dầu thô đạt 98,1 nghìn tỷ đồng, đóng góp 12,1% tổng ngân sách Nhà nước

Bảng 1. Đóng góp của Petrovietnam trong nền kinh tế quốc dân [2 - 9]

Năm	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Doanh thu hợp nhất của Petrovietnam (nghìn tỷ đồng)	127,0	137,0	235,0	325,0	363,0	390,0	366,0	311,0
GDP (nghìn tỷ đồng)	1.477,7	1.700,5	1.980,8	2.537,5	2.978,2	3.139,6	3.937,0	4.192,9
Đóng góp của Petrovietnam trong GDP (%)	18,9	16,0	24,0	26,6	25,9	24,3	9,3	7,4
Nộp Ngân sách của Petrovietnam (nghìn tỷ đồng)	121,8	88,0	110,4	160,8	186,3	195,4	189,4	115,1
Đóng góp của Petrovietnam trong ngân sách (%)	29,2	22,6	27,9	27,1	24,4	24,1	23,3	13,0
Đóng góp của thu từ dầu thô trong thu ngân sách (%)	24,0	12,9	14,4	11,5	18,3	12,1	12,1	7,1

Bảng 2. Tỷ trọng kim ngạch xuất khẩu theo các ngành

Đơn vị: %

Năm	2005	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Dầu thô	26,41	21,42	14,56	9,37	10,36	9,70	7,21	4,79	2,34
Giày dép	10,89	9,87	9,57	9,55	9,37	8,58	8,38	6,81	7,39
Dệt may	17,10	18,87	21,31	20,90	18,91	17,04	17,90	13,84	13,93
Thủy sản	9,79	9,33	10,00	9,36	8,75	7,20	6,68	5,24	4,06
Khác	35,81	40,51	44,56	50,82	52,61	57,48	59,83	69,32	72,28
Tổng	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

(Nguồn: Niên giám Thống kê 2011 và 2015)

trong năm 2014. Tuy nhiên do ảnh hưởng của sụt giảm giá dầu trong năm 2015, con số này đã giảm mạnh chỉ còn 62,4 nghìn tỷ đồng và đóng góp 7,1% tổng ngân sách Nhà nước năm 2015.

Về doanh thu hợp nhất: Từ cuối năm 2007 và đặc biệt trong năm 2008, thế giới đã chứng kiến sự biến động khó lường của giá dầu thô, giá dầu từ mức 90USD/thùng vào cuối năm 2007, đã lên trên 147USD/thùng vào tháng 7 năm 2008, sau đó giá dầu bất ngờ giảm nhanh, đến cuối năm 2008 giá dầu chỉ còn gần 50USD/thùng, tương ứng giảm gần 70% so với giá trị lúc đạt đỉnh. Từ đầu năm 2009, giá dầu đã trải qua nhiều đợt biến động và đạt trung bình 64USD/thùng. Trong điều kiện khủng hoảng tài chính, suy thoái kinh tế toàn cầu và giá dầu thô giảm mạnh, doanh thu hợp nhất năm 2009 của Petrovietnam vẫn đạt 137 nghìn tỷ đồng, tăng 8% so với năm 2008. Trong năm 2010, Petrovietnam đã có bước phát triển vượt bậc khi đạt doanh thu hợp nhất tới 235 nghìn tỷ đồng, mức cao đột biến trong bối cảnh nền kinh tế thế giới đang suy thoái, đóng góp 24% cho GDP. Đến hết năm 2012, doanh thu hợp nhất của Petrovietnam tăng 12% so với năm 2011 đạt 363 nghìn tỷ đồng, tổng giá trị nộp ngân sách đạt 186,3 nghìn tỷ đồng chiếm 24,4% tổng thu ngân sách của cả nước. Năm 2013 doanh thu hợp nhất của toàn Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tăng 7% so với năm 2012, đạt 390 nghìn tỷ đồng và nộp ngân sách Nhà nước tăng thêm 9.100 tỷ đồng. Tuy nhiên

mức doanh thu hợp nhất giảm 6% trong năm 2014 còn 366 nghìn tỷ đồng và tiếp tục giảm mạnh 15% trong năm 2015 do chịu ảnh hưởng từ sự sụt giảm giá dầu toàn cầu. Doanh thu hợp nhất của Petrovietnam đạt 311 nghìn tỷ đồng và đóng góp 115,1 tỷ đồng vào ngân sách Nhà nước trong năm 2015.

1.2. Kim ngạch xuất nhập khẩu

Dầu thô là sản phẩm quan trọng và có vị trí chiến lược trong các mặt hàng xuất khẩu của Việt Nam. Ngoại tệ mang lại từ xuất khẩu dầu thô có ý nghĩa rất quan trọng đối với nền kinh tế nhập siêu như Việt Nam, giúp đáp ứng một phần đáng kể nhu cầu ngoại tệ cho nhập khẩu, cho các giao dịch thanh toán quốc tế cũng như trả các nguồn vay nợ nước ngoài của Nhà nước. Nguồn ngoại tệ này cũng có ý nghĩa quan trọng giúp bình ổn tỷ giá, điều tiết vĩ mô và nâng cao tính thanh khoản ngoại tệ cho toàn bộ nền kinh tế Việt Nam.

Từ khi được khai thác đến nay, giá trị xuất khẩu dầu thô luôn chiếm tỷ trọng cao so với các mặt hàng xuất khẩu chủ lực khác như giày dép, dệt may, thủy sản. Bảng 2 thể hiện tỷ trọng giá trị xuất khẩu một số ngành chủ lực của Việt Nam từ năm 2005 và giai đoạn 2008 - 2015.

Năm 2005, tổng giá trị xuất khẩu dầu thô chiếm 26,41% tổng kim ngạch xuất khẩu cả nước, đạt 7,37 tỷ USD. Đến năm 2008, giá trị xuất khẩu dầu thô của Việt

Nam đạt 10,36 tỷ USD chiếm 21,42% tổng kim ngạch xuất khẩu của cả nước, năm 2015 đã giảm xuống 3,806 tỷ USD chiếm 2,34%. Số liệu trên cho thấy kim ngạch xuất khẩu dầu thô giảm mạnh trong giai đoạn từ năm 2008 đến 2015 và đặc biệt giảm so với thời gian trước đó. Sự sụt giảm giá trị xuất khẩu dầu thô trong những năm qua được xác định do hai nguyên nhân chính. Thứ nhất là do sự sụt giảm sản lượng khai thác tại các mỏ lớn đặc biệt là mỏ Bạch Hổ. Thứ hai là do từ năm 2009 Nhà máy Lọc dầu Dung Quất chính thức đi vào hoạt động đã tiêu thụ một phần lượng dầu thô sản xuất nội địa. Tuy giá trị xuất khẩu giảm nhiều nhưng dầu thô vẫn là mặt hàng quan trọng trong tổng giá trị xuất khẩu của cả nước.

1.3. Thu hút nguồn đầu tư nước ngoài lớn vào Việt Nam

Trong thời gian qua, Ngành Dầu khí có những tác động rất tích cực tới quá trình thu hút vốn đầu tư nước ngoài vào Việt Nam. Trong giai đoạn 1988 - 2014, rất nhiều công ty dầu khí nước ngoài từ Mỹ, Nhật Bản, Nga, Anh, Malaysia, Canada, Australia... đã thực hiện đầu tư vào lĩnh vực tìm kiếm thăm dò khai thác tại Việt Nam, thông qua các loại hợp đồng dầu khí khác nhau. Tổng số hợp đồng đã ký là 102 hợp đồng, trong đó, 63 hợp đồng còn hiệu lực. Tính cho cả giai đoạn 1988 - 2012, Ngành Dầu khí chiếm khoảng 4,6% về tổng số dự án đầu tư nước ngoài của cả nước nhưng mang lại trên 17% tổng vốn đầu tư nước ngoài (khoảng 30,5 tỷ USD). Thông qua các hình thức đầu tư này, hàng loạt các công trình lớn thuộc các lĩnh vực khí, điện, lọc hóa dầu, dịch vụ đã được đưa vào vận hành phục vụ cho phát triển nền kinh tế quốc dân và sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước.

Hiện nay, Việt Nam có trên 40 công ty dầu khí nước ngoài đang đầu tư vào các khâu thượng nguồn, trung nguồn và hạ nguồn. Trong số đó, nhiều công ty dầu khí lớn đang hợp tác với Petrovietnam chủ yếu trong khâu thượng nguồn (tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí) như Chevron, KNOG (Hàn Quốc), Gazprom (Nga), Petronas (Malaysia), PTTEP (Thái Lan), Talisman (trước đây là một công ty của Canada, nay đã được Công ty Repsol của Tây Ban Nha mua lại), ExxonMobil (Mỹ), Total và Neon Energy (Pháp). Các công ty phần lớn đầu tư dưới hình thức góp vốn với Petrovietnam để thực hiện các hợp đồng dầu khí. Ngoài ra, Petrovietnam còn kết hợp với Gazprom thành lập Công ty Vietgazprom với nhiệm vụ chính là thăm dò dầu khí tại Nga và Việt Nam.

Petrovietnam ngoài vai trò là đại diện nước chủ nhà quản lý hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí còn tham gia với vai trò nhà đầu tư (bình đẳng như các

công ty dầu khí nước ngoài khác) trong hầu hết các hợp đồng, dự án tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí trong nước. Tùy thuộc vào đặc thù của từng hợp đồng mà tỷ lệ tham gia của Petrovietnam có sự khác nhau (phổ biến trong khoảng từ 25 - 50%) và thời điểm góp vốn cũng khác nhau.

Bên cạnh đó, Petrovietnam đã tiếp cận và nhận chuyển giao nhiều loại hình công nghệ hiện đại, đồng thời học hỏi được những phương thức quản lý tiên tiến để áp dụng vào hoạt động quản trị doanh nghiệp của mình. Đến nay đội ngũ cán bộ của Petrovietnam đã có thể tham gia điều hành các dự án lớn, dự án trọng điểm, hoặc tự lực trong các hoạt động thăm dò khai thác, vận chuyển khí và phát triển hệ tiêu thụ khí (điện, đạm...). Petrovietnam cũng được đánh giá là Tập đoàn có nhiều thành tựu về khoa học công nghệ và dịch vụ kỹ thuật dầu khí chất lượng cao, nhất là trong lĩnh vực khoan, để trở thành nhà thầu cung cấp dịch vụ dầu khí cho quốc tế. Đây là một trong những bước tiến quan trọng giúp Petrovietnam nói riêng và Việt Nam nói chung hòa nhập nhanh chóng vào cộng đồng dầu khí và kinh tế quốc tế.

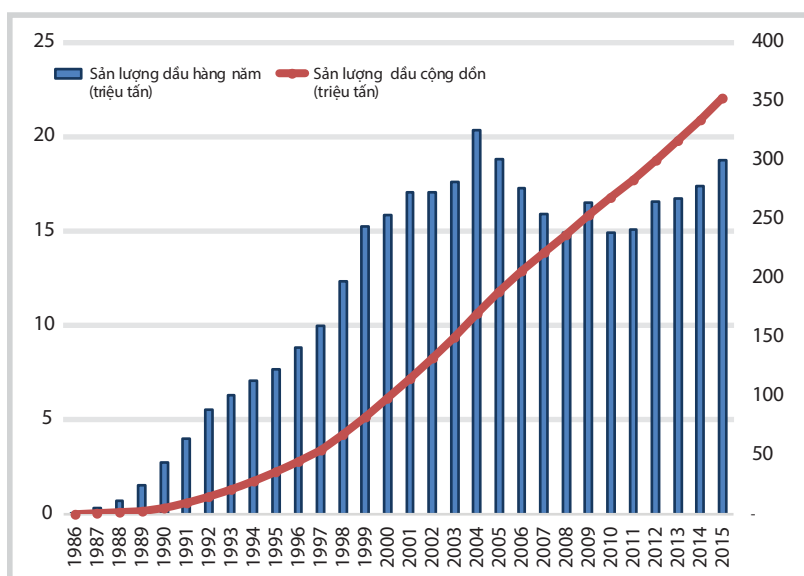
2. Hoạt động tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí

2.1. Tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí

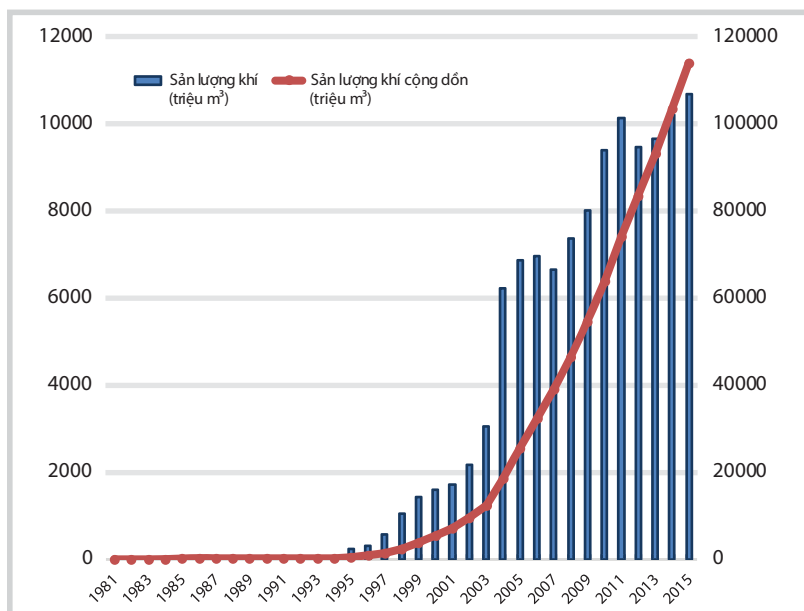
Hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí của Petrovietnam đã được triển khai từ rất sớm (năm 1961), chủ yếu được thực hiện với sự giúp đỡ của Liên Xô tại phía Bắc. Sau khi Việt Nam có chính sách đổi mới năm 1986 và ban hành Luật Đầu tư nước ngoài năm 1987, công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí được triển khai mạnh mẽ, nhất là trên thềm lục địa. Nhiều công ty đã phát hiện dầu khí như Total ở vịnh Bắc Bộ, Shell ở biển miền Trung, ONGC và BP ở bể trầm tích Nam Côn Sơn...

Trong giai đoạn đầu, hoạt động tìm kiếm thăm dò chủ yếu do các công ty dầu khí nước ngoài thực hiện và Petrovietnam chỉ chính thức góp vốn đầu tư khi có phát hiện thương mại. Đến nay, Petrovietnam đã có thể tự thực hiện tìm kiếm thăm dò dầu khí bằng cách tự lực hoặc hợp tác với đối tác nước ngoài, không chỉ thực hiện với các lô có tiềm năng gần bờ mà còn thực hiện tìm kiếm thăm dò tại các lô nước sâu, xa bờ. Nhờ đó, hàng năm Petrovietnam đều có trữ lượng dầu khí gia tăng. Trong giai đoạn từ năm 2010 đến năm 2015, trữ lượng dầu khí gia tăng của Petrovietnam lần lượt là 43; 35,6; 48,32; 40,5 triệu tấn quy dầu.

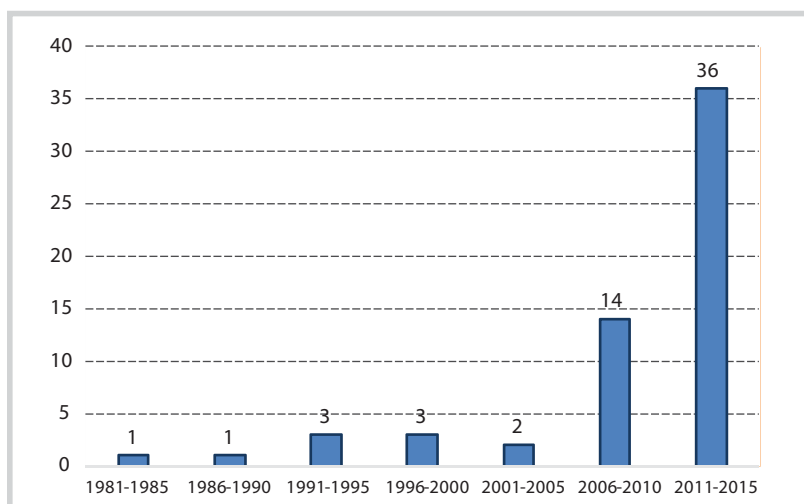
Việt Nam bắt đầu khai thác khí từ năm 1981 (mỏ khí Tiền Hải C - Thái Bình) và khai thác dầu cùng với khí đồng



Hình 1. Sản lượng khai thác dầu thô hàng năm giai đoạn 1986 - 2015



Hình 2. Sản lượng khai thác khí hàng năm giai đoạn 1986 - 2015



Hình 3. Số mỏ đưa vào khai thác trong mỗi chu kỳ 5 năm [8]

hành từ năm 1986 (mỏ Bạch Hổ ở thềm lục địa phía Nam). Từ đó, Việt Nam bắt đầu có tên trong danh sách các nước khai thác, xuất khẩu dầu thô trên thế giới. Tính đến ngày 31/12/2015 toàn Ngành Dầu khí đã khai thác được 352,68 triệu tấn dầu và 114,03 tỷ m³ khí cộng dồn. Trong đó, các mỏ dầu trong đá móng chiếm tới 80% trữ lượng và sản lượng khai thác dầu của Việt Nam. Trong giai đoạn 1986 - 2013, sản lượng khai thác dầu, khí đã tăng lên đáng kể, trung bình đạt trên 16 triệu tấn dầu thô/năm, sản lượng khí cũng đạt trên 7 tỷ m³/năm, tương đương 0,5% sản lượng dầu thô và 0,2% tổng sản lượng khí toàn thế giới. Riêng năm 2014, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã khai thác được 17,39 triệu tấn dầu thô và 10,21 tỷ m³ khí. Sản lượng dầu thô tăng lên 18,75 triệu tấn trong năm 2015, đồng thời sản lượng khí khai thác cũng tăng lên và đạt 10,67 tỷ m³.

Số liệu trong Hình 1 cho thấy sản lượng khai thác dầu thô của cả nước tăng ổn định từ sau chính sách đổi mới năm 1986 và đạt đỉnh vào năm 2004 với trên 20 triệu tấn/năm. Tuy nhiên sản lượng khai thác dầu thô bắt đầu đi xuống từ năm 2005 do sản lượng từ các mỏ lớn như mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng suy giảm mạnh và việc đưa nhiều mỏ nhỏ vào khai thác không thể bù đắp được mức sụt giảm này. Giai đoạn từ năm 2006 - 2010 đã có 14 mỏ nhỏ được đưa vào khai thác nhưng sản lượng khai thác chỉ tăng nhẹ trong năm 2009 sau đó tiếp tục đà sụt giảm. Trong giai đoạn từ năm 2011 đến 2015, 36 mỏ và công trình dầu khí đã được đưa vào khai thác, trong đó 26 mỏ/công trình trong nước, 10 mỏ/công trình ở nước ngoài. Công tác tìm kiếm thăm dò hiện nay phải tiến hành tại những khu vực xa bờ và nước sâu nên chi phí lớn và mất nhiều thời gian hơn, các phát hiện dầu khí gần đây chủ yếu là các mỏ có trữ lượng nhỏ.

Hình 2 thể hiện sản lượng khai thác khí của Petrovietnam đến năm 2015. Từ năm 1986 đến năm 1997 sản lượng khai thác khí tăng không đáng kể, đà tăng

mạnh diễn ra trong giai đoạn từ năm 1997 đến nay. Theo số liệu thống kê của Petrovietnam, tính đến tháng 12/2015 tổng sản lượng khai thác khí đạt trên 111,88 tỷ m³, riêng năm 2015 đạt 10,67 tỷ m³, mức cao nhất kể từ năm 1981 đến nay.

2.2. Các mỏ dầu khí tại Việt Nam

Tính đến cuối năm 2013, trong nước có 9 lô hợp đồng có hoạt động phát triển mỏ và 13 hợp đồng có hoạt động khai thác dầu khí (từ 14 mỏ/cụm mỏ dầu và 6 mỏ/cụm mỏ khí). Toàn Ngành đã khai thác được 268,31 triệu tấn dầu thô; trong đó, sản lượng khai thác từ Vietsopetro đạt 189,9 triệu tấn, sản lượng khai thác từ PVEP đạt 78,3 triệu tấn. Riêng năm 2013, sản lượng khai thác dầu thô là 15,25 triệu tấn, khí là 9,75 tỷ m³; năm 2014 sản lượng khai thác dầu thô đạt 17,39 triệu tấn, khí đạt 10,21 tỷ m³. Đặc biệt trong năm 2015, mức sản lượng vẫn tiếp tục tăng và duy trì ở mức cao, dầu thô đạt 18,75 triệu tấn, khí 10,67 tỷ m³.

Thông qua hoạt động phát triển, khai thác, trình độ kỹ thuật - công nghệ của Petrovietnam đã được nâng lên, có khả năng điều hành công tác phát triển, khai thác các mỏ dầu khí ở khu vực nước sâu và xa bờ. Đặc biệt, Petrovietnam đã phát hiện và tổ chức khai thác thành công, có hiệu quả các thân dầu trong đá móng trước Đệ Tam; mở ra một chương mới cho hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam; đồng thời đã có những đóng góp quan trọng cho khoa học công nghệ dầu khí cũng như công nghệ khai thác dầu trong đá móng của thế giới.

Những năm qua, Ngành Dầu khí Việt Nam đã nỗ lực đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò, phát triển mỏ. Quá trình tìm kiếm thăm dò trong giai đoạn 2011 - 2015 đã đưa được 36 mỏ và công trình dầu khí mới vào khai thác. Trong đó, năm 2011 có 3 mỏ trong nước: Đại Hùng pha 2, Tê Giác Trắng, Chim Sáo và 2 mỏ nước ngoài: Visovoi, Dana. Năm 2012 có 7 mỏ/công trình được đưa vào khai thác bao gồm 4 mỏ/công trình trong nước: giàn H4 mỏ Tê Giác Trắng, mỏ Gấu Trắng, Sư Tử Trắng, Lan Đỏ và 3 mỏ ở nước ngoài: mỏ Tây Khosedayu, mỏ Junin 2, mỏ Nagumanov. Năm 2013 và 2014 số lượng mỏ đưa vào khai thác tăng mạnh và đạt 9 mỏ mỗi năm. Năm 2015 chỉ có 4 mỏ mới được đưa vào khai thác, đó là mỏ khí Thái Bình, mỏ Bir Seba Lô 433a-416b, giàn H5 Tê Giác Trắng và giàn Thỏ Trắng 2. Bên cạnh quá trình tìm kiếm thăm dò này còn triển khai công tác phát triển mỏ đối với các mỏ Sư Tử Trắng, giai đoạn 2 phát triển mỏ Đại Hùng, mỏ Hải

Thạch - Mộc Tinh - Lô 05-2 và 05-3, mỏ Tê Giác Trắng - Lô 16-1, mỏ Hải Sư Trắng và Hải Sư Đen - Lô 15-2/01, mỏ Chim Sáo, Dừa - Lô 12W. Tuy nhiên các mỏ dầu này đều có trữ lượng nhỏ (mỏ dầu lớn nhất trong số các mỏ mới phát hiện là mỏ Sư Tử Đen với trữ lượng khoảng 100 triệu tấn, chỉ bằng 1/3 mỏ Bạch Hổ).

2.3. Các dạng hợp đồng dầu khí

Việt Nam đã ký hợp đồng dầu khí theo các hình thức hợp đồng chia sản phẩm (PSC), hợp đồng dầu khí (PC - với sự tham gia của Công ty Điều hành chung - JOC), hợp đồng hợp tác kinh doanh (BCC) và Liên doanh (JV). Đa số các diện tích thăm dò khai thác dầu khí của các hợp đồng đã ký thuộc 3 bể trầm tích Nam Côn Sơn (32), Sông Hồng (23) và Cửu Long (19). Các công ty dầu khí nước ngoài lớn như ExxonMobil, Shell, Chevron... hiện đang hoạt động tại Việt Nam dưới hình thức hợp đồng PSC với đại diện của nước sở tại là Petrovietnam. Với loại hợp đồng này, Petrovietnam sẽ tránh được rủi ro khi không có phát hiện thương mại, đồng thời có cơ hội học hỏi được công nghệ cao áp dụng trong ngành công nghiệp dầu khí, đào tạo nguồn nhân lực và đóng góp đáng kể vào ngân sách quốc gia. Theo hình thức PSC, các bên cử ra nhà điều hành hợp đồng, đa số là một công ty dầu khí nước ngoài. Theo loại hợp đồng PC, Petrovietnam sẽ tham gia quản lý mỏ cùng với các công ty dầu khí nước ngoài thông qua một công ty điều hành chung. Hợp đồng BCC vẫn là hợp đồng phân chia sản phẩm nhưng khác về đối tượng điều hành, quản lý; theo đó, bên nào đóng góp nhiều cổ phần hơn sẽ được điều hành. Tính đến hết năm 2013, Việt Nam có khoảng 100 hợp đồng dầu khí, trong đó 90% hợp đồng PSC, còn lại là JOC và BCC. Riêng năm 2015 chỉ có một hợp đồng dầu khí mới được ký kết, nâng tổng số hợp đồng trong giai đoạn 2011 - 2015 lên 34 hợp đồng.

3. Chế biến dầu khí

Chế biến dầu khí là một trong những lĩnh vực hoạt động chính, đóng vai trò quan trọng cho sự phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam, với mục đích nâng cao giá trị tài nguyên dầu khí, tiết kiệm ngoại tệ và góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, đẩy mạnh sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước và nâng cao vị thế cạnh tranh của Ngành Dầu khí Việt Nam trên trường quốc tế.

Năm 2001 khởi công xây dựng các nhà máy đạm, đến năm 2004, Petrovietnam có nhà máy đầu tiên đi vào hoạt động là Nhà máy Đạm Phú Mỹ (công suất 800 nghìn

Bảng 3. Khả năng sản xuất và cung ứng thị trường các sản phẩm chế biến dầu khí chính của Petrovietnam

Sản phẩm	Khả năng sản xuất (nghìn tấn)						Nhu cầu nội địa (nghìn tấn)						% đáp ứng nhu cầu trong nước						2015 (Số dự tính)
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
LPG	552	578	569	707	672	750	1.115	1.125	1.367	1.465	1.483	1.701	49,5	50	41,6	48	45	44	
Xăng	1.820,16	1.840,81	2.029,25	2.232,17	1.790,76	1.896,1	4.502	4.783	5.034	5.243,04	5.457,27	5.632,94	40	38	40	43	33	33,7	
Dầu DO	2.801,72	2.949,38	3.251,29	3.576,42	2.869,19	3.037,96	7.297	7.606	8.006	8.395,5	8.811,8	9.284,36	38	39	41	43	33	32,7	
Jet A1	106,128	107,332	118,319	130,151	104,414	110,556	910	967	1.018	1.078,72	1.151,46	1.248,21	12	11	12	12	9	8,9	
Dầu hỏa (FO)	178,89	180,92	199,44	219,384	176,001	186,354	2.071	2.200	2.314	2.395,91	2.341,37	2.404,19	9	8	9	9	8	7,8	
Đạm urea	807	920	1.724	1.602	1.525	1.600	1.928	2.175	2.042	2.105	2.200	2.874	41,9	42,3	84,4	76	69	55,7	

Nguồn: Tổng hợp từ các nguồn khác nhau của EMC

tấn/năm). Tiếp đó, Nhà máy Đạm Cà Mau với công suất 800 nghìn tấn/năm được xây dựng và đưa vào hoạt động năm 2012.

Năm 2009 đánh dấu bước tiến quan trọng trong hoạt động chế biến dầu khí của Petrovietnam khi nhà máy lọc dầu đầu tiên của Việt Nam - Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, đi vào hoạt động với công suất 6,5 triệu tấn/năm. Nhà máy Lọc dầu Dung Quất bắt đầu vận hành thử vào tháng 2/2009 và có sản phẩm thương mại từ tháng 5/2010. Từ đây, Petrovietnam có đầy đủ các hoạt động của chuỗi giá trị dầu khí, từ tìm kiếm thăm dò đến chế biến dầu khí. Hiện tại, Nhà máy Lọc Hóa dầu Nghi Sơn với công suất 10 triệu tấn/năm cũng đang được triển khai xây dựng và dự kiến đưa vào vận hành năm 2017. Như vậy, khi nhà máy này đi vào vận hành có thể đáp ứng được khoảng 60% nhu cầu trong nước. Ngoài ra, Petrovietnam đã và đang triển khai hàng loạt dự án mới về lọc dầu - hóa dầu - nhiên liệu sinh học cũng như nghiên cứu mở rộng và nâng cấp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất nhằm đáp ứng nhu cầu xăng dầu, nguyên liệu và sản phẩm hóa dầu trong cả nước.

Với việc triển khai thành công các dự án thuộc lĩnh vực chế biến dầu khí, Petrovietnam đã có khả năng sản xuất các sản phẩm thiết yếu như xăng dầu, phân đạm, hạt nhựa và các hóa phẩm khác với giá trị kinh tế hàng chục nghìn tỷ đồng, đưa Việt Nam từ một nước nhập khẩu 100% các sản phẩm nói trên trở thành nước có khả năng tự sản xuất, hướng tới đáp ứng đủ nhu cầu trong nước và xuất khẩu. Đến năm 2015, năng lực sản xuất trong lĩnh vực chế biến dầu khí của toàn ngành dự báo sẽ gia tăng đáng kể, đáp ứng được phần lớn nhu cầu trong nước và định hướng xuất khẩu trong tương lai (Bảng 3). Tuy nhiên, các sản phẩm dầu khí trong nước sản xuất cũng đang gặp phải áp lực cạnh tranh lớn từ các sản phẩm nhập khẩu.

4. Công nghiệp khí

Với mục tiêu tối ưu hóa chuỗi giá trị khí, Petrovietnam đã đầu tư vào lĩnh vực công nghiệp khí từ những năm 1990 với mục đích là thu gom, nhập khẩu, vận chuyển, tàng trữ, chế biến, phân phối, kinh doanh khí và các sản phẩm khí. Việt Nam đã hoàn thành Quy hoạch hệ thống đường ống dẫn khí quốc gia được Chính phủ phê duyệt, trong đó có tính đến kết nối với đường ống dẫn khí của các nước trong khối ASEAN. Hiện nay, Việt Nam có ba hệ thống vận chuyển và phân phối khí chính dẫn khí nối các vùng giồng ngoài khơi ở phía Nam tới các nhà máy điện và các hệ thống phân phối khí trên đất liền là Hệ thống vận chuyển và phân phối khí Nam Côn Sơn, Hệ thống vận chuyển khí PM3-Cà Mau và Hệ thống vận chuyển và phân phối khí Cửu Long [10].

Bên cạnh hệ thống các đường ống dẫn khí, Hệ thống kho chứa Thị Vải với công suất tồn chứa LPG lạnh 60.000 tấn do Tổng công ty Khí Việt Nam (PV GAS) làm chủ đầu tư đã hoàn thành và đưa vào sử dụng. Hệ thống kho Thị Vải bao gồm: hệ thống công nghệ cầu cảng nhập LPG lạnh; hệ thống tiếp nhận các sản phẩm LPG từ tàu; hệ thống kho chứa, hệ thống làm lạnh, hệ thống bồn định áp, hệ thống gia nhiệt, hệ thống bơm, máy nén hơi LPG... và các hệ thống phụ trợ khác. Đây là kho chứa LPG lạnh lớn nhất Việt Nam hiện nay, cho phép PV GAS có những giải pháp tàng trữ LPG với khối lượng lớn, tăng khả năng cung cấp LPG về lâu dài, ổn định nguồn cung trong nước, góp phần ổn định an ninh năng lượng quốc gia.

Hệ thống tiêu thụ khí bao gồm Nhà máy xử lý khí Dinh Cố, hệ thống kho, cảng nhập LPG đã được phát triển và vận hành an toàn, nhằm cung cấp ổn định nguồn khí cho phát triển công nghiệp gồm các nhà máy điện - khí của Petrovietnam, EVN, các nhà đầu tư BOT, các nhà máy sản

Bảng 4. Sản lượng tiêu thụ khí của Petrovietnam giai đoạn 2011 - 2015 [10 - 13]

	Đơn vị tính	Năm 2011	Năm 2012	Năm 2013	Năm 2014	Năm 2015
Khí khô	triệu m ³	8.533	9.175	9.469	9.960	10.430
LPG	nghìn tấn	1.166	1.027	1.061	1.086	1.320
Condensate	nghìn tấn	58	61	62	59,5	59,8

Bảng 5. Kết quả hoạt động kinh doanh của một số đơn vị dịch vụ chủ lực [4]

Đơn vị	Tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn chủ sở hữu bình quân (%)					
	Năm 2011	Năm 2012	Năm 2013	Năm 2014	Năm 2015	Trung bình 5 năm
PTSC	30,6	20,8	23,4	20,7	13,3	22
PV Drilling	18,8	20	23,7	23,8	13,3	20
Petrosetco	25,3	17,3	15,9	18,2	13	18
DMC	25	37,2	18,7	36,3	16	27
PVE	36,8	4,3	5,2	8,4	10,3	13

xuất phân đạm; các hộ tiêu thụ khí thấp áp. Khí được cung cấp để sản xuất ra lượng điện trên 39 tỷ kWh/năm chiếm 33% sản lượng điện toàn quốc; khí được cung cấp để sản xuất đạm với sản lượng trên 1,5 triệu tấn/năm, chiếm 70 - 75% nhu cầu nội địa. Việc triển khai nhập khẩu và phân phối khí LPG và CNG cho công nghiệp và các hộ tiêu thụ dân sinh trong cả nước cũng được thực hiện nhằm góp phần đảm bảo an ninh năng lượng và an ninh lương thực quốc gia.

5. Công nghiệp điện

Bên cạnh phát triển công nghiệp khí, Petrovietnam cũng đầu tư xây dựng các nhà máy điện nhằm đáp ứng nhu cầu điện năng ngày càng cao phục vụ phát triển kinh tế đất nước. Mặc dù đây là một lĩnh vực mới nhưng cũng đạt được nhiều thành công. Trong giai đoạn 2011 - 2015, Petrovietnam đã hoàn thành đầu tư và đưa vào sử dụng 5 nhà máy điện bao gồm: Nhà máy Nhiệt điện Nhơn Trạch 2 với công suất 750MW, Nhà máy Phong điện Phú Quý với công suất 6MW, Nhà máy Thủy điện Hòa Na với công suất 180MW, Nhà máy Thủy điện Đăkđrinh công suất 125MW và đặc biệt trong năm 2015, Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 với công suất 1.200MW đã được đưa vào hoạt động. Đây là nhà máy nhiệt điện than đầu tiên của Petrovietnam và cũng là dự án có công suất lớn nhất so với các nhà máy nhiệt điện của cả nước. Tổng công suất các nhà máy điện của Petrovietnam tính đến cuối năm 2015 đạt 4.214MW. Tổng sản lượng điện cung cấp trong giai đoạn 5 năm 2011 - 2015 cho quốc gia đạt 83,554 tỷ kWh, tốc độ tăng trung bình đạt 12,1%/năm. Riêng năm 2015, sản lượng điện cung cấp của Petrovietnam đạt 21,98 tỷ kWh, tăng 31,7% so với mức 16,69 tỷ kWh trong năm 2014. Petrovietnam đang phấn đấu để phát triển ngành công nghiệp điện, hướng đến mục tiêu năm 2020 đạt tổng sản lượng điện sản xuất chiếm 15% tổng sản

lượng điện quốc gia. Đồng thời chuẩn bị kỹ về kết cấu hạ tầng, kỹ thuật và nguồn nhân lực để tham gia vào thị trường bán buôn điện cạnh tranh.

6. Dịch vụ dầu khí

Dịch vụ dầu khí là một trong những lĩnh vực quan trọng của Petrovietnam. Các hoạt động dịch vụ dầu khí của Petrovietnam đang ngày càng mở rộng về quy mô và phát triển về công nghệ nhằm phục vụ cho các công trình dầu khí trong và ngoài nước. Dịch vụ dầu khí được cung cấp bởi Petrovietnam rất đa dạng, bao gồm: khảo sát địa vật lý, dịch vụ khoan, kỹ thuật giếng khoan khai thác dầu khí, xuất nhập khẩu và cung cấp các loại vật tư, thiết bị dầu khí; xuất nhập khẩu và kinh doanh dầu thô cũng như các sản phẩm dầu; vận chuyển, tàng trữ, cung cấp và phân phối các sản phẩm dầu khí; vận hành và duy tu bảo dưỡng các công trình dầu khí; dịch vụ cung ứng và xử lý tràn dầu; thiết kế và xây lắp các công trình dầu, khí, điện, xây dựng dân dụng; vận tải biển và phục vụ hậu cần; cung cấp lao động kỹ thuật, du lịch, khách sạn... Bên cạnh đó, Petrovietnam có đơn vị cung cấp các dịch vụ bảo hiểm, thu xếp vốn tín dụng cho các dự án đầu tư, huy động vốn, tín dụng doanh nghiệp, các dịch vụ tài chính và chứng khoán. Ngoài ra, các dịch vụ trong lĩnh vực nghiên cứu khoa học và đào tạo cũng được Petrovietnam cung cấp như: tư vấn khoa học công nghệ; nghiên cứu và chuyển giao kỹ thuật, công nghệ mới trong hoạt động khai thác dầu khí; dịch vụ xử lý số liệu địa vật lý, nghiên cứu công nghệ lọc dầu...

Với số lượng dịch vụ cung cấp lớn và đa dạng, công tác dịch vụ dầu khí đã đóng góp đáng kể trong tổng thu nhập của Petrovietnam. Tổng doanh thu từ dịch vụ giai đoạn 2011 - 2015 đạt 1.114 nghìn tỷ đồng, chiếm 31,7% tổng doanh thu toàn Petrovietnam. Mức tăng trưởng

trong ngành dịch vụ dầu khí khá nhanh và tương đối bền vững, trong năm 2011 đạt 207,8 nghìn tỷ đồng, năm 2012 đạt 234 nghìn tỷ, năm 2013 đạt 236,3 nghìn tỷ và năm 2014 đạt 240,7 nghìn tỷ đồng. Những khó khăn từ việc suy giảm giá dầu khiến nhà thầu dầu khí cắt giảm công việc, yêu cầu giảm giá dịch vụ, cùng với những khó khăn về cạnh tranh và rào cản về bảo hộ mậu dịch, thương mại, thuế quan... khiến doanh thu từ công tác dịch vụ dầu khí sụt giảm trong năm 2015, chỉ đạt 196 nghìn tỷ đồng, giảm 19% so với năm 2014. Tuy nhiên mức tăng trưởng trung bình trong giai đoạn 2011 - 2015 vẫn đạt 4%/năm.

7. Kết luận

Việt Nam là quốc gia có tài nguyên dầu khí và ngành công nghiệp dầu khí có nhiều đóng góp quan trọng đối với kinh tế quốc dân. Dầu khí mang lại trên 20% tổng thu ngân sách, đóng góp 16 - 18% GDP trong các năm qua. Về kim ngạch xuất nhập khẩu, dầu thô luôn là một trong bốn mặt hàng có tỷ trọng giá trị xuất khẩu cao nhất Việt Nam. Trước năm 2005, dầu thô đóng góp tới 23% kim ngạch xuất khẩu và tới nay khi các ngành khác của Việt Nam phát triển hơn (như công nghiệp hóa dầu) thì dầu thô luôn giữ mức đóng góp bình quân 7 - 8% kim ngạch xuất khẩu hàng năm. Ngành công nghiệp dầu khí thu hút nguồn đầu tư nước ngoài lớn vào hoạt động tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí, điều này không chỉ giúp Việt Nam giải quyết khó khăn về vốn đầu tư mà còn giúp nâng cao kỹ năng quản lý và công nghệ trong Ngành Dầu khí, tiến tới cạnh tranh với công ty dầu khí quốc tế và thực hiện đầu tư ra nước ngoài.

Ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam với đại diện là Petrovietnam đã đạt được những bước tiến lớn về khoa học kỹ thuật và công nghệ lọc hóa dầu. Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cho dòng sản phẩm năm 2009 đã đánh dấu sự phát triển đồng bộ và toàn diện của ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam. Đến nay, Ngành Dầu khí Việt Nam đã có đủ các hoạt động trong chuỗi giá trị dầu khí, bao gồm tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí, công nghiệp khí - điện, chế biến dầu khí, dịch vụ kỹ thuật dầu khí, với lĩnh vực cốt lõi là tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí. Trong thời gian tới, Ngành Dầu khí Việt Nam tiếp tục đóng vai trò quan trọng trong nền kinh tế quốc dân, Petrovietnam tiếp tục cung ứng sản lượng đáng kể các sản phẩm lọc hóa dầu, đạm, điện cho thị trường trong nước.

Mục tiêu đặt ra cho Ngành Dầu khí là tiếp tục đóng góp lớn cho GDP và ngân sách quốc gia. Năm 2016, Petrovietnam dự kiến sẽ gia tăng trữ lượng dầu khí đạt

16 - 20 triệu tấn dầu quy đổi, sản xuất 5.690 nghìn tấn xăng dầu các loại, tiến tới đáp ứng 80% nhu cầu xăng dầu trong nước. Trong tương lai gần, Petrovietnam cần đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò nhằm phát hiện thêm nhiều mỏ nhỏ bù đắp cho sự suy giảm của các mỏ khai thác dầu thô chính hiện nay. Để làm được điều đó cần có sự đầu tư lớn về vốn cho tìm kiếm, thăm dò đặc biệt tại các khu vực tiềm năng dầu khí của đất nước. Ngược lại, đối với lĩnh vực khí, việc phát hiện ra các mỏ khí lớn như mỏ Cá Voi Xanh ngoài khơi miền Trung Việt Nam được kỳ vọng sẽ thúc đẩy lĩnh vực khí phát triển trong thời gian tới (dự kiến sau năm 2020).

Để tiếp tục duy trì và phát triển, Ngành Dầu khí cần tìm ra và cải tiến những mặt yếu kém, bất cập trong tổ chức sản xuất, quản lý vốn đầu tư, công tác quản lý cán bộ và xây dựng lực lượng lao động, nhất là lao động có trình độ kỹ thuật cao. Đồng thời, sự sụt giảm giá dầu trong thời gian qua đã gây ảnh hưởng không nhỏ đến Ngành Dầu khí nói chung và Petrovietnam nói riêng. Đây là thời điểm để rà soát, bổ sung chiến lược phát triển bao gồm quan điểm, định hướng và mục tiêu phát triển theo hướng thích nghi với tình hình thay đổi nhanh trong lĩnh vực dầu khí. Và cũng chính là giai đoạn cần đặt vấn đề hiệu quả toàn chuỗi hoạt động dầu khí và nâng cao năng lực hoạt động của toàn hệ thống lên trên hết. Làm tốt những khâu này là nhân tố quyết định để Ngành Dầu khí tiếp tục giữ vững vị trí chủ đạo của mình và cũng là nhân tố quyết định cho sự phát triển bền vững của ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam trong hội nhập quốc tế.

Tài liệu tham khảo

1. BP. *BP statistical review of world energy (63rd edition)*. 2014.
2. Tổng cục Thống kê. *Trị giá mặt hàng xuất khẩu sơ bộ năm 2014*. 2014.
3. Bộ Tài chính Việt Nam. *Báo cáo Ngân sách Nhà nước hàng năm*. 2015.
4. Petrovietnam. *Tổng kết công tác năm 2015 và triển khai kế hoạch năm 2016*. 2016.
5. Petrovietnam. *Tổng kết công tác năm 2014 và triển khai kế hoạch năm 2015*. 2015.
6. Petrovietnam. *Tổng kết công tác năm 2013 và triển khai kế hoạch năm 2014*. 2014.
7. Petrovietnam. *Tổng kết công tác năm 2012 và triển khai kế hoạch năm 2013*. 2013.

8. Petrovietnam. *Báo cáo Thường niên*. 2011 - 2013.
9. Petrovietnam. *Nghị quyết số 7862/NQ-DKVN ngày 01/09/2010 v/v "Phê duyệt Chiến lược tăng tốc phát triển của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025"*. 2010.
10. Tổng công ty Khí Việt Nam. *Báo cáo Thường niên năm 2013*. 2013.
11. IHS. *National oil company strategies service*. 2015.
12. Petrovietnam. *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2007.
13. Tổng công ty Khí Việt Nam. *Vận chuyển và phân phối khí*. 2015.
14. Sài Gòn Giải phóng Online (SGGP). *Đẩy mạnh hợp tác khai thác dầu khí ở nước ngoài*. 2012.

An overview of Vietnam's oil and gas industry

Le Viet Trung¹, Pham Van Chat²

¹Vietnam Petroleum Institute

²Petrovietnam Petrochemical and Textile Fiber Joint Stock Company

Email: trunglv@vpi.pvn.vn

Summary

The paper presents an in-depth analysis and evaluation of the role of the oil and gas industry, which is represented by the Vietnam National Oil and Gas Group (Petrovietnam), in the national economy, and analyses the changes and development of the oil and gas sector in recent years. The analysis covers most of the activities that contribute to the development of Vietnam's economy and Petrovietnam's activities along the oil and gas value chain.

Key words: Oil and gas, Petrovietnam.



KINH NGHIỆM KHOAN Ở VÙNG NƯỚC SÂU

Tàu khoan Chikyu. Nguồn: JAMSTEC

Công tác khoan trên biển thường gặp nhiều khó khăn và phức tạp hơn trên đất liền. Thách thức càng lớn hơn khi có sự xuất hiện của bão nhiệt đới, biên lạnh^(*) và các dòng hải lưu mạnh.

Năm 2012 và 2013, JAMSTEC (Cơ quan Khoa học và Công nghệ Hải dương - Trái đất của Nhật Bản) đã tiến hành các chiến dịch 338 và 348 nằm trong Chương trình Khoan Đại dương Tích hợp ở bốn trũng Nankai, một khu vực siêu động đất. Vị trí khoan C0002 nằm cách bán đảo Kii của Nhật Bản 80km về phía Đông Nam, tại độ sâu 1.939m dưới mực nước biển trung bình, thuộc bể Forearc.

JAMSTEC đã sử dụng tàu khoan Chikyu, có khả năng định vị động (dynamic positioning - DP), để khoan tới đối tượng tại độ sâu 5.200m dưới đáy biển, thu thập các mẫu địa chất và đặt các thiết bị cảm biến để giám sát và thu thập thông tin động đất.

Tuy nhiên, trước khi khoan tới độ sâu đích, tàu khoan

Chikyu đã gặp phải nhiều cơn bão nhiệt đới, biên lạnh và dòng hải lưu Kuroshio biến đổi từng ngày. Để giải quyết những vấn đề này, JAMSTEC đã hợp tác với Stress Engineering Services (trụ sở đặt tại Houston) nhằm tối ưu hóa hoạt động khoan của tàu.

Hải lưu Kuroshio

Kenneth Bhalla, lãnh đạo của Stress Engineering Services, cho biết cường độ và độ sâu của dòng hải lưu Kuroshio đã đặt ra một số vấn đề trong việc triển khai lắp đặt ống chống, kiểm soát các góc khớp nối linh hoạt trong quá trình khoan và sự rung lắc hệ thống ống khoan do xoáy nước gây ra.

Tại khu vực khoan, dòng hải lưu Kuroshio không chỉ liên tục thay đổi tốc độ trong ngày mà còn thay đổi cả phương hướng, với biên dạng không đồng nhất, nghĩa là tốc độ của hải lưu trên mặt biển cao hơn nhiều so với gần đáy biển.

^(*)Biên lạnh: Vùng giáp giới nơi một khối khí lạnh tiến tới gặp một khối khí ấm. Các biên lạnh thường gây ra mưa to và đôi khi có sấm sét

Ví dụ, các dòng hải lưu có tốc độ lớn hơn 3,5 hải lý/giờ trên mặt biển thường giảm xuống còn 1 hải lý/giờ ở độ sâu 400m dưới mực nước biển trung bình và 0,5 hải lý/giờ ở độ sâu 600m dưới mực nước biển trung bình. Những dòng hải lưu này có thể có tác động đáng kể tới quá trình triển khai và thu hồi ống chống, cũng như trong các hoạt động tập kết thiết bị chống phun dầu (blowout preventer-BOP)/bộ bảo vệ dưới biển (lower marine riser package-LMRP).

Để đối phó với những nguy cơ này, quy trình triển khai tại địa điểm khác đã được áp dụng để lắp đặt các ống chống, các thiết bị BOP và LMRP. Theo đó, các thiết bị sẽ được thi công lắp ráp ở nơi có dòng hải lưu yếu hơn, cách xa dòng hải lưu mạnh ở khu vực khoan, sau đó sẽ được chuyển đến địa điểm khoan.

Để triển khai hoạt động này, phương pháp thả trôi đã được sử dụng, cụ thể là tàu khoan Chikyu sẽ thi công lắp ráp các thiết bị, sau đó thả trôi theo dòng hải lưu tới địa điểm khoan. Tuy nhiên, việc sử dụng phương pháp này khiến các thiết bị có nguy cơ va vào các dãy núi ngầm hoặc trôi lệch vị trí khoan. Do đó, các bản đồ độ sâu chi tiết cần sử dụng để xác định các tuyến đường tiếp cận và rút lui, đồng thời các phương tiện điều khiển từ xa được dùng để khảo sát các khu vực có khoảng hờ dưới 50m.

Một lo ngại khác liên quan tới các dòng hải lưu là sự thay đổi về góc của khớp nối linh hoạt; khi tốc độ dòng hải lưu tăng thì góc này cũng tăng. Theo tiêu chuẩn API RP 16Q, giới hạn góc khớp nối là 2° trong quá trình khoan khi tốc độ hải lưu trên mặt biển vượt quá 5 hải lý/giờ. Do vậy, các hoạt động vẫn được phép triển khai khi tốc độ hải lưu vượt quá 5 hải lý/giờ miễn sao góc của khớp nối bằng hoặc nhỏ hơn 2°. Vì thế, các thiết bị kéo căng được gắn vào các khớp nối lỏng để hấp thụ bớt các ứng suất uốn cong gây ra bởi các dòng hải lưu, đồng thời kiểm chế các tác động của dòng hải lưu mạnh và trạng thái trên mặt biển, nhờ đó các hoạt động khoan có thể được tiếp tục.

Một vấn đề nữa liên quan tới các dòng hải lưu mạnh là hư hại môi ống chống gây ra bởi rung động do xoáy lốc (vortex induced vibration - VIV). Để giải quyết VIV, các lớp bọc được sử dụng nhằm giảm thiểu các tác động, tuy nhiên do hạn chế về thời gian, nên các lớp bọc chỉ được dùng cho phần trên của ống chống - những phần phải chịu tác động trực tiếp của dòng hải lưu mạnh.

Ngoài ra, để ngăn ngừa hư hỏng thiết bị và giảm bớt lo ngại về VIV, các hoạt động chỉ được thực hiện khi tốc độ hải lưu là 2,5 hải lý/giờ hoặc thấp hơn. Theo đó, việc giám sát các dòng hải lưu được thực hiện bởi 2 thuyền có trang bị dụng cụ đo lưu lượng dòng chảy (acoustic current doppler profiler - ACDP) tại khu vực khoan và cách tàu Chikyu 5 dặm về phía Tây Nam.

Ứng phó với bão nhiệt đới và biên lạnh

Với các hoạt động khoan được tiến hành trong khoảng giữa mùa thu và đông, có thể bị ảnh hưởng bởi các biên lạnh và bão nhiệt đới theo mùa. Theo Kenneth Bhalla, bão nhiệt đới và biên lạnh có thể phát triển rất nhanh tại khu vực này làm cho tàu khoan bị đẩy lệch khỏi vị trí, khiến cho tất cả các hoạt động khoan phải tạm dừng.

Các biên lạnh thường xuất hiện trong khoảng từ tháng 11 đến tháng 1, có thể gây ra những cơn gió mạnh và đột ngột chuyển hướng, tạo thêm lực cản không khí, đẩy tàu ra khỏi vị trí.

Quy trình xử lý trong những trường hợp như vậy trước tiên là điều khiển hướng tàu quay về hướng Tây Nam chếch Nam - Tây Nam để đối phó với những cơn gió mạnh từ phía Nam và các dòng hải lưu mạnh từ hướng Tây - Đông. Tuy nhiên, một khi hướng gió chuyển sang Tây Bắc lệch Bắc - Tây Bắc, lực cản không khí tăng lên đáng kể, khiến tàu lệch khỏi vị trí và bắt đầu trôi dạt. Để sẵn sàng cho sự cố này, bộ thiết bị khoan được nâng lên phía trên BOP, đối áp chặn giếng được đóng kín, ống chống được chuyển dịch xuống biển và trình tự ngắt khẩn cấp (emergency disconnect sequences - EDS) được kích hoạt để ngắt kết nối LMRP từ BOP. Ngoài ra, một khớp nối cao su cũng được lắp đặt để ngăn ngừa hư hại gây ra do khớp nối linh hoạt trung gian tiếp xúc với sống tàu khi tàu bị đẩy khỏi vị trí.

Với thời gian hoạt động ít ỏi, quy trình này cần đạt được hiệu quả cao nhất có thể. Tiêu chuẩn hoạt động cụ thể được xây dựng nhằm đối phó với các biên lạnh dựa vào các điều kiện đã dự báo. Khi vận tốc gió dự báo trên 18m/giây, các hoạt động được đặt ở chế độ chờ, dừng các hoạt động khoan và mũi khoan được kéo trở lại phía trên BOP. Khi vận tốc gió dự báo trên 28m/giây, hoặc nếu vận tốc dòng hải lưu vượt quá 5 hải lý/giờ sau khi biên lạnh đi qua thì sẽ lên kế hoạch ngắt kết nối.

Ngoài ra, điều khiển tàu trong điều kiện gió và có sự xuất hiện của các dòng hải lưu mạnh cũng là một thách

thức. Vì vậy, các nhà điều hành định vị động đã chuẩn bị cho tình huống tàu bị đẩy khỏi vị trí bằng các thiết bị mô phỏng nhằm khôi phục vị trí và tốc độ dưới 2 hải lý/giờ để giảm thiểu rung động do xoáy lốc và nguy cơ ống chống tiếp xúc với sống tàu.

Bão nhiệt đới thường xảy ra từ tháng 7 đến tháng 10, có thể tạo ra những cơn gió mạnh tới 50m/giây và ảnh hưởng đến việc kiểm soát định vị động. Do đó, khi dự báo có một cơn bão trong bán kính 200 dặm từ địa điểm khoan, trình tự ngắt khẩn cấp (EDS) được kích hoạt, kế hoạch ngắt kết nối và thu hồi ống chống được đưa ra, khu vực khoan được sơ tán.

Tuy nhiên, không phải tất cả các cơn bão nhiệt đới đều được xử lý giống nhau. Quy trình ngắt kết nối và thu hồi ống chống cần 5,5 ngày để tiến hành sơ tán toàn bộ. Vì vậy, đối với các cơn bão nhỏ có thể tới khu vực khoan trong vòng 4 ngày kể từ khi hình thành, có thể xử lý bằng cách khóa chặt ống chống vào sàn khoan thay cho việc thu hồi toàn bộ ống chống. Lợi ích của quy trình này là tiết kiệm được thời gian triển khai và thu hồi ống chống. Mặc dù có rủi ro liên quan đến sự nén ép tạm thời gần đầu ống chống, tải trọng va chạm trên thiết bị khi ứng suất được khôi phục, và ống chống đập vào sống tàu. Mặt khác, các cơn bão lớn có thể mất 6 - 14 ngày để tiếp cận địa điểm khoan, cho phép đủ thời gian để thu hồi toàn bộ. Quyết định lựa chọn phương án nào để triển khai phụ thuộc vào điều kiện trạng thái biển.

Để ứng phó với sự xuất hiện của biên lạnh và bão nhiệt đới, công tác dự báo đóng vai trò hết sức quan trọng trong việc đưa ra các quyết định và đảm bảo an toàn vận hành. Vì vậy, cần thiết phải có các dịch vụ thông tin bão đặc biệt, dự báo thời tiết, cũng như các cuộc họp thường xuyên theo lịch trình với các nhà cung cấp thông tin thời tiết.

Chiến dịch khoan

Trong các chiến dịch năm 2012 và 2013, việc triển khai ống chống theo kiểu thả trôi ban đầu đã được thực hiện thành công. Với tốc độ hải lưu bề mặt là 3,5 - 4 hải lý/giờ,

TỪ VIẾT TẮT

ACDP: Dụng cụ đo lưu lượng dòng chảy (acoustic current doppler profiler)

BOP: Thiết bị chống phun dầu (blowout preventer)

DP: Định vị động (dynamic positioning)

EDS: Trình tự ngắt khẩn cấp (emergency disconnect sequences)

LMRP: Bộ bảo vệ dưới biển (lower marine riser package)

VIV: Rung động do xoáy lốc (vortex induced vibration)

tàu Chikyu triển khai ống chống cách vị trí khoan 10 - 15 dặm ở phía trên dòng hải lưu, duy trì tốc độ tàu từ 0,8 - 1,0 hải lý/giờ. Việc triển khai thiết bị BOP tiếp theo cũng như triển khai LMRP năm 2013 cũng đạt được thành công tương tự. Độ môi rung động do xoáy lốc được giữ ở mức thấp bằng cách sử dụng lớp bọc và thiết bị kéo với 0,15% hư hại trong năm 2012 và 0,25% trong năm 2013. Tính gộp lại, hư hại do môi rung động do xoáy lốc được duy trì ở mức 1,5% cho toàn bộ thiết bị ống chống trong năm 2012.

Việc đối phó với các biên lạnh và bão nhiệt đới đã thành công bằng cách sử dụng các quy trình đã nêu. Có một cơn bão và một biên lạnh cần lên kế hoạch EDS, trong khi một biên lạnh khác đòi hỏi EDS bắt buộc, dù cả ba trường hợp đều được coi là thành công. Bất chấp môi trường khắc nghiệt và những thách thức đặc biệt tại khu vực NT3-01, tàu khoan Chikyu vẫn thực hiện thành công các hoạt động khoan đã lên kế hoạch với thời gian dừng tối thiểu.

Bài báo này dựa trên bài tham luận "Lập kế hoạch và phản hồi cho hoạt động ống chống khi khoan ở vùng nước sâu trong điều kiện dòng hải lưu mạnh, bão nhiệt đới và biên lạnh" tại Hội nghị Công nghệ Ngoài khơi năm 2014 của T.Saruhashi, I.Sawada, M.Kyo, E.Miyazaki, Y.Yamazaki, T.Yokoyama, K.Bhalla, M.J.Stahl, A.Ganpaty, Y.Han, L.Gong.

Trang Ngọc (theo *Offshore Engineer*)

TIN TRONG NGÀNH

Petrovietnam tham dự Hội nghị thượng đỉnh về dầu khí của Kuwait



Phó Thủ tướng Kuwait Anas Khaled Al-Saleh tiếp Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Ảnh: PVN

Ngày 11/4/2016, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh đã yết kiến ông Anas Khaled Al-Saleh - Phó Thủ tướng, Bộ trưởng Bộ Tài chính, Quyền Bộ trưởng Bộ Dầu Kuwait kiêm Chủ tịch HĐQT Tổng công ty Dầu khí Quốc gia Kuwait (KPC).

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiến nghị Chính phủ Kuwait quan tâm thúc đẩy để đảm bảo tiến độ triển khai xây dựng Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, hỗ trợ và tạo điều kiện tối đa cho các đơn vị thành viên của Tập đoàn tham gia cung cấp dịch vụ, sản phẩm cho dự án:

vận chuyển dầu thô, bảo hiểm, tổ chức và nhân lực quản lý/vận hành, khoan, dịch vụ kỹ thuật dầu khí, nguyên nhiên liệu phục vụ chạy thử...

Hai bên nhất trí thúc đẩy hợp tác đầu tư các dự án mới như: xây dựng kho trung chuyển dầu thô Kuwait tại Việt Nam cho thị trường châu Á; xây dựng kho dự trữ dầu chiến lược, các nhà máy sản xuất hóa chất, xúc tác phục vụ công nghiệp lọc hóa dầu, hợp tác phân phối các sản phẩm xăng dầu tại thị trường Việt Nam; Kuwait trở thành đầu mối khu vực vịnh Ả Rập cho các dịch vụ của Petrovietnam như EPC, O&M, dịch vụ dầu khí...

Từ ngày 11 - 12/4/2016, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tham dự Hội nghị thượng đỉnh về dầu khí của Kuwait lần thứ 4 (4th Kuwait Oil & Gas Summit). Hội nghị là dịp để các công ty dầu khí trên thế giới, đặc biệt khu vực Trung Đông, thảo luận về các cơ hội, thách thức và xu hướng phát triển của ngành công nghiệp dầu khí trong thời gian tới. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã có bài phát biểu giới thiệu và trao đổi về hoạt động, năng lực, triển vọng và các cơ hội đầu tư hợp tác trong các dự án khâu sau, đồng thời tham gia điều hành trong Phiên thảo luận về "Tầm nhìn dài hạn cho khâu sau".

Thanh Loan

Tăng cường hợp tác với Nhật Bản trong lĩnh vực dầu khí

Từ ngày 6 - 8/4/2016, tại Nhật Bản, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh đã làm việc với lãnh đạo các đối tác Idemitsu, JGC, MOECO...

Tổng giám đốc Idemitsu Kosan Takashi Tsukioka khẳng định Tập đoàn Dầu khí Việt Nam là đối tác quan trọng và ưu tiên hàng đầu trong chiến lược đầu tư của Idemitsu; đồng thời đánh giá cao Tập đoàn đã hợp tác, tạo điều kiện thuận lợi để Idemitsu tham gia thực hiện các dự án đầu tư tại Việt Nam: Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, Lô 09-3, Lô 05-1 (b, c)... Idemitsu bày tỏ sự quan tâm đến thị trường bán lẻ xăng dầu tại Việt Nam và sẵn sàng xem xét tham gia khi Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) tiến hành cổ phần hóa.

Tiếp Tổng giám đốc Tổ hợp JGC Koichi Kawana, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu JGC cần phối hợp với các bên nhà thầu triển khai các giải pháp nhằm đảm bảo tiến độ và chất lượng của Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, đảm bảo đưa dự án vào chạy thử cuối năm 2016 và vận hành thương mại trong năm 2017.

Chủ tịch Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tổng giám đốc MOECO Mitsuo Hidaka đã trao đổi các vấn đề liên quan đến việc thúc đẩy chuỗi dự án khí Lô B - Ô Môn. Hai bên tập trung thảo luận các giải pháp để sớm đưa chuỗi dự án khí Lô B - Ô Môn vào vận hành, phù hợp với chiến lược và quy hoạch năng lượng Việt Nam, đảm bảo hiệu quả kinh tế tốt nhất cho các bên tham gia đầu tư dự án.

Thanh Loan

ĐẢM BẢO TIẾN ĐỘ BÀN GIAO GIÀN KHOAN TAM ĐẢO 05

Ngày 8/4/2016, tại công trường của Công ty CP Chế tạo Giàn khoan Dầu khí (PV Shipyard), Công đoàn Dầu khí Việt Nam đã phát động thi đua hoàn thành, bàn giao giàn khoan Tam Đảo 05 đúng tiến độ, đảm bảo an toàn, chất lượng; đẩy mạnh thi đua lao động giỏi, lao động sáng tạo, phát huy sáng kiến cải tiến kỹ thuật; không ngừng nâng cao năng suất lao động, tuyệt đối tuân thủ các quy định về quản lý chất lượng công trình...

Giàn khoan Tam Đảo 05 được thiết kế theo mẫu JU-2000E của Friede and Goldman (Mỹ) có sức chứa 140 người, với khả năng chuyên chở 2.995 tấn (tối đa 6.488 tấn). Giàn khoan có thể hoạt động ở độ sâu nước biển hơn 120m nước và khả năng khoan tới mỏ dầu khí với độ sâu 9.000m; có khả năng chịu được điều kiện khắc nghiệt của môi trường, hoạt động an toàn trong điều kiện bão trên cấp 12. PV Shipyard đang tập trung nguồn lực, phấn đấu bàn giao giàn khoan tự nâng Tam Đảo 05 cho chủ đầu tư Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" trong tháng 8/2016.

Tuấn Phong

Nghiệm thu đề tài cấp Nhà nước KC.09.21/11-15 do Viện Dầu khí Việt Nam chủ trì



TS. Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam,
Chủ nhiệm Đề tài KC.09.21/11-15 trình bày kết quả nghiên cứu. Ảnh: Hồng Ngọc

Ngày 23/4/2016, tại Hà Nội, Hội đồng Khoa học và Công nghệ cấp Quốc gia đã tổ chức đánh giá, nghiệm thu kết quả nghiên cứu của Đề tài KC.09.21/11-15 “Nghiên cứu kỹ thuật mô hình, mô phỏng mỏ dầu khí phù hợp với dạng đá móng granite nứt nẻ và áp dụng cho mỏ Bạch Hổ” do Viện Dầu khí Việt Nam chủ trì. Đây là đề tài thuộc Chương trình khoa học và công nghệ trọng điểm cấp quốc gia “Nghiên cứu khoa học và công nghệ phục vụ quản lý biển, hải đảo và phát triển kinh tế biển”.

Mục tiêu nghiên cứu của Đề tài là cải tiến phương pháp thực hiện việc tích hợp dữ liệu tĩnh và động, lựa chọn, phát triển phương pháp mô phỏng quá trình động

trong xây dựng mô hình động cho móng nứt nẻ nhằm tiết kiệm thời gian và nhân lực, nâng cao chất lượng và hiệu quả của công tác quản lý tài nguyên; xác định các tồn tại của mô hình động và/hoặc tĩnh, từ đó đề xuất hướng để tiếp tục hoàn thiện mô hình.

Đề tài tập trung nghiên cứu phát triển phương pháp (kỹ thuật mô hình CFM, GM, DFN) và xây dựng phần mềm tích hợp dữ liệu tĩnh dự báo phân bố thấm; nghiên cứu phát triển phương pháp và xây dựng phần mềm tích hợp dữ liệu động hiệu chỉnh phân bố thấm chứa, đường cong thấm pha, độ nén đá vỉa và thông số nguồn nuôi; nghiên cứu cải tiến kỹ thuật mô phỏng dòng chảy, để xuất xác định đường cong thấm pha từ tích hợp dữ liệu khai thác, phân vùng thấm pha theo khoảng độ rỗng, nghiên cứu phương pháp xây dựng mô hình 2 độ rỗng; thử nghiệm áp dụng cho móng Bạch Hổ.

GS.TSKH. Dương Ngọc Hải - Phó Chủ tịch Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam, Chủ tịch Hội đồng kết luận Đề tài đã hoàn thành khối lượng công việc, các phần mềm do nhóm tác giả xây dựng có cách tiếp cận hợp lý, góp phần nâng cao hiệu quả công tác khai thác dầu khí. Kết quả nghiên cứu của Đề tài KC.09.21/11-15 được Hội đồng Khoa học và Công nghệ cấp Quốc gia đánh giá cao với 88,13 điểm.

Hồng Ngọc

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tăng cường hợp tác với Doosan

Từ ngày 16 - 18/4/2016, tại Hàn Quốc, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Hùng Dũng và đoàn công tác đã làm việc với lãnh đạo Tập đoàn Doosan nhằm kiểm tra việc chế tạo thiết bị chính và thúc đẩy tiến độ triển khai dự án Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu Doosan phối hợp chặt chẽ với Tổng công ty Lắp máy Việt Nam (Lilama) để kiểm soát tiến độ, chất lượng, kịp thời giải quyết các khó khăn, vướng mắc có thể nảy sinh trong quá trình triển khai, đảm bảo tiến độ đưa Dự án Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 vào chạy thử năm 2018 và vận hành thương mại năm 2019.

Trong dịp này, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã đi thăm Tổ hợp nhà máy chế tạo thiết bị hiện đại, quy mô lớn của Doosan tại thành phố Changwon. Đây là chuỗi dây chuyền sản xuất hiện đại, hoàn chỉnh, đồng bộ,



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với Doosan về tiến độ triển khai dự án
Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1. Ảnh: PVN

quy mô lớn gồm: Nhà máy đúc và nén ép (công suất 13.000 tấn, 4.200 tấn, 1.600 tấn và 17 lò nung gia nhiệt); Nhà máy chế tạo turbine (công suất 5.500MW) - máy phát (công suất 9.000MW); Nhà máy chế tạo lò hơi và Nhà máy chế tạo các thiết bị dùng cho nhà máy điện hạt nhân.

Việt Nga

Ký hợp đồng thi công các hạng mục xây dựng Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1

Ngày 5/4/2016, tại trụ sở Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã diễn ra Lễ ký hợp đồng thi công các hạng mục xây dựng và lắp đặt Dự án Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 giữa Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC) và Tổng công ty Lắp máy Việt Nam (Lilama).

Theo đó, PVC sẽ thi công xây dựng các hạng mục thuộc nhà máy chính: Nhà turbine, nhà điều khiển trung tâm, móng máy nghiền, móng lò hơi, móng quạt ID + FD, móng ESP, trạm máy phát diesel; móng turbine + máy phát; móng bơm cấp nước lò hơi; mua sắm, gia công chế tạo, lắp đặt kết cấu thép nhà turbine cho Tổ máy số 2; xây dựng, chế tạo, lắp đặt các hạng mục liên quan đến kho than, hệ thống thải xỉ, hệ thống khử lưu huỳnh (FGD), bến than, bến phao neo, bến tro xỉ, bến đá vôi, bến thạch cao, bến dầu, thi công móng và một phần đường ống D3900 của hệ thống nước làm mát.

Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 (gồm 2 tổ máy có tổng công suất 1.200MW) thuộc Trung tâm Điện lực Sông Hậu, do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm chủ đầu tư và Lilama làm tổng thầu EPC chính thức khởi công xây dựng từ tháng 5/2015. Đây là dự án trọng điểm quốc gia thuộc “Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 có xét đến năm 2030” đã được Thủ tướng Chính phủ



Tổng giám đốc PVC Nguyễn Anh Minh và Tổng giám đốc Lilama Lê Văn Tuấn đại diện hai bên ký kết hợp đồng. Ảnh: PVC

phê duyệt và được phép áp dụng cơ chế, chính sách đặc thù để đầu tư xây dựng các công trình điện cấp bách theo Quyết định số 2414/QĐ-TTg ngày 11/12/2013. Dự kiến sau khi hoàn thành và đưa vào vận hành từ năm 2019, Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 sẽ cung cấp vào lưới điện quốc gia khoảng 7,8 tỷ kWh/năm, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia và phát triển kinh tế tỉnh Hậu Giang nói riêng và khu vực đồng bằng sông Cửu Long nói chung.

Hồng Minh

PVEP ký Thỏa thuận hợp tác toàn diện với Hội Dầu khí Việt Nam



Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam Ngô Thường San và Tổng giám đốc PVEP Ngô Hữu Hải ký Thỏa thuận hợp tác. Ảnh: PVEP

Ngày 7/4/2016, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã ký Thỏa thuận hợp tác toàn diện với Hội Dầu khí Việt Nam (VPA). Đây là tiền đề để Hội Dầu khí Việt Nam và PVEP đẩy mạnh hợp tác trong nghiên cứu khoa học, phát triển ứng dụng công nghệ

trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí. Hội Dầu khí Việt Nam sẽ hỗ trợ PVEP trong công tác tư vấn, phân biện các chương trình, đề án, dự án đầu tư, đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học, các giải pháp sáng kiến, sáng chế cũng như đào tạo đại cương, chuyên sâu trong lĩnh vực dầu khí cho các cán bộ, nhân viên của PVEP...

Trước đó, Hội Dầu khí Việt Nam đã nghe PVEP báo cáo về tình hình hoạt động sản xuất kinh doanh, công tác tìm kiếm thăm dò, phát triển khai thác; các khó khăn cần tháo gỡ do sự suy giảm của giá dầu, đặc biệt là trong lĩnh vực tài chính và thu xếp vốn... Trên cơ sở đó, Hội Dầu khí Việt Nam đã góp ý, tham mưu cho Ban lãnh đạo PVEP các vấn đề liên quan đến định hướng phát triển của Tổng công ty, các giải pháp tiết giảm chi phí, giảm thiểu xáo trộn trong công tác quản lý và nhân sự, duy trì các hoạt động tìm kiếm thăm dò, thu xếp vốn.

Mạnh Hòa

Lắp dựng cụm máy phát tại Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2

Ngày 12/4/2016, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã lắp đặt thành công cụm máy phát Tổ máy số 2 Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2. Đây là khối thiết bị nặng nhất và quan trọng của Nhà máy với tổng trọng lượng 340 tấn. Sau một ngày triển khai lắp đặt, cụm máy phát của Tổ máy số 2 Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 đã được đưa vào vị trí an toàn. PVC-MS cho biết đang thực hiện các công việc tiếp theo để chuẩn bị lắp đặt Rotor trục quay máy phát.

Dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 (gồm 2 tổ máy có tổng công suất 1.200MW) do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm chủ đầu tư, Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC) làm tổng thầu EPC. Trong đó, gói thầu mua sắm, gia công chế tạo và lắp dựng kết cấu thép nhà turbine và nhà điều khiển trung tâm do PVC-MS thực hiện đến nay đã hoàn thành 90% khối lượng công việc. Gói thầu lắp đặt thiết bị cơ điện Tổ máy số 2 được khởi



Các cán bộ, kỹ sư PVC-MS đang lắp dựng cụm máy phát Tổ máy số 2 Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2. Ảnh: PVC

công từ tháng 12/2015, đến nay PVC-MS đã hoàn thành 5,02% khối lượng công việc. Dự kiến đến tháng 9/2017, PVC-MS sẽ hoàn thành các hạng mục và bàn giao cho tổng thầu PVC.

Thúy Hằng

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



Lễ khởi công lắp đặt kết cấu thép lò hơi Tổ máy số 1 Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1. Ảnh: Lilama

Ngày 10/4/2016, tại Trung tâm Điện lực Long Phú, tỉnh Sóc Trăng, Liên danh tổng thầu PTSC-Power Machines (PM) và Tổng công ty Lắp máy Việt Nam đã khởi công lắp đặt kết cấu thép lò hơi Tổ máy số 1 Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1. Đây là cột mốc quan trọng đánh dấu bước chuyển giao giữa giai đoạn xây dựng nền móng sang giai đoạn lắp đặt kết cấu thép và thiết bị Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1. Theo kế hoạch, 15.000 tấn

thiết bị sẽ được lắp đặt trong 6 tháng tới. Trong đó, các đơn vị dự kiến sẽ tiến hành lắp đặt đảm chính có khối lượng 130 tấn, lên cao độ 80,280m trong tháng 9/2016.

Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1 (gồm 2 tổ máy có tổng công suất 1.200MW) do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm chủ đầu tư. Theo kế hoạch, Tổ máy số 1 sẽ được đưa vào vận hành thương mại trong năm 2018 và Tổ máy số 2 sẽ được đưa vào vận hành thương mại trong năm 2019. Khi hoàn thành, Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1 sẽ cung cấp cho lưới điện quốc gia khoảng 7,2 tỷ kWh điện/năm, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

Nguyễn Thúy

NGHIỆM THU HỆ THỐNG ĐIỀU KHIỂN ICSS GIÀN RC9 VÀ BK THIÊN ƯNG



Lãnh đạo Vietsovpetro nghiệm thu hệ thống điều khiển ICSS của giàn BK Thiên Ưng. Ảnh: Hoàng Phước

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" vừa nghiệm thu 2 hệ thống điều khiển ICSS của giàn RC9 và giàn BK Thiên Ưng do Xí nghiệp Khai thác Dầu khí lần đầu tiên thực hiện. Hệ thống điều khiển ICSS của giàn BK Thiên Ưng (gồm 13 tủ điều khiển, 11 máy tính) và giàn RC9 (gồm 3 tủ điều khiển và 2 máy tính) giúp điều khiển và giám sát toàn bộ hệ thống công nghệ, an toàn sự cố, báo cháy báo khí. Hai hệ thống điều khiển này được thiết kế theo tiêu chuẩn quốc tế, là hệ điều khiển phân tán (DCS) với tính năng an toàn dự phòng, tích hợp tổng thể và toàn diện sử dụng thiết bị và phần mềm PCS7 V8.1 (Siemens).

Nguyễn Thanh

PVCFC đẩy nhanh tiến độ các dự án đầu tư phát triển



Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: PVCFC

Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) cho biết trong năm 2016 sẽ tập trung vận hành an toàn, ổn định Nhà máy Đạm Cà Mau; sản lượng sản xuất ước đạt 786 nghìn tấn urea; đồng thời đẩy

nhANH tiến độ các dự án đầu tư phát triển. Trong đó, PVCFC đảm bảo tiến độ triển khai dự án phân bón khoáng hữu cơ từ gốc urea công suất 30.000 tấn/năm; dự án sản xuất phân bón phức hợp từ urea nóng chảy công

suất 300.000 tấn/năm, dự kiến đưa vào vận hành trong năm 2018.

Với 3 triệu tấn sản phẩm đã cung cấp cho thị trường, đáp ứng khoảng 40% nhu cầu phân bón trong nước, Đạm Cà Mau đã trở thành thương hiệu được lựa chọn số 1 tại khu vực đồng bằng sông Cửu Long. PVCFC đang tiếp tục đầu tư cho công tác nghiên cứu và phát triển nhằm tối ưu hóa công nghệ, nâng cao hiệu quả sản xuất, phát triển thêm các dòng sản phẩm mới như N.Humate+TE; đẩy mạnh mạng lưới tiêu thụ sang thị trường Campuchia, Myanmar, Thái Lan...

Hồng Thủy

DQS bàn giao sà lan VSP-06 cho Vietsovpetro



Chủ tịch HĐQT DQS Trần Minh Ngọc trao chìa khóa tượng trưng cho Tổng giám đốc Vietsovpetro Từ Thành Nghĩa. Ảnh: DQS

Ngày 7/4/2016, tại Quảng Ngãi, Công ty TNHH MTV Công nghiệp Tàu thủy Dung Quất (DQS) đã bàn giao sà lan VSP-06 cho Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" sau gần 3 năm thi công. Đây là loại sà lan nhà ở không tự hành, có chiều dài là 122,4m, chiều rộng mặt boong tàu 32,3m, chiều cao 7,5m, mớn nước 4,5m, đủ điều kiện ăn, ở làm việc cho 150

người trên biển. Sà lan được trang bị các thiết bị phục vụ thi công, sửa chữa, thay thế phụ tùng cho các công trình dầu khí nổi ngoài khơi và vận chuyển hàng hóa. Việc hoàn thành sà lan VSP-06 đã khẳng định năng lực của DQS trong việc thi công đóng mới, sửa chữa tàu thuyền, phương tiện nổi và các công trình kỹ thuật cao.

Nguyễn Thanh

ĐẢM BẢO AN NINH AN TOÀN TUYẾN ỐNG DẪN KHÍ TẠI THÁI BÌNH

Từ ngày 13 - 14/4/2016, Công ty Vận chuyển Khí Đông Nam Bộ đã phối hợp với chính quyền địa phương tổ chức truyền thông an ninh an toàn tuyến ống dẫn khí tại xã Đông Minh và Đông Cơ thuộc huyện Tiên Hải, tỉnh Thái Bình. Công ty Vận chuyển Khí Đông Nam Bộ đã giới thiệu sơ đồ tuyến ống dẫn khí đi trên biển và đất liền của hệ thống khí Hàm Rồng - Thái Bình và các nội dung liên quan tới công tác bảo vệ an ninh an toàn tuyến ống dẫn khí; giúp người dân địa phương nhận diện các rủi ro tiềm ẩn và các biện pháp đảm bảo an toàn hành lang tuyến ống dẫn khí.

Trần Khánh

PVC-MS ĐẠT 2 TRIỆU GIỜ LAO ĐỘNG AN TOÀN TẠI DỰ ÁN LIÊN HỢP LỘC HÓA DẦU NGHỊ SƠN

Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) được Tổng thầu JGCS trao chứng chỉ 2 triệu giờ lao động an toàn tại Dự án Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn. Gói thầu lắp đặt kết cấu thép, lắp đặt máy móc thiết bị, gia công chế tạo và lắp đặt ống công nghệ tại 3 khu vực SRU/ARU/INALK (A200/A300/A400) do JGCS làm tổng thầu, PVC-MS là nhà thầu thi công lắp dựng phần cơ khí. Đến nay, PVC-MS đã hoàn thành 90% khối lượng công việc, lắp dựng trên 5.000 tấn kết cấu thép, gần 7.000 tấn thiết bị, gia công, lắp đặt khoảng 400.000 ID ống công nghệ.

Phạm Minh

TIN THẾ GIỚI

Saudi Arabia sẽ vay 10 tỷ USD để bù đắp thâm hụt ngân sách do giá dầu giảm



Ngân sách Saudi Arabia năm 2016 dự kiến sẽ thâm hụt khoảng 100 tỷ USD trong năm 2016 do giá dầu giảm. Nguồn: arabianbusiness.com

Theo Bloomberg News ngày 20/4/2016, Saudi Arabia sẽ vay 10 tỷ USD với kỳ hạn 5 năm từ các ngân hàng nước ngoài (gồm Mỹ, châu Âu, Nhật Bản và Trung Quốc), nhằm bù đắp phần thâm hụt ngân sách dự kiến lên đến 100 tỷ USD trong năm 2016 do giá dầu lao

đốc. Đây là khoản vay quốc gia đầu tiên của Saudi Arabia - nước xuất khẩu dầu lửa lớn nhất thế giới - trong ít nhất 15 năm trở lại đây.

Saudi Arabia đã phát hành 30 tỷ USD trái phiếu trên thị trường nội địa và áp dụng biện pháp chưa từng có tiền lệ là tăng giá bán lẻ nhiên liệu thêm 80% trong tháng 12/2015, cắt trợ cấp dành cho ngành điện lực, nước cũng như các dịch vụ khác. Bên cạnh đó, Saudi Arabia còn dừng triển khai một số dự án lớn, cân nhắc kế hoạch tư nhân hóa và tăng thuế.

Ngày 25/4/2016, Saudi Arabia cũng thông qua kế hoạch Tầm nhìn kinh tế 2030 cho giai đoạn hậu kỷ nguyên dầu mỏ, định hướng phát triển kinh tế - xã hội tương lai, trong đó có "Chương trình chuyển đổi quốc gia" nhằm đa dạng hóa nền kinh tế vốn dựa quá nhiều vào dầu mỏ - nguồn lực vẫn chiếm hơn 70% nguồn thu nhà nước.

Minh Hằng (theo TTXVN/Bloomberg)

Nhu cầu tiêu thụ LPG của châu Á tăng cao



Châu Á sẽ nhập khẩu khoảng 300.000 thùng LPG/ngày từ Mỹ trong năm 2016. Nguồn: maritime-executive.com

Giám đốc Natural Gas Liquids Research, Yanyu He cho biết nhu cầu tiêu thụ LPG của châu Á dự kiến sẽ tăng lên mức 113 triệu tấn trong năm 2016 (tương đương 3,6 triệu thùng/ngày) và có thể tăng lên 121 triệu tấn trong năm 2017.

Theo ông David Wech - Giám đốc điều hành JBC Energy, nguồn cung LPG của châu Á sẽ thiếu hụt khoảng 1,42 triệu thùng/ngày trong năm 2016 và có thể thiếu

1,5 triệu thùng/ngày trong năm 2017. Ông David Wech dự báo châu Á sẽ nhập khẩu khoảng 300.000 thùng LPG/ngày từ Mỹ trong năm nay và 340.000 thùng/ngày trong năm tới.

Theo Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA), trong năm 2015, nước này đã xuất khẩu trung

bình 248.000 thùng LPG/ngày sang Nhật Bản, Hàn Quốc, Singapore và Trung Quốc. Lượng LPG châu Á nhập khẩu từ Mỹ dự kiến sẽ tiếp tục gia tăng kể từ năm 2016 khi LPG Mỹ có giá hợp lý hơn so với Trung Đông. Mont Belvieu (Mỹ) đưa ra mức giá khoảng 230USD/tấn, thấp hơn so với mức 283USD/tấn của Saudi Aramco (Trung Đông).

Trà My (TTXVN/Reuters)

SYRIA ĐỀ XUẤT ĐỂ LIÊN BANG NGA KHAI THÁC DẦU TRÊN ĐẤT LIỀN VÀ Ở NGOÀI KHƠI

Ngày 26/4/2016, Thủ tướng Syria Wael al-Halqi cho biết, Damascus và Moskva vừa ký kết các thỏa thuận hợp tác trị giá khoảng 950 triệu USD nhằm phát triển năng lượng, thương mại, tài chính... để tái thiết quốc gia Trung Đông.

Theo Thủ tướng al-Halqi, Liên bang Nga đã đáp ứng ý tưởng khôi phục cơ sở hạ tầng của Syria. Hiện hơn 60% các nhà máy điện của Syria đã bị đóng cửa và cần nhiên liệu để khởi động lại. Syria đã đề xuất để Liên bang Nga tham gia thăm dò, khai thác các mỏ dầu khí trên đất liền và ngoài khơi nước này.

Thanh Huyền (TTXVN)

Năng lượng tái tạo sẽ mang lại cho Trung Đông và Bắc Phi khoảng 750 tỷ USD?

Bên lề Hội thảo về năng lượng tái tạo tại khu vực Trung Đông và Bắc Phi lần thứ 6, Tổng giám đốc Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế (IRENA) Adnan Amin cho biết mỗi quốc gia tại Trung Đông và Bắc Phi đều đặt mục tiêu sử dụng năng lượng tái tạo từ 5 - 15% trước năm 2030. Nếu đạt được mục tiêu này, ngành điện lực Trung Đông và Bắc Phi sẽ thu về lợi nhuận ròng khoảng 750 tỷ USD.

Thế giới đang nỗ lực tăng gấp đôi mức sử dụng năng lượng tái tạo trong tổng mức tiêu thụ năng lượng trên toàn cầu từ mức 16 - 17% hiện nay lên 36% trước năm 2030. Mục tiêu này sẽ giúp hạn chế tăng nhiệt độ toàn cầu xuống dưới 2°C theo kết quả Hội nghị Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu tại Paris (Pháp) tháng 12/2015. Theo ông Adnan Amin, trong 5 năm qua, chi phí sản xuất



Các quốc gia Trung Đông và Bắc Phi đặt mục tiêu sử dụng năng lượng tái tạo từ 5 - 15%. Nguồn: pennenergy.com

năng lượng từ mặt trời đã giảm 80% và có thể cạnh tranh với khí đốt.

Theo tính toán của IRENA, nếu tỷ lệ triển khai các dự án năng lượng tái tạo hàng năm tăng 6 lần trên toàn cầu (khi tăng gấp đôi vốn

đầu tư hàng năm đạt 770 tỷ USD/năm) thì sẽ tiết kiệm được trên 4 nghìn tỷ USD và cắt giảm hơn 12 tỷ tấn khí thải carbon dioxide từ nay đến năm 2030.

Nguyễn Quân (theo TTXVN)

Ấn Độ, Pháp phát động chương trình quang năng 1.000 tỷ USD



Chương trình của Ấn Độ và Pháp giúp các nước đang phát triển khai thác hiệu quả nguồn năng lượng mặt trời. Nguồn: wiseenergy.org

Trong cuộc họp của Liên minh Năng lượng Mặt trời Quốc tế (International Solar Alliance - ISA), Bộ trưởng phụ trách về điện, than và năng lượng tái tạo của Ấn Độ Piyush

Goyal và Bộ trưởng Môi trường Pháp Segolene Royal đã phát động chương trình trị giá 1.000 tỷ USD để giúp các nước đang phát triển khai thác hiệu quả nguồn năng lượng mặt trời.

Bộ trưởng Piyush Goyal cho rằng ngoài cung cấp năng lượng sạch và đối phó với biến đổi khí hậu, việc khai thác được năng lượng mặt trời có ý nghĩa về an ninh năng lượng. Chương trình này sẽ giúp giảm giá thành, đẩy mạnh hợp tác nghiên cứu và phát triển, đồng thời triển khai rộng rãi các công nghệ về năng lượng mặt trời.

ISA là liên minh được Thủ tướng Ấn Độ Narendra Modi và Tổng thống Pháp Francois Hollande thiết lập tại Hội nghị cấp cao của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu tổ chức tại Paris (COP21) cuối năm 2015.

Lan Anh (theo TTXVN/AFP)



Diễn biến giá dầu thô

Ngày 17/4/2016, 18 nước khai thác dầu mỏ lớn (ngoại trừ Iran) đã không đạt được thỏa thuận "đóng băng" sản lượng trong cuộc đàm phán tại Qatar. Đến nay, giá dầu thô đã giảm khoảng 60% kể từ giữa năm 2014 do nguồn cung dư thừa. Một trong những nguyên nhân chính dẫn đến tình trạng này là do một số nước thành viên thuộc Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) từ chối cắt giảm sản lượng. Bên cạnh đó, nguồn dầu dự trữ của Mỹ tăng mạnh so với năm 2015 do sản lượng dầu thô khai thác từ các mỏ phi truyền thống tiếp tục tăng (Bảng 1). Chốt phiên giao dịch ngày 25/4/2016, giá dầu thô ngọt nhẹ WTI giao tháng 6/2016 giảm 1,09USD (2,5%) xuống 42,64USD/thùng; giá dầu Brent Biển Bắc giao cùng kỳ giảm xuống còn 44,48USD/thùng. Ngày 27/4/2016 giá dầu Brent giao sau tăng lên 48,11USD/thùng, dầu WTI 46,03USD/thùng. Sang ngày 28/4 giá dầu Brent lại giảm còn 47,18USD/thùng và dầu WTI còn 45,53USD/thùng. Giới chuyên môn cho rằng khuynh hướng giá dầu phục hồi chưa thể ổn định do còn phụ thuộc vào kết quả hội nghị thường niên của OPEC trong tháng 7/2016.

Với lợi thế về công nghệ, nguồn cung nguyên liệu giá rẻ và thị trường tiêu thụ được mở rộng sau khi Tổng thống Mỹ hủy bỏ lệnh cấm xuất khẩu dầu thô và tăng xuất khẩu sản phẩm dầu, công suất lọc dầu của Mỹ luôn giữ ở mức cao nhằm đáp ứng nhu cầu xuất khẩu (Bảng 2).

Khi sản lượng khai thác dầu phiến sét (ngọt, nhẹ) chưa nhiều, các công ty lọc dầu của Mỹ dựa vào ưu thế nắm giữ công nghệ hiện đại, đã tập trung xây dựng các nhà máy lọc dầu nặng, dầu chưa nhập khẩu từ Venezuela, Canada, Mexico, Trung Đông với giá rẻ... Từ năm 2010, các công ty này lại tập trung xây mới các nhà máy lọc dầu ngọt nhẹ, do đó đã xây dựng được một hệ thống lọc dầu có thể lọc được nhiều loại dầu khác nhau từ nhiều nguồn cung, tăng tính linh hoạt trong sử dụng công suất và hạ giá thành sản phẩm, tăng khả năng sản xuất các loại sản phẩm phù hợp với nhu cầu thị trường theo mùa, theo vị trí địa lý của nguồn dầu thô và nơi tiêu thụ, do đó lợi nhuận tăng ổn định và cao hơn các nhà máy lọc dầu khác trên thế giới.

Kết hợp tăng nhập khẩu dầu thô giá rẻ với tăng xuất khẩu dầu nhẹ (giá cao) và

Bảng 1. Dự trữ dầu thô của Mỹ

Đơn vị: Triệu thùng

Thời gian	2016						10/4/2015
	8/4	1/4	25/3	18/3	11/3	4/3	
Bờ Đông	17,8	17,8	18,5	18,1	16,3	18,0	16,5
Trung Tây	153,7	155,6	154,8	154,2	154,3	154,3	146,7
Cushing, Oklahoma	64,6	66,3	66,0	66,2	67,5	66,9	61,5
Vịnh Mexico	284,5	277,5	281,9	280,0	271,0	266,8	237,0
Rocky Mountain	24,4	23,7	23,7	23,6	23,5	23,8	23,9
Bờ Tây	56,1	55,2	56,0	56,7	58,0	59,1	59,6
Toàn nước Mỹ	536,5	529,9	534,8	532,5	523,2	521,9	483,7

Nguồn: Oil & Energy Insider, Free Weekly Report 15/4/2016

Bảng 2. Công suất hiệu dụng lọc dầu của Mỹ

Đơn vị: Triệu thùng/ngày

Thời gian	2016						10/4/2015
	8/4	1/4	25/3	18/3	11/3	14/3	
Bờ Đông	1,146	1,137	1,065	1,080	1,027	1,113	1,097
Trung Tây	3,188	3,401	3,324	3,370	3,495	3,656	3,714
Vịnh Mexico	8,698	8,932	8,848	8,170	8,498	8,214	8,368
Rocky Mountain	0,534	0,540	0,556	0,549	0,616	0,621	0,607
Bờ Tây	2,374	2,422	2,441	2,361	2,359	2,308	2,427
Toàn nước Mỹ	15,941	16,433	16,234	15,820	15,996	15,911	16,212

Nguồn: Oil & Energy Insider, Free Weekly Report 15/4/2016

hạn chế hợp lý sản lượng dầu (nhẹ) trong nước, Mỹ vừa bảo đảm tiết kiệm tài nguyên nội địa vừa bảo đảm an ninh nguồn cung cho các nhà máy lọc - hóa dầu trong nước với giá nguyên liệu đầu vào hợp lý, phục vụ cho chiến lược phát triển công nghiệp dầu khí hạ nguồn tối ưu trong dài hạn.

Hoạt động thượng nguồn

Văn phòng Quản lý Năng lượng biển của Mỹ (US Bureau of Ocean Energy Management - BOEM) đã công bố quy tắc cho thuê diện tích ngoài khơi để tiến hành hoạt động dầu khí. Quy tắc mới này bổ sung các định nghĩa, chuẩn hóa các phương thức áp dụng các điều luật trong thực tế (thủ tục pháp lý, hành chính, yêu cầu kỹ thuật...) cho cả 3 khu vực nằm ngoài giới hạn vùng đặc quyền kinh tế của thềm lục địa. Quy định này sẽ có hiệu lực sau 60 ngày công bố (30/3/2016).

Cyprus mở vòng đấu thầu cấp phép thăm dò khai thác Lô 6, 8 và 10 ở ngoài khơi miền Nam của quốc đảo này dưới hình thức hợp đồng chia sản phẩm (PSC). Tại Lô 12 gần đó, nhóm thắng thầu trong lần gọi thầu đầu tiên do Noble Energy Inc. đứng đầu đã phát hiện mỏ khí đốt Alphrodite. Đơn dự thầu được nộp cho Bộ Năng lượng Thương mại Công nghiệp và Du lịch trong vòng 120 ngày kể từ ngày gọi thầu.

Eni S.p.A đã được cấp giấy phép thăm dò tại Lô 4 (Cape Three Points) trong bồn trũng Tano, ngoài khơi Ghana. Eni là nhà điều hành, nắm giữ 42,4691% cổ phần trong liên doanh với Vitol Upstream Tano (33,9753%), Ghana National Petroleum Corp. (10%), Woodfields Upstream Ghana (9,5556%) và GNPC Exploration & Production Co. (4%). Lô 4 có diện tích 1.127km², mực nước sâu 100 - 1.200m, có một phần bao quanh Lô Offshore Cape Three Points (OTCP) cũng do Eni điều hành. Dự kiến các phát hiện khí đốt Sankofa Main, Sankofa East và Gye-Nyame sẽ được đưa vào khai thác trong năm 2017, cung cấp khí cho các nhà máy điện của Ghana.

Bloomberg (Mỹ) đưa tin Aramco, công ty dầu mỏ quốc doanh của Saudi Arabia, sẽ sớm hoàn thành việc mở rộng mỏ Shaybah vào cuối tháng 5/2016. Dự án này cho phép quốc gia xuất khẩu dầu lớn nhất thế giới này duy trì công suất khai thác tối đa 12 triệu thùng/ngày, đồng thời nâng công suất khai thác của riêng mỏ Shaybah từ 750.000 thùng/ngày lên 1 triệu thùng/ngày.

Douglas-Westwood Ltd dự báo trong giai đoạn từ nay đến năm 2020 đầu tư cho các đề án vùng nước sâu chỉ dao động ở mức 137 tỷ USD, giảm 35% so với dự báo đưa

ra năm 2015 do tác động của giá dầu thấp kéo dài. Năm 2015, 210 đề án đã được đề xuất triển khai trong giai đoạn 2016 - 2020 nhưng hiện nay chỉ còn 118 đề án, chủ yếu tập trung ở các nước châu Mỹ.

Cowen & Co. dự báo thị trường thiết bị khai thác ngầm subsea tree sẽ giảm mạnh. Đơn đặt hàng liên tục giảm từ 551 (năm 2013) xuống 232 (năm 2014), 153 (năm 2015) và chỉ còn 113 (năm 2016). Trong đó, có 56 đơn đặt hàng từ các đề án lớn có nhu cầu từ 5 subsea tree trở lên như: Vito, Sheel, vịnh Mexico (15); Equus, Hess, Australia (18); Coral South FLNG, Eni, Mozambique (6); Zohr Phase 1, Egypt (5); Hebron, ExxonMobil, Canada (12).

Trinidad và Tobago cho biết sẽ mở rộng kế hoạch sản xuất LNG nếu các đối tác tham gia đề án khai thác mỏ khí Loran - Manatee muốn xuất khẩu khí. Mỏ Loran - Manatee (có trữ lượng 10 nghìn tỷ ft³) nằm cắt ngang biên giới biển giữa Trinidad, Tobago và Venezuela. Trước đây, Venezuela đã ký với 2 tiểu quốc này một hợp đồng để chuyển phần sản phẩm khí của Venezuela ở mỏ này về nhà máy sản xuất LNG của Trinidad - Tobago để xử lý, nhưng sau đó Trinidad và Tobago cho biết chỉ đồng ý nếu nhu cầu LNG trên thị trường thế giới có thể thỏa mãn nhu cầu tăng nguồn thu cho họ. Trong 4 năm qua, Trinidad - Tobago bị thiếu hụt khoảng 500 triệu ft³ khí/ngày dùng trong nội địa nhưng hy vọng tình trạng này sẽ chấm dứt vào năm 2017 khi sản lượng khai thác khí tăng thêm 800 triệu ft³/ngày.

Sản lượng dầu bitum trong cát rắn chắc ở Canada vẫn tăng bất chấp giá dầu thô đang duy trì ở mức thấp. Các đề án khai thác và xử lý bitumen thành dầu thô thương phẩm đang xây dựng sẽ nâng cao sản lượng dầu thô xuất khẩu của Canada trong vòng 5 năm tới nhờ chương trình ứng dụng kỹ thuật mới cũng như giãn tiến độ hoặc cắt giảm các đề án ít có lợi nhuận để hạ giá thành sản xuất.

Dầu bitum chiếm đến 80% sản lượng khai thác của Suncor Energy Inc. Năm 2016, sản lượng dầu bitum của tập đoàn này sẽ giữ ở mức 430.000 - 460.000 thùng/ngày, xấp xỉ năm 2015 (463.000 thùng/ngày). Cuối năm 2017, Suncor sẽ bắt đầu khai thác thêm mỏ cát chứa bitumen Fort Hills, sản lượng dự kiến đạt 180.000 thùng/ngày, kéo dài trong 50 năm. Suncor giữ 50,8% cổ phần, Total E&P Canada Ltd. giữ 29,2% và Teck Resources Ltd. giữ 20% cổ phần ở mỏ này. Tổng giám đốc Suncor, ông Steve Williams cho rằng giá dầu ngọt nhẹ của Mỹ cần đạt mức 60 - 80USD/thùng để bảo đảm đầu tư khai thác dầu bitum có lãi và giá này có thể đạt được trong vài năm tới.

Theo Arab Petroleum Investments Corp. (APICORP) tổng đầu tư trong 5 năm tới ở Trung Đông và Bắc Phi (MENA) sẽ đạt 900 tỷ USD, tăng hơn 145 tỷ USD so với dự báo năm 2015. Trong đó, các đề án đang triển khai tại khu vực này chiếm 289 tỷ USD, các dự án đã được lập kế hoạch có giá trị 611 tỷ USD. APICORP cho biết Saudi Arabia, Kuwait và UEA dẫn đầu danh sách các dự án đầu tư trên. Algeria đã thông báo kế hoạch đầu tư vào mỏ khí tự nhiên ngoài khơi khổng lồ Zohr vừa mới được Ai Cập phát hiện ở thềm lục địa Địa Trung Hải. Morocco, Tunisia, Jordan sẽ đầu tư vào các đề án năng lượng tái tạo để đáp ứng nhu cầu năng lượng trong nước ngày càng tăng. Theo APICORP, các nước mà ngân sách chỉ dựa vào thuế thu từ ngành dầu khí, đặc biệt là Iraq, có thể phải xem xét lại kế hoạch tham vọng của họ.

Merit Energy Co., đã mua lại tài sản thượng nguồn và trung nguồn ở Wyoming của Marathon Oil Corp., với giá 870 triệu USD. Tài sản thượng nguồn gồm các hệ thống bơm ép nước trong các đề án phát triển mỏ ở các bể Big Horn và Wind River, có công suất trung bình 16.500 thùng dầu quy đổi/ngày trong Quý I/2016 và đường ống Red Butte dài 570 dặm - đường ống độc nhất dùng cho xuất khẩu sản phẩm dầu thô - khí đốt trong khu vực.

Ở Ba Lan, giếng khoan phát triển Rawicz-15 tại Lô Rawicz rộng 742km² thuộc bể Permian South đã cho dòng khí tự phun hơn 3,6 triệu ft³ tiêu chuẩn/ngày. Việc hoàn thiện giai đoạn thăm định mỏ cho thấy đầu tư vào mỏ này đem lại lợi nhuận tốt. Sắp tới, đề án khai thác mỏ sẽ được đệ trình chính phủ Ba Lan phê duyệt. Nhà điều hành Palomar Natural Resources LLC cho biết trong kế hoạch phát triển mỏ đã có sẵn 3 giếng khai thác và mỏ sẽ cho sản phẩm vào năm 2017. Trữ lượng của mỏ ước tính đạt 50,3 tỷ ft³.

Woodside Petroleum Ltd., đã nhận giấy phép thăm dò - khai thác khu vực WA-522-P thuộc bể Bonaparte ngoài khơi Australia. Khu vực này nằm giữa các mỏ khí Petrel, Frigate, Tern, Blacktip ở phía Đông và mỏ Prometheus - Rubicon ở phía Tây; có diện tích 7.800km² gồm phụ

bể Londonderry High và Petrel. Mỏ khí Blacktip của Eni S.p.A được khai thác thông qua một đường ống dẫn đưa khí về mạng lưới Northern Territory; trong khi đó các mỏ Petrel, Tern, Frigate chưa được phát triển mặc dù Santos-GDF Suez đã có ý định xây dựng một nhà máy LNG nổi ở đây. Trữ lượng các mỏ này đạt khoảng 2 - 3 nghìn tỷ ft³. Các phát hiện dầu khí đã tìm thấy trên phần đất liền của bể Bonaparte nhưng đến nay chưa được khai thác thương mại. Woodside Petroleum mới đây đề xuất xây dựng đường ống dẫn khí phía Bắc nối Northern Territory với vùng Đông Australia.

BP PLC và Kuwait Petroleum Corp. (KPC) đã ký thỏa thuận khung mở đường cho BP có cơ hội tham gia vào các hoạt động dầu khí tại Kuwait cũng như hợp tác trong các đề án ở nước ngoài trong tương lai gồm các lĩnh vực thượng nguồn, hạ nguồn và kể cả các hoạt động phân phối sản phẩm dầu khí. Đầu tư vào các đề án trung nguồn và hóa dầu cũng sẽ được xem xét, gồm cả việc sử dụng công nghệ độc quyền của BP sản xuất paraxylene như một bộ phận cấu thành trong các đề án lọc hóa dầu của Kuwait. Năm 2014, BP đã ký thỏa thuận dịch vụ kỹ thuật tăng cường thu hồi dầu ở mỏ Burgan với Kuwait Oil.

ONGC đã phê duyệt kế hoạch phát triển dầu khí ngoài khơi với chi phí đầu tư 5 tỷ USD cho bể Krishna - Godavari, ngoài khơi bờ biển phía Đông Ấn Độ. Kế hoạch gồm 35 giếng khoan trên vùng biển sâu Lô KG-DWN-98/2, trong đó có 20 giếng dùng cho bơm ép nước. Khí đốt sẽ bắt đầu được khai thác vào năm 2019 và dầu sẽ được khai thác vào đầu năm 2020. Sản lượng đỉnh của mỏ Cluster 2A dự báo sẽ đạt 77.305 thùng dầu/ngày và 3,81 triệu m³ khí/ngày và mỏ Cluster 2B là 12,75 triệu m³ khí/ngày. Kế hoạch trên còn bao gồm một giàn xử lý khí, các giàn sinh hoạt, một tàu chứa sản phẩm, 430km đường ống và một terminal khí trên bờ.

Hoạt động hạ nguồn

Pemex Transformacion Industrial đã ký hợp đồng với Tecnicas Reunidas S.A (Tây Ban Nha), về chia pha thực hiện hợp đồng sản xuất



Tại mỏ Suncor Energy Inc., xe tải vận chuyển 500.000 tấn cát dầu/ngày tới nhà máy chuẩn bị quặng.

Nguồn: Suncor

diesel chứa lưu huỳnh thấp (ultralow-sulfur diesel - ULSD), với công suất 185.000 thùng/ngày tại Nhà máy Lọc dầu Lazaro Cardenas (Mexico). Trong pha 2, Tecnicas Reunidas sẽ cung cấp công nghệ, mua sắm thiết bị, xây dựng và vận hành kiểm tra/chạy thử phân xưởng diesel hydrodesulfurization (HDS) công suất 30.000 thùng/ngày và nhà máy thu hồi lưu huỳnh công suất 150 tấn/ngày. Hợp đồng chìa khóa trao tay này có giá trị 800 triệu USD, thời gian thực hiện trong 36 tháng. Cuối năm 2015, Pemex cho biết có thể sẽ đầu tư 23 tỷ USD cho các đề án hạ nguồn, trong đó đầu tư 3,1 tỷ USD cho các đề án tại 6 cơ sở lọc dầu trong nước để đưa công suất sản xuất ultralow-sulfur gasoline (ULSG) đạt trên 210.000 triệu thùng/ngày, nhằm giảm phát thải khí ô nhiễm. Tuy nhiên trong đầu năm 2016, Pemex lại cắt giảm 5,5 tỷ USD trong các dự án nói trên.

MissanOil (Iraq) đang đầu tư xây dựng một nhà máy lọc dầu trị giá 6 tỷ USD với công suất 150 nghìn thùng/ngày tại vùng biên giới phía Nam của tỉnh Missan, do consortium của Satarem (Thụy Sĩ) và Wahan (Trung Quốc) thi công. Iraq có kế hoạch xây dựng thêm 3 nhà máy lọc dầu nữa để nâng công suất lọc dầu tăng thêm 700 nghìn thùng/ngày, gồm Nhà máy Nassiriya công suất 300.000 thùng/ngày, Nhà máy Kirkuk công suất 150.000 thùng/ngày và Nhà máy Karbala 140.000 thùng/ngày.

Sonatrach (Algeria) đã ký hợp đồng tư vấn thiết kế tổng thể (FEED) với Amec Foster Wheeler (AFW) để xây dựng 3 nhà máy lọc dầu mới (dự kiến sẽ đi vào hoạt động từ Quý III/2017) nhằm tăng công suất lọc dầu của Algeria thêm 15 triệu tấn/năm. Các nhà máy này được đặt ở tỉnh Biskra, Tiaret và Hassi Mesaoud, mỗi nhà máy có công suất 5 triệu tấn/năm để lọc dầu do Algeria sản xuất trong nước. Ngoài lọc dầu, mỗi nhà máy còn có các phân xưởng tách LPG, hydrocracking, tách lưu huỳnh, sản xuất bitumen, dầu bôi trơn, xưởng pha trộn dầu, bồn chứa, phương tiện

chở sản phẩm lọc dầu... AFW sẽ giúp Sonatrach lựa chọn tổng thầu xử lý kỹ thuật/công nghệ cho các nhà máy sẽ được xây dựng.

Là một thành viên của OPEC, Algeria có 5 nhà máy lọc dầu lớn với công suất trên 520.000 thùng/ngày. Algeria đã nâng cấp các nhà máy lọc dầu theo một chương trình tăng công suất lọc dầu thêm 50% để có đủ xăng, diesel đáp ứng đủ nhu cầu nội địa và sẽ nâng cấp các nhà máy mới xây dựng trong kế hoạch sau năm 2020.

Chevron Phillips Chemical Co. LP (CPCC) đã đầu tư mở rộng công suất sản xuất polyalphaolefin độ nhớt thấp (PAO) tại Liên hợp lọc - hóa dầu ở Baytown, Texas từ 48.000 tấn/năm lên 58.000 tấn/năm, cung cấp dầu bôi trơn chất lượng cao. Dự án này bắt đầu được triển khai từ tháng 4/2016 và sẽ đi vào hoạt động vào giữa năm 2017.

MEGlobal International FZE cho biết sẽ xây dựng nhà máy sản xuất monoethylene glycol (MEG) tại Liên hợp hóa dầu Oyster Creek của Dow Chemical ở Freeport, Texas. Nhà máy sẽ nhận nguyên liệu ethylene tại chỗ từ Oyster Creek theo hợp đồng dài hạn bắt đầu vào giữa năm 2019, đáp ứng nhu cầu ngày càng cao của thị trường ethylene glycol tại Mỹ và châu Á - Thái Bình Dương.

Liên doanh giữa Occidental Chemical Corp. (Oxychem - Mỹ) và Mexichem SAB de CV (Mexico) giữ nguyên kế hoạch đưa Xí nghiệp liên hợp sản xuất ethylene Ingle-side Ethylene LLC, công suất 550.000 tấn/năm vào hoạt động trong năm 2017. Dự án có tổng mức đầu tư 1,5 tỷ USD, sử dụng nguồn nguyên liệu là dầu khí phiến sét khai thác tại bang Texas để sản xuất vinyl chloride monomer. Với sản phẩm này, Mexichem sẽ sản xuất nhựa polyvinyl chloride (PVC) và ống PVC để cung cấp cho thị trường Mỹ và xuất khẩu.

PGS.TS. Trần Ngọc Toàn (tổng hợp)



Nguồn: reillysalestraining.com

Nghiên cứu xây dựng dự thảo Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia quy định điều kiện cho phép sử dụng chất phân tán tại Việt Nam phục vụ công tác ứng phó sự cố tràn dầu

Cùng với hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác, vận chuyển, chế biến, phân phối và tàng trữ dầu khí và các sản phẩm dầu mỏ, các sự cố tràn dầu có thể xảy ra bất cứ lúc nào. 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" đã quy định sử dụng chất phân tán dầu trong ứng cứu sự cố tràn dầu. Trong các kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu, các công ty dầu khí rất quan tâm đến việc lựa chọn chất phân tán dầu đạt hiệu quả phân tán cao với dầu thô Việt Nam và thân thiện với môi trường.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (CPSE) - Viện Dầu khí Việt Nam thực hiện nhiệm vụ "Nghiên cứu xây dựng dự thảo Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia quy định điều kiện cho phép sử dụng chất phân tán tại Việt Nam phục vụ công tác ứng phó sự cố tràn dầu" trình Bộ Tài nguyên Môi trường xem xét ban hành nhằm phục vụ công tác quản lý môi trường trong ứng phó sự cố tràn dầu.

Căn cứ theo Luật Tiêu chuẩn và Quy chuẩn kỹ thuật số 68/2006/QH11 ngày 29/6/2006, nhóm tác giả thuộc CPSE đã tham khảo các tiêu chuẩn, quy định của một số quốc gia trên thế giới như: Mỹ, Anh, Pháp, Ấn Độ, Singapore, Na Uy, Australia, Nhật Bản, Trung Quốc... kết hợp với các thử nghiệm thực tế trên một số chất phân tán dầu trong phòng thí nghiệm để đề xuất dự thảo Quy chuẩn. Trên cơ

sở đó, nhóm tác giả đã đề xuất tiêu chí xem xét trong việc phê duyệt chất phân tán dầu gồm 4 thông số kỹ thuật chính. Theo đó, các chất phân tán dầu được phê duyệt sử dụng cần phải được tiến hành thử nghiệm trong điều kiện Việt Nam như: giá trị hiệu quả phân tán dầu trên dầu thô Bạch Hổ của Việt Nam, độ độc cấp tính pha nước trên tảo biển *Skeletonema costatum* và ấu trùng tôm sú *Penaeus monodon* đối với chất phân tán và hỗn hợp chất phân tán/dầu tỷ lệ 1/10, khả năng phân rã sinh học hiếu khí sau 28 ngày thử nghiệm. Ngoài ra để đảm bảo an toàn, chất phân tán cần được kiểm soát nhiệt độ chớp cháy. Hiệu quả phân tán được hiểu là khả năng phân tán của hóa chất đối với một loại dầu trong điều kiện thí nghiệm quy định. Độ độc cấp tính trên tảo biển và trên ấu trùng tôm sú được đánh giá dựa trên giá trị EC50 72 giờ (nồng độ chất thử nghiệm làm giảm 50% tốc độ tăng trưởng của tảo *Skeletonema costatum* sau 72 giờ tiếp xúc với chất thử nghiệm) và LC50 96 giờ (nồng độ của chất thử nghiệm gây chết 50% số lượng ấu trùng tôm sú (*Penaeus monodon*) sau 96 giờ tiếp xúc với chất thử nghiệm). Khả năng phân rã sinh học hiếu khí sau 28 ngày thử nghiệm là mức độ phân hủy chất hữu cơ ở điều kiện hiếu khí gây ra bởi hoạt động của hệ vi sinh vật tự nhiên có trong môi trường nước biển sau 28 ngày thử nghiệm. Điểm chớp cháy là nhiệt độ bắt cháy cốc kín thấp nhất ở điều kiện áp suất không khí, mẫu thử nghiệm bắt cháy khi ngọn lửa xuất hiện và tự lan truyền một cách nhanh chóng trên bề mặt của mẫu.

Phạm Thị Trang Vân (giới thiệu)



Áp dụng các giải pháp công nghệ kỹ thuật để nâng cao hiệu quả sử dụng chèo xoay Ø114,1mm khi khoan tầng móng

Việc thi công khoan với các chèo có đường kính nhỏ trong tầng đá móng tại Liên doanh Việt - Nga “Vietso Petro” gặp rất nhiều khó khăn và càng khó khăn hơn khi khoan với chèo đường kính nhỏ 114,1mm, sự lựa chọn vô cùng hạn hẹp. Trong suốt thời gian dài, sự lựa chọn chèo khoan móng 4½ inch gần như là duy nhất. Tuy nhiên, trong thực tế việc khoan trong móng bằng các loại chèo 4½ inch luôn gặp các vấn đề như: tốc độ cơ học thấp, số mét khoan trên mỗi chèo ngắn, chèo bị bể răng, mòn răng, rớt chóp... dẫn đến thời gian thi công kéo dài. Nhằm nâng cao hiệu quả sử dụng của các chèo khoan, giảm thời gian thi công và chi phí giá thành giếng khoan, ThS. Nguyễn Thái Sơn cùng các cộng sự thuộc Xí nghiệp Khoan và Sửa giếng - Vietso Petro đã đề xuất giải pháp “Áp dụng các giải pháp công nghệ kỹ thuật để nâng cao hiệu quả sử dụng chèo xoay Ø114,1mm khi khoan tầng móng”. Trên cơ sở phân tích các số liệu thực tế thu được khi sử dụng chèo Ø114,1mm, nhóm tác giả đã đề xuất tăng độ bền của chèo khoan bằng cách giảm xung lực và đập của chèo khoan với các giải pháp công nghệ - kỹ thuật sau:

- + Chuyển IADC code 627 thành IADC code 647. Chèo với IADC code 647 sử dụng được cho đất đá cứng hơn và giảm xung lực và đập lên chèo;
- + Tăng số lượng răng trên cùng tiết diện nhằm tăng khả năng chịu tải của răng chèo;
- + Bố trí răng để chống nhai lại;
- + Phủ hợp kim cứng lên hông và vai chèo nhằm giảm mức độ mòn đường kính khi khoan trong đá cứng và có độ mài mòn lớn;
- + Sử dụng loại gioăng làm kín ổ bi theo công nghệ mới HARD với hình dạng và chất liệu tiên tiến cho phép ổ bi làm việc ổn định hơn với tổng số vòng quay lớn hơn, đường kính chèo được bảo vệ tốt hơn, đồng nghĩa với việc thời gian làm việc của chèo khoan lâu hơn, tăng hiệu quả khoan, giảm chi phí giếng khoan.

Giải pháp trên đã được áp dụng thử nghiệm thành công ở giếng khoan 26BH của Vietso Petro. Nhóm tác giả đã tính toán để so sánh hiệu quả kinh tế của việc khoan 400m trong móng của giếng khoan 26BH bằng chèo 4½ inch F47YODPS (chèo khoan thế hệ cũ) với chèo 4½ inch VG68 DX1 (chèo đã được cải tiến):

Để khoan 400m trong móng bằng chèo 4½ inch



STR-44CGDX 627 IADC



VG-68DX1 647 IADC

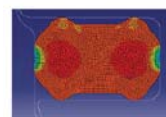
Hình 1. Chuyển IADC code 627 thành IADC code 647



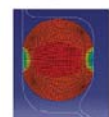
Stabilized High Aspect Ratio (HAR) bearing seal



HAR Stabilizing Rings



HAR elastomer seal



"O" ring elastomer seal

Hình 2. Sử dụng gioăng làm kín với công nghệ HARD

F47YODPS cần sử dụng 9 chèo (chi phí chèo: 42.525USD) và thời gian khoan 1 chèo là 14 giờ (chi phí thời gian: 2.426.925USD).

Đối với chèo 4½ inch VG68 DX1 cần sử dụng 5 chèo (chi phí chèo: 15.270USD) và thời gian khoan 1 chèo là 27 giờ (chi phí thời gian: 1.698.847USD).

Thời gian phụ trợ (kéo thả, bơm rửa, thay chèo) đối với 2 loại chèo là như nhau (36 giờ/chèo).

Lợi ích kinh tế trong hai năm đầu tiên áp dụng giải pháp là 1.948.939,79USD. Nhóm tác giả không đưa yếu tố kẹt, rơi chóp chèo khoan khi tính hiệu quả kinh tế.

Giải pháp “Áp dụng các giải pháp công nghệ kỹ thuật để nâng cao hiệu quả sử dụng chèo xoay Ø114,1mm khi khoan tầng móng” có tính mới và hiệu quả cao, được công nhận Sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và có khả năng áp dụng rộng rãi vào thực tế của Vietso Petro.

Lê Thị Phượng (giới thiệu)