

Dầu Khí



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

■ SỐ 2 - 2017

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 Viên

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: Cụm giàn công nghệ trung tâm 2, mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Minh Trí

Reply to 3/20/07 by the author(s)

[illegible]

Ông Nguyễn Văn Tuấn, Giám đốc Sở GD-ĐT TP HCM, trao tặng bằng khen cho các thầy cô giáo và học sinh đạt thành tích xuất sắc trong kỳ thi Olympic toán quốc gia năm 2014.

Bên cạnh đó, ông đưa ra những nhận định về những hạn chế của các doanh nghiệp Việt Nam trong việc tiếp cận thị trường quốc tế. Ông cho rằng, các doanh nghiệp Việt Nam cần phải có những bước đi phù hợp để có thể tiếp cận thị trường quốc tế một cách hiệu quả. Ông cũng nhấn mạnh rằng, các doanh nghiệp Việt Nam cần phải có những bước đi phù hợp để có thể tiếp cận thị trường quốc tế một cách hiệu quả.

[illegible]

A

for the supply chain and others as:

[illegible]

© 2004 Blackwell Publishing Ltd *Journal of Internal Medicine* 255: 103–110

Năm 2017 sẽ là một năm đáng nhớ đối với người dân Việt Nam. Năm nay, chúng ta sẽ kỷ niệm tròn 100 năm ngày sinh của Chủ tịch Hồ Chí Minh, người đã lãnh đạo dân tộc ta giành được độc lập, thống nhất và xây dựng thành công Nhà nước Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam. Năm nay, chúng ta cũng kỷ niệm tròn 100 năm ngày thành lập Đảng Cộng sản Việt Nam, tổ chức lãnh đạo nhân dân ta giành được độc lập, thống nhất và xây dựng thành công Nhà nước Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam.

[illegible]

8



18

Figure 1. The effect of the number of trials on the mean number of correct responses.



18

Figure 1



54



22

1000





18



GIỚI THIỆU CÔNG NGHỆ

69. Phương pháp từ trường và trọng lực trong công tác tìm kiếm thăm dò dầu

FOCUS

The creativity of the intelligentsia to be promoted	4
Efforts to be made to put Ca Voi Xanh gas field into production by end 2023	6
Deputy Prime Minister Trinh Dinh Dung: restructuring with focus on development of core areas	8
Petrovietnam's Scientific and Technological Council: to further improve the efficiency of advisory and feedback activities	11
Petrovietnam's Programme of Action: coherent and comprehensive restructuring for stable and sustainable development	14

SCIENTIFIC RESEARCH

Characteristics of oil and bitumen discoveries and prospects onshore Vietnam	18
Study and application of drilling mud systems which are technically suitable for exploration and production wells in Vietnam	25
Research to develop synthetic-based mud UNIMUD for drilling operations in Vietnam's continental shelf	34
Preparation of MCM-41 supported WO_3 catalyst and its performance in oxidative desulfurisation	40
Evaluating and proposing technology for removal of H_2S from Ca Voi Xanh gas	47
National oil companies in relationship with the states	54
Risk management and emergency response in petroleum activities	62

NEWS

MOIT, MOST sign agreement for scientific and technological co-operation	72
PVEP signs MOU with Landmark Software Services	74
Petrovietnam attends First Meeting of Vietnam-Azerbaijan Intergovernmental Commission	75
PVFCO supplies 360,000 tons of Phu My fertilizer for the winter-spring crop	76
Prime Minister approves electricity sector restructuring plan	77
SABIC to purchase Shell's 50% interest in SADAF joint venture	79
Egypt to import 108 LNG shipments in 2017	79

PHÁT HUY NĂNG LỰC SÁNG TẠO CỦA ĐỘI NGŨ TRÍ THỨC

Ngày 15/1/2017, tại Hội trường Bộ Quốc phòng, GS.TS. Trần Đại Quang - Ủy viên Bộ Chính trị, Chủ tịch nước CHXHCN Việt Nam đã trao tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh, Giải thưởng Nhà nước cho 16 công trình/cụm công trình xuất sắc về khoa học và công nghệ, có đóng góp quan trọng đối với sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước. Chủ tịch nước Trần Đại Quang nhấn mạnh, để thực hiện mục tiêu "Đẩy mạnh toàn diện, đồng bộ công cuộc đổi mới; phát triển kinh tế nhanh, bền vững, phấn đấu sớm đưa nước ta cơ bản trở thành nước công nghiệp theo hướng hiện đại" như Nghị quyết Đại hội lần thứ XII của Đảng đã đề ra, cần phát huy cao độ mọi nguồn lực, tiềm năng trí tuệ của dân tộc, đặc biệt là năng lực sáng tạo của đội ngũ trí thức nói chung, đội ngũ cán bộ khoa học và công nghệ nói riêng.



Chủ tịch nước Trần Đại Quang trao Giải thưởng Hồ Chí Minh về khoa học và công nghệ cho TS. Từ Thành Nghĩa - đại diện nhóm tác giả của Cụm công trình "Nghiên cứu, phát triển và hoàn thiện công nghệ thu gom, xử lý, vận chuyển dầu thô trong điều kiện đặc thù của các mỏ Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và các mỏ kết nối trên thềm lục địa Việt Nam". Ảnh: Hiến Anh

Bộ trưởng Bộ Khoa học và Công nghệ Chu Ngọc Anh cho biết: Đạt xét tặng lần thứ V là lần đầu tiên áp dụng Nghị định số 78/2014/NĐ-CP ngày 30/7/2014 của Chính phủ về Giải thưởng Hồ Chí Minh, Giải thưởng Nhà nước và các giải thưởng khác về khoa học và công nghệ, với các tiêu chí đòi hỏi rất cao về giá trị khoa học công nghệ và hiệu quả tác động kinh tế - xã hội. Các công trình/cụm công trình được tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh và Giải thưởng Nhà nước về khoa học và công nghệ thực sự là các công trình rất xứng đáng và có tầm ảnh hưởng lớn đến nền khoa học và kinh tế của đất nước.

Trong 16 công trình/cụm công trình xuất sắc, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam có 2 công trình/cụm công trình được Chủ tịch nước trao tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh về khoa học và công nghệ gồm: "Nghiên cứu, phát triển và hoàn thiện công nghệ thu gom, xử lý, vận chuyển dầu thô trong điều kiện đặc thù của các mỏ Liên

doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và các mỏ kết nối trên thềm lục địa Việt Nam", "Nghiên cứu thiết kế chi tiết và ứng dụng công nghệ để chế tạo, lắp ráp và hạ thủy giàn khoan tự nâng ở độ sâu 90m nước phù hợp với điều kiện Việt Nam" và 1 công trình được Chủ tịch nước trao tặng Giải thưởng Nhà nước về khoa học và công nghệ là "Nghiên cứu phương án tối ưu để chế tạo, hạ thủy và lắp đặt chân đế siêu trường siêu trọng ở vùng nước sâu hơn 100m phù hợp với điều kiện Việt Nam".

Phát biểu tại Lễ trao tặng, Chủ tịch nước Trần Đại Quang nhấn mạnh, phát triển khoa học và công nghệ là chủ trương, chính sách nhất quán của Đảng, Nhà nước. Cùng với giáo dục - đào tạo, khoa học và công nghệ là quốc sách hàng đầu, là động lực phát triển kinh tế - xã hội, là điều kiện quan trọng để giữ vững độc lập dân tộc và xây dựng thành công chủ nghĩa xã hội.

Chủ tịch nước cho rằng, trong quá trình tiến hành công cuộc đổi mới mặc dù điều kiện đất nước còn nhiều khó khăn nhưng với sự quan tâm lãnh đạo, chỉ đạo của Đảng, Nhà nước, cấp ủy, chính quyền các cấp, sự nỗ lực, tâm huyết, say mê, sáng tạo của đội ngũ cán bộ khoa học và công nghệ, sự cố gắng của các doanh nghiệp và các tầng lớp nhân dân, khoa học và công nghệ nước ta đã đạt được thành tựu quan trọng, đóng góp thiết thực vào sự nghiệp xây dựng và phát triển đất nước. Tiềm lực khoa học và công nghệ được nâng lên; hệ thống pháp luật, quản lý Nhà nước về khoa học và công nghệ được đổi mới, hòa nhịp với sự đổi mới về các lĩnh vực kinh tế, văn hóa, xã hội... Thị trường khoa học và công nghệ được hình thành và bước đầu phát huy hiệu quả. Hợp tác quốc tế được đẩy mạnh, góp phần nâng cao năng lực và trình độ khoa học và công nghệ trên các lĩnh vực. Đặc biệt, thời gian gần đây, các



Chủ tịch nước Trần Đại Quang trao Giải thưởng Hồ Chí Minh về khoa học và công nghệ cho KS. Phan Từ Giang - đại diện nhóm tác giả của Công trình "Nghiên cứu thiết kế chi tiết và ứng dụng công nghệ để chế tạo, lắp ráp và hạ thủy giàn khoan tự nâng ở độ sâu 90m nước phù hợp với điều kiện Việt Nam". Ảnh: Hiến Anh



Chủ tịch nước Trần Đại Quang trao Giải thưởng Nhà nước về khoa học và công nghệ cho KS. Trần Xuân Hoàng - đại diện nhóm tác giả của Công trình "Nghiên cứu phương án tối ưu để chế tạo, hạ thủy và lắp đặt chân đế siêu trường siêu trọng ở vùng nước sâu hơn 100m phù hợp với điều kiện ở Việt Nam". Ảnh: Hiến Anh

thành tựu khoa học và công nghệ đã góp phần quan trọng giải quyết có hiệu quả các vấn đề do thực tiễn đặt ra, một số ngành khoa học và công nghệ mũi nhọn đã đóng góp tích cực vào nhiệm vụ phát triển kinh tế, văn hóa, xã hội và tăng cường quốc phòng, an ninh của đất nước.

Chủ tịch nước ghi nhận, đánh giá cao các công trình được trao tặng giải thưởng Hồ Chí Minh và giải thưởng Nhà nước về khoa học và công nghệ. Đây là những công trình xuất sắc, tiêu biểu, được ứng dụng

hiệu quả nhất, có ý nghĩa to lớn trong việc nâng cao chất lượng đời sống nhân dân, nâng cao năng lực cạnh tranh, vị thế, trình độ khoa học và công nghệ của đất nước trong khu vực và trên thế giới.

Chủ tịch nước nhấn mạnh để thực hiện mục tiêu "Đẩy mạnh toàn diện, đồng bộ công cuộc đổi mới; phát triển kinh tế nhanh, bền vững, phấn đấu sớm đưa nước ta cơ bản trở thành nước công nghiệp theo hướng hiện đại" như Nghị quyết Đại hội lần thứ XII của Đảng đã đề ra, cần

phát huy cao độ mọi nguồn lực, tiềm năng trí tuệ của dân tộc, đặc biệt là năng lực sáng tạo của đội ngũ trí thức nói chung, đội ngũ cán bộ khoa học và công nghệ nói riêng. Đội ngũ cán bộ khoa học và công nghệ cần nhận thức sâu sắc trách nhiệm của mình đối với đất nước, dân tộc, tiếp tục kế thừa, phát huy truyền thống hiếu học, thông minh, sáng tạo của cha ông, nỗ lực phấn đấu, vươn lên trình độ khoa học và công nghệ tiên tiến ở khu vực và trên thế giới, góp phần đưa đất nước ta phát triển nhanh, bền vững, "sánh vai với các cường quốc năm châu" như mong ước của Chủ tịch Hồ Chí Minh.

Chủ tịch nước đề nghị Bộ Khoa học và Công nghệ, các Bộ/Ban/Ngành, địa phương quan tâm lãnh đạo, chỉ đạo và thực hiện tốt chính sách đào tạo, bồi dưỡng, trọng dụng, đãi ngộ, tôn vinh đội ngũ cán bộ khoa học và công nghệ, nhất là các chuyên gia giỏi, có nhiều đóng góp xây dựng quê hương, đất nước. Tạo môi trường thuận lợi, tạo điều kiện tinh thần và vật chất để cán bộ khoa học và công nghệ phát triển bằng tài năng và hưởng lợi ích xứng đáng với giá trị lao động sáng tạo của mình. Chủ tịch nước Trần Đại Quang chúc đội ngũ cán bộ khoa học và công nghệ Việt Nam tiếp tục có nhiều công trình khoa học có giá trị cao hơn nữa, phục vụ thiết thực cho sự nghiệp xây dựng và phát triển đất nước.

Bộ trưởng Bộ Khoa học và Công nghệ Chu Ngọc Anh khẳng định ngành khoa học công nghệ sẽ tập trung cao độ trí tuệ, tâm huyết để xác định các giải pháp tháo gỡ vướng mắc trong cơ chế quản lý hoạt động khoa học công nghệ, nhằm tạo môi trường chính sách thực sự thuận lợi, lành mạnh, dỡ bỏ các rào cản và giải phóng tối đa tiềm năng sáng tạo của lực lượng khoa học công nghệ để gia tăng hiệu quả và tác động của các hoạt động khoa học công nghệ Việt Nam đối với sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

Ngọc Linh

PHẦN ĐẦU ĐƯA MỎ KHÍ CÁ VOI XANH VÀO KHAI THÁC TỪ CUỐI NĂM 2023

Tại Lễ ký Thỏa thuận khung phát triển dự án và Thỏa thuận khung Hợp đồng bán khí Cá Voi Xanh, Phó Thủ tướng Chính phủ Vương Đình Huệ nhấn mạnh việc phát triển Dự án khí Cá Voi Xanh sẽ cung cấp nguồn khí quan trọng để ổn định và phát triển khu vực miền Trung cũng như khả năng bổ sung năng lượng cho miền Nam sau này, tạo đà cho phát triển công nghiệp hóa dầu cũng như là động lực phát triển các ngành công nghiệp địa phương, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước.



Phó Thủ tướng Chính phủ Vương Đình Huệ phát biểu tại Lễ ký Thỏa thuận khung phát triển dự án và Thỏa thuận khung Hợp đồng bán khí Cá Voi Xanh. Ảnh: PVN

Ngày 13/1/2017, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và Công ty TNHH Thăm dò Khai thác Dầu khí ExxonMobil Việt Nam (ExxonMobil) đã ký Thỏa thuận khung phát triển dự án và Thỏa thuận khung Hợp đồng bán khí Cá Voi Xanh.

Năm 2007, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, PVEP và ExxonMobil đã ký Thỏa thuận nghiên cứu chung, làm cơ sở cho 3 bên ký kết Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí (PSC) đối với các lô ngoài khơi miền Trung Việt Nam vào ngày 30/6/2009. Mỏ khí Cá Voi Xanh phát hiện và được tuyên bố thương mại vào tháng 8/2015.

Sau khi Thủ tướng Chính phủ chấp thuận Quy hoạch lựa chọn địa điểm trung tâm khí điện miền Trung và phạm vi đầu tư dự án, tháng 9/2016, Bộ Công Thương đã phê duyệt Kế hoạch Phát triển mỏ đại cương (ODP) gồm: hệ thống

khai thác ngoài khơi, đường ống dẫn khí về bờ, nhà máy xử lý khí (GTP) và đường ống dẫn khí thương phẩm tới hệ tiêu thụ.

Sau một quá trình đàm phán, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, PVEP và ExxonMobil đã thống nhất ký Thỏa thuận khung phát triển dự án (PF HOA - Project Framework Heads of Agreement) và Thỏa thuận khung Hợp đồng bán khí (GSA HOA - Gas Sales Agreement Heads of Agreement) Cá Voi Xanh.

Theo Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn, việc ký kết Thỏa thuận khung phát triển dự án là điều kiện tiên quyết giúp các nhà thầu quyết định đầu tư đồng bộ dự án từ khâu thượng nguồn đến hạ nguồn, thống nhất quy mô, công suất, địa điểm, thời gian phát triển các dự án thành phần của chuỗi dự án Cá Voi Xanh. Việc ký kết hai Thỏa thuận khung này có ý nghĩa quan trọng làm cơ sở để nhà thầu triển khai tối ưu hóa thiết kế sơ bộ (Pre-FEED) và thiết kế tổng thể dự

án (FEED) nhằm thúc đẩy tiến độ dự án với mục tiêu khai thác dòng khí đầu tiên vào cuối năm 2023.

Trong giai đoạn đầu, sản lượng khai thác của Dự án Cá Voi Xanh sẽ đủ cung cấp khí cho 4 nhà máy điện với tổng công suất 3.000MW (2 nhà máy đặt tại Khu kinh tế Chu Lai, tỉnh Quảng Nam và 2 nhà máy đặt tại Khu kinh tế Dung Quất, tỉnh Quảng Ngãi). Sản lượng khai thác trong giai đoạn mở rộng sẽ cung cấp khí cho hóa dầu, hoặc nhà máy điện thứ 5 với công suất khoảng 750MW như trong Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 có xét đến năm 2030 (Quy hoạch điện 7) đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Chuỗi dự án Cá Voi Xanh có tổng mức đầu tư khoảng 10 tỷ USD và sẽ đóng góp vào ngân sách Nhà nước gần 20 tỷ USD.

Phát biểu tại lễ ký, Phó Thủ tướng Chính phủ Vương Đình Huệ nhấn mạnh Dự án khí Cá Voi Xanh là dự án khí lớn nhất tại Việt Nam tính đến nay. Việc phát triển Dự án khí Cá



Lễ ký Thỏa thuận khung phát triển dự án Cá Voi Xanh. Ảnh: PVN



Lễ ký Thỏa thuận khung Hợp đồng bán khí Cá Voi Xanh. Ảnh: PVN

Voi Xanh sẽ cung cấp nguồn khí quan trọng để ổn định và phát triển khu vực miền Trung cũng như khả năng bổ sung năng lượng cho miền Nam sau này, tạo đà cho phát triển công nghiệp hóa dầu cũng như là động lực phát triển các ngành công nghiệp địa phương, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước, tạo động lực phát triển kinh tế - xã hội của địa phương.

Phó Thủ tướng đánh giá cao nỗ lực của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và ExxonMobil để đạt được kết quả ban đầu trong thời gian qua, kể từ khi Hợp đồng chia sẻ sản phẩm dầu khí được ký năm 2009 và hoàn tất Thỏa thuận khung Phát triển dự án và Thỏa thuận khung Hợp đồng bán khí Cá Voi Xanh.

Để đảm bảo sự phát triển đồng bộ của chuỗi dự án khí Cá Voi Xanh, Phó Thủ

Trong giai đoạn đầu, sản lượng khai thác của Dự án Cá Voi Xanh sẽ đủ cung cấp khí cho 4 nhà máy điện với tổng công suất 3.000MW (2 nhà máy đặt tại Khu kinh tế Chu Lai, tỉnh Quảng Nam và 2 nhà máy đặt tại Khu kinh tế Dung Quất, tỉnh Quảng Ngãi). Sản lượng khai thác trong giai đoạn mở rộng sẽ cung cấp khí cho hóa dầu, hoặc nhà máy điện thứ 5 với công suất khoảng 750MW như trong Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 có xét đến năm 2030 (Quy hoạch điện 7) đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Chuỗi dự án Cá Voi Xanh có tổng mức đầu tư khoảng 10 tỷ USD và sẽ đóng góp vào ngân sách Nhà nước gần 20 tỷ USD.

tướng khẳng định Chính phủ và các bộ sẽ chỉ đạo Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sớm đạt được Thỏa thuận khung về hợp đồng mua bán điện, xác định chính thức chủ đầu tư của các nhà máy điện đặt tại Khu kinh tế Dung Quất, cũng như xem xét để có cơ chế hợp lý đối với việc đầu tư nhà máy điện sử dụng khí Cá Voi Xanh. Đồng thời, Chính phủ, các bộ sẽ chỉ đạo sát sao để việc xây dựng các nhà máy điện bảo đảm đúng tiến độ, phù hợp với tiến độ của dự án khai thác khí Cá Voi Xanh.

Phó Thủ tướng Vương Đình Huệ đề nghị nhà điều hành ExxonMobil và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục nỗ lực để đạt được dòng khí đầu tiên vào cuối năm 2023, bảo đảm sự thành công của chuỗi dự án khí Cá Voi Xanh từ khâu thượng nguồn đến khâu hạ nguồn.

Thu Huyền

Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng: **TÁI CƠ CẤU, TẬP TRUNG PHÁT TRIỂN LĨNH VỰC CỐT LÕI**

Tại Hội nghị tổng kết nhiệm vụ 2016, triển khai nhiệm vụ 2017 của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng yêu cầu phải giữ vững mục tiêu chiến lược phát triển đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt là đơn vị nòng cốt của ngành Dầu khí, năng động, có tiềm lực mạnh về tài chính và khoa học công nghệ, có sức cạnh tranh cao ở trong nước và quốc tế, góp phần quan trọng trong quá trình xây dựng, phát triển và bảo vệ Tổ quốc. Đặc biệt, Tập đoàn cần tiếp tục triển khai công tác tái cơ cấu, tập trung phát triển lĩnh vực cốt lõi.



Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị. Ảnh: Nhật Báo

Năm 2017 là năm có ý nghĩa quan trọng đối với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, là năm thứ 2 thực hiện Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035. Việc thực hiện thắng lợi kế hoạch năm 2017 có ý nghĩa và vai trò đặc biệt quan trọng tạo cơ sở vững chắc để Tập đoàn thực hiện thành công Kế hoạch 5 năm 2016 - 2020, góp phần quan trọng cùng cả nước vượt qua khó khăn, thách thức, đảm bảo ổn định kinh tế vĩ mô, thúc đẩy tăng trưởng kinh tế, đảm bảo an sinh xã hội.

Về các nhiệm vụ cụ thể trong năm 2017, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phải giữ vững mục tiêu chiến lược đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, xây dựng và phát triển Tập đoàn thành đơn vị nòng cốt của ngành Dầu khí, năng động, có tiềm lực mạnh về tài chính và khoa học công nghệ, có sức cạnh

tranh cao ở trong nước và quốc tế, góp phần quan trọng trong quá trình xây dựng, phát triển và bảo vệ Tổ quốc. Trên cơ sở đó, Phó Thủ tướng đề nghị Tập đoàn phải xây dựng chương trình cụ thể hóa để đạt được mục tiêu này; tập trung mọi nguồn lực và các giải pháp để thực hiện nhằm hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch năm 2017.

Đối với lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác, Phó Thủ tướng đề nghị Tập đoàn cần tăng cường công tác tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí nhằm gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác. Tập đoàn phối hợp với các Bộ/Ngành chủ động nghiên cứu, có các giải pháp đề xuất, báo cáo Chính phủ trong việc bảo đảm nguồn vốn để thực hiện các dự án, mục tiêu về tìm kiếm thăm dò. "Chúng ta không có tiền thăm dò thì rõ ràng chúng ta không thể phát triển mở rộng khai thác, nâng cao sản lượng được" - Phó Thủ tướng nhấn mạnh.

Đối với lĩnh vực công nghiệp khí, Phó Thủ tướng đề nghị Tập đoàn đẩy nhanh tiến độ khai thác các mỏ khí lớn (như: Cá Voi Xanh, Lô B, Cá Rồng Đỏ...); chỉ đạo các đơn vị liên quan vận hành an toàn và hiệu quả các công trình khí.

Đối với lĩnh vực điện, Phó Thủ tướng đề nghị Tập đoàn tập trung triển khai đầu tư các dự án điện đã được giao; đẩy nhanh tiến độ đầu tư các dự án điện sử dụng khí Cá Voi Xanh, các dự án điện sử dụng khí hóa lỏng (Nhơn Trạch 3 & 4) sớm hoàn thành thủ tục đầu tư theo quy định của pháp luật để huy động vốn, cân đối nguồn vốn.

Đối với lĩnh vực lọc hóa dầu, Phó Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn kiểm soát tốt tiến độ triển khai các dự án lọc hóa dầu: Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn (vừa đẩy nhanh tiến độ, vừa tháo gỡ các khó khăn, vướng mắc về cơ chế);



Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng trao Huân chương Lao động cho các cá nhân có thành tích xuất sắc. Ảnh: Nhật Bắc

vận hành an toàn và có hiệu quả các nhà máy lọc hóa dầu theo kế hoạch đã đề ra.

Đối với lĩnh vực dịch vụ dầu khí, Tập đoàn cần tăng cường năng lực của doanh nghiệp trong lĩnh vực dịch vụ dầu khí, đảm bảo ở trong nước hoạt động có hiệu quả và tìm kiếm cơ hội phát triển dịch vụ dầu khí ra nước ngoài.

Để tạo điều kiện cho Tập đoàn phát triển, Phó Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn tiếp tục chủ động rà soát để báo cáo Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ các khó khăn, vướng mắc cần xử lý. Trên cơ sở đó, Phó Thủ tướng yêu cầu các Bộ/Ngành nghiên cứu kỹ các kiến nghị của Tập đoàn để xử lý, hoặc báo cáo Thủ tướng Chính phủ xử lý với các vấn đề vượt thẩm quyền; đặc biệt, tích cực xử lý và xử lý dứt điểm các dự án tồn tại, yếu kém.

Phó Thủ tướng đề nghị Tập đoàn cần bám sát diễn biến và chủ động dự báo giá dầu trong năm 2017 và

các năm tiếp theo để có các giải pháp ứng phó phù hợp. Tập đoàn cùng với Bộ Công Thương hoàn chỉnh, trình Chính phủ Quy hoạch phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035, làm cơ sở cho Tập đoàn phát triển trong giai đoạn mới; chủ động và tích cực phối hợp chặt chẽ với các cơ quan liên quan trong việc triển khai các hoạt động sản xuất kinh doanh và đầu tư, đặc biệt là trong công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí tại các khu vực nước sâu, xa bờ trên biển...

Về công tác quản lý đầu tư xây dựng, Phó Thủ tướng cho rằng hiệu quả của các dự án phụ thuộc vào chất lượng của công tác đầu tư xây dựng và quản lý, điều hành dự án. Trong đó, công tác đầu tư xây dựng có ý nghĩa quyết định trong việc giảm chi phí, giá thành. Phó Thủ tướng đề nghị Tập đoàn cần tăng cường công tác quản lý đầu tư xây dựng từ khâu quy hoạch, kế hoạch, lập dự án, thiết

kế, thẩm định, thi công, lựa chọn công nghệ, dự báo thị trường... đảm bảo giảm chi phí, nâng cao hiệu quả đầu tư. Cùng với đó, chú trọng các giải pháp bảo vệ môi trường, không để xảy ra sự cố môi trường trong quá trình thực hiện các nhiệm vụ của ngành Dầu khí.

Đặc biệt, Phó Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn cần tập trung tái cấu trúc, nâng cao năng lực doanh nghiệp; trước hết cần rà soát kỹ, để lựa chọn các ngành/lĩnh vực, sản phẩm chủ lực... để tiếp tục đầu tư. Đồng thời, Tập đoàn cần sắp xếp lại bộ máy, bố trí nhân sự, nâng cao chất lượng nguồn nhân lực; đổi mới công nghệ nhằm nâng cao năng suất, hiệu quả, chú trọng công tác nghiên cứu phát triển để tạo ra nhiều sản phẩm nội địa và tạo ra sự phát triển bền vững; đổi mới quản trị doanh nghiệp, kiểm soát chặt chẽ chi phí; chăm lo đời sống cho cán bộ công nhân viên đảm bảo việc làm, thu nhập, nhà ở cho người lao động... Để có thể ứng phó



Mở vỉa thành công giếng khai thác TU-6 giàn BK-TNG mỏ Thiên Ưng. Ảnh: Anh Tuấn

Dự báo trong năm 2017, tình hình kinh tế thế giới và trong nước còn nhiều khó khăn, đặc biệt giá dầu thô tiếp tục diễn biến khó lường và dự báo còn duy trì ở mức thấp sẽ tiếp tục ảnh hưởng trực tiếp đến hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn. Trên cơ sở kế hoạch ngân sách quốc gia năm 2017 được Quốc hội thông qua với phương án giá dầu 50USD/thùng, Chính phủ đã giao cho Tập đoàn các chỉ tiêu: giá tăng trừ lượng 10 - 15 triệu tấn dầu quy đổi, sản lượng khai thác dầu khí đạt 23,81 triệu tấn dầu quy đổi (trong đó có 14,2 triệu tấn dầu và 9,61 tỷ m³ khí), sản xuất 20,1 tỷ kWh điện, 1,521 triệu tấn đạm và 6,798 triệu tấn xăng dầu.

hiệu quả với những diễn biến không thuận lợi của giá dầu trong năm 2017, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh đề nghị các đơn vị xây dựng, đồn đốc, chỉ đạo và thường xuyên kiểm tra thực hiện nhiệm vụ trong Chương trình hành động của Tập đoàn thực hiện Nghị quyết 01/NQ-CP ngày 1/1/2017 của Chính phủ về những giải pháp chủ yếu chỉ đạo điều hành thực hiện kế

hoạch phát triển kinh tế - xã hội và dự toán ngân sách Nhà nước năm 2017 phù hợp với điều kiện thực tế của Tập đoàn và các đơn vị, trong đó tập trung vào các giải pháp ứng phó với những diễn biến không thuận lợi của giá dầu.

Đồng thời, tổ chức triển khai thực hiện Quy hoạch phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035, Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035 ngay sau khi được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt; tổ chức thực hiện công tác tái cấu trúc doanh nghiệp giai đoạn 2016 - 2020 theo đề án được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, tổ chức vận hành an toàn, ổn định các nhà máy, công trình dầu khí.

Tập đoàn tập trung vốn cho các dự án đầu tư thuộc lĩnh vực kinh doanh chính của Tập đoàn, các dự án hoàn thành trong năm 2017, chủ động dừng/giãn tiến độ chưa thực sự cấp bách, hiệu quả kinh tế - xã hội không cao; tập trung xử lý dứt điểm các khó khăn, vướng mắc tại 5 dự án yếu kém. Kiên trì thực hiện mục tiêu Chiến lược

phát triển ngành Dầu khí Việt Nam, thực hiện các giải pháp quản trị điều hành tiên tiến, theo hướng phân định rõ giữa công tác quản lý doanh nghiệp và điều hành hoạt động doanh nghiệp. Tăng cường phân cấp để đảm bảo xử lý công việc nhanh, kịp thời, chính xác. Cán bộ các cấp được phân công, phân quyền phải chịu trách nhiệm trước các quyết định của mình và hiệu quả cuối cùng của công việc.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu cán bộ công nhân viên lao động dầu khí tiếp tục phát huy những kinh nghiệm quý báu đã tích lũy được, đoàn kết, chung sức chung lòng vượt qua mọi khó khăn thách thức, quyết tâm thực hiện thắng lợi các nhiệm vụ chính trị được Đảng, Nhà nước và nhân dân tin tưởng giao phó, coi đây là giải pháp hiệu quả nhất đưa Tập đoàn vượt qua giai đoạn cam go, đầy thử thách cũng như khẳng định là vị trí trụ cột, đầu tàu của nền kinh tế đất nước.

Việt Hà

HỘI ĐỒNG KHOA HỌC CÔNG NGHỆ TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM: NÂNG CAO HIỆU QUẢ CÔNG TÁC TƯ VẤN, PHẢN BIỆN

Ngày 16/1/2017, Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tổ chức Kỳ họp tổng kết hoạt động nhiệm kỳ 2014 - 2016, đồng thời xây dựng kế hoạch, đề xuất các vấn đề nghiên cứu trọng tâm, thảo luận các giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả công tác tư vấn, phản biện trong nhiệm kỳ mới.



TS. Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu tại Kỳ họp. Ảnh: Như Trang

Đề xuất mô hình quản lý, quản trị tối ưu

Tại Kỳ họp, Hội đồng Khoa học Công nghệ đã phân tích, đánh giá kết quả 1 năm thực hiện Kế hoạch 5 năm 2016 - 2020 của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Kết quả thực hiện năm 2016 cho thấy, các chỉ tiêu sản xuất (sản lượng khai thác dầu khí, sản lượng khai thác dầu thô, sản lượng khai thác khí, sản xuất urea) hoàn thành vượt mức so với mục tiêu kế hoạch. Tuy nhiên, Tập đoàn vẫn đang phải đối diện với các khó khăn do giá dầu tiếp tục duy trì ở mức thấp, giá trung bình năm 2016 chỉ đạt 45USD/thùng, thấp hơn 5USD/thùng so với mức giá trung bình trong Kế hoạch 5 năm (50USD/thùng).

Trên cơ sở đó, Hội đồng Khoa học Công nghệ đã đề xuất các giải pháp để thực hiện thành công Kế hoạch 5 năm 2016 - 2020. Trong đó, giải pháp cấp bách là Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiến nghị Chính phủ xem xét, phê duyệt Quy chế quản lý tài chính của Công ty mẹ, Điều lệ tổ

chức và hoạt động của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; Đề án tái cơ cấu của Tập đoàn giai đoạn 2016 - 2020...; báo cáo Bộ Công Thương sớm hoàn thiện, trình Chính phủ phê duyệt: Quy hoạch phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035; Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035; Kế hoạch 5 năm 2016 - 2020 của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Đồng thời, Tập đoàn tiếp tục chủ động thực hiện các nhóm giải pháp về đầu tư (hoàn thiện quy chế, quy định về đầu tư phù hợp với tình hình thực tế của đơn vị, pháp luật của Nhà nước và thông lệ quốc tế); giải pháp về tài chính (đa dạng hóa các hình thức huy động vốn); giải pháp về quản trị doanh nghiệp; giải pháp về an toàn, môi trường và phát triển bền vững; giải pháp về khoa học công nghệ; giải pháp về đào tạo, phát triển nguồn nhân lực; giải pháp về thị trường; giải pháp về an ninh - quốc phòng - đối ngoại...

Trường Ban Kế hoạch Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Quốc Việt cho rằng các vấn đề cần sự nghiên cứu, tư vấn của Hội đồng Khoa học Công nghệ gồm: Nguồn lực và giải pháp phát triển Công ty mẹ trên 2 mục tiêu là một doanh nghiệp - thị trường và đảm bảo an ninh năng lượng, an ninh quốc phòng (phì lợi nhuận); mô hình quản lý, quản trị tối ưu; quy mô phát triển, mức độ chi phối của từng lĩnh vực đến hoạt động của Công ty mẹ; các giải pháp cấp bách trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí để đảm bảo Tập đoàn phát triển bền vững.

Tại Kỳ họp này, Hội đồng Khoa học Công nghệ đã nghe trình bày bản chất, đặc điểm của cuộc cách mạng công nghiệp lần thứ 4 và xu hướng ứng dụng trong ngành công nghiệp dầu khí. Ở quy mô toàn cầu, cuộc cách mạng công nghiệp lần thứ 4 đang vẽ lại bản đồ kinh tế thế giới với các cách thức sản xuất hàng hóa, cung cấp dịch vụ hoàn toàn mới, đặt ra yêu cầu mới cho khoa



TS. Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐTV trao Bằng khen của Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho các cá nhân đã có thành tích đóng góp cho hoạt động của Hội đồng Khoa học Công nghệ nhiệm kỳ 2014 - 2016. Ảnh: Như Trang



TS. Nguyễn Quốc Thọ - Phó Tổng giám đốc trao Bằng khen của Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho 5 tập thể có thành tích đóng góp cho hoạt động của Hội đồng Khoa học Công nghệ nhiệm kỳ 2014 - 2016. Ảnh: Như Trang

học công nghệ và phát triển nguồn nhân lực có trình độ cao. Trong bối cảnh giá dầu vẫn duy trì ở mức thấp, sản lượng khai thác ở một số mỏ suy giảm... cần ứng dụng tiến bộ, thành tựu của cuộc cách mạng công nghiệp lần thứ 4 để giảm chi phí sản xuất, sạch hơn, an toàn hơn, đa dạng hóa sản phẩm, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh...

Đối với ngành công nghiệp dầu khí, TS. Nguyễn Hồng Minh - Phó Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam cho biết các công ty dầu khí đang sử dụng IoT để tối ưu hóa hoạt động

khoan như BP sử dụng công nghệ Prefix của GE dự báo dòng, tối ưu hóa khai thác. Công nghệ điện toán đám mây được Shell sử dụng trong công tác thiết kế, lập kế hoạch và quản lý dự án. Trong lĩnh vực lọc hóa dầu, khí, điện, các thành tựu của cuộc cách mạng công nghiệp lần thứ 4 được sử dụng để tối ưu hóa sản xuất (sản xuất thông minh, quản trị chuỗi cung ứng), phát triển sản phẩm (nghiên cứu và phát triển, cung ứng các sản phẩm, dịch vụ thông minh). Nhiều công ty dầu khí đã sử dụng máy bay không người lái (UAV) để kiểm tra

Ngày 11/1/2017, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký Quyết định số 68/QĐ-DKVN cử thường trực Hội đồng Khoa học Công nghệ nhiệm kỳ 2017 - 2019 gồm 1 Chủ tịch, 2 Phó chủ tịch, 1 Tổng thư ký và 5 Trưởng Tiểu ban: Thăm dò Khai thác Dầu khí, Hóa - Chế biến Dầu khí, Kinh tế Quản lý Dầu khí, Công nghệ Công trình Dầu khí, An toàn Sức khỏe Môi trường. TS. Nguyễn Quỳnh Lâm - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam được cử làm Chủ tịch Hội đồng Khoa học Công nghệ khóa mới.

hệ thống đường ống (BP), sử dụng robot tự hành để kiểm tra tháp đốt ở nhà máy xử lý khí (Apache) hoặc giám sát các mỏ dầu khí ngoài khơi (Shell, Repsol)...

Trên cơ sở đó, Hội đồng Khoa học Công nghệ đề xuất Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung nguồn lực phát triển các lĩnh vực cốt lõi mà Tập đoàn có thế mạnh, tăng cường hợp tác quốc tế trong nghiên cứu, phát triển và chuyển giao công nghệ của cuộc cách mạng công nghiệp lần thứ 4, thực hiện tốt công tác quản trị rủi ro; tăng cường xây dựng cơ sở dữ liệu, từng bước phát triển các công cụ phân tích trên nền dữ liệu đã có; xây dựng hệ thống quản lý vật tư, phụ tùng thay thế; đào tạo nguồn nhân lực chất lượng cao...

Nâng cao hiệu quả tư vấn, phản biện

Trong nhiệm kỳ 2014 - 2016, Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tập trung giải quyết các vấn đề: Công tác tái cơ cấu, các thông tin về hoạt động dầu khí trên biển Đông và công tác an ninh, an toàn trên các công trình biển; Chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035; Quý Phát triển Khoa học và Công nghệ, ảnh hưởng của các hiệp định thương mại tự do;



Mô Đại Hùng. Ảnh: PVLP

Quản lý vốn đầu tư, ứng phó của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong bối cảnh giá dầu giảm, định hướng ERP; hoạt động E&P trong tình hình giá dầu tiếp tục duy trì ở mức thấp, ứng phó của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trước ảnh hưởng của các hiệp định thương mại tự do, vấn đề trích lập và sử dụng hiệu quả Quỹ thu dọn mỏ...

Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí tập trung tư vấn cho Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam các vấn đề liên quan đến công tác quản lý, điều hành các dự án tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước: Phân tích kết quả công tác khoan thăm dò, thăm lượng, đánh giá tiềm năng dầu khí, công tác khoan khai thác và phát triển mỏ, nâng cao hệ số thu hồi dầu, tận dụng thăm dò/thăm dò mở rộng, khảo sát địa chấn 3D/4C, rà soát chi phí phát triển mỏ và chi phí vận hành khai thác, nghiên cứu tìm kiếm các đối tượng dầu khí phi truyền thống...

Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí tập trung nghiên cứu, cập nhật Quy

hoạch, Chiến lược phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí; định hướng sử dụng, tối ưu hóa xúc tác, hóa phẩm cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; chế biến sâu khí và tích hợp lọc hóa dầu; các giải pháp để nâng cao năng lực cạnh tranh cho các nhà máy lọc hóa dầu, nâng cao hiệu quả công tác vận hành bảo dưỡng, phát triển nguồn nhân lực...

Tiểu ban Kinh tế Quản lý Dầu khí tập trung nghiên cứu công tác triển khai kế hoạch tái cơ cấu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Chiến lược phát triển đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035, công tác quản lý vốn đầu tư; phân tích các thách thức và đề xuất giải pháp ứng phó với các tác động do giá dầu suy giảm đối với hoạt động thăm dò khai thác dầu khí và ảnh hưởng đến việc thực hiện các mục tiêu chiến lược của Tập đoàn...

Tiểu ban An toàn Sức khỏe Môi trường (HSE) đánh giá, phổ biến kinh nghiệm triển khai hệ thống HSE tại các đơn vị, công tác an toàn công

nghệ, Chương trình hành động ứng phó biến đổi khí hậu, xử lý nước thải của các nhà máy chế biến dầu khí, đánh giá rủi ro...

Tiểu ban Công nghệ Công trình Dầu khí tập trung vào các vấn đề về công nghệ xử lý nền móng, bảo mật thông tin, ERP, nhà máy điện sử dụng khí có hàm lượng CO₂ cao, vận hành bảo dưỡng các nhà máy chế biến dầu khí, nhập khẩu và sử dụng LNG, các giải pháp kỹ thuật trong xây dựng và sửa chữa công trình dầu khí...

Phát biểu chỉ đạo tại Kỳ họp, TS. Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao các đóng góp, tư vấn của Hội đồng Khoa học Công nghệ. TS. Phan Ngọc Trung yêu cầu trong nhiệm kỳ mới, Hội đồng Khoa học Công nghệ sẽ tiếp tục nâng cao hiệu quả công tác tư vấn phân biệt các vấn đề khoa học và công nghệ, đặc biệt là công nghệ quản lý.

Ngọc Minh

CHƯƠNG TRÌNH HÀNH ĐỘNG CỦA PETROVIETNAM: TÁI CƠ CẤU ĐỒNG BỘ, TOÀN DIỆN ĐỂ PHÁT TRIỂN ỔN ĐỊNH VÀ BỀN VỮNG

Trên cơ sở định hướng phát triển kinh tế - xã hội của Chính phủ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã xây dựng và đang triển khai thực hiện Chương trình hành động số 525/CTr-DKVN nhằm phát huy tối đa và hiệu quả mọi nguồn lực, thực hiện đồng bộ các giải pháp để hoàn thành các chỉ tiêu kế hoạch sản xuất kinh doanh trong giai đoạn 2016 - 2020. Trong đó, Tập đoàn bám sát diễn biến của giá dầu để thực hiện các giải pháp quản trị rủi ro và ứng phó linh hoạt, kịp thời; đẩy mạnh áp dụng, nghiên cứu và ứng dụng khoa học công nghệ, kỹ thuật tiên tiến vào hoạt động sản xuất kinh doanh; đặc biệt là tái cơ cấu một cách đồng bộ, toàn diện để đảm bảo sự phát triển ổn định và bền vững.



Tập đoàn tiếp tục đẩy mạnh nghiên cứu và ứng dụng khoa học công nghệ, kỹ thuật tiên tiến vào sản xuất. Ảnh: PV GAS

Đảm bảo sản xuất và khai thác hiệu quả

Để hoàn thành các nhiệm vụ, chỉ tiêu kế hoạch trong giai đoạn 2016 - 2020, mục tiêu Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam và Chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035, Hội đồng thành viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị tổ chức triển khai thực hiện đồng bộ các giải pháp trọng tâm, trong đó tập trung mọi nguồn lực để thúc đẩy hoạt động sản xuất kinh doanh, cân đối để sản xuất và khai thác có hiệu quả các sản phẩm sản xuất, hàng hóa, dịch vụ kinh doanh chủ đạo.

Trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, các đơn vị rà soát lại các nhiệm vụ thuộc công tác thăm dò - thăm lường, phát triển mỏ mới, sắp xếp theo thứ tự các nhiệm vụ ưu tiên để có giải pháp tổ chức thực hiện; đẩy mạnh ứng dụng công nghệ tiên

tiến phục vụ trực tiếp cho công tác tìm kiếm, thăm dò - thăm lường; cập nhật nhanh kết quả các giếng khoan để có điều chỉnh tối ưu cho kế hoạch tìm kiếm thăm dò, đảm bảo gia tăng trữ lượng để chuẩn bị đưa mỏ vào khai thác trong giai đoạn 2016 - 2020; nghiên cứu và phát triển các dạng hydrocarbon phi truyền thống (khí than, khí nông, khí đá phiến sét, khí hydrate...) để bổ sung trữ lượng phục vụ khai thác dầu khí.

Trong giai đoạn 2016 - 2020, Tập đoàn tập trung khai thác hiệu quả các mỏ hiện có, phát triển và đưa các mỏ đã phát hiện vào khai thác một cách hợp lý để sử dụng tài nguyên dầu khí trong nước lâu dài; kiểm soát chặt chẽ và thúc đẩy tiến độ triển khai các mỏ đang phát triển; đẩy mạnh công tác thăm lường các đối tượng đã được phát hiện, hoàn thành công tác đánh giá phát triển mỏ và sớm đưa mỏ vào

khai thác, đảm bảo mục tiêu tiến độ; tập trung triển khai, đảm bảo tiến độ và tối ưu chi phí công tác phát triển các phát hiện khí lớn như: Lô B, Cá Voi Xanh... Tập đoàn sẽ xây dựng và triển khai các giải pháp để phần đầu gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 18 - 40 triệu tấn dầu quy đổi/năm; đưa 19 mỏ/công trình mới ở trong nước vào khai thác; sản lượng khai thác trong nước đạt từ 25 - 30 triệu tấn dầu quy đổi/năm; sản lượng khai thác dầu thô ở nước ngoài đạt 2 - 4 triệu tấn/năm.

Công tác đầu tư mới sẽ được thực hiện có trọng tâm, trọng điểm và hiệu quả. Trong đó, Tập đoàn lựa chọn các khu vực có tiềm năng dầu khí, thuận lợi về quan hệ chính trị, ngoại giao (như: Liên bang Nga và các nước SNG, Mỹ La tinh, Đông Nam Á...) để tìm kiếm cơ hội đầu tư các dự án tìm kiếm thăm dò mới, mua các mỏ đang khai thác, mua

cổ phần các công ty đang khai thác, tham gia vào các hợp đồng đã có phát hiện kết hợp với tìm kiếm, thăm dò gia tăng trữ lượng xung quanh khu vực mua tài sản; tăng cường nghiên cứu địa chất dầu khí nước ngoài để xác định và điều chỉnh các khu vực trọng điểm.

Rà soát và đánh giá tổng thể kế hoạch các lô, các giếng sẽ khoan khai thác, giá thành khai thác tại lô/mỏ đang khai thác để có các quyết sách khai thác hợp lý cho từng lô/mỏ trên cơ sở phân tích biến động giá dầu nhằm đảm bảo nguyên tắc ưu tiên hiệu quả, bảo vệ tài nguyên, đảm bảo lợi ích của Nhà nước và nhà đầu tư. Trong đó, tiết giảm tối ưu chi phí vận hành, rà soát đàm phán lại các hợp đồng dịch vụ, tối ưu các chi phí liên quan đến vận hành mỏ, mục tiêu là tiết giảm chi phí vận hành trong cơ cấu giá thành khai thác tại mỏ. Tiết giảm tối đa chi phí quản lý phân bố (chi phí từ Công ty mẹ) ở từng lô/mỏ, trong đó bao gồm chi phí nhân công quản lý, mục tiêu là tiết giảm chi phí quản lý phân bố trong cơ cấu giá thành khai thác tại từng lô/mỏ. Tối ưu chi phí bảo dưỡng, tiêu hao nhiên liệu, mua sắm vật tư, nguyên nhiên liệu trong chi phí vận hành khai thác, chi phí mua sắm vật tư, nguyên nhiên vật liệu thực sự cần thiết. Chủ động để đảm bảo cân đối và thu xếp đủ vốn cho các mỏ đang khai thác và các dự án ưu tiên đầu tư, đàm phán lựa chọn hình thức thanh toán linh hoạt các hợp đồng sửa chữa, bảo dưỡng và dịch vụ, để đảm bảo duy trì khai thác mỏ, công việc cho các đơn vị dịch vụ.

Trong lĩnh vực công nghiệp khí, Tập đoàn tiếp tục vận hành an toàn và hiệu quả các hệ thống đường ống dẫn khí hiện có và Nhà máy xử lý khí Dinh Cố; phối hợp chặt chẽ với các chủ mỏ và hộ tiêu thụ, xây dựng và

thực hiện kế hoạch thu gom hợp lý, chế độ khai thác linh hoạt, đáp ứng tối đa nhu cầu của hộ tiêu thụ. Đẩy mạnh triển khai các dự án đầu tư hệ thống thu gom khí đưa vào bờ như: Dự án đường ống dẫn khí Lô B - Ô Môn, Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 (giai đoạn 2), Dự án thu gom khí Đại Nguyệt, Sao Vàng; Dự án thu gom khí Sư Tử Trắng; Dự án tăng công suất thu gom khí PM3-CAA...

Tập đoàn sẽ triển khai nghiên cứu cơ hội để đầu tư trên cơ sở đánh giá tính khả quan trong cân đối cung - cầu các dự án nhằm đảm bảo nguồn cung ổn định, lâu dài và phát triển ngành công nghiệp khí quy mô lớn; nghiên cứu, áp dụng giải pháp đầu tư thu gom khí phù hợp (CNG, LNG) đối với các mỏ nhỏ, cận biên, đặc biệt là các mỏ khí đồng hành nhằm hạn chế tối đa việc đốt bỏ khí, gia tăng sản lượng khí trong nước... Tập đoàn tiếp tục đầu tư bổ sung và nâng cấp nhà máy, đường ống và trạm phân phối của hệ thống Bạch Hổ, Nam Côn Sơn, PM3-CAA đảm bảo tiếp nhận, xử lý và phân phối toàn bộ lượng khí đưa vào bờ, đặc biệt khi có các nguồn khí bổ sung từ các mỏ: Thiên Ứng, Đại Hùng, Sư Tử Trắng, khu vực Tây Nam Bộ... Tập đoàn sẽ thực hiện giải pháp tăng tỷ lệ thu hồi LPG; triển khai đầu tư các dự án: cấp bù khí ấm Nam Côn Sơn cho Nhà máy xử lý khí Dinh Cố, tách ethane cung cấp cho dự án Tổ hợp Hóa dầu miền Nam; triển khai đầu tư các trạm nén khí: CNG Tiến Hải, CNG tại khu vực Tây Nam Bộ; tập trung nguồn lực đầu tư các dự án LNG: Kho LNG Thị Vải công suất 1 triệu tấn/năm và đường ống LNG Thị Vải - Phú Mỹ, Kho cảng nhập khẩu LNG Sơn Mỹ và đường ống LNG Sơn Mỹ - Phú Mỹ.

Xây dựng, thực hiện chương trình nhập khẩu dài hạn, tạo nguồn cung ổn định; đẩy mạnh mối quan hệ chặt

chẽ với các nhà cung cấp LPG lớn trên thế giới nhằm đảm bảo nguồn cung ổn định, cạnh tranh; phát triển hệ thống phân phối rộng khắp trên toàn quốc với các dịch vụ chăm sóc khách hàng chuyên nghiệp, tiện lợi, an toàn, chất lượng, đáp ứng kịp thời nhu cầu của khách hàng; duy trì và đẩy mạnh hoạt động kinh doanh LPG tại nước ngoài nhằm cân bằng và ổn định nguồn cung trong nước; phát triển dự án autogas và citygas tại các khu đô thị đông dân cư, mật độ giao thông vận tải cao, các khu nhà ở tập trung; thường xuyên rà soát công tác đầu tư hệ thống kho chứa, cảng xuất, trạm nạp và hệ thống phân phối sản phẩm dầu khí (LPG, CNG, LNG), đảm bảo việc tàng trữ, phân phối kịp thời, thuận tiện, ổn định, hiệu quả, đáp ứng mục tiêu kinh doanh.

Trong lĩnh vực công nghiệp điện, Tập đoàn tăng cường công tác quản lý, vận hành, bảo trì, sửa chữa, bảo đảm hiệu quả đầu tư đối với các dự án, nhà máy điện đã và đang triển khai; sớm hoàn thiện đầu tư xây dựng các dự án nhiệt điện than đã được Chính phủ giao (Thái Bình 2, Long Phú 1, Sông Hậu 1) đảm bảo đưa nhà máy vào vận hành đúng tiến độ, hiệu quả; phát triển thêm một số dự án điện khí, không phát triển thêm các dự án thủy điện, điện than, điện gió; chuẩn bị các điều kiện cần thiết để tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh theo lộ trình do Thủ tướng Chính phủ quy định...

Trong lĩnh vực chế biến dầu khí, các đơn vị cạnh tranh thủ các tác động thuận lợi từ giá dầu thấp (là nguyên, nhiên liệu đầu vào của các nhà máy) để phát huy tối đa công suất các nhà máy, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, đáp ứng tối đa nhu cầu trong nước và hướng tới mục tiêu xuất khẩu. Tập trung phát



Khai thác dầu khí ở mỏ Bạch Hổ, bể Cửu Long. Ảnh: VSP

triển lĩnh vực hóa dầu, hóa chất để gia tăng giá trị sản phẩm dầu khí, tạo ra các nguyên nhiên liệu, vật liệu phục vụ cho phát triển sản xuất công nghiệp trong nước, hướng tới xuất khẩu, giảm nhập siêu; tranh thủ và thu hút vốn đầu tư nước ngoài, kinh nghiệm và công nghệ tiên tiến để phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí, trên nguyên tắc đảm bảo hài hòa giữa lợi ích quốc gia và nhà đầu tư nước ngoài. Đẩy mạnh việc tích hợp, tổ hợp lọc - hóa dầu với các nguồn khí tự nhiên khai thác để tối đa hóa hiệu quả các công trình/dự án đã đầu tư và phát triển các dự án mới cả về quy mô, mức độ chế biến sâu, có sức cạnh tranh trong khu vực và quốc tế. Chủ động cân đối cơ cấu sản phẩm sản xuất phù hợp với từng thời điểm biến động của giá dầu nhằm đảm bảo hiệu quả sản xuất kinh doanh; thực hiện tiết giảm tối đa chi phí biến đổi trong cơ cấu giá

thành sản phẩm; rà soát, hoàn chỉnh các quy trình kỹ thuật trong sản xuất kinh doanh để hạn chế lãng phí do lỗi sản xuất, sản phẩm không đạt yêu cầu, sản xuất dư thừa, lãng phí thời gian vận chuyển, phí lưu kho...

Trong lĩnh vực dịch vụ dầu khí, các đơn vị cần chủ động thực hiện các giải pháp để hỗ trợ các đơn vị tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí; đàm phán với các nhà thầu dầu khí để giảm giá dịch vụ hợp lý, rà soát lại các điều khoản thanh toán các hợp đồng dịch vụ đã được ký kết nhằm hỗ trợ, giảm áp lực khó khăn về cân đối, thu xếp vốn để tiết giảm tối đa chi phí của các đơn vị tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí, nhằm duy trì thị trường dịch vụ, đảm bảo công ăn việc làm của người lao động. Các đơn vị dịch vụ dầu khí cần tập trung đẩy mạnh tái cơ cấu doanh nghiệp theo hướng tận dụng và khai thác tối đa

cơ sở, vật chất kỹ thuật hiện có của mỗi đơn vị nhằm tiết giảm chi phí để nâng cao hiệu quả hoạt động và quyền lợi của các cổ đông; đẩy mạnh công tác tiếp thị để mở rộng và phát triển thị trường dịch vụ ở trong và ngoài nước.

Khuyến khích nghiên cứu, phát triển các công nghệ mới

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị cần thực hiện đánh giá, phân loại để sắp xếp thứ tự ưu tiên cho các dự án đầu tư nhằm đảm bảo hiệu quả sử dụng vốn, phù hợp với năng lực, điều kiện thực tế trong từng giai đoạn. Sử dụng tối đa nguồn lực của Tập đoàn trong quá trình thực hiện đầu tư dự án/công trình; kiểm soát chặt chẽ tiến độ, chi phí, chất lượng; chỉ triển khai các dự án trong quy hoạch, kế hoạch được cấp có thẩm quyền phê duyệt; thường xuyên rà soát, đánh

giá để có giải pháp kịp thời cắt giảm, tạm dừng các hạng mục công trình/ dự án không thu xếp được nguồn vốn, hiệu quả kinh tế - xã hội không cao. Nâng cao chất lượng công tác dự báo thị trường, lập và thẩm định dự án, công tác khảo sát, thiết kế, giải pháp thi công để phấn đấu tiết kiệm tối đa chi phí đầu tư của các dự án/công trình. Tổ chức đánh giá, định lượng cụ thể về tiết kiệm do việc đầu tư đúng tiến độ và vượt tiến độ; đánh giá mức độ thiệt hại, lãng phí do việc bỏ lỡ cơ hội đầu tư, chậm tiến độ, chất lượng công trình không đảm bảo gây ra, kiểm điểm và làm rõ trách nhiệm của từng tập thể/cá nhân có liên quan để có biện pháp xử lý kịp thời; đánh giá hiệu quả thực tế của các dự án/công trình đầu tư khi hoàn thành đưa vào khai thác để phân tích, đánh giá cụ thể, rút kinh nghiệm và có giải pháp, định hướng phù hợp.

Trong giai đoạn 2016 - 2020, Tập đoàn tiếp tục đẩy mạnh thực hiện công tác tái cơ cấu doanh nghiệp; Đẩy mạnh công tác xúc tiến đầu tư và tìm kiếm cổ đông chiến lược có năng lực, kinh nghiệm và trình độ quản lý tiên tiến; đẩy mạnh công tác thoái vốn, bán cổ phần và đăng ký giao dịch, niêm yết trên thị trường chứng khoán theo Quyết định số 51/2014/QĐ-TTg ngày 15/9/2014 của Thủ tướng Chính phủ. Tăng cường công tác quản trị doanh nghiệp; tổ chức quản lý, giám sát, đánh giá hiệu quả hoạt động của cán bộ lãnh đạo doanh nghiệp và người đại diện tại doanh nghiệp khác; tiếp tục hoàn thiện mô hình tổ chức, quản lý theo hướng gọn nhẹ, hiệu quả, áp dụng các phương thức quản trị tiên tiến.

Trên cơ sở đặc điểm của từng đơn vị và dự báo giá dầu, Tập đoàn sẽ rà soát lại các nhiệm vụ, chi phí

dự kiến trong giai đoạn 2016 - 2020 để chủ động cắt giảm tối đa các chi phí thuê ngoài, các nhiệm vụ chưa cần thiết hoặc chưa thật sự cấp bách. Mục tiêu phấn đấu tiết giảm chi phí biến đổi trong cơ cấu giá thành sản phẩm sản xuất và dịch vụ, nâng cao trình độ quản trị doanh nghiệp, quản trị rủi ro, điều hành sản xuất kinh doanh nhạy bén - kịp thời - chính xác - hiệu quả.

Trong thời gian tới, Tập đoàn tiếp tục cải cách hành chính, chỉ đạo các đơn vị quyết liệt thực hành tiết kiệm, chống tham nhũng, lãng phí; nâng cao chất lượng nguồn nhân lực, đẩy mạnh phát triển khoa học công nghệ; tiếp tục thực hiện sâu rộng chính sách an sinh xã hội, ổn định việc làm và chăm lo đời sống cho cán bộ công nhân viên; đẩy mạnh công tác đối ngoại và hội nhập, tích cực bảo vệ chủ quyền Quốc gia trên biển.

Đối với lĩnh vực khoa học và công nghệ, Tập đoàn tập trung hoàn thiện Quy hoạch phát triển khoa học công nghệ và đào tạo đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035; tổ chức đào tạo, nâng cao trình độ đội ngũ cán bộ, công nhân kỹ thuật hiện có; đào tạo bổ sung nguồn nhân lực cho các khâu còn thiếu, còn yếu, ưu tiên đào tạo chuyên gia trong các lĩnh vực mũi nhọn; tăng cường hợp tác với nhà thầu dầu khí, liên doanh với nước ngoài trong công tác đào tạo, phát triển nguồn nhân lực. Đẩy mạnh hoạt động nghiên cứu, ứng dụng, chuyển giao công nghệ phục vụ phát triển bền vững, bảo vệ tài nguyên, môi trường và nâng cao khả năng cạnh tranh của Tập đoàn. Đổi mới nhận thức, tư duy, đẩy mạnh đào tạo, sử dụng đội ngũ cán bộ làm công tác khoa học công nghệ; xây dựng quy chế ưu đãi, tăng đầu tư, xây dựng kế hoạch cụ thể cho công tác nghiên

cứu khoa học; tiếp tục đổi mới cơ chế hoạt động, nâng cao hiệu quả quản lý theo tinh thần đổi mới của Luật Khoa học và Công nghệ theo hướng bám sát nhu cầu thị trường và yêu cầu của ngành Dầu khí; xây dựng lộ trình công nghệ thích hợp cho Tập đoàn, xác định công nghệ cần phải chiếm lĩnh trong từng lĩnh vực cụ thể. Các đơn vị cần sử dụng hiệu quả Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ, trên cơ sở đó khuyến khích nghiên cứu, phát triển, đầu tư, thử nghiệm chuyển đổi và ứng dụng các công nghệ mới, đào tạo nguồn nhân lực phù hợp, tiến tới làm chủ công nghệ.

Đặc biệt, Tập đoàn sẽ tăng cường năng lực nghiên cứu khoa học trong các lĩnh vực: xử lý, minh giải tài liệu địa chấn; thăm dò, khai thác dầu khí vùng nước sâu, xa bờ; thăm dò, khai thác, chế biến dầu nặng; nâng cao thu hồi dầu; phát triển mỏ nhỏ, cận biên, hàm lượng CO₂ cao; chế biến dầu khí; thiết kế, chế tạo công trình dầu khí; dự báo thị trường, cung - cầu các sản phẩm chủ yếu trong ngành Dầu khí. Tập đoàn tập trung xây dựng đội ngũ cán bộ khoa học công nghệ đầu ngành, có trình độ cao, có khả năng dẫn dắt, định hướng cả một nhóm, tập thể các nhà khoa học dành công sức, tâm huyết cho những lĩnh vực khoa học công nghệ mũi nhọn; tăng cường các biện pháp nhằm gắn kết chặt chẽ hơn nữa giữa nghiên cứu khoa học với đào tạo và ứng dụng. Đồng thời, Tập đoàn tăng cường hợp tác quốc tế với các đối tác trong liên doanh và với các công ty dầu khí đang hoạt động tại Việt Nam để học hỏi kinh nghiệm, tiếp thu và từng bước làm chủ, cải tiến, tiến tới sáng tạo công nghệ trong các lĩnh vực.

Quang Minh

ĐẶC ĐIỂM CÁC PHÁT HIỆN VÀ TRIỂN VỌNG DẦU/BITUM TRÊN ĐẤT LIỀN VIỆT NAM

Trịnh Xuân Cường

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: cuongtx@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Trên cơ sở tài liệu địa chất - địa vật lý và kết quả phân tích thí nghiệm từ các mẫu vật thu thập từ năm 1910 đến nay có thể khẳng định ở nhiều khu vực trên đất liền của Việt Nam có biểu hiện dầu/bitum trực tiếp và các đá trầm tích ở các khu vực này tồn tại các tầng sinh có khả năng sinh thành dầu khí. Tuy nhiên, tiềm năng và phân bố của dầu khí vẫn là dấu hỏi lớn do công tác tìm kiếm thăm dò trong thời gian qua mới ở mức rất sơ bộ, cần tiếp tục nghiên cứu để định hướng, lựa chọn và mở rộng công tác tìm kiếm thăm dò và đánh giá tiềm năng dầu cho các khu vực quan tâm.

Từ khóa: Điểm lộ dầu, bitum, đất liền, asphalt, Núi Lich, Nậm Ún, Sài Lương, An Châu, Thị Nại.

1. Giới thiệu

Công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam đã được thực hiện từ đầu thế kỷ XX [1] trên cơ sở các dấu hiệu khí cháy và các điểm lộ dầu/bitum ở một số khu vực trên đất liền. Tuy nhiên, hoạt động tìm kiếm thăm dò dầu khí chỉ thực sự được triển khai mạnh từ khi thành lập Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam vào năm 1975. Kết quả khảo sát địa chất và nghiên cứu các dấu hiệu tiền đề về dầu khí tại một số khu vực trong giai đoạn 1960 - 1970 [2, 3] đã cung cấp thông tin quan trọng cho các nghiên cứu về dầu khí trong giai đoạn hiện nay.

Công tác tìm kiếm thăm dò và nghiên cứu dầu khí trên đất liền Việt Nam có thể chia thành 3 giai đoạn sau:

- Giai đoạn trước năm 1975

Giai đoạn từ 1910 - 1954 chủ yếu là khảo sát, điều tra nghiên cứu của các nhà địa chất Pháp thuộc Sở Địa chất Đông Dương. Đến năm 1910, sau khi phát hiện ra điểm lộ dầu ở Núi Lich (tỉnh Yên Bái), các nhà địa chất Pháp R.Bouret; E.Zeiller, L.Dusault [1] đã tiến hành khảo sát và nghiên cứu khả năng sinh dầu phân bố ở phía Đông Nam, điểm lộ dầu này có độ dày trung bình 800 - 1.000m. Trong năm 1910 và 1911, Sở Địa chất Đông Dương đã khảo sát địa chất và thi công nhiều hào, giếng xung quanh điểm lộ dầu, đồng thời đã tiến hành khoan 1 giếng khoan nông có độ sâu 52m ở phía Tây Nam đỉnh Núi Lich và ở độ sâu 35m đã phát hiện ra một lớp cát đen có mùi dầu. Trong báo cáo tổng kết các kết quả nghiên cứu vùng Núi Lich năm 1922, Sở Địa chất Đông Dương gửi về Bộ Công nghiệp Pháp có viết: "Trong trầm tích của vùng Yên Bái có tồn tại một lớp đá vôi chứa bitum,

trầm tích này không có khả năng hình thành một mỏ dầu trong vùng, nhưng có thể là dấu hiệu tốt cho công tác tìm kiếm dầu ở xứ này". Pierre Viennot [4] đã đề cập khá toàn diện về điều kiện địa chất và đặc điểm tầng chứa dầu Núi Lich; vẽ sơ đồ địa chất 1:100.000 và xếp toàn bộ trầm tích lục nguyên bờ phải Sông Hồng vào tuổi Paleozoic. Pierre Viennot mô tả "... dầu thấm rỉ ra trên một diện tích hẹp trong một dải đá vôi graphite hóa mỏng đã bị phá hủy mạnh, các tinh hốc và khe nứt chứa một chất lỏng màu nâu..." và khẳng định "... dầu này chắc chắn là hợp chất hydrocarbon phù hợp với định nghĩa chung về dầu mỏ hiện nay và có lẽ dầu này được hình thành tại chỗ từ hợp chất hữu cơ có mặt trong đá vôi...". Ông cũng loại trừ mọi khả năng phát hiện ra một mỏ dầu công nghiệp ở vùng Yên Bái [1].

Việt Nam đã hợp tác với Liên Xô trong các nghiên cứu địa chất. Đầu tiên có thể kể đến là công trình "Nghiên cứu cấu trúc địa chất triển vọng dầu lửa và khí thiên nhiên ở nước Việt Nam Dân chủ Cộng hòa" năm 1961 do S.K.Kitovanhi [2] làm chủ biên đã đưa ra các tiền đề tìm kiếm thăm dò dầu khí miền Bắc Việt Nam. Nguyễn Quang Hạp [5] đã triển khai "Công tác nghiên cứu địa chất và triển vọng dầu khí vùng Đông Bắc Việt Nam" năm 1965 trên cơ sở các nghiên cứu và tài liệu đã có cũng như thực hiện một khối lượng công tác thực địa và phân tích rất lớn. Trong thời gian này, chuyên gia Liên Xô Golovenok cũng có các nghiên cứu và đưa ra "Những số liệu mới về trầm tích Neogene Đệ Tứ, Miền vông Hà Nội vào cuối năm 1967" giúp đưa ra các định hướng thu nổ địa chấn và khoan trong giai đoạn sau này. Kết quả nghiên cứu "Cấu trúc địa chất và triển vọng dầu khí Bắc vùng trung An Châu" do Nguyễn Quang Hạp và nnk triển khai trong giai đoạn 1966 - 1970 [3, 6 - 8] là tiền đề

cho chuyên gia I.A.Gópxép thực hiện việc đánh giá "Địa chất của cấu tạo Chủ, vùng trung An Châu" trong năm 1969 [9]. Đến cuối năm 1970, V.N.Kisliakov có các đánh giá về "Cấu trúc địa chất và triển vọng chứa dầu mỏ, khí đốt của miền vông Hà Nội". Công tác lập sơ đồ cấu tạo 1:200.000 vùng trung An Châu đã được Nguyễn Quang Hạp hoàn thành vào năm 1971 [10]. Năm 1973 có công bố về "Kết quả nghiên cứu tầng sinh dầu và chứa dầu vùng trung An Châu, khối Bắc Sơn" của Đoàn Thiện Tích [2, 3, 8, 9, 11, 12].

Ở khu vực Nậm Ủn - Sài Lương (tỉnh Sơn La), đá phiến vôi và đá vôi chứa asphalt được phát hiện vào năm 1958. Đá chứa asphalt được cho vào thùng phi đun nóng để lấy dầu. Các nhà địa chất Pháp là Duyxô và Jacop xếp những trầm tích chứa asphalt trên vào bậc Aalenian (Jurassic sớm). J.Fromaget và E.Saurin về sau xếp xuống Norian (Triassic muộn). Năm 1965, A.E. Dopjicop, Bùi Phú Mỹ và nnk [11] trong công trình bản đồ địa chất miền Bắc Việt Nam, tỷ lệ 1:500.000 đã so sánh những trầm tích này với trầm tích màu đỏ chứa xương khủng long ở Mường Pha Lan (Lào) và xếp vào tuổi Jurassic không phân chia. Năm 1969, khi thành lập tờ địa chất Vạn Yên 1:200.000, Nguyễn Xuân Bao và nnk đã xác lập hệ tầng Yên Châu có tuổi Cretaceous muộn - K_2 yc. Bản đồ địa chất tờ Yên Bái tỷ lệ 1:200.000, Nguyễn Vĩnh và nnk [13] vẫn sử dụng tên hệ tầng Yên Châu (K_2 yc) cho các trầm tích màu đỏ lộ ra ở Mường Chùm - Nậm Ủn - Thượng Bằng La về đến bản Sài Lương. Từ năm 1977 - 1979, Tổng cục Dầu khí đã giao cho Đoàn địa chất 36C thực hiện nhiệm vụ "Đánh giá cấu trúc địa chất và triển vọng dầu khí dải Sơn La - Ninh Bình". Các công tác khảo sát địa chất được đan dày và khá chi tiết trong khu vực Nậm Ủn - Sài Lương. Kết quả cho thấy tại một số mặt cắt đã phát hiện thêm được những điểm đá vôi, đá sét vôi chứa asphalt ở các mức độ khác nhau ở Bản Tỏi, Bản Chang, Mường Chùm... Tuy nhiên, do kinh phí có hạn nên chưa thực hiện được các phân tích thí nghiệm để đánh giá tiềm năng một cách đầy đủ.

Năm 1961, chuyên gia Liên Xô S.K.Kitovanhi đã đề cập khá chi tiết về điểm lộ dầu ở khu vực Núi Lịch (tỉnh Yên Bái) trong công trình nghiên cứu "Triển vọng dầu mỏ và khí thiên nhiên ở miền Bắc Việt Nam Dân chủ Cộng hòa" [2]. Về mặt địa chất, ông cho rằng các trầm tích đá vôi xen kẽ phiến sét vôi ở khu vực Núi Lịch có tuổi Devonian. Về khoáng hóa dầu, ông kết luận "... dầu lộ trong đá vôi ở Núi Lịch là dạng thứ sinh, chúng được di chuyển đến từ các tầng nằm sâu hơn" [2]. Năm 1965, A.E.Dopjicop và nnk trong công trình bản đồ địa chất miền Bắc Việt Nam tỷ lệ 1:500.000 đã xếp các trầm tích đá phiến sét màu đen và

cát kết vùng Núi Lịch vào tuổi Devonian dưới, bậc Eifelian. Năm 1972, trên bản đồ địa chất tờ Yên Bái, Nguyễn Vĩnh và nnk đã xếp các trầm tích trên vào hệ tầng Sông Múa trên có tuổi D_1 sm.

- Giai đoạn 1975 - 1990

Công tác nghiên cứu dầu khí được mở rộng về phía Nam với các nghiên cứu của Phan Huy Quỳnh với "Kết quả khảo sát địa chất ở đầm Thị Nại, thị xã Quy Nhơn" năm 1980 và của Nguyễn Giao về "Cấu trúc địa chất và triển vọng dầu khí trầm tích Đệ Tam vùng Đồng bằng sông Cửu Long" năm 1983 [14, 15]. Ở phía Bắc, các công trình nghiên cứu vẫn tiếp tục được tiến hành với các nghiên cứu chi tiết như "Lập sơ đồ cấu tạo và triển vọng dầu khí vùng Bản Chung" của Trần Đăng Lâm (1976), "Nghiên cứu địa chất dầu khí dải Sơn La - Ninh Bình" của Đỗ Văn Hân (1980). Và đặc biệt là công trình của Đỗ Văn Hân "Nghiên cứu đá phiến dầu vùng Nậm Ủn - Sài Lương" (1981) và "Công tác nghiên cứu địa chất dầu khí vùng trung An Châu" (1977) cũng như "Tổng hợp tài liệu địa chất, địa vật lý đã có nhằm đánh giá tiềm năng dầu khí của các trầm tích trước Cenozoic Việt Nam" của Bùi Đình Phương (1988). Tại khu vực Núi Lịch, năm 1977, Trần Khắc Tân và nnk đã hoàn thành báo cáo tổng kết đề tài "Cấu trúc địa chất và đặc điểm sinh chứa dầu vùng Núi Lịch, tỉnh Yên Bái". Về mặt địa tầng, các tác giả đã phân chia khá chi tiết địa tầng của khu vực thành 2 tầng: tầng Núi Lịch (D_1 - D_2 nl) nằm dưới và các trầm tích đá vôi ngậm dầu tầng Núi Muối (D_2 nm) phủ chỉnh hợp bên trên. Về triển vọng dầu khí, tác giả xếp các trầm tích sét bột kết của phụ tầng Núi Lịch trên có khả năng là một tầng sinh dầu với chất lượng thấp. Các tập đá cát kết dạng quartzite và đá vôi của tầng Núi Lịch có khả năng là tầng chứa chứa trung bình đến kém. Năm 1981, Đỗ Văn Hân và nnk trong khi thi công phương án "Nghiên cứu đá phiến dầu vùng Nậm Ủn - Sài Lương" đã tiến hành khảo sát địa chất chi tiết một số mặt cắt có chứa asphalt. Đồng thời, các tác giả đã đào hào để xác định sự phân bố, chiều dày và tiến hành lấy mẫu phân tích để xác định hàm lượng vật chất hữu cơ, bitum và asphalt... Trong báo cáo tổng kết năm 1981, Đỗ Văn Hân đã xác lập một đơn vị địa tầng mới mang tên hệ tầng Nậm Ủn ($T_{3c-n nu}$) [16]. Hệ tầng Nậm Ủn lộ không liên tục theo hướng Tây Bắc - Đông Nam từ bản Nậm Ủn đến bản Sài Lương với chiều dài khoảng 10km có chiều dày 350 - 450m. Riêng tập trầm tích có chứa asphalt có bề dày trung bình khoảng 100 - 120m. Những kết quả phân tích và tính toán cho thấy đá vôi, sét vôi chứa asphalt ở khu vực này rất có tiềm năng, với trữ lượng ước tính khoảng 1,3 tỷ tấn (?) [17 - 19].

- Giai đoạn từ 1990 đến nay

Đây là giai đoạn bùng nổ các hoạt động tìm kiếm thăm dò dầu khí, tuy nhiên chủ yếu tập trung vào các bể trầm tích Cenozoic. Các nghiên cứu trên đất liền tương đối ít và tập trung vào các vùng mới ở phía Nam. Có thể kể đến các công trình nghiên cứu về "Đánh giá tiềm năng dầu khí bể trầm tích Huế - Quảng Đà" của Đỗ Văn Lưu (1994), "Sự phân bố và đánh giá triển vọng dầu khí của quá trình thành tạo địa chất trước Cenozoic thềm lục địa Việt Nam" của Phan Trung Điển (1995), "Điểm lộ dầu Vĩnh Linh - Quảng Trị" của Lê Như Tiêu (1998). Trong thời gian này, các khảo sát điều tra cơ bản được thực hiện trên các đảo cũng như các khu vực trước đây chưa được quan tâm. Các công trình có giá trị tham khảo như "Công tác khảo sát thực địa đảo Bạch Long Vĩ, Đồ Sơn, Kiến An, núi Con Voi và đảo Cát Bà" (1998) của Phạm Quang Trung, "Khảo sát thực địa đảo Phú Quốc và vùng ven biển Rạch Giá - Hà Tiên nhằm phục vụ cho việc đánh giá địa chất dầu khí" (1999) của Nguyễn Đức Tùng, "Kết quả khảo sát thực địa các điểm lộ khí ở hai tỉnh Thanh Hóa và Thái Bình" (2000) của Hoàng Minh Hải, "Nghiên cứu, đánh giá tiềm năng đá dầu ở trung Hoàng Hải - Quảng Ninh" (2002) của Vũ Trụ, "Đánh giá tiềm năng dầu khí các thành tạo trước Cenozoic khu vực giữa Sông Hồng và Sông Mã" (2002) của Phan Trung Điển và "Điều tra, đánh giá sơ bộ khí nông ở Việt Nam (Miền đồng Hà Nội và Đồng bằng Thanh - Nghệ Tĩnh)" (2003) của Lê Văn Dung. Đặc biệt là công trình hợp tác Việt Nam - Đan Mạch ENRECA với các cập nhật về "Khảo sát, nghiên cứu điểm lộ dầu khí khu vực Đầm Thị Nại - Quy Nhơn" (2004) của Phạm Quang Trung cũng như kết quả khoan giếng ENRECA 3 trên đảo Bạch Long Vĩ với việc xác nhận tầng sinh có hàm lượng TOC cao nhất từ trước đến nay. Các nghiên cứu chuyên sâu phải kể đến các khảo sát và nghiên cứu của ENI (Italy) với các đánh giá về tiềm năng shale gas của khu vực miền Bắc Việt Nam mà trọng tâm là trung An Châu.

2. Một số đặc trưng các điểm lộ dầu trên đất liền Việt Nam

Đối với dầu nặng hay bitum thì điểm lộ dầu trong các trầm tích Paleozoic ở vùng Núi Lạch (Yên Bái) là một trong những khu vực điển hình, được nhiều nhà địa chất trong và ngoài nước quan tâm nghiên cứu. Địa tầng của khu vực đã được công bố kèm theo tờ "Bản đồ địa chất tờ Yên Bái tỷ lệ 1:200.000" do Nguyễn Vinh chủ biên, Cục Địa chất và Khoáng sản Việt Nam xuất bản năm 2005 với việc bổ sung những tài liệu khảo sát và nghiên cứu trong thời gian thực hiện đề tài.

Điểm lộ đá vôi chứa dầu Núi Lạch có tọa độ $104^{\circ}52'47''$ kinh độ Đông và $21^{\circ}38'10''$ vĩ độ Bắc (Hình 1). Điểm lộ dầu

này được người Pháp phát hiện từ năm 1910 và đã tiến hành 1 giếng khoan sâu 52m tại sườn Núi Lạch và ở 35m đã phát hiện được 1 lớp cát kết đen có mùi dầu (Hình 2 - 4). Từ đó đến nay đã có nhiều nhà địa chất trong và ngoài nước đến khảo sát nghiên cứu và có một số nhận xét sau:

- Đá vôi xám tro, xám đen đến đen, cứng, giòn, có thể có chứa dầu lỏng chỉ bắt gặp tại các hào được thi công sát chân Núi Lạch. Những đá này có lẽ là các thấu kính nằm trong tập đá phiến sét than và phiến sét vôi chứa than.

- Phát hiện các váng dầu mỏng thực thụ và cũng phát hiện được một tinh hốc trong đá vôi kích thước tới 4 - 5,5cm, màu lục nhạt. Khi nhúng vào nước có xuất hiện một váng dầu rất mỏng. Đây có thể được coi như là những tinh hốc trước đây có chứa dầu lỏng.

- Đá vôi có thành phần không đồng nhất đã bị biến đổi không đồng nhất, với sự xuất hiện các mạch calcite thứ sinh kích thước khác nhau và các khe nứt, hang hốc nhỏ... Những đá vôi này có thể có tiềm năng chứa được sản phẩm.

- Đá phiến sét, phiến sét vôi màu đen, xám đen giàu vật chất hữu cơ, hoặc chứa than, sờ rất bần tay có lẽ được thành tạo trong điều kiện đầm hồ vùng vịnh và cũng có thể là những đá có tiềm năng sinh dầu ở khu vực Núi Lạch.

- Không quan sát được sự xuất hiện nhiều khe nứt và các đới dập nát trong các đá điểm lộ đá quartzite và bột kết quartzite, nên tiềm năng chứa của các đá này là rất hạn chế.

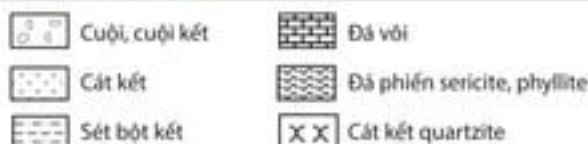
- Dầu trong đá cát bờ rời và đá vôi ngậm dầu tuổi $D_1?$ - D_2 en¹ có đặc trưng như Bảng 1 và 2.

Theo tiêu chuẩn phân loại bitum dầu với các loại bitum than và các loại hữu cơ khác của Liên Xô (cũ) nếu là bitum dầu phải có tiêu chuẩn bitum $CHCl_3$ /bitum cồn benzene =



Hình 1. Bản đồ địa chất khu vực Núi Lạch [13]

Tuổi	Hệ tầng	Cột địa tầng	Chiều dày (m)	Đặc trưng thạch học
Đệ Tứ			20 - 35	Cuội, sỏi, cát bờ rời, sét
Neogene	Cổ Phúc (N ₁ cp)		500 - 600	Phần dưới: cuội kết, sỏi kết màu xám, xám nâu, phần lớp không rõ ràng Phần giữa: sỏi kết, cát kết thạch anh màu trắng xen bột kết xám vàng và những thấu kính/lớp than mỏng (3 - 20cm) Phần trên: bột kết xen sét kết màu xám vàng, xám đen phần lớp mỏng, chứa di tích động vật <i>Viviparus cf. sturi</i> và thực vật: <i>Quercus glauca</i> , <i>Graminiphyllum</i> ,...
		Bản Nguồn (D ₁ bn)	850 - 900	Bột kết phân dải và phiến mỏng màu xám đến xám sáng xen cát kết dạng quartzite phân lớp dày và đá phiến sét màu xám nâu, xám đen và đá phiến sét than màu đen. Trong bột kết, phiến sét chứa các hóa đá: <i>Nervostrophia ronsnickajae</i> , <i>Euomphalus aff. Laevis</i> ,...
		Sông Mưa (D ₁ sm)	700 - 900	Cát kết quartzite phân lớp, hạt nhỏ màu xám sáng, xám hồng xen đá phiến sericite dạng phyllite màu lục, phân dải và phân phiến mạnh, bột kết dạng phiến. Phần trên đá phiến vôi chứa ít than màu đen chứa các lớp mỏng hoặc thấu kính đá vôi kích thước khác nhau màu đen, xám đen, hạt không đều, ở Núi Lịch có chứa dầu lỏng. Hóa đá: <i>Palaeosolen cf. chamani</i> , <i>Sphenotus cf. spatulata</i> , <i>Dissonia cf. unica</i> ,...



Hình 2. Cột địa tầng khu vực Núi Lịch - Yên Bái [13, 20]

1 hoặc bitum dầu phải có dầu mỏ 64 - 86%, nhựa benzene 16% và asphalt 0,2 - 56%. Với tiêu chuẩn như trên thì các hợp chất hydrocarbon lỏng ở Núi Lịch chính là bitum dầu và theo kết quả phân đoạn dầu của phòng thí nghiệm Pari (1935) thì đây là hỗn hợp dầu lỏng theo đúng định nghĩa về dầu mỏ hiện nay. Từ các quan sát thực tế cho thấy dầu lỏng ở đây di chuyển từ đá gốc ở dưới sâu lên trầm tích bờ rời trên theo một số hệ thống khe nứt và đang tiếp tục bị phá hủy.

Ở khu vực bản Nậm Ủn (Hình 6), trên bản đồ địa chất tờ Yên Bái tỷ lệ 1:200.000 do Nguyễn Vĩnh chủ biên, xuất bản năm 2005 cho thấy có nhiều điểm lộ đá vôi chứa asphalt (trong phạm vi huyện Mường La và Mai Sơn, tỉnh Sơn La).

Trong khu vực bản Nậm Ủn - Nà Tông, các trầm tích đá vôi của hệ tầng Đồng Giao (T_{2a} dg), một phần của hệ tầng Mường Trai (T_{2a} mt) và một diện tích nhỏ hơn các đá trầm tích của hệ tầng Yên Châu (K₂ yc). Dựa theo văn liệu đã có [2, 19, 22, 23] kết hợp với khảo sát thấy rằng trầm tích của hệ tầng có thể tách ra thành phần trên và phần dưới với sự khác biệt rõ rệt cả về thành phần đất đá, màu sắc, môi trường và thời gian thành tạo. Trầm tích thuộc phần phía trên có thể quan sát tại mặt cắt Mường Bú - Mường Chùm dọc theo đường ở tả Sơn La đi thủy điện Tạ Bú với đặc trưng sau:

- Đá vôi màu xám tro đến xám đen, phân lớp dày 15 - 25cm, giòn, rắn chắc, nhiều mạch calcite trắng có kích thước từ 0,5 - 2mm đến 5mm. Một số lớp có chứa asphalt màu nâu nhạt đến nâu đen, ở dạng xám tán hoặc lấp vào khe nứt, hoặc tập trung thành các đám riêng biệt trên mặt lớp. Đôi chỗ có các đám vết pyrite màu đen. Khi đập



Hình 3. Vị trí và dấu vết còn lại của giếng khoan sâu 52m người Pháp thực hiện năm 1911 [21]



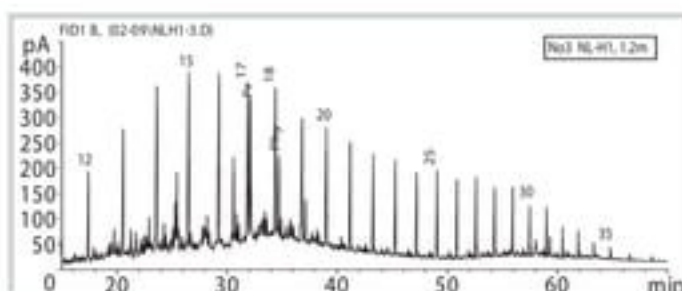
Hình 4. Đá phiến sét than xen kẽ lớp mỏng phiến sét vôi [21]

Bảng 1. Kết quả phân tích dầu trong đá vôi [21]

Số hiệu mẫu phân tích	Loại đá chứa dầu	Bitum CHCl_3	Bitum cồn benzene	Asphalt (%)	Nhựa (%)	Dầu mỏ (%)	Hệ số CHCl_3 bitum benzene
D1	Đá vôi xám	0,37	3,78	7,21	7,21	85,91	
M37	Đá vôi xám trắng	0,078	17,30	9,10	61,50	61,50	3,07

Bảng 2. Kết quả phân tích dầu trong cát bờ rời [21]

Thành phần bitum	Số hiệu mẫu	Q20
	Nham thạch tấm dầu	Cát bờ rời
	Bitum CHCl_3 (%)	0,101
	Bitum cồn benzene (%)	0,103
CHCl_3	Asphaltene (%)	3,60
CHCl_3	Nhựa (%)	50,10
CHCl_3	Dầu mỏ (%)	41,50
CON	Asphaltene (%)	5,20
CON	Nhựa (%)	31,20
CON	Dầu mỏ (%)	59,30
Hệ số B	$\frac{\text{Bitum A}}{\text{Bitum C}} = P$	0,91



Hình 5. Phổ sắc ký khí phân đoạn hydrocarbon của mẫu dầu Núi Lich lấy trong sét vôi, với TOC 0,21%, bitum 35,5ppm [21]



Hình 6. Bản đồ địa chất khu vực bản Nậm Ủn - 2 và Nà Tông (thuộc từ bản đồ địa chất Yên Bái, tỷ lệ 1:200.000)

ra có mùi khét giống mùi nhựa đường bị nung chảy. Tổng chiều dày các lớp đá vôi chứa asphalt này khoảng 60 - 75cm (Hình 7 - 8).

- Sét chứa vôi màu xám, xám nâu nhạt, cứng, bề dày 30cm chứa asphalt ở dạng xám tán, hoặc tập trung thành các đám/vết nhỏ màu nâu xám riêng biệt trên mặt lớp vôi kích thước 0,3 - 0,7mm. Khi mới đập ra có mùi nhựa đường nhẹ. Lớp asphalt bị phong hóa khá mạnh dày 25cm xám tro, xám đen, bờ, đập vỡ vụn, đốt khó cháy hơn than và tỏa



Hình 7. Đá vôi chứa asphalt và những thấu kính asphalt bị phong hóa tại bản Nậm Ủn - 2 [21]

mùi khét giống nhựa đường bị nung chảy. Khi bị phong hóa mạnh trông giống như đất đen (Hình 8).

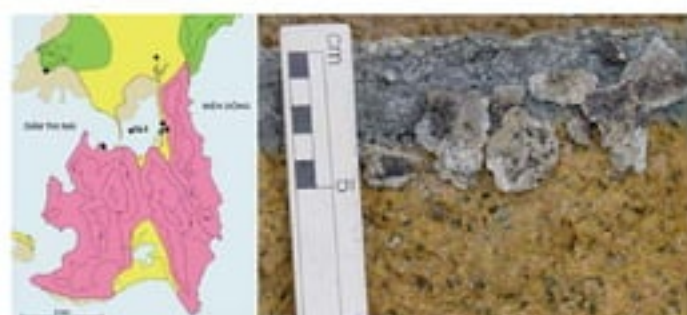
- Đặc điểm đá vôi ngậm asphalt Nà Tông cho thấy hàm lượng bitum đạt 45.023,47ppm với thành phần các nhóm: Hydrocarbon bão hòa: 15,74(%); hydrocarbon thơm: 8,99(%); tổng hydrocarbon: 24,73(%); HPN: 75,27(%).

- Đá vôi chứa asphalt và sét vôi chứa asphalt ở các điểm lộ khảo sát Nậm Ủn - Nà Tông là đối tượng rất có tiềm năng. Theo Đỗ Văn Hân [19], các đá này lộ ra trong một đơn nghiêng với góc dốc trung bình 40 - 45°, theo hướng Đông Bắc - Tây Nam trên chiều dài khoảng 10km, tổng chiều dày trung bình của cả tập khoảng 114m. Hàm lượng bitum hòa tan dao động từ 1kg/tấn đến 59kg/tấn đá (trung bình của 18 mẫu là 10kg/tấn). Và kết luận đây là một khu vực có tiềm năng lớn về asphalt cần phải nghiên cứu chi tiết hơn đặc biệt là công nghệ sử dụng trong giao thông.

Một khu vực cũng được quan tâm khảo sát đó là khu vực thị trấn Cát Bà, Hải Phòng. Các khảo sát tập trung chủ yếu vào các trầm tích carbonate, xen kẽ đá vôi silic, silic và đôi chỗ xen kẹp những lớp phiến sét chứa than. Tuổi của các thành tạo trầm tích được xác định là Devonian muộn - Carboniferous sớm thuộc hệ tầng Phố Hàn - D_3 , C_1 , ph ; một phần lộ ra ít hơn có tuổi Carboniferous sớm thuộc hệ tầng Cát Bà - C_1 , cb (theo bản đồ địa chất tỷ lệ 1:200.000, 1999). Trầm tích carbonate D_3 - C_1 lộ ra liên tục ở khu vực đảo Cát Bà là tương đối đại diện cho mặt cắt của hệ tầng này; chủ yếu gồm đá vôi xám tro, xám đen phân lớp dày đến dạng khối xen kẹp với lượng ít hơn đá



Hình 8. Đá vôi màu xám tro phân lớp dày đến dạng khối chứa các thấu kính phiến sét với màu đen chứa ít than (?). Trong đá vôi phát triển các mạch/ổ calcite thù sinh màu trắng có kích thước khác nhau [21]



Hình 10. Điểm lộ dầu Đầm Thị Nại, Quy Nhơn [15]

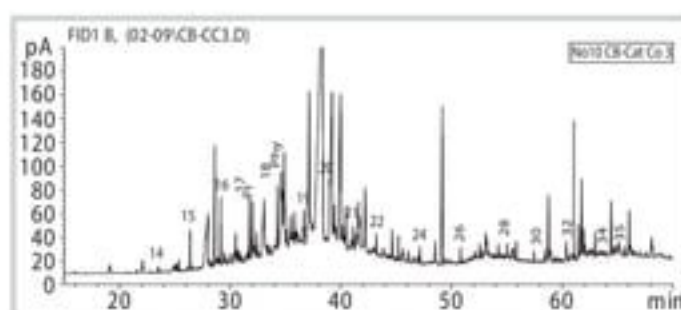
vôi silic/silic phân lớp mỏng và rất ít các lớp phiến sét chứa than. Tiềm năng sinh của các lớp phiến sét chứa than ở khu vực này có thể hạn chế, do có mặt rất ít với dạng vỉa mỏng và bị biến đổi mạnh.

Khu vực đầm Thị Nại (Quy Nhơn) là điểm lộ dầu rất quan trọng, góp phần khẳng định hệ thống dầu khí ở khu vực bể Phú Khánh, miền Trung Việt Nam. Điểm lộ dầu (Hình 11) đã được phát hiện từ thời Pháp thuộc và có 1 giếng khoan được khoan nhằm đánh giá sự tồn tại của dầu khí trong những năm đầu của thế kỷ trước. Hiện nay, dấu vết của giếng khoan này vẫn còn. Năm 2002, Viện Dầu khí Việt Nam cùng các chuyên gia Đan Mạch đã có các nghiên cứu khá chi tiết về khu vực này nhằm đánh giá hệ thống dầu khí, trong đó tập trung vào nghiên cứu phân tích các loại dầu phát hiện tại đầm Thị Nại.

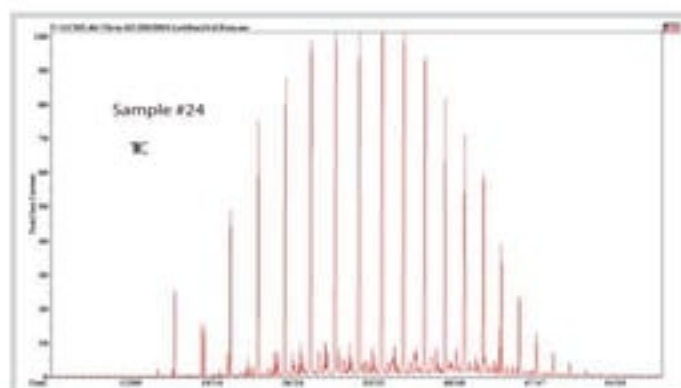
Dầu có nguồn gốc đầm hồ (lacustrine oil) với hàm lượng wax cao (Hình 12), tỷ số hopane/sterane rất cao và có mặt của oleanane đã được xác định. Nhìn chung, loại dầu này có đặc trưng tương tự như các loại dầu đã phát hiện tại Việt Nam.

3. Kết luận

Trong bối cảnh gia tăng trữ lượng dầu khí truyền thống ngày càng khó khăn, việc nghiên cứu tiềm năng dầu khí phi truyền thống như dầu nặng/bitum là rất cần thiết. Các kết quả nghiên cứu trong thời gian qua đã định



Hình 9. Phổ sắc ký khí phân đoạn hydrocarbon của mẫu sét than xen kẹp đá vôi tuổi Devonian tại bãi Cát Cò 3, với TOC 4,26%, bitum 33,9ppm [21]



Hình 11. Phổ sắc ký khí phân đoạn hydrocarbon của mẫu đá đầm Thị Nại, Quy Nhơn [24]

hướng công tác khảo sát tìm kiếm thăm dò dầu khí, giúp xác định các khu vực cần tập trung đầu tư nghiên cứu như: An Châu, Núi Lịch, Nậm Ủn - Sài Lương và một số khu vực cần nghiên cứu thêm như khu vực trũng Mesozoic Sông Đà, vùng Đông Điện Biên, Bản Đôn và Tây Nam Bộ.

Kết quả công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí nói chung và dạng dầu nặng/bitum nói riêng trên đất liền trong thời gian qua cho thấy tuy đã phát hiện các dấu hiệu và bước đầu xác định phạm vi phân bố của các trầm tích có khả năng sinh và chứa, nhưng còn nhiều vấn đề chưa sáng tỏ do mật độ thăm dò rất thưa. Công tác tìm kiếm thăm dò cũng như mở rộng khu vực điều tra quanh các vùng đã có dấu hiệu dầu khí cần được tiếp tục đầu tư nghiên cứu và triển khai.

Tài liệu tham khảo

1. Direction des mines, servi ces des mines. *La question du petrole au Tonkin et dans le reste de l'Indochina*. 1922.
2. S.K.Kitovanhi. *Triển vọng về dầu lửa và khí thiên nhiên ở Việt Nam*. 1961.
3. Ngô Thường San. *Cấu trúc địa chất và triển vọng dầu khí Bắc vùng trũng An Châu*. 1966.
4. Pierre Viennot. *Etude du gisement petroliere de Yên Bái et de ses environs (Tonkin)*. 1925.
5. Nguyễn Quang Hạp. *Công tác nghiên cứu địa chất và triển vọng dầu khí vùng Đông Bắc Việt Nam*. 1965.
6. Ngô Thường San. *Cấu trúc địa chất và triển vọng chứa dầu vùng trũng An Châu*. 1968.

7. Ngô Thường San. Báo cáo tổng kết cấu trúc địa chất và triển vọng chứa dầu của vùng An Châu. 1970.
8. Ngô Thường San. Cấu trúc địa chất và triển vọng chứa dầu vùng vùng trung An Châu. 1970.
9. I.A.Gổpxép. Địa chất của cấu tạo Chũ, vùng trung An Châu. 1969.
10. Nguyễn Quang Hạp. Công tác lập sơ đồ cấu tạo 1:200.000 vùng trung An Châu. 1971.
11. A.E.Довжикова. Геология северного Вьетнама. 1965.
12. V.N.Kisliakov. Cấu trúc địa chất và triển vọng chứa dầu mỏ, khí đốt của Miền vông Hà Nội. 1970.
13. Nguyễn Vĩnh. Báo cáo theo kết quả công tác lập bản đồ tìm kiếm tỷ lệ 1/200.000 từ Yên Bái. Tổng cục Địa chất. 1973.
14. Nguyễn Giao. Cấu trúc địa chất và triển vọng dầu khí trầm tích Đệ Tam vùng Đồng bằng sông Cửu Long. 1983.
15. Phan Huy Quỳnh. Kết quả khảo sát địa chất ở Đầm Thị Nại, thị xã Quy Nhơn. 1980.
16. Hoàng Minh Hải. Kết quả khảo sát thực địa các điểm lộ khí ở hai tỉnh Thanh Hóa và Thái Bình. 2000.
17. Đỗ Văn Hân. Tổng kết công tác nghiên cứu địa chất dầu khí vùng trung An Châu. Đoàn địa chất 36C. 1977.
18. Đỗ Văn Hân. Nghiên cứu địa chất dầu khí dài Sơn La - Ninh Bình. Viện Dầu khí Việt Nam. 1980.
19. Đỗ Văn Hân. Nghiên cứu đá phiến dầu vùng Nậm Ủn - Sài Lương. Viện Dầu khí Việt Nam. 1981.
20. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Địa chất và tài nguyên Dầu khí Việt Nam. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2007.
21. Ngô Xuân Vinh. Đánh giá tiềm năng sinh và chứa dầu khí các đối tượng carbonat tuổi Paleozoic đã phát hiện thuộc phạm vi phía Bắc Việt Nam. Viện Dầu khí Việt Nam. 2008.
22. Phan Trung Điển. Sự phân bố và đánh giá triển vọng dầu khí của quá trình thành tạo địa chất trước Cenozoic trầm lục địa Việt Nam. 1995.
23. Phương Văn Hạc và nnk. Báo cáo tổng kết cấu tạo địa chất vùng Nà Mỏ. 1971.
24. Phan Trung Điển. Báo cáo kết thúc Đề án hợp tác Việt Nam - Đan Mạch, Pha II "Phân tích và mô hình bể Cenozoic Sông Hồng". 2000.
25. Bùi Đình Phương. Tổng hợp tài liệu địa chất, địa vật lý đã có nhằm đánh giá tiềm năng dầu khí của các trầm tích trước Cenozoic Việt Nam. 1988.
26. Đỗ Văn Lưu. Đánh giá tiềm năng dầu khí bể trầm tích Huế - Quảng Đà. Viện Dầu khí Việt Nam. 1994.
27. Đoàn Thiện Tích. Kết quả nghiên cứu tầng sinh dầu và chứa dầu vùng trung An Châu, khối Bắc Sơn. 1973.
28. Đoàn Thiện Tích. Kết quả nghiên cứu tầng sinh dầu trong cổ sinh giữa và trên khối Bắc Sơn (báo cáo thông tin). 1971.
29. Đoàn Thiện Tích. Báo cáo kết quả nghiên cứu tầng sinh dầu và chứa dầu vùng trung An Châu và khối Bắc Sơn. 1973.
30. Lê Như Tiêu. Điểm lộ dầu Vĩnh Linh - Quảng Trị. 1998.
31. Lê Văn Dung. Điều tra, đánh giá sơ bộ khí nông ở Việt Nam (Miền vông Hà Nội và Đồng bằng Thanh - Nghệ Tĩnh). 2003.
32. Phạm Quang Trung. Công tác khảo sát thực địa đảo Bạch Long Vĩ, Đồ Sơn, Kiến An, núi Con Voi và đảo Cát Bà. 1998.
33. Phạm Quang Trung. Khảo sát, nghiên cứu điểm lộ dầu khí khu vực Đầm Thị Nại - Quy Nhơn. 2004.
34. I.A.Rezanov, Nguyễn Cẩn, Nguyễn Thế Thôn. Những nét lịch sử cơ bản của phát triển địa hình và tân kiến tạo miền Bắc Việt Nam. Tập san Địa chất. 1965.
35. Vũ Trụ. Nghiên cứu, đánh giá tiềm năng đá dầu ở trung Hoàng Bồ - Quảng Ninh. 2002.

Characteristics of oil and bitumen discoveries and prospects onshore Vietnam

Trinh Xuan Cuong

Vietnam Petroleum Institute

Email: cuongtx@vpi.pvn.vn

Summary

Based on integrated geological and geophysical data as well as the analysis results of samples gathered through many periods from 1910 up to now, it is concluded that there are many onshore areas in Vietnam with direct shows of oil/bitumen and certain sediments containing source rocks of high potential of oil and gas generation. However, their oil and gas distribution and potential are a big question mark since prospecting and exploration activities are still at a preliminary level. Further studies need to be continued to make and select effective plans as well as to extent exploration activities and evaluation of oil potential for interested areas.

Key words: Oil show, bitumen, onshore, asphalt, Nui Lich, Nam Un, Sai Luong, An Chau, Thi Nai.

NGHIÊN CỨU, ỨNG DỤNG CÁC HỆ DUNG DỊCH KHOAN CÓ ĐẶC TÍNH KỸ THUẬT - CÔNG NGHỆ PHÙ HỢP ĐỂ THI CÔNG CÁC GIẾNG KHOAN TÌM KIẾM, THĂM DÒ - KHAI THÁC Ở VIỆT NAM

**Đặng Cửa, Ngô Văn Tự, Bùi Việt Đức, Hà Ngọc Khuê
Hoàng Hồng Linh, Vũ Văn Hưng, Bùi Văn Thơm**
Chi hội Công nghệ Khoan - Khai thác Tp. Vũng Tàu
Email: scott.bui.viet.duc@gmail.com

Tóm tắt

Từ các hệ dung dịch khoan đơn giản (tự tạo, gốc sét...), Việt Nam đã nghiên cứu, áp dụng các hệ dung dịch khoan có đặc tính kỹ thuật - công nghệ phù hợp với điều kiện địa chất phức tạp (như: sét trương nở, mất dung dịch, phun trào, đặc biệt nhất khi gặp nhiệt độ cao...), góp phần bảo tồn tối đa các tính chất thấm chứa tự nhiên tầng sản phẩm. Bài báo phân tích ưu, nhược điểm của các hệ dung dịch khoan đã và đang sử dụng tại Việt Nam từ năm 1969 đến nay để thi công các giếng khoan tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí.

Từ khóa: Dung dịch, hệ dung dịch, địa chất, công nghệ, gốc nước, gốc sét, ức chế, trương nở, phân tán, mất dung dịch, phun trào, tầng sản phẩm, vỉa sản phẩm, polymer, tính chất thấm chứa, pha rắn, mùn khoan, môi trường, sinh thái.

1. Mở đầu

Công nghệ dung dịch rửa và các đơn pha chế phù hợp với đặc điểm địa chất của mỏ có vai trò quan trọng trong tổ hợp các bước công nghệ được áp dụng để thi công các giếng khoan dầu khí.

Trên cơ sở các tài liệu địa chấn và địa chất thu thập được tại Việt Nam, từ những năm đầu của thập niên 70 và 80, nhiều giếng khoan tìm kiếm thăm dò đã được thi công, phần lớn tại các mỏ thuộc Đồng bằng Bắc Bộ, còn lại một phần hạn chế ở Đồng bằng sông Cửu Long và ngoài khơi phía Nam Việt Nam.

Bên cạnh các giải pháp công nghệ được sử dụng cho khoan, Việt Nam đã sử dụng các hệ dung dịch khoan khác nhau. Từ các hệ dung dịch khoan đơn giản (tự tạo, gốc sét...) đến các hệ dung dịch khoan có đặc tính kỹ thuật - công nghệ phù hợp với điều kiện địa chất phức tạp như: sét trương nở, mất dung dịch, phun trào, đặc biệt nhất khi gặp nhiệt độ cao.

Các hệ dung dịch khoan được lựa chọn để thi công khoan, qua nhiều thời kỳ đã đáp ứng kịp thời tiến độ thi công theo yêu cầu, đồng thời từng bước được cải thiện nhằm đáp ứng yêu cầu ngày càng cao về công nghệ kỹ thuật khi khoan giếng (bảo tồn tối đa các tính chất thấm chứa tự nhiên tầng sản phẩm)...

Tính đến nay, các loại vật liệu và chất phụ gia hóa phẩm được sử dụng để gia công và xử lý dung dịch trong thời gian khoan thuận túy chủ yếu được sản xuất trong nước như: chất tăng trọng barite (BaSO_4), CaCO_3 , chất tạo

cấu trúc (sét bột bentonite biến tính), chất phụ gia bôi trơn, chất diệt khuẩn, các chất ức chế sét như phen nhôm kali, các chế phẩm dạng polymer silic hữu cơ, vôi nung...

2. Các hệ dung dịch khoan đã được sử dụng để thi công các giếng khoan ở Đồng bằng Bắc Bộ và Đồng bằng sông Cửu Long

2.1. Hệ dung dịch khoan tự tạo

Thành phần của dung dịch khoan tự tạo gồm: nước kỹ thuật hòa tan với các loại sét hiện diện trong cột địa tầng khoan qua (đôi khi còn là sét tự nhiên) được xử lý sơ bộ. Hệ dung dịch khoan này được dùng để khoan qua các lớp đất đá bền vững, thành giếng ổn định, ít xảy ra các hiện tượng phức tạp như sập lở, trương nở, mất nước... Hệ dung dịch khoan tự tạo có ưu điểm độ nhớt và tỷ trọng thấp, ít tiêu tốn công suất máy bơm; tốc độ khoan cao, giá thành thấp và được sử dụng khá phổ biến. Nhược điểm là không thể khoan qua các địa tầng phức tạp (sét trương nở) và dễ bị kẹt bộ khoan cụ khi dừng khoan.

2.2. Dung dịch khoan gốc nước

Đây là hệ dung dịch khoan được áp dụng khá phổ biến trong thời kỳ đầu của công tác khoan tìm kiếm, thăm dò ở Việt Nam. Trong quá trình thi công các giếng khoan ở Đồng bằng sông Hồng và Đồng bằng sông Cửu Long, các hệ dung dịch khoan được sử dụng gồm:

2.2.1. Hệ dung dịch khoan sét gốc nước

Hệ dung dịch khoan này được điều chế và xử lý trên nền nước kỹ thuật (nước sông, ao, hồ) có hàm lượng Ca^{++}

< 50mg/lit cùng với các loại vật liệu hóa phẩm khác nhau (Bảng 1) được sử dụng khá phổ biến để thi công các giếng khoan qua các hệ tầng sét có hàm lượng cao các thành phần cao lanh và thủy sét. Hệ dung dịch khoan sét gốc nước có thể chịu nhiệt độ đến 150 - 160°C.

2.2.2. Hệ dung dịch khoan ức chế Ca gốc sét có độ kiềm thấp ($pH = 8,5 - 9,5$)

Hệ dung dịch khoan ức chế gốc sét đã được đưa vào sử dụng để khoan qua các hệ tầng sét có thành phần sét montmorillonite cao, dễ bị trương nở và co thắt thành giếng trong quá trình khoan. Các thành phần và đơn pha chế của hệ dung dịch khoan này tương tự như Bảng 1 (dành cho hệ dung dịch gốc sét nói chung) và được xử lý thêm các Ca (vôi tôi $Ca(OH)_2$). Hệ ức chế gốc sét được xử lý thêm các hóa phẩm nói trên có hàm lượng ion Ca^{++} được kiểm soát tùy vào mức độ trương nở của thành hệ trong quá trình khoan và Ca^{++} không vượt quá 500 - 600mg/lit [1].

Hệ dung dịch khoan ức chế Ca ức chế rất hiệu quả sét thành hệ, giảm thiểu mức độ trương nở và co thắt thành giếng khoan, đảm bảo an toàn trong quá trình thi công giếng khoan; làm ổn định các thông số lưu biến (độ nhớt,

lực cắt tĩnh) giảm thiểu thời gian xử lý và điều chỉnh các thông số kỹ thuật của hệ. Nhược điểm của hệ dung dịch khoan này là dễ bị keo đặc khi gặp nhiệt độ cao ($> 150 - 160^\circ C$); do bị nhiễm bẩn thành phần Ca có hàm lượng cao, nên hạn chế khả năng tái sử dụng cho khoan các hệ tầng tiếp theo của giếng khoan; than bùn biến tính sử dụng thay cho kiểm than nâu bột; bột đá vôi được dùng để tăng trọng hiệu quả nhất là khi khoan mở vỉa sản phẩm. Thành phần và đơn pha chế hệ dung dịch khoan ức chế Ca được trình bày trong Bảng 2.

Hệ dung dịch khoan ức chế Ca đã được sử dụng khá thành công, ngăn ngừa hiện tượng trương nở và co thắt thành giếng khoan khi thi công tại một số khu vực thuộc Đồng bằng sông Hồng.

2.2.3. Hệ dung dịch khoan ức chế ít silicate

Hệ dung dịch khoan ít silicate là loại dung dịch khoan ức chế trên cơ sở áp dụng hệ dung dịch khoan gốc sét được xử lý thêm thủy tinh lỏng (nước kính) và các hóa phẩm khác như: kiểm than nâu bột của Liên Xô (cũ), than bùn hoạt tính của Việt Nam, ockzin, sodium bicarbonate [1].

Bảng 1. Đơn pha chế của hệ dung dịch khoan sét gốc nước

TT	Thành phần	Chức năng chính	Chức năng phụ	Hàm lượng sử dụng (kg/m^3)
1	Nước kỹ thuật	Môi trường phân tán		
2	Sét bentonite	Tạo nhớt, tạo cấu trúc	Giảm độ thiếu nước	40 - 60
3	Sét tươi	Tạo nhớt, tạo cấu trúc	Tăng trọng đến $\gamma = 1,25g/cm^3$	Theo yêu cầu
4	Na_2CO_3	Khử Ca	Điều chỉnh pH	1 - 2
5	NaOH	Điều chỉnh độ pH	-	0,5 - 1
6	CMC-600	Giảm độ thải nước	Ổn định cấu trúc	3 - 7
7	Kiểm than nâu bột	Giảm độ thải nước	Giảm độ nhớt	5 - 10
	Than bùn	Giảm độ thải nước	Giảm độ nhớt	5 - 10
8	Ockzin	Giảm độ nhớt	Giảm độ thải nước	2 - 3
9	Sodium dichromate	Ổn định nhiệt đến $200^\circ C$	Giảm độ nhớt và ứng suất trượt tĩnh	0,01 - 0,02
10	$CaCO_3$	Tăng trọng $\gamma = 1,40g/cm^3$		
11	Barite	Tăng trọng $\gamma = 2,2g/cm^3$		

Bảng 2. Đơn pha chế của hệ dung dịch ức chế Ca

TT	Thành phần	Chức năng chính	Chức năng phụ	Hàm lượng (kg/m^3)
1	Nước kỹ thuật	Pha phân tán	-	-
2	Sét bột bentonite	Tạo nhớt, cấu trúc	Giảm độ thải nước	30 - 50
3	Sét tươi (cục)	Tạo nhớt, cấu trúc	Tăng trọng đến $\gamma = 1,30g/cm^3$	Theo yêu cầu
4	Na_2CO_3	Khử ion Ca^{++}	Điều chỉnh pH	1 - 2
5	NaOH	Điều chỉnh pH	-	0,5 - 1
6	CMC-600	Giảm độ thải nước	Ổn định cấu trúc	3 - 7
7	Kiểm than nâu bột	Giảm độ thải nước	Giảm độ nhớt	5 - 10
8	Than bùn hoạt tính	Giảm độ thải nước	Giảm độ nhớt	5 - 10
9	Sodium dichromate	Ổn định nhiệt đến $200^\circ C$	Giảm cấu trúc độ nhớt	0,01 - 0,02
10	$CaCO_3$	Tăng trọng đến $\gamma = 1,45g/cm^3$		Theo yêu cầu
11	Barite	Tăng trọng đến $\gamma = 1,22g/cm^3$	-	Theo yêu cầu
12	CaO	-	Điều chỉnh pH	0,5 - 1
13	Graphite	Ức chế sét bôi trơn	-	10 - 15

Ưu điểm của hệ dung dịch khoan này là ức chế có hiệu quả sét thành hệ; ổn định các thông số dung dịch khi khoan qua thành hệ sét; có tác dụng xi măng hòa thành giếng khoan, ngăn ngừa đáng kể hiện tượng sập, sụt lở thành giếng trong suốt thời gian thi công; đơn giản trong gia công và xử lý trong quá trình khoan. Tuy nhiên, nhược điểm của hệ dung dịch khoan ức chế ít silicate là kém ổn định khi gặp nhiệt độ đáy giếng khoan cao (trong trường hợp này dung dịch dễ bị keo đặc). Tixotropi quá lớn (mức độ phục hồi cấu trúc - trong đó chênh lệch giữa ứng lực cắt tĩnh sau 1 phút và sau 10 phút) cao hơn nhiều lần so với các hệ dung dịch khoan gốc sét thông thường; gây nhiễm bẩn đến môi trường sinh thái. Đơn pha chế của hệ dung dịch khoan ức chế ít silicate được thể hiện trong Bảng 3.

2.2.4. Hệ dung dịch khoan polymer ít sét

Hệ dung dịch khoan polymer ít sét được điều chế từ nước kỹ thuật, sét bentonite GOST hoặc sét tươi Đồng Đa dạng cục và polyacrylamide thủy phân (Gipan). Hệ dung dịch polyacrylamide đã được sử dụng để thi công qua các hệ thành sét kết ở chiều sâu đến 5.500m, có nhiệt độ đáy giếng lên tới 185 - 190°C. Hệ dung dịch khoan polymer ít sét đã được sử dụng thành công để khoan giếng khoan số 102 Xuân Thủy thuộc Đồng bằng sông Hồng đến chiều sâu thiết kế 5.500m [2].

Ưu điểm chính của hệ dung dịch khoan polymer ít sét là dễ điều chế và đơn giản khi xử lý dung dịch trong thời

gian khoan thuận túy; các thông số dung dịch rất ổn định, đặc biệt trong điều kiện nhiệt độ đáy giếng cao (đến 200°C); có tính chất bôi trơn tốt; cải thiện tính ổn định giếng khoan; không gây ảnh hưởng đến môi trường sinh thái. Hệ dung dịch khoan polymer ít sét kém ổn định khi dung dịch nhiễm bẩn ion Ca ($Ca^{++} < 50\text{mg/lit}$). Đơn pha chế dung dịch của hệ dung dịch polymer ít sét được thể hiện trong Bảng 4.

3. Các hệ dung dịch được xử lý để khoan ở thềm lục địa Việt Nam

Các hệ dung dịch khoan sử dụng để thi công các giếng khoan tại các mỏ dầu khí ở thềm lục địa phía Nam Việt Nam gồm: mỏ Bạch Hổ và Rồng của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và một số mỏ khác đã được tiến hành khoan thăm dò với nhiều giếng khoan có chiều sâu lớn.

3.1. Hệ dung dịch khoan polymer sét

Hệ dung dịch khoan polymer sét thường được sử dụng để khoan qua các địa tầng chứa ít sét hoặc phi sét gồm: Pliocene, Pleistocene, Miocene và tầng Oligocene. Hệ dung dịch khoan này được điều chế từ nước kỹ thuật, sét bentonite GOST và các polymer có độ nhớt cao (như: CMC- 600/700, CMC-HV hoặc Vieskopol); giá thành thấp; phù hợp với thành hệ giếng khoan kém bền chắc, thấm thấu lớn, tuy nhiên ảnh hưởng xấu đến tầng sản phẩm. Đơn pha chế hệ dung dịch khoan polymer sét được thể hiện trong Bảng 5.

Bảng 3. Đơn pha chế của hệ dung dịch khoan ức chế ít silicate

TT	Thành phần	Chức năng chính	Chức năng phụ	Hàm lượng (kg/m ³)
1	Nước kỹ thuật	-	-	-
2	Sét tươi (dạng cục)	Tạo nhớt, cấu trúc	Tăng trọng đến $\gamma = 1,30\text{g/cm}^3$	Theo yêu cầu
3	Sét bentonite	Tạo nhớt, cấu trúc	Giảm độ thải nước	30 - 40
4	Na_2CO_3	Khử ion Ca	-	1 - 2
5	CMC-600	Giảm độ thải nước	Ổn định cấu trúc	3 - 7
6	Kiểm than nâu	Giảm độ thải nước	Giảm độ nhớt, lực cắt tĩnh	5 - 10
7	Than bùn hoạt tính	Giảm độ thải nước	-	5 - 10
8	Thủy tinh lỏng	Ức chế sét	-	1 - 3
9	Barite	Tăng trọng	-	Theo yêu cầu
10	Sodium dichromate	Ổn định nhiệt	Giảm độ nhớt 10 - 15	0,01 - 0,02
11	Graphite	Ức chế sét bôi trơn	-	-

Bảng 4. Đơn pha chế hệ dung dịch polymer ít sét

TT	Thành phần	Chức năng chính	Chức năng phụ	Hàm lượng (kg/m ³)
1	Nước kỹ thuật	Môi trường phân tán	-	-
2	Sét tươi (dạng cục)	Tạo nhớt, cấu trúc	Tăng trọng	Theo yêu cầu
3	Sét bentonite	Tạo nhớt, cấu trúc	Giảm độ thải nước	20 - 30
4	Sét bột comit cố định	Tạo nhớt, cấu trúc	Giảm độ thải nước	10 - 20
5	Polyacrylamide	Giảm độ thải nước	-	-
6	Sodium dichromate	Ổn định nhiệt	Giảm độ thải nước	0,01 - 0,02
7	Barite	Tăng trọng	-	Theo yêu cầu
8	Graphite	Bôi trơn	-	10 - 15

3.2. Hệ dung dịch khoan polymer ít sét bổ sung thêm polyacrylamide không thủy phân (PAA)

Hệ dung dịch khoan polymer ít sét (Bảng 6) thường được sử dụng để khoan ở tầng Pliocene, Miocene trên và Miocene giữa của các giếng khoan ở mỏ Bạch Hổ và Rồng. Hệ dung dịch này có ưu điểm hơn so với hệ dung dịch truyền thống sét lignosulfonate như: hàm lượng pha rắn thấp; có khả năng giữ, nâng và tải mùn khoan tốt; cải thiện tính năng ức chế của hệ dung dịch; cải thiện các tính chất bôi trơn của hệ; tăng vận tốc cơ học khoan. Nhược điểm chính của hệ dung dịch khoan polymer ít sét là gây ảnh hưởng xấu đến tầng sản phẩm. Đơn pha chế tổng quát của hệ dung dịch khoan polymer ít sét (PAA) được trình bày ở Bảng 6.

3.3. Hệ dung dịch khoan ức chế phân tán gốc sét lignosulfonate

Hệ dung dịch khoan ức chế phân tán gốc sét lignosulfonate có môi trường phân tán là nước biển hoặc nước kỹ thuật kết hợp với các polymer (dạng carboxylxenluloza) như CMC-600, CMC-HV hay CMC-LV, ngoài ra còn được xử lý thêm chất làm loãng ferro chrome Lignosulfonate (FCL) và các phụ gia khác như: phụ gia bôi trơn, chất diệt khuẩn... Độ bền muối đến độ khoáng hóa bằng 10 - 15% NaCl.

Hệ dung dịch khoan này khá bền vững khi có mặt các chất nhiễm bẩn thường gặp trong quá trình khoan. Do có tính bền nhiệt cao (đến 180°C) nên thường được sử dụng

để khoan qua các tầng đá sét có nhiệt độ cao, đến chiều sâu 5.000m. Hệ dung dịch khoan ức chế phân tán gốc sét lignosulfonate có các nhược điểm sau:

- Tác dụng giảm độ nhớt và độ bền gel của lignosulfonate, đồng thời làm tăng hàm lượng pha phân tán trong dung dịch, từ đó hạn chế khả năng làm sạch mùn, giảm vận tốc cơ học khoan;
- Lignosulfonate có tính chất phân tán sét rất mạnh nên thường gây xoáy lở thành giếng khoan;
- Hàm lượng cao sét phân tán, ảnh hưởng xấu đến các tính chất thấm chứa collector tầng sản phẩm.

Đơn pha chế tổng quát hệ dung dịch ức chế phân tán gốc sét lignosulfonate được trình bày trong Bảng 7.

3.4. Hệ dung dịch khoan ức chế calcium lignosulfonate (FCL-Ca)

Hệ dung dịch khoan ức chế calcium lignosulfonate (FCL-Ca) được điều chế trên nền của hệ dung dịch khoan FCL có xử lý thêm các hợp chất có hàm lượng ion Ca cao như vôi nung (CaO) hoặc vôi tôi Ca(OH)₂ để làm tăng nồng độ ion Ca⁺⁺ trong dung dịch khoan nhằm tăng khả năng ức chế của hệ dung dịch khi khoan qua các địa tầng sét dễ trương nở và sập sụt lở thành giếng khi tiếp xúc với môi trường phân tán của dung dịch khoan. Hệ dung dịch khoan ức chế FCL-Ca đã được sử dụng thành công khi khoan qua thành hệ Miocene giữa, Miocene dưới và Oligocene trên ở các giếng khoan của Vietsovpetro [3].

Bảng 5. Đơn pha chế hệ dung dịch khoan polymer ít sét

TT	Thành phần	Chức năng chính	Chức năng phụ	Hàm lượng (kg/m ³)
1	Nước	Môi trường phân tán	-	-
2	Sét bột	Tạo nhớt cấu trúc	-	40 - 50
3	Na ₂ CO ₃	Khử ion Ca ⁺⁺	-	0,5 - 2
4	NaOH	Điều chỉnh pH	-	0,5 - 2
5	CMC-600 hoặc CMC-HV kết hợp với CMC-LV	Giảm độ thải nước	Tạo nhớt, cấu trúc	10 - 12 4 - 8 6 - 12
6	Chất diệt khuẩn	Diệt vi khuẩn, ngăn ngừa phân rã dung dịch	-	1,0

Bảng 6. Đơn pha chế hệ dung dịch khoan polymer ít sét

TT	Thành phần	Chức năng chính	Chức năng phụ	Hàm lượng (kg/m ³)	
				Nước kỹ thuật	Nước biển ≤ 70%
1	Sét bentonite	Tạo cấu trúc	Giảm độ thải nước	30 - 40	40 - 50
2	CMC-HV/CMC-LV	Giảm độ thải nước	Tăng độ nhớt		
3	DK DRILL-A1	Điều chỉnh độ nhớt, keo tụ sét	-	1 - 3	1 - 3
4	Na ₂ CO ₃ hoặc NaHCO ₃	Khử ion Ca ⁺⁺ , Mg ⁺⁺	Điều chỉnh pH	1 - 2	1 - 2
5	Chất diệt khuẩn	Ngăn ngừa phân rã dung dịch	-	1 - 2	1 - 2
6	Chất bôi trơn	Bôi trơn, giảm moment	-	10 - 20	15 - 20

Bảng 7. Đơn pha chế hệ dung dịch ức chế lignosulfonate

TT	Thành phần	Chức năng chính	Chức năng phụ	Hàm lượng (kg/m ³)	
				Nước kỹ thuật	Nước biển ≤ 70%
1	Sét bentonite	Tạo cấu trúc độ nhớt	Giảm độ thải nước	30 - 60	60 - 80
2	CMC-600 hoặc CMC-HV kết hợp với CMC-LV	Giảm độ thải nước	Ổn định cấu trúc	6 - 12	10 - 15
3	FCL	Giảm độ nhớt, độ bền gel	Giảm độ thải nước, ức chế sét	8 - 13	10 - 15
4	Na ₂ CO ₃ hoặc NaHCO ₃	Khử ion Ca ⁺⁺ và Mg ⁺⁺	Điều chỉnh pH	0,5 - 2	2 - 3
5	NaOH	Điều chỉnh pH	-	0,5 - 1	0,5 - 1
6	Chất diệt khuẩn	Ngăn ngừa phân rã dung dịch khoan	-	1,0	1,0
7	Chất bôi trơn	Bôi trơn giảm moment	-	10 - 15	10 - 15
8	Graphite	Bôi trơn	-	10 - 15	10 - 15
9	Chất khử bọt	Khử bọt	-	0,1 - 0,5	0,1 - 0,5
10	Sodium dichromate	Ổn định nhiệt	-	0,01 - 0,02	0,01 - 0,02

Bảng 8. Đơn pha chế hệ dung dịch khoan ức chế FCL-Ca

TT	Thành phần	Chức năng chính	Chức năng phụ	Hàm lượng (kg/m ³)	
				Nước kỹ thuật	Nước biển ≥ 70%
1	Sét bentonite	Tạo cấu trúc, độ nhớt	Giảm độ thải nước	30 - 60	60 - 80
2	CMC-600 hoặc CMC-HV kết hợp với CMC-LV	Giảm độ thải nước	Ổn định cấu trúc	6 - 12	10 - 15
3	FCL	Giảm độ nhớt, độ bền gel	Giảm độ thải nước, ức chế sét	8 - 13	10 - 15
4	Na ₂ CO ₃ hoặc NaHCO ₃	Khử ion Ca ⁺⁺ và Mg ⁺⁺	Điều chỉnh pH	0,5 - 2	2 - 3
5	NaOH	Điều chỉnh pH	-	0,5 - 1	0,5 - 1
6	Chất diệt khuẩn	Ngăn ngừa phân rã dung dịch khoan	-	1,0	1,0
7	Chất bôi trơn	Bôi trơn giảm moment	-	10 - 15	10 - 15
8	CaO	Ức chế sét	-	0,5 - 1	0,5 - 1
9	Graphite	Bôi trơn	-	10 - 15	10 - 15
10	Sodium dichromate	Ổn định nhiệt	-	10 - 15	10 - 15
11	Barite Ca ⁺⁺	Tăng trọng	500 - 600mg/lít	Theo yêu cầu	Theo yêu cầu

Ưu điểm của hệ dung dịch khoan ức chế FCL-Ca là cải thiện đáng kể khả năng ức chế sét, sét thành hệ và sét mùn khoan; ngăn ngừa sự trương nở sét thành giếng khoan và tốc độ phân tán sét mùn khoan. Nhờ đó giảm thiểu các tình huống phức tạp và sự cố do kẹt nút bộ khoan cụ hoặc kẹt sập trong quá trình khoan; ổn định các thông số kỹ thuật của hệ dung dịch khoan đến 150 - 160°C; góp phần đảm bảo an toàn trong quá trình thi công, tăng vận tốc thương mại. Nhược điểm của hệ dung dịch khoan này là dễ bị keo đặc khi hàm lượng pha phân tán của dung dịch CaO; gây nhiễm bẩn môi trường sinh thái; khoan mở vỉa bằng hệ dung dịch ức chế Ca sẽ làm ảnh hưởng đến các tính chất thấm chứa của tầng sản phẩm.

Đơn pha chế tổng quát cho hệ dung dịch khoan ức chế FCL-Ca được trình bày trong Bảng 8.

3.5. Hệ dung dịch khoan ức chế phen nhôm kali (AKK)

Hệ dung dịch khoan AKK đang được áp dụng để thi công cho nhiều giếng khoan ở mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng và

một số mỏ khác của Vietsovpetro. Hệ dung dịch khoan AKK được sử dụng để khoan qua các địa tầng Miocene dưới, Oligocene trên được điều chế trên nền của hệ dung dịch khoan lignosulfonate được bổ sung thêm hợp chất ức chế mới phen nhôm kali (AKK). Đây là hệ dung dịch khoan truyền thống ở Vietsovpetro [3].

Hệ dung dịch khoan AKK có tính chất ức chế kép, do đó thể hiện tính ưu việt hơn hẳn so với hệ dung dịch khoan ức chế lignosulfonate. Ưu điểm của hệ dung dịch khoan này là khả năng ức chế sét cao của phen nhôm kali đối với sét đã làm tăng độ ổn định thành giếng. Hệ dung dịch này rất ổn định ở nhiệt độ đáy giếng khoan cao và bền muối đến nồng độ 10 - 15% NaCl. So với hệ dung dịch khoan ức chế FCL, hệ dung dịch khoan AKK đã được áp dụng hiệu quả hơn, đặc biệt khi khoan qua địa tầng Oligocene trên.

Nhược điểm của hệ dung dịch khoan AKK là khi xử lý phen nhôm kali vào dung dịch khoan, nếu hàm lượng pha keo (pha phân tán) cao, dung dịch dễ bị keo đặc ở những

Bảng 9. Đơn pha chế hệ dung dịch khoan ức chế AKK

TT	Thành phần	Chức năng chính	Chức năng phụ	Hàm lượng (kg/m ³)	
				Nước kỹ thuật	Nước biển ≤ 70%
1	Sét bentonite	Tạo cấu trúc	Giảm độ thải nước	20 - 40	30 - 40
2	CMC-HV hoặc CMC-EHV CMC-LV	Giảm độ thải nước Tăng độ nhớt Giảm độ thải nước	Tạo nhớt Giảm độ thải nhớt	5 - 10 10 - 15	6 - 12 14 - 20
3	FCL	Giảm độ nhớt, lực cắt tĩnh	Giảm độ thải nước, ổn định nhiệt	25 - 35	30 - 40
4	Na ₂ CO ₃	Khử ion Ca ⁺⁺	Điều chỉnh pH	0,5 - 1	1 - 2
5	KOH	Điều chỉnh pH		4 - 6	5 - 7
6	AKK	Ức chế sét		4 - 5	4 - 5
7	Chất diệt khuẩn	Ngăn ngừa phản rã dung dịch khoan		1 - 2	1 - 2
8	Chất bôi trơn	Bôi trơn, giảm moment		15 - 25	15 - 25
9	Chất khử bọt	Khử bọt		0,1 - 0,5	0,1 - 0,5
10	Graphite	Bôi trơn		10 - 15	10 - 15
11	Barite	Tăng trọng		Theo yêu cầu	Theo yêu cầu

Bảng 10. Đơn pha chế của hệ dung dịch khoan PHPA/KCl

TT	Thành phần	Chức năng chính	Chức năng phụ	Hàm lượng (kg/m ³)
1	Nước kỹ thuật	Môi trường phân tán	-	-
2	IDVIS	Tạo cấu trúc, độ nhớt	Giảm độ thải nước	4 - 5
3	Pac-LV	Giảm độ thải nước	-	8 - 10
4	Pac-R	Điều chỉnh độ nhớt	Giảm độ thải nước	4 - 5
5	KCl	Ức chế sét	Tăng trọng	80 - 120
6	Claycap	Ức chế sét	Tạo nhớt	1 - 3
7	Chất diệt khuẩn	Ngăn ngừa phản rã dung dịch	-	1
8	Chất bôi trơn	Bôi trơn và giảm moment	-	5 - 10
9	Graphite	Bôi trơn		8 - 10
10	Na ₂ CO ₃	Khử ion Ca ⁺⁺		0,5 - 1
11	NaOH	Điều chỉnh pH		1 - 2

chu kỳ tuần hoàn ban đầu. Độ bền gel sau 10 phút tăng mạnh dẫn đến tăng đáng kể chi phí hóa phẩm làm loãng (FCL). Tính chất xi măng hóa thành giếng khoan của dung dịch ức chế AKK không tốt so với một số hệ ức chế khác; lớp vỏ sét trên thành giếng khoan thường là tơi xốp, kém bền chắc gây hiện tượng xói lở thành giếng. Do có tính năng ức chế kếp, vừa ức chế làm săn chắc đá sét (AKK), lại vừa ức chế phân tán (nhờ FCL), hệ dung dịch khoan này vẫn chưa tạo ra các thông số dung dịch phù hợp, đặc biệt khi khoan các giếng khoan có tập sét dày, đồng thời có tính độc hại cao do có chứa thành phần FCL gây nhiễm bẩn môi trường sinh thái, ảnh hưởng xấu đến khoan mở vỉa tầng sản phẩm. Đơn pha chế tổng quát của hệ dung dịch khoan ức chế AKK được trình bày trong Bảng 9.

3.6. Hệ dung dịch khoan ức chế polymer phi sét "PPHA/KCl"

Hệ dung dịch khoan ức chế polymer phi sét - kali (PPHA/KCl) được áp dụng phổ biến trên thế giới và tại thêm lục địa Việt Nam, trong đó có Vietsovpetro.

Các hệ dung dịch khoan ức chế thuộc "PPHA/KCl" (như

Claycap/KCl, IDBON/KCl...) đã được Vietsovpetro sử dụng để thi công các giếng khoan có góc xiên lớn qua các địa tầng sét như Miocene giữa, Miocene dưới và Oligocene trên [4]. Hàm lượng pha phân tán rất thấp, vì vậy các thông số dung dịch rất ổn định, dễ xử lý trong quá trình khoan; làm tăng đáng kể vận tốc cơ học khoan do hàm lượng pha rắn thấp; dễ dàng làm sạch mùn trong thời gian khoan; ức chế sét rất hiệu quả nhờ sự có mặt đồng thời 2 tác nhân ức chế như KCl và Claycap nên đảm bảo tốt tính bền vững và ổn định thành giếng khoan. Hệ dung dịch khoan này có tính chất chảy loãng tốt, vì vậy lưu giữ mùn sét ở trạng thái lơ lửng và tăng khả năng làm sạch bùn trong quá trình khoan; ít gây ảnh hưởng đến tầng sản phẩm; thân thiện với môi trường sinh thái và con người.

Hệ dung dịch khoan ức chế PHPA/KCl có khả năng chịu bền nhiệt hạn chế (< 120°C); rất nhạy cảm và dễ bị phá vỡ cấu trúc của hệ khi bị nhiễm bẩn các ion Ca⁺⁺ và Mg⁺⁺; đòi hỏi phải khắc các thiết bị điều chế và thiết bị làm sạch bùn; giá thành cao hơn nhiều so với hệ dung dịch khoan AKK. Đơn pha chế tổng quát của hệ dung dịch khoan PHPA/KCl được trình bày trong Bảng 10.

Bảng 11. Đơn pha chế hệ dung dịch khoan ức chế polymer silic hữu cơ

TT	Thành phần	Chức năng chính	Chức năng phụ	Hàm lượng (kg/m ³)	
				Nước kỹ thuật	Nước biển ≥ 70%
1	Sét bentonite API	Tạo cấu trúc	Giảm độ thải nước	40 - 50	50 - 60
2	CMC-HV CMC-LV	Giảm độ thải nước	Tăng độ nhớt -	6 - 8	8 - 10
				8 - 10	10 - 11
3	Polymer silic hữu cơ KR-22 hoặc STOKOPOL 35 hoặc AMCP-3	Ức chế sét	Giảm độ nhớt Lực cắt tĩnh sau 10 phút	15 - 20	15 - 20
				15 - 20	15 - 20
				1 - 3	1 - 3
4	Chất bôi trơn	Bôi trơn	-	10 - 20	10 - 20
5	Chất diệt khuẩn	Ngăn ngừa phân rã dung dịch khoan	-	1 - 1,5	1 - 1,5
6	Na ₂ CO ₃ hoặc NaHCO ₃	Khử ion Ca ⁺⁺		0,5 - 0,7	0,7 - 1

3.7. Hệ dung dịch khoan ức chế ANCO-2000

Hệ dung dịch khoan ức chế ANCO-2000 thực chất là hệ dung dịch khoan ức chế polymer phi sét - PHPA/KCl được bổ sung thêm hợp chất Polyalkylene glycol (DCP-208), được sử dụng khá phổ biến để thi công nhiều giếng khoan ở thềm lục địa Việt Nam [3]. Hệ dung dịch khoan ANCO-2000 cải thiện đáng kể hiệu quả ức chế sét thành hệ và sét mùn khoan nhờ có 3 tác nhân ức chế: KCl, Polyalkylene glycol và Claycap. Do có cấu trúc khá bền vững và khả năng ức chế cao nên hệ dung dịch khoan ANCO-2000 phù hợp khi khoan các giếng khoan có góc xiên lớn, khoan ngang (góc xiên 90°). Các thông số dung dịch khá ổn định, có tính bôi trơn; hàm lượng pha phân tán và pha rắn rất thấp góp phần làm tăng vận tốc cơ học khoan; ít gây ảnh hưởng đến tầng sản phẩm và thân thiện với môi trường sinh thái. Hệ dung dịch khoan ANCO-2000 có nhược điểm là khả năng chịu bền nhiệt không cao so với các hệ dung dịch khoan truyền thống (FCL và AKK); giá thành chi phí cao; đòi hỏi điều kiện thi công đầy đủ và đồng bộ hơn so với hệ dung dịch khoan gốc sét.

3.8. Hệ dung dịch khoan ức chế polymer silic hữu cơ

Hệ dung dịch khoan ức chế polymer silic hữu cơ rất hiệu quả để khoan qua các tầng sét hoạt tính, đặc biệt được sử dụng cho khoan mở vỉa sản phẩm. Hợp chất polymer silic hữu cơ (COR) đóng vai trò tác nhân ức chế chính đồng thời làm giảm độ nhớt và ứng lực trượt tĩnh, ngoài ra còn có khả năng giảm độ nhớt dẻo, làm tăng tính chất chảy loãng của dung dịch trong quá trình khoan, góp phần làm sạch mùn khoan [5]. Hệ dung dịch khoan này ức chế sét rất hiệu quả, có tính chất xi măng hóa tốt trên thành giếng khoan, tạo lớp vỏ bùn mỏng, dai và bền chắc, có tính thấm tách cao, do đó làm tăng độ bền và tính ổn định thành giếng khoan, giảm thiểu các hiện tượng nứt vỡ và sập sụt lở thành giếng. Hệ dung dịch khoan ức chế polymer silic hữu cơ có tính chất bôi trơn tốt; rất bền vững và ổn định ở điều kiện nhiệt độ cao đến 150°C, do sự có mặt trong

hợp chất polymer silic hữu cơ 2 thành phần chính là A³⁺ và S⁴⁺. Hợp chất polymer silic hữu cơ có khả năng làm giảm độ nhớt phễu, giảm lực cắt tĩnh sau 10 phút; đồng thời có tính chất bảo tồn, các tính chất thẩm chứa collector tăng sản phẩm. Vì vậy, hệ dung dịch khoan ức chế polymer silic hữu cơ rất hiệu quả cho khoan mở vỉa sản phẩm; sản phẩm thân thiện với môi trường sinh thái. Do có tính năng làm giảm các thông số lưu biến của dung dịch khoan (độ nhớt và ứng lực cắt tĩnh) nên khi khoan qua các tầng đất đá phi sét (đá móng) hệ dung dịch khoan ức chế polymer silic hữu cơ cần bổ sung một lượng lớn các chất tạo cấu trúc dùng biopolymer nên giá thành sẽ tăng cao hơn nhiều so với khi khoan bằng hệ dung dịch khoan polymer ít sét. Đơn pha chế tổng quát của hệ dung dịch khoan ức chế polymer silic hữu cơ được trình bày trong Bảng 11.

3.9. Hệ dung dịch khoan ức chế COR-PAG

Hệ dung dịch khoan ức chế COR-PAG chính là hệ ức chế AKK được xử lý bổ sung thêm hai thành phần ức chế mới (COR và PAG) nhằm làm tăng khả năng ức chế sét của hệ. Hệ dung dịch khoan này đã được sử dụng rất thành công để khoan các giếng khoan qua các địa tầng Miocene dưới và Oligocene trên [4].

Ưu điểm của hệ dung dịch ức chế COR-PAG là ức chế hiệu quả sét thành hệ, giảm đáng kể các biểu hiện phức tạp trong quá trình thi công như vướng mút khi kéo thả cần, sập sụt lở thành giếng. Các giếng khoan của Vietsovpetro sử dụng hệ dung dịch ức chế COR-PAG có thành giếng rất ổn định hệ số mở rộng thành rất nhỏ (gần bằng 1); các thông số dung dịch khá ổn định trong quá trình khoan; tính chất xi măng hóa thành giếng khoan rất tốt, từ đó tạo ra lớp vỏ sét dai và bền chắc. Hệ dung dịch khoan này có khả năng chịu bền nhiệt và khá ổn định đến nhiệt độ 150°C; có tính chất bôi trơn tốt hơn so với các hệ dung dịch khoan khác.

3.10. Hệ dung dịch khoan silic

Hệ dung dịch khoan silic (gồm silic 1 và silic 2) đã được áp dụng thử nghiệm thành công tại giếng khoan 313 DR/

Bảng 12. Đơn pha chế hệ dung dịch khoan silic 1

TT	Thành phần	Chức năng chính	Chức năng phụ	Hàm lượng (kg/m ³)	
				Nước kỹ thuật	Nước biển ≥ 70%
1	Sét bentonite API	Tạo cấu trúc	Giảm độ thải nước	30 - 40	40 - 50
2	CMC-LV	Giảm độ thải nước	-	10 - 20	10 - 20
3	Polymer silic hữu cơ AMCP-3	Ức chế sét Giảm lực cắt tĩnh sau 10 phút	Ổn định nhiệt	1 - 3	1 - 3
4	AKK	Ức chế sét	-	5	5
5	KOH	Điều chỉnh pH	-	1 - 3	1 - 3
6	Chất diệt khuẩn	Ngăn ngừa phân rã dung dịch khoan	-	1,0	1,5
7	Barite	Tăng trọng	-	Theo yêu cầu	Theo yêu cầu
8	Bôi trơn	Bôi trơn và giảm moment	-	15 - 20	15 - 20

Bảng 13. Đơn pha chế hệ dung dịch khoan silic 2

TT	Thành phần	Chức năng chính	Chức năng phụ	Hàm lượng (kg/m ³)	
				Nước kỹ thuật	Nước biển ≥ 70%
1	Sét bentonite API	Tạo cấu trúc	Giảm độ thải nước	30 - 40	40 - 50
2	CMC-LV	Giảm độ thải nước	-	15 - 20	15 - 20
3	Polymer silic hữu cơ AMCP-3	Ức chế sét Giảm lực cắt tĩnh sau 10 phút	Ổn định nhiệt	1 - 3	1 - 3
4	Polyester đậm đặc (CK)	Giảm sức căng bề mặt	Tăng khả năng chảy loãng của dung dịch	5 - 20	15 - 20
5	Chất diệt khuẩn	Ngăn ngừa phân rã dung dịch khoan	-	1,0 - 1,5	1,0 - 1,5
6	Bôi trơn	Bôi trơn, giảm moment	-		

RP - mỏ Rồng [4]. Hệ dung dịch silic 1 được sử dụng để khoan qua các thành hệ sét hoạt tính Miocene dưới và Oligocene. Hệ dung dịch silic 2 được sử dụng cho khoan ở tầng sản phẩm, đá móng.

Hệ dung dịch khoan silic đảm bảo tốt ổn định thành giếng; làm tăng tốc độ cơ học khoan; góp phần tăng hệ số phục hồi độ thấm tầng sản phẩm. Đơn pha chế hệ dung dịch silic 1 và silic 2 được trình bày trong Bảng 12 và 13.

4. Kết luận

Trên cơ sở đánh giá và phân tích tổng quan các hệ dung dịch khoan đã sử dụng ở Việt Nam, có thể đưa ra nhận xét sau:

- Các hệ dung dịch khoan được sử dụng để khoan trong đất liến (Đồng bằng sông Hồng và Đồng bằng sông Cửu Long) chủ yếu là dung dịch khoan gốc sét được xử lý bổ sung hóa phẩm CMC-600, kiềm than nâu, ockzin, sodium dichromate. Thành phần sét dùng để điều chế phần lớn là sét địa phương (sét dạng cục, tươi được khai thác từ hồ Đồng Đa, Hà Nội). Đây là loại sét có hàm lượng cao các thành phần cao lanh và thủy sét, vì vậy tạo cấu trúc kém.

- Hệ dung dịch khoan ức chế vôi (CaO) chỉ được sử dụng rất hạn chế trong một số trường hợp cần thiết do tình trạng giếng khoan quá phức tạp (hay xảy ra trường nở, kẹt cứng mũt bộ khoan cụ) hoặc do thi công kéo dài.

- Hệ dung dịch khoan polymer ít sét bổ sung hợp chất polyacrylamide thủy phân hoàn toàn (Gipan) đã được áp dụng rất thành công để thi công giếng khoan 102 Xuân Thủy đến chiều sâu 5.500m, nhiệt độ đáy giếng khoan 185 - 190°C.

- Hệ dung dịch khoan gốc sét có hàm lượng pha rắn và pha phân tán rất cao nên dễ bị keo đặc và gây nhiễm bẩn tầng sản phẩm.

- Các hệ dung dịch khoan sử dụng có tính độc hại cao do sử dụng thường xuyên chất ổn định nhiệt gốc Chrome (sodium dichromate).

- Mặc dù gặp nhiều khó khăn do phải phụ thuộc hoàn toàn vào nguồn cung ứng vật tư từ Liên Xô (cũ), nhưng nhờ sự nỗ lực và cố gắng của tập thể cán bộ chuyên gia ngành dầu khí, các hệ dung dịch khoan lựa chọn đã đáp ứng kịp thời cho công tác thi công khoan, đảm bảo tối đa có thể cho an toàn giếng khoan, khoan tới chiều sâu thiết kế.

- Các hệ dung dịch khoan sử dụng ở Vietsovpetro kể cả ở các giếng khoan thuê do các nhà thầu nước ngoài đảm nhận cho đến trước năm 1990 chủ yếu là các hệ dung dịch khoan gốc sét lignosulfonate và các hệ dung dịch khoan ức chế Ca, K bổ sung thêm các chất làm loãng ferrochrome lignosulfonate, chất ổn định nhiệt sodium dichromate. Hệ này có tính bền nhiệt cao, nhưng gây

nhuộm bẩn vỉa sản phẩm và rất độc hại đối với con người và môi trường sinh thái.

- Hệ dung dịch khoan ức chế phèn nhôm kali (AKK) được sử dụng phổ biến ở Vietsovpetro, đến sau năm 2015 được thay thế bằng hệ dung dịch khoan ức chế "CFL-KCI-AKK-PAG". Hệ dung dịch khoan này ưu việt hơn so với hệ dung dịch khoan AKK, nhờ có khả năng ức chế tốt sét thành hệ và loại bỏ hoàn toàn hóa phẩm độc hại - Ferrochrome lignosulfonate (FCL) bằng hóa phẩm ít độc hại - chrome free lignosulfonate (CFL).

- Từ năm 1992, Vietsovpetro đã nghiên cứu lựa chọn đưa vào sử dụng hệ dung dịch khoan ức chế kỵ nước polymer silic hữu cơ (hệ KR-22 STOKOPOL-35) để khoan qua các địa tầng sét trương nở và tầng sản phẩm thuộc Miocene và Oligocene của trên 10 giếng khoan. Hệ dung dịch khoan ức chế kỵ nước polymer silic hữu cơ đã giảm thiểu các phức tạp trong quá trình khoan, cải thiện tính chất thấm chứa collector sản phẩm, góp phần rút ngắn thời gian đưa giếng khoan vào giai đoạn khai thác, đảm bảo an toàn môi trường.

- Hệ dung dịch khoan ức chế mới "COR và PAG" (thực chất là hệ dung dịch khoan ức chế phèn nhôm kali bổ sung thêm hợp chất polymer silic hữu cơ COR và polyalkylene glycol PAG) đã được áp dụng thi công 5 giếng khoan tại mỏ Bạch Hổ. Hệ dung dịch khoan này có tính chất ức chế và chịu nhiệt rất tốt nên đã khoan thành công cho các giếng khoan mỏ Bạch Hổ. Tuy nhiên, do nguồn cung ứng hợp chất polymer silic hữu cơ không ổn định và khan hiếm nên đến năm 2006, Vietsovpetro đã dừng sử dụng các hệ dung dịch bổ sung polymer silic hữu cơ.

- Để đáp ứng yêu cầu công nghệ thi công các giếng khoan có góc xiên lớn và đặc biệt là các giếng khoan

ngang (góc xiên = 90°) như giếng khoan 1010 Bạch Hổ, kể từ năm 1995, Vietsovpetro đã đưa vào sử dụng các hệ dung dịch khoan polymer phi sét (quy trình chuyển giao công nghệ do Công ty Dung dịch khoan MI-SWACO Mỹ) thực hiện và sau đó Vietsovpetro đã tự đảm nhiệm. Các hệ dung dịch khoan polymer phi sét (như Claycap/KCI, IDBOND/KCI, ANCO-2000...) đã sử dụng thành công, đảm bảo an toàn thi công nhiều giếng khoan ở Vietsovpetro, thân thiện với môi trường. Tuy nhiên, ở các hệ dung dịch khoan trên khả năng chịu nhiệt kém, rất nhạy cảm khi bị xâm nhập mạnh các ion Ca^{++} và Mg^{++} nên cấu trúc của dung dịch khoan dễ bị phá vỡ, đặc biệt là ở điều kiện nhiệt độ đáy giếng cao, từ đó dẫn đến một số tình huống phức tạp như sập sụt thành giếng khoan hoặc sa lắng mùn khoan tại vùng cận đáy giếng.

Tài liệu tham khảo

1. А.И.Булатов, А.И.Пеньков, Ю.М.Проселков. *Справочник по промывке скважин*. Москва, 1984.
2. Hà Văn Mạo, Ngô Văn Tự và cộng sự. *Nghiên cứu lựa chọn hệ dung dịch khoan có các thông số phù hợp để thi công các giếng khoan có nhiệt độ cao ở vùng trũng sông Hồng*. 1984.
3. Báo cáo tổng kết "Kết quả áp dụng các hệ dung dịch khoan thi công các giếng khoan tại XNLD Vietsovpetro". 1992.
4. Hoàng Hồng Linh và cộng sự. *Giáo trình đào tạo dung dịch khoan*. 2007.
5. Ngô Văn Tự. *Nghiên cứu hệ dung dịch khoan ức chế mới trên cơ sở chất phụ gia KR-22 để thi công các giếng khoan dầu khí tại mỏ Bạch Hổ và Rồng*. Luận án, Đại học Mỏ - Địa chất. 1996.

Study and application of drilling mud systems which are technically suitable for exploration and production wells in Vietnam

Dang Cua, Ngo Van Tu, Bui Viet Duc, Ha Ngoc Khue
Hoang Hong Linh, Vu Van Hung, Bui Van Thom

Sub-Association of Drilling and Production Technology-Vung Tau city
Email: scott.bui.viet.duc@gmail.com

Summary

Based on simple drilling mud systems (self-created, clay-based), several drilling mud systems with suitable technical and technological specifications have been studied and applied to wells that have complicated geological conditions (such as: clay swelling, mud losses, and eruption, especially at high temperature, etc.), contributing to maximally preserving the natural permeability properties of reservoirs. The paper analyses the advantages and disadvantages of the drilling mud systems which have been used in Vietnam from 1969 to date in the construction of exploration and production wells.

Key words: Mud, mud system, geology, technology, water-based, clay-based, inhibit, swelling, disperse, mud loss, eruption, sequence, reservoir, polymer, permeability, solid phase, slime, environment, ecology.

NGHIÊN CỨU PHÁT TRIỂN HỆ DUNG DỊCH KHOAN GỐC DẦU UNIMUD CHO KHOAN KHAI THÁC DẦU KHÍ TẠI THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

Phạm Đăng Sơn¹, Nguyễn Văn Hiến¹, Nguyễn Văn Tiến¹
 Nguyễn Mạnh Hùng¹, Thái Hồng Chương¹, Phạm Xuân Toàn²

¹Công ty Dung dịch khoan và Dịch vụ giếng khoan (DMC-WS)

²Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm dầu khí (DMC)

Email: hungtsd@pvdmc.com.vn

Tóm tắt

Nhóm tác giả đã nghiên cứu thiết kế hệ dung dịch khoan gốc dầu UNIMUD với tính năng ưu việt để khoan các giếng có điều kiện địa chất phức tạp tại thềm lục địa Việt Nam. Nhóm tác giả đã nghiên cứu các thành phần cơ bản, khoảng biến thiên nồng độ, các thông số dung dịch cần khống chế trong quá trình vận hành. Các thử nghiệm trong phòng thí nghiệm cho thấy độ ổn định nhũ tương, khả năng ức chế sét, tính chất lưu biến và độ thải nước ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao của hệ dung dịch khoan gốc dầu UNIMUD tương đương với hệ dung dịch khoan gốc dầu được nhập khẩu từ nước ngoài.

Từ khóa: Dung dịch khoan gốc dầu, UNIMUD, dầu gốc.

1. Mở đầu

Dung dịch khoan gốc dầu là hệ nhũ tương ngược nước trong dầu, được duy trì bởi các chất nhũ hóa. Dung dịch khoan gốc dầu có tính chất ưu việt hơn so với dung dịch khoan gốc nước do môi trường phân tán là dầu, pha phân tán là nước và các phụ gia. Thành phần nước trong hệ nhũ tương rất hạn chế và chứa hàm lượng lớn muối CaCl_2 , giúp dung dịch khoan gốc dầu có khả năng ức chế trương nở sét cao hơn nhiều so với hệ dung dịch khoan gốc nước.

Do nhiệt độ sôi của dầu cao hơn nước, vì thế khả năng chịu nhiệt của dung dịch khoan gốc dầu tốt hơn dung dịch khoan gốc nước. Bên cạnh đó, bản chất của dầu nền (base oil) có hệ số ma sát thấp, nên tính bôi trơn của dung dịch gốc dầu cũng tốt hơn, thích hợp cho các giếng khoan có góc nghiêng lớn và quỹ đạo phức tạp. Độ thải nước nhiệt độ cao áp suất cao của dung dịch khoan gốc dầu thường rất thấp và phần nước lọc (filtrate) của dung dịch khoan gốc dầu khó xâm nhập sâu vào vỉa do sức căng bề mặt lớn, nhờ đó giảm ảnh hưởng nhiễm bẩn tới vỉa sản phẩm. Các tính năng trên giúp thời gian hoàn thành các phân đoạn khoan sử dụng hệ dung dịch gốc dầu thường được rút ngắn hơn so với sử dụng hệ dung dịch gốc nước, đặc biệt ở các giếng khó, nhiệt độ cao áp suất cao [1 - 6].

Vấn đề kỹ thuật là rào cản chính khiến các nhà điều hành khoan dầu khí quyết định chuyển từ hệ dung dịch khoan gốc nước sang gốc dầu. Các giếng có độ nghiêng lớn, khoan xuyên qua các tầng sét có độ trương nở cao, các giếng thân nhỏ (slim-hole) có độ bất ổn định lớn, các

giếng ở nhiệt độ cao áp suất cao thường rất khó khoan thành công bằng dung dịch khoan gốc nước, thời gian khoan dài và tiềm ẩn nhiều rủi ro trong quá trình khoan [6]. Khi cân bằng được các yếu tố chi phí/thuận lợi, hệ dung dịch khoan gốc dầu đã được nhiều nhà điều hành khoan dầu khí lựa chọn sử dụng.

Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu, phát triển hệ dung dịch khoan gốc dầu UNIMUD; so sánh tính chất của hệ dung dịch khoan này với hệ dung dịch khoan MEGADRIL (M-I Swaco) đang được sử dụng để khoan các giếng khoan ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao tại Việt Nam.

2. Nghiên cứu, phát triển hệ dung dịch khoan gốc dầu UNIMUD

2.1. Thành phần cấu tử và chức năng của các hóa phẩm trong hệ dung dịch khoan UNIMUD

- Dầu gốc: Hệ dung dịch khoan UNIMUD được thiết kế tối ưu để sử dụng trên dầu tổng hợp như Neoflo 1-58 (Shell), EDC Diamond (Total), Saraline 185v (Shell) hay thậm chí là dầu gốc khoáng như Escaid 110 (ExxonMobil), diesel...

- Chất nhũ hóa DV-UNIMUL là chất nhũ hóa chính giúp thành phần nước (chiếm thể tích từ 1/4 - 1/9 so với dầu) phân tán trong dầu gốc. Thành phần của chất nhũ hóa này là hỗn hợp các chất hoạt động bề mặt, dẫn xuất của acid béo có thành phần từ C16 - C18 với khả năng chịu nhiệt tốt được pha trộn với tỷ lệ phù hợp để tạo thành hỗn hợp có chỉ số cân bằng ưa nước/ưa dầu từ 4 - 9. Nhờ vậy, DV-UNIMUL vừa có khả năng nhũ hóa

nhánh giúp nước phân tán đều trong pha dầu, vừa có ái lực mạnh với bề mặt rắn (bề mặt hóa phẩm barite hoặc các chất bít nhét dạng rắn không tan), giúp các phụ gia rắn này nhanh chóng thấm ướt và phân tán đều trong môi trường dầu, qua đó biến nước, dầu và các chất rắn không tan thành một hỗn hợp đồng nhất ngay cả ở nhiệt độ cao.

- Chất tạo nhớt chính DV-BENMOD có khả năng thấm ướt và phân tán, trương nở trong dầu gốc. Khác với các loại chất tạo nhớt dùng trong dầu khoáng không chịu được nhiệt độ cao, DV-BENMOD được hoạt hóa ở điều kiện phù hợp với các phụ gia đặc biệt giúp hóa phẩm tương thích với dầu gốc tổng hợp mà vẫn duy trì được các tính năng lưu biến ở môi trường khắc nghiệt trong lòng giếng khoan.

- Chất tạo nhớt tạm thời DV-UNIGEL là hỗn hợp các acid béo có khối lượng phân tử lớn, có tính năng tạo độ nhớt tạm thời trong dung dịch khoan gốc dầu, sử dụng trong giai đoạn bắt đầu khoan trên các giàn có hệ thống pha trộn không tốt. Ở điều kiện pha trộn hạn chế, quá trình phân tán hóa phẩm tạo nhớt chính DV-BENMOD cần nhiều thời gian hơn. Tại thời điểm ban đầu, độ nhớt của dung dịch tạo bởi hóa phẩm DV-UNIGEL là chủ yếu. Sau khi dung dịch được tuần hoàn kỹ qua vòi phun ở chوòng khoan và tiếp xúc với nhiệt độ cao trong giếng, hoạt tính của DV-UNIGEL giảm dần nhường chức năng tạo độ nhớt và tính lưu biến chủ yếu trong hệ cho DV-BENMOD, khi đó đã trương nở và phân tán hoàn toàn.

- Chất giảm độ thái nước DV-GALAMUL F là chất giảm độ thái nước thể lỏng, có khả năng phối hợp với DV-UNITROL giảm độ thái nước ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao một cách hiệu quả. Bên cạnh khả năng phân tán tốt và giúp khống chế độ thái nước ở mức thấp, DV-GALAMUL F còn giúp tăng độ ổn định nhũ tương của cả hệ dung dịch.

- Chất giảm độ thái nước DV-UNITROL là chất giảm độ thái nước cho dung dịch UNIMUD ở dạng rắn. DV-UNITROL có khả năng phân tán tốt trong dầu gốc, chuyển sang trạng thái keo dính ở điều kiện nhiệt độ cao giúp liên kết các hạt rắn trong vỏ mùn khoan thêm bền chặt, từ đó giảm đáng kể độ thái nước của dung dịch gốc dầu.

- Chất tăng cường lưu biến DV-UNIMOD được sử dụng cho giếng khoan có góc nghiêng lớn, đòi hỏi thông số lưu biến cao ở tốc độ cắt thấp để có thể vận chuyển hiệu quả mùn khoan ra khỏi giếng. Hóa phẩm

DV-UNIMOD được cung cấp dưới dạng lỏng, dễ phân tán trong hệ dung dịch, có khả năng tạo liên kết chéo với các hạt keo trong hệ nhũ giúp tạo trạng thái gel tốt nhưng không bền. Nhờ vậy, dung dịch khoan được tăng cường khả năng giúp giữ mùn khoan ở trạng thái lơ lửng khi giảm tốc độ bơm hay dừng tuần hoàn, vừa giúp kéo mùn khoan ra khỏi giếng tại các vị trí có góc nghiêng lớn (khi dung dịch ở phần dưới của thành giếng chuyển động chậm hơn phần trên), vừa giữ cho áp suất khởi động tuần hoàn không quá lớn, hạn chế áp lực lớn không cần thiết vào vỉa và chân ống chống.

- Chất bít nhét DV-EFSEAL là hỗn hợp các chất xơ hữu cơ được nghiền mịn với kích thước phù hợp, được xử lý hóa học để có khả năng thấm ướt dầu tốt và được thêm vào trong dung dịch khoan để làm tăng khả năng bít nhét các kẽ nứt nhỏ trong tầng sét, giúp ổn định thành giếng khoan. Bên cạnh đó, tính chất "trơ" của DV-EFSEAL sẽ làm cho vỏ mùn khoan khi chứa một lượng nhất định DV-EFSEAL sẽ trở nên "trơ" và ít bám dính hơn, do vậy làm giảm moment xoắn (torque) trong quá trình khoan và giảm thiểu tối đa rủi ro kẹt chèn ép.

- Chất bôi trơn và bít nhét DV-UNISEAL là hỗn hợp các hợp chất carbon có độ cứng cao được nghiền mịn, giúp giảm ma sát giữa bộ khoan cụ và thành giếng, nâng cao tuổi thọ cho bộ khoan cụ. DV-UNISEAL cũng có tính năng bít nhét các kẽ nứt nhỏ vì mô trong tầng sét, giúp làm trơ vỏ mùn khoan và hạn chế khả năng kẹt chèn ép.

2.2. Biến thiên nồng độ và thông số kỹ thuật của hệ dung dịch khoan UNIMUD

Các thí nghiệm được thực hiện nhằm tìm ra công thức phù hợp cho hệ UNIMUD, đảm bảo các thành phần có thể tương tác hiệu quả nhất để tạo ra thông số phù hợp cho quá trình khoan. Thành phần và khoảng biến thiên nồng độ của hệ UNIMUD được thể hiện ở Bảng 1.

Tùy theo đặc tính địa chất, cấu trúc giếng khoan, tốc độ bơm, độ rỗng, kích thước kẽ nứt nê... hóa phẩm với nồng độ phù hợp sẽ được lựa chọn. Các thành phần không thể thiếu trong hệ dung dịch khoan UNIMUD cơ bản gồm: DV-UNIMUL, DV-BENMOD, DV-GALAMUL F và DV-UNITROL. Thông số cơ bản của hệ dung dịch khoan UNIMUD thể hiện trong Bảng 2.

Các chỉ tiêu trên được đánh giá là phù hợp với công nghệ khoan tại thềm lục địa Việt Nam, trong đó các chỉ tiêu về lưu biến được rút ra từ tính toán thủy lực. Bên cạnh đó, các chỉ tiêu trên giúp đảm bảo hệ nhũ tương ổn định

Bảng 1. Biến thiên nồng độ các hóa phẩm trong hệ dung dịch khoan UNIMUD

TT	Hóa phẩm	Tính năng	Dải nồng độ (ppb)
1	Neoflo 1-58/EDC Diamond/Saraline 185v/Escaid 110	Môi trường phân tán	155 - 195
2	Nước ngọt	Pha phân tán	Duy trì tỷ lệ dầu/nước ở 70/30 - 90/10
3	DV-UNIMUL	Chất tạo nhũ đơn	10 - 12
4	DV-BENMOD	Chất tạo nhớt chính	6 - 8
5	CaCl ₂	Chất mặn hóa pha lỏng	18 - 24
6	Ca(OH) ₂	Chất hoạt hóa nhũ	10 - 14
7	DV-GALAMUL F	Chất giảm độ thải nước	3 - 5
8	DV-UNITROL	Chất giảm độ thải nước	8 - 10
9	DV-UNIGEL	Chất tạo nhớt tạm thời	2 - 4
10	DV-UNIMOD	Chất tăng cường lưu biến	1 - 3
11	DV-UNISEAL	Chất bôi trơn, bít nhét	5 - 10
12	DV-EFSEAL	Chất bít nhét	2 - 5
13	Barite	Chất tăng trọng	Tối tỷ trọng mong muốn

Bảng 2. Biến thiên thông số của hệ dung dịch khoan UNIMUD

TT	Thông số	Đơn vị	Dải biến thiên tối ưu
1	Độ nhớt phổ	Giấy	45 - 70
2	PV	cP	Càng thấp càng tốt (hạn chế chất rắn khoan tối đa có thể)
3	Chỉ số 6rpm	-	8 - 14
4	YP	lb/100ft ²	10 - 20
5	Gel 10s/10m	lb/100ft ²	8 - 20/12 - 30
6	Tỷ lệ dầu/nước theo thể tích	-	70/30 - 90/10
7	Độ ổn định điện thế (độ bền nhũ tương)	Volt	Min 550
8	Độ thải nước ở điều kiện nhiệt độ cao áp suất cao	cc/30 phút	Max 4
9	Nồng độ Ca(OH) ₂ dư	ppb	Min 4
10	Độ mặn của pha nước	mg/l	180.000 - 220.000
11	Nồng độ chất rắn khoan tỷ trọng thấp (tính toán)	%	Max 3

và có khả năng ức chế sét tốt, duy trì hiệu quả hoạt động của hệ dung dịch khoan UNIMUD tương thích với các điều kiện khoan khác nhau.

2.3. Khảo sát tính chất của hệ dung dịch khoan UNIMUD

Các tính chất cơ bản của hệ dung dịch khoan gốc dầu/tổng hợp gồm:

- Độ bền nhũ tương ở nhiệt độ cao theo thời gian;
- Thông số lưu biến sau khi nung ở điều kiện nhiệt độ cao;
- Độ thải nước nhiệt độ cao áp suất cao;
- Khả năng ức chế trương nở (đánh giá dựa trên phương pháp thu hồi mùn khoan và phương pháp trương nở mẫu lõi sét).

Để lựa chọn hệ dung dịch khoan phù hợp nhất cho các giếng khoan ở Việt Nam, nhóm tác giả đã phân tích và so sánh công thức của 2 hệ dung dịch khoan: hệ UNIMUD của DMC-WS và hệ MEGADRIL của M-I Swaco (Bảng 3).

2.3.1. Độ bền nhũ tương ở điều kiện nhiệt độ cao theo thời gian

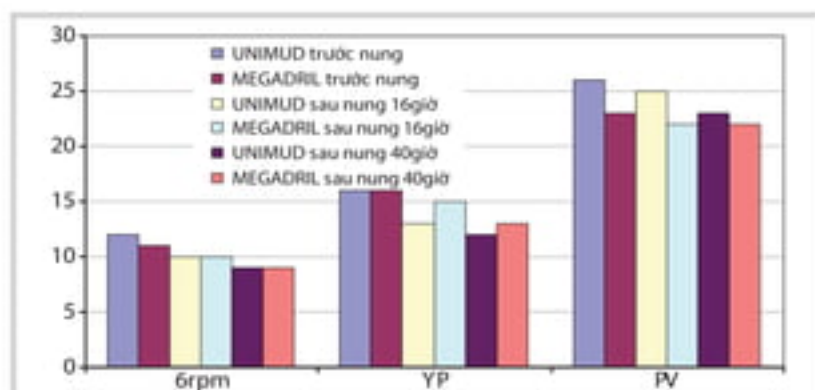
Độ bền nhũ tương là thông số rất quan trọng, thể hiện mức độ ổn định của hệ dung dịch khoan gốc dầu. Độ bền nhũ tương được phản ánh bằng độ ổn định điện thế, là thông số hiệu điện thế ổn định cần thiết đặt giữa 2 điện cực cố định của đầu đo mà tại giá trị đó hệ nhũ tương nước trong dầu bắt đầu dẫn điện. Độ ổn định điện thế càng cao, dung dịch càng khó dẫn điện, đồng nghĩa với việc hệ nhũ tương càng bền. Nồng độ và khả năng nhũ hóa của chất tạo nhũ, nồng độ chất hoạt hóa Ca(OH)₂, các thông số lưu biến, hàm lượng chất rắn và tỷ lệ dầu/nước đều ảnh hưởng tới độ bền nhũ tương. Hệ dung dịch khoan gốc dầu được coi là ổn định khi pha nước (chất phân tán) được duy trì phân tán hoàn toàn trong pha dầu (môi trường phân tán) nhờ tác dụng thẩm ướt của chất nhũ hóa. Các hạt nước được bao bọc bởi chất nhũ hóa tạo thành các hạt micelle đóng vai trò như các hạt rắn, tồn tại lơ lửng trong môi trường phân tán, tương tác đẩy lẫn nhau và duy trì trạng thái ổn định của hệ, bất kể các xáo trộn cơ học trong quá trình tuần hoàn, khuấy trộn. Khi nồng

Bảng 3. Công thức tiêu biểu hệ dung dịch khoan UNIMUD và MEGADRIL

TT	UNIMUD	MEGADRIL	Thông số tỷ lệ thể tích hoặc nồng độ (ppb)
1	Tỷ lệ dầu nền Neoflo 1-58/nước ngọt	Tỷ lệ dầu nền Neoflo 1-58/nước ngọt	80/20
2	DV-UNIMUL	ONEMUL	12
3	DV-BENMOD	Bentone 38	7
4	CaCl ₂	CaCl ₂	22
5	Ca(OH) ₂	Ca(OH) ₂	14
6	DV-GALAMUL F	NOVATEC F	4
7	DV-UNITROL HT	VERSATROL HT	8
8	DV-EFSEAL	VINSEAL	10
9	Barite	Barite	150

Bảng 4. Độ ổn định điện thế của hệ dung dịch khoan UNIMUD và MEGADRIL

Hệ dung dịch khoan	Độ ổn định điện thế (Volts, giá trị trung bình)		
	Trước khi nung	Sau khi nung 16 giờ	Sau khi nung 40 giờ
UNIMUD	746	720	685
MEGADRIL	728	652	630



Hình 1. So sánh thông số lưu biến của hệ dung dịch khoan UNIMUD và MEGADRIL

độ các chất nhũ hóa giảm dẫn đến lực tương tác đẩy giảm, các hạt micelle liên kết với nhau tạo thành kích thước lớn hơn, tách hẳn khỏi pha dầu, phá vỡ trạng thái ổn định. Khả năng dẫn điện của hệ lúc đó sẽ tăng lên, hiệu điện thế cần thiết như trên giảm. Độ nhớt của hệ dung dịch khoan gốc dầu do vậy sẽ giảm đáng kể, gây lắng phần lớn các phụ gia rắn và chất rắn khoan, làm tăng nguy cơ kẹt cần khoan, giảm đáng kể khả năng làm sạch giếng, tăng độ thải nước và giảm khả năng ức chế sét... Bằng cách thường xuyên theo dõi/đo điện thế, các kỹ sư có thể chẩn đoán được tình trạng của hệ dung dịch khoan gốc dầu và tiến hành can thiệp ngay khi xảy ra dấu hiệu mất ổn định. Để duy trì độ bền nhũ tương tốt, độ ổn định điện thế thường được duy trì tối thiểu 550 Volts.

Ở điều kiện nhiệt độ cao, chất nhũ hóa rất dễ phân hủy làm giảm khả năng duy trì tính ổn định của hệ nhũ tương [7]. Nhóm tác giả đã đánh giá độ ổn định nhũ tương của dung dịch bằng cách nung hệ dung dịch khoan UNIMUD và MEGADRIL ở nhiệt độ 160°C trong 16 giờ và 40 giờ, sau đó so sánh giá trị độ ổn định điện thế ghi nhận được.

Kết quả Bảng 4 cho thấy hệ dung dịch khoan UNIMUD có hệ nhũ tương rất bền theo thời gian, ngay cả khi tiếp xúc với điều kiện nhiệt độ cao trong khoảng thời gian dài. Chất tạo nhũ tương DV-UNIMUL

có khả năng chịu nhiệt tốt tương đương hóa phẩm ONEMUL của M-I SWACO, giữ cho hệ nhũ tương ngược (nước trong dầu) ổn định, duy trì được độ ổn định điện thế khá cao (trên 600 Volts) sau khi nung xoay ở nhiệt độ 160°C trong 16 giờ và 40 giờ.

2.3.2. Thông số lưu biến

Thông số lưu biến của hệ dung dịch khoan UNIMUD và MEGADRIL được theo dõi, so sánh trước và sau khi nung xoay ở nhiệt độ 160°C trong 16 giờ và 40 giờ. Ở điều kiện này, nếu thông số lưu biến chỉ dao động trong ngưỡng khống chế chứng tỏ hệ nhũ tương ổn định, công tác khoan do vậy có thể được tiến hành thuận lợi.

Kết quả thí nghiệm công thức điển hình của hệ dung dịch khoan UNIMUD và MEGADRIL cho kết quả lưu biến như Hình 1.

Hình 1 cho thấy thông số lưu biến của hệ dung dịch khoan UNIMUD trước và sau khi nung khá ổn định. Việc duy trì thông số lưu biến sau một thời gian dài tiếp xúc với điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao đã chứng minh độ bền nhiệt ưu việt của các chất tạo nhũ chính DV-BENMOD và chất nhũ hóa DV-UNIMUL.

2.3.3. Độ thải nước ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao

Khác với dung dịch khoan gốc nước, dung dịch khoan gốc dầu không dùng thông số độ thải nước API mà sử dụng thông số độ thải nước đo ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao để đánh giá tính năng của hệ. Ở điều kiện nhiệt độ phòng, với áp suất thấp 100psi, rất khó để dung dịch khoan gốc dầu có thể tách nước, trừ trường hợp hệ nhũ tương bị phá vỡ [7, 8]. Để đánh giá khả năng giảm độ thải nước của các hóa phẩm chức năng (DV-GALAMUL F và DV-UNITROL), hệ dung dịch khoan UNIMUD và MEGADRIL với công thức điển hình trên được nung và khảo sát độ thải nước ở điều kiện nhiệt độ 150°C, chênh áp 500psi trong cả 2 trạng thái tĩnh và động, sử dụng thiết bị HTHP Filter Press (thiết bị đo độ thải nước ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao trong trạng thái tĩnh) và Dynamic HTHP Filter Press (thiết bị đo độ thải nước ở điều

Bảng 5. Độ thải nước của hệ dung dịch khoan UNIMUD và MEGADRIL ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao

Hệ dung dịch khoan	Độ thải nước trong trạng thái tĩnh ở nhiệt độ 150°C (cc/30 phút)			Độ thải nước trong trạng thái động ở nhiệt độ 150°C (cc/30 phút)		
	Trước khi nung	Sau khi nung 16 giờ	Sau khi nung 40 giờ	Trước khi nung	Sau khi nung 16 giờ	Sau khi nung 40 giờ
UNIMUD	3,4	3,8	4,0	6,8	7,4	8,2
MEGADRIL	3,2	3,8	4,2	6,6	7,6	8,0

Bảng 6. So sánh khả năng ức chế sét của hệ dung dịch khoan UNIMUD và MEGADRIL

Phương pháp	Đơn vị	UNIMUD	MEGADRIL
		Sau khi nung 16 giờ	Sau khi nung 16 giờ
Thu hồi mùn khoan, đánh giá qua tỷ lệ mùn khoan được thu hồi	% khối lượng	99,1	98,6
Độ trương nở đo bằng thiết bị Swell meter	% thể tích	1,77	1,65

**Hình 2.** Mùn khoan thu hồi từ hệ dung dịch khoan UNIMUD**Hình 3.** Mùn khoan thu hồi từ hệ dung dịch khoan MEGADRIL

kiện nhiệt độ cao, áp suất cao trong trạng thái động). Đo độ thải nước ở trạng thái động sẽ mô phỏng tốt hơn trạng thái dung dịch khoan trong giếng khi được tuần hoàn và di chuyển theo chuyển động xoay của cần khoan.

Bảng 5 cho thấy các phụ gia giảm độ thải nước trong 2 hệ dung dịch khoan (DV-GALAMUL F/DV-UNITROL HT và Novatec F/Versatrol HT) hoạt động rất hiệu quả, tương thích với các thành phần còn lại (chất tạo nhớt chính, chất nhũ hóa, chất bít nhét) và duy trì độ thải nước thấp, giúp ổn định thành giếng và hạn chế tối đa hiện tượng kẹt dính chèn ép trong quá trình khoan.

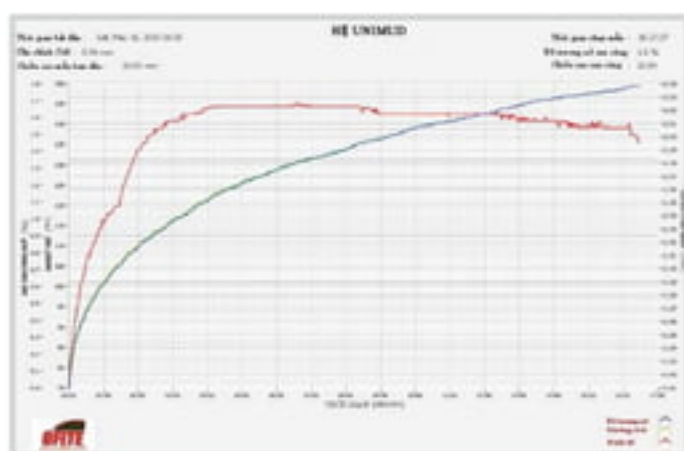
2.3.4. Khả năng ức chế trương nở sét

Do môi trường phân tán của dung dịch khoan gốc dầu là dầu gốc chiếm 70 - 80% thể tích, pha phân tán là nước đã được muối hóa bằng CaCl_2 với độ mặn rất cao, được phân tán đều trong dầu bởi các chất nhũ hóa nên khả năng tương tác với các phiến sét trong các vỉa sét (nếu có) rất thấp. Độ mặn cao sẽ làm nước tự do từ vỉa sét khuếch tán một phần vào pha nước muối, giúp cấu trúc sét càng bền chặt và khó trương nở. Vì vậy, khả năng ức chế sự trương nở sét (ức chế sét) của dung dịch khoan gốc dầu trội hơn so với dung dịch khoan gốc nước [8, 9].

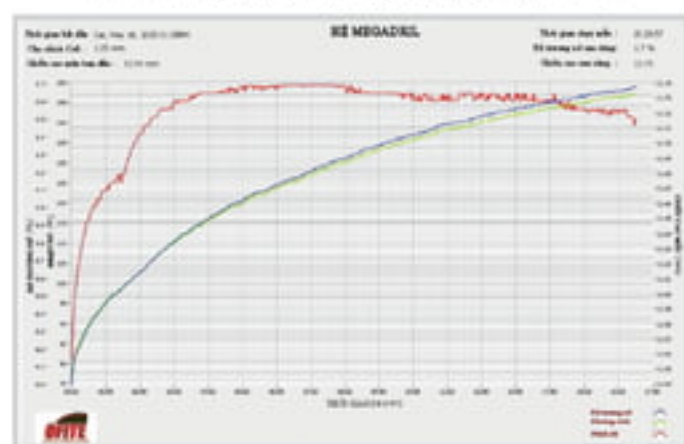
Nhóm tác giả sử dụng phương pháp thu hồi mùn khoan và phương pháp đo độ trương nở sét bằng thiết bị Swell meter để đánh giá khả năng ức chế sét của 2 hệ dung dịch khoan UNIMUD và MEGADRIL (Bảng 6 và các Hình 2 - 5).

- Đánh giá khả năng ức chế sét bằng phương pháp thu hồi mùn khoan, API Evaluation Clay (sét sơ khai, có tính chất gần giống với các vỉa sét thường gặp trong quá trình khoan) được nén ép dưới áp suất 6.000psi tạo thành bánh và sau đó được đập nhỏ và sàng thành các hạt có kích thước giới hạn (sàng có kích thước mắt 2 x 2mm và 4 x 4mm). Cân 20g hạt mùn khoan nhân tạo này cho vào bình chịu áp chứa 200ml hệ dung dịch khoan thử nghiệm và nung trong lò nung quay ở nhiệt độ 160°C trong 16 giờ. Sau đó, các hạt sét được thu hồi lại bằng sàng (kích thước mắt 0,5 x 0,5mm), đem phơi khô đến khối lượng không đổi và so sánh với khối lượng ban đầu. Tỷ lệ thu hồi mùn khoan theo khối lượng càng lớn chứng tỏ dung dịch có khả năng ức chế sét càng tốt.

- Đánh giá khả năng ức chế sét bằng việc sử dụng thiết bị Swell meter, API calibration bentonite (bentonite có khả năng trương nở lớn) được ép dưới áp suất 6.000psi thành viên mẫu có chiều dày khoảng 1cm. Viên mẫu sau đó được nạp vào cell đo của thiết bị và được đổ ngập trong dung dịch khoan thử nghiệm. Do ống chứa mẫu được thiết kế với kích thước trong vừa khít với đường kính của viên mẫu, viên mẫu tiếp xúc với dung dịch khoan chỉ có thể trương nở theo phương thẳng đứng. Một cảm biến đặc biệt sẽ đo chiều cao viên sét trong quá trình trương nở, từ đó tính



Hình 4. Độ trương nở của mẫu sét trong hệ dung dịch khoan UNIMUD



Hình 5. Độ trương nở của mẫu sét trong hệ dung dịch khoan MEGADRIL

được mức độ trương nở của viên sét theo thời gian. Mức độ trương nở theo thể tích càng lớn thì khả năng ức chế sét của dung dịch càng kém.

3. Kết luận

Nhóm tác giả đã nghiên cứu chế tạo hệ dung dịch khoan gốc dầu tổng hợp UNIMUD với các tính chất lưu biến, độ thải nước, khả năng ức chế trương nở sét tương đương với hệ dung dịch khoan MEGADRIL (M-I Swaco) ở

các điều kiện thường cũng như ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao.

Những nghiên cứu cải tiến nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động của hệ UNIMUD ở điều kiện khắc nghiệt hơn sẽ được nhóm tác giả tiếp tục tiến hành. Đồng thời nhóm tác giả sẽ tích cực giới thiệu hệ UNIMUD tới các nhà điều hành khoan trong nước với mục đích đưa hệ dung dịch khoan này vào thử nghiệm công nghiệp và triển khai đại trà tại các giếng khoan dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam trong thời gian tới.

Tài liệu tham khảo

1. Dowell, *Dowell drilling fluids manual*. 1999.
2. M-I Swaco, *Drilling fluids handbook*. 2012.
3. Amoco Production Company, *Drilling fluids manual*.
4. Dowell Drilling Fluids, *Drilling fluids product data manual*. 1996.
5. Baker Hughes INTEQ, *Fluids fact Engineering handbook*. 1997.
6. Scmi Oiltools, *KMC oiltools drilling fluids operation manual (Ver. 2.0)*. 2008.
7. Donal C.Van Slyke, *Thermally stable oil-based drilling fluid*. Patent US5700763 A. 1997.
8. Jay Paul Deville, *Oil based drilling fluids with enhanced stability at high temperatures*. Patent US8586507 B2. 2013.
9. Jeff Kisner, Don Siems, Kimberly Burrows Lawson, David Carbajal, Ian Robb, Dale Jamison, *Invert drilling fluids and methods of drilling boreholes*. Patent US2003144153 A1. 2003.

Research to develop synthetic-based mud UNIMUD for drilling operations in Vietnam's continental shelf

Pham Dang Son¹, Nguyen Van Hien¹, Nguyen Van Tien¹
 Nguyen Manh Hung¹, Thai Hong Chuong¹, Pham Xuan Toan²

¹DMC-Drilling Fluids and Well Services (DMC-WS)

²Drilling Mud Corporation (DMC)

Email: hungtsd@pvdmc.com.vn

Summary

The authors have conducted a research to develop UNIMUD, a synthetic-based drilling fluid system which possesses a number of advantages for drilling complicated wells in Vietnam's continental shelf. The research has built up the key components and important concentration range as well as focused on the principal mud properties to be controlled. Laboratory tests also showed that the emulsion stability, shale inhibition ability, and rheological properties of this innovative mud system are equivalent to those of imported mud systems.

Key words: Oil-based mud, UNIMUD, base oil.

NGHIÊN CỨU ĐIỀU CHẾ XÚC TÁC MCM-41 CHỨA WOLFRAM SỬ DỤNG CHO QUÁ TRÌNH OXY HÓA KHỬ LƯU HUỖNH TRONG NHIÊN LIỆU

Phạm Xuân Núi¹, Nguyễn Quang Mẫn², Phạm Tuấn Đạt¹
 Nguyễn Văn Thoại¹, Phạm Tiến Dũng¹, Trần Thị Văn Thi²

¹Đại học Mở - Địa chất

²Trường Đại học Khoa học, Đại học Huế

³Đại học Hàng hải Việt Nam

Email: phamxuanui@gmail.com

Tóm tắt

Vật liệu mao quản trung bình MCM-41 đã được tổng hợp thành công bằng phương pháp thủy nhiệt với nguồn silic ban đầu từ bentonite Bình Thuận, Việt Nam. Xúc tác WO₃ phân tán trên chất mang MCM-41 bằng phương pháp tẩm sử dụng muối ammonium paratungstate hydrate. Vật liệu xúc tác được đặc trưng bởi các phương pháp nhiễu xạ tia X (XRD), tán xạ năng lượng tia X (EDX), hiển vi điện tử quét (SEM) và hiển vi điện tử truyền qua (TEM). Hoạt tính xúc tác được khảo sát trên mẫu nhiên liệu "mô hình" chứa dibenzothiophene (DBT) và mẫu dầu diesel (DO) thương phẩm. Kết quả thử hoạt tính cho thấy hiệu suất oxy hóa tạo thành sulfoxide (DBT-O₂) đạt 98,78% và khả năng tách loại lưu huỳnh đối với mẫu DO thương phẩm hiệu suất đạt 88,2%.

Từ khóa: Benzothiophene, oxy hóa khử lưu huỳnh, xúc tác WO₃/MCM-41, bentonite.

1. Mở đầu

Vật liệu MCM-41 là vật liệu mao quản trung bình trật tự, có mao quản hình lục lăng với đường kính từ 2 - 10nm, diện tích bề mặt từ 700 - 1.500m²/g [1], có các vi mao quản trong cấu trúc và được ứng dụng làm chất hấp phụ hoặc chất xúc tác [2]. Do thành mao quản mỏng và sự kết tinh của MCM-41 chỉ là sự sắp đặt đều đặn của các kênh mao quản, nên vật liệu này kém bền thủy nhiệt trong khoảng nhiệt độ 300 - 400°C, bị giới hạn trong nhiều quá trình chuyển hóa hữu cơ [3]. Để khắc phục tình trạng này các tâm kim loại hoạt động thường được đưa lên khung vật liệu [4].

H.Y.Wu và cộng sự [5] đã tổng hợp W-MCM-41 bằng phương pháp thủy nhiệt. Để đưa các tâm hoạt động wolfram (W) lên bề mặt chất mang có thể thực hiện phương pháp trực tiếp thay thế đồng hình [6, 8] hoặc đưa gián tiếp bằng phương pháp tẩm sau khi đã hình thành vật liệu [9]. Hệ xúc tác này đã được sử dụng khá phổ biến cho quá trình chuyển vị anken [10], oxy hóa chọn lọc cyclopentene to glutaraldehyde [11], đặc biệt là phản ứng oxy hóa khử lưu huỳnh (ODS) trong nhiên liệu [12]... do wolfram trioxide (WO₃) là pha hoạt tính xúc tác đa năng được phân tán trên chất mang có diện tích bề mặt riêng lớn, cấu trúc trật tự, kích thước mao quản ổn định [13]. M.Zhang và cộng sự [6] đã nghiên cứu tổng hợp chất xúc tác W-MCM-41 từ chất lỏng ion cho quá trình loại các hợp chất chứa lưu huỳnh... Tuy nhiên, các tác giả đều sử dụng nguồn tiền chất cho quá trình tổng hợp MCM-41 là tetraethylorthosilicate (TEOS) hoặc

tetramethylorthosilicate (TMOS). Đây là nguồn tinh khiết rất thuận lợi cho việc hình thành vật liệu MCM-41 do có hàm lượng monome silicate cao nhưng lại là nguồn rất độc hại và đắt tiền nên rất khó có thể ứng dụng nguồn TEOS cho quá trình tổng hợp trên quy mô lớn. Từ thực tế đó đã xuất hiện hướng nghiên cứu thay thế nguồn TEOS bằng các nguồn chứa silic sẵn có trong thiên nhiên như bentonite, cao lanh, hoặc tách ra từ vỏ trấu... có giá thành rẻ và không độc hại. Bentonite được xử lý với kiềm ở nhiệt độ từ 500 - 600°C [14 - 16] có thể thu được nguồn tiền chất silicate và nhôm sử dụng để tổng hợp vật liệu mao quản trung bình.

Trên cơ sở đó, nghiên cứu này tiến hành tổng hợp vật liệu MCM-41 có chứa wolfram sử dụng bentonite Việt Nam và bước đầu thử hoạt tính xúc tác cho phản ứng oxy hóa khử DBT trong mẫu nhiên liệu lưu huỳnh và tách loại lưu huỳnh trong diesel thương phẩm.

Hướng nghiên cứu này được hoàn thành với sự hỗ trợ kinh phí từ Quỹ Khoa học và Công nghệ Quốc gia (Nafosted) Mã số: 105.99-2015.21.

2. Thực nghiệm

2.1. Nguyên liệu

Các loại hóa chất: muối ammonium paratungstate hydrate: (NH₄)₁₀ x H₂(W₁₂O₄₀) x H₂O (M = 3060,46), merk; acetonitrile (CH₃CN); cetyltrimethylammonium bromide (CTAB); dibenzothiophene được cung cấp từ Aldrich với độ tinh khiết 99%. Dung dịch NH₃ 28%, hydroperoxide

30% và NaOH có xuất xứ từ Trung Quốc. Bentonite có nguồn gốc từ khoáng Di Linh, Việt Nam.

2.2. Quy trình điều chế

2.2.1. Tinh chế bentonite

Bentonite sau khi xử lý sơ bộ tách tạp thô, được khuấy cơ theo tỷ lệ 100g bentonite trong 5 lít nước. Hỗn hợp được khuấy trong 24 giờ ở nhiệt độ phòng và để lắng 4 ngày. Sau đó, gạn lấy phần huyền phù ở giữa và sấy khô ở nhiệt độ 100°C trong 24 giờ. Sản phẩm rắn thu được là bentonite tinh.

2.2.2. Tổng hợp MCM-41 từ nguồn khoáng bentonite tinh

Nguồn silicate sử dụng cho quá trình tổng hợp MCM-41 được tách từ bentonite tinh bằng phương pháp kiềm chảy: bentonite tinh được trộn với NaOH theo tỷ lệ khối lượng 1:1,2. Hỗn hợp sau đó được nung ở nhiệt độ 600°C trong 3 giờ. Sau khi nung hỗn hợp được để nguội qua đêm ở nhiệt độ phòng. Hỗn hợp thu được trộn với nước theo tỷ lệ khối lượng 1:4 và khuấy trong 24 giờ ở nhiệt độ phòng. Sau đó ly tâm tách lấy phần lỏng sử dụng làm tiền chất silicate cho quá trình tổng hợp MCM-41.

Quy trình tổng hợp MCM-41 theo phương pháp kết tinh thủy nhiệt [14] với nguồn tiền chất silicate và chất định hướng cấu trúc CTAB. Đầu tiên cho 0,867g CTAB vào 15ml nước cất khuấy mạnh cho đến khi CTAB tan hoàn toàn tạo dung dịch trong suốt. Cho từ từ 40ml silicate và khuấy mạnh trong 30 phút, điều chỉnh pH của dung dịch CH_3COOH trong khoảng 9 - 10 [12]. Dung dịch tiếp tục khuấy trong 4 giờ ở nhiệt độ phòng. Sau đó kết tinh thủy nhiệt trong Autoclave ở nhiệt độ 100°C trong 48 giờ. Lọc rửa sản phẩm thu được nhiều lần bằng nước cất, ethanol và sấy khô ở 100°C qua đêm, sau đó tiến hành nung ở 600°C trong 5 giờ thu được vật liệu rắn MCM-41.

2.2.3. Tổng hợp vật liệu xúc tác $\text{WO}_3/\text{MCM-41}$

Xúc tác $\text{WO}_3/\text{MCM-41}$ được tổng hợp bằng phương pháp tẩm muối ammonium paratungstate hydrate lên chất mang MCM-41. Quy trình được thực hiện như sau: cho muối ammonium paratungstate hydrate vào nước khuấy 1 giờ cho muối tan hoàn toàn. Cho tiếp 0,5g MCM-41 vào dung dịch trên và khuấy thêm 3 giờ. Để lắng hỗn hợp khoảng 48 giờ. Sấy khô nhẹ cho hỗn hợp bay hết nước. Nung mẫu trong 3 giờ ở 550°C với tốc độ gia nhiệt là 2°C/phút. Xúc tác $\text{WO}_3/\text{MCM-41}$ thu được với hàm lượng wolfram là 9% theo khối lượng.

2.2.4. Đặc trưng của vật liệu

Các đặc trưng về cấu trúc pha của vật liệu xúc tác được khảo sát bằng phổ nhiễu xạ tia X (XRD) đo trên máy HUT- PCM D8 Advance (Đức) với ống phát tia Röntgen bằng Cu với bước sóng $\lambda = 1,540\text{\AA}$; góc quét $2\theta = 1 - 10^\circ$ và $10 - 70^\circ$ với tốc độ quét lần lượt là $0,008^\circ/\text{giây}$ và $0,03^\circ/0,8\text{ giây}$. Hình thái cấu trúc bề mặt được xác định qua ảnh hiển vi điện tử quét (SEM) và hiển vi điện tử truyền qua (TEM) trên kính hiển vi điện tử JEM 1010-JEOL. Thành phần nguyên tố trong vật liệu được xác định bằng phương pháp phổ tán sắc năng lượng tia X (EDX) và được ghi nhận trên thiết bị phân tích EDS JED-2300 Analysis Station. Các tính chất đặc trưng về bề mặt của vật liệu sẽ được phân tích bằng giải đồ hấp phụ - giải hấp phụ N_2 đẳng nhiệt tại 77°K đã được đo trên thiết bị Gemini VII 2390.

2.2.5. Oxy hóa khử dibenzothiophene (DBT) trong mẫu nhiên liệu "mô hình"

Mẫu nhiên liệu mô hình chứa 0,0346g DBT pha trong 50ml dung môi acetonitrile (hàm lượng lưu huỳnh trong mẫu nhiên liệu là 600ppmw). Hệ thí nghiệm bao gồm: 0,1g xúc tác; 3ml H_2O_2 và 20ml mẫu nhiên liệu mô hình chứa DBT trong bình 3 cổ, hỗn hợp được gia nhiệt trong bể ổn nhiệt ở 70°C và khuấy liên tục trong 8 giờ [17]. Sau phản ứng, hàm lượng lưu huỳnh còn lại trong mẫu nhiên liệu mô hình được phân tích trên máy sắc ký khí kết nối khối phổ (GC-MS) Agilent 7890/5975C-GC/MSD với các điều kiện phân tích: cột phân tích: DB - 5MS, 30m x 0,25mm x 0,25 μm ; buồng hóa hơi mẫu: 270°C; chia dòng 20:1 và tổng lưu lượng dòng là 23,2ml/phút. Hiệu suất oxy hóa DBT của quá trình phản ứng, có thể dựa vào diện tích của peak DBT trong sắc ký đồ của mẫu trước khi phản ứng và mẫu sau khi được xử lý với H_2O_2 .

2.2.6. Quá trình tách loại lưu huỳnh trong mẫu DO thương phẩm [17]

Hệ phản ứng oxy hóa tách loại lưu huỳnh trong mẫu DO thương phẩm bao gồm: 20ml DO (chứa 0,05% lưu huỳnh) cho vào bình cầu 3 cổ gia nhiệt đến 70°C; giữ ổn định nhiệt ở nhiệt độ này trong 30 phút; sau đó thêm vào 0,1g xúc tác, 2ml H_2O_2 30% và khuấy hỗn hợp liên tục với tốc độ 400 vòng/phút. Sau 8 giờ, tách xúc tác mẫu DO được hấp phụ qua cột chứa silicagel với chiều cao 10cm. Sản phẩm cuối cùng được xác định hàm lượng lưu huỳnh tổng theo phương pháp chuẩn ASTM D-1266-13 tại Viện Kỹ thuật Xăng dầu Quân đội.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Đặc trưng cấu trúc của vật liệu MCM-41 tổng hợp từ nguồn bentonite

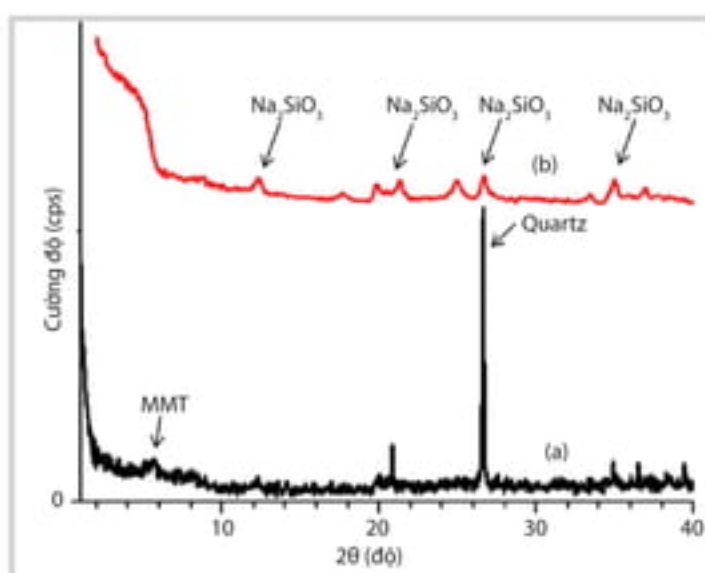
Hình 1 là kết quả nhiễu xạ tia X góc lớn của mẫu bentonite thô (Hình 1a) có thể thấy thành phần khoáng vật chủ yếu có trong bentonite là montmorillonite (MMT) và quartz, đặc trưng bởi các peak nằm ở góc $2\theta = 20 - 30^\circ$. Tuy nhiên, sau khi tiến hành nung bentonite với kiềm ở 600°C trong 3 giờ thì trên phổ của mẫu bentonite sau khi nung không tồn tại bất kì một peak nào đặc trưng cho các thành phần khoáng vật vốn chủ yếu tồn tại trong bentonite mà chỉ có các peak đặc trưng cho sự tồn tại của các tinh thể Na_2SiO_3 , CaCO_3 và diopside ($\text{CaMgSi}_2\text{O}_6$) (Hình 1b). Điều này cho thấy quá trình nung bentonite với NaOH đã phân hủy hoàn toàn các dạng khoáng vật và hình thành các hợp chất mới là Na_2SiO_3 và NaAlO_2 dưới tác dụng của NaOH.

Khảo sát ảnh hưởng của thời gian kết tinh khác nhau (6, 12, 24 và 36 giờ) đến sự hình thành cấu trúc vật liệu MCM-41, kết quả nhiễu xạ tia X được thể hiện trong Hình 2.

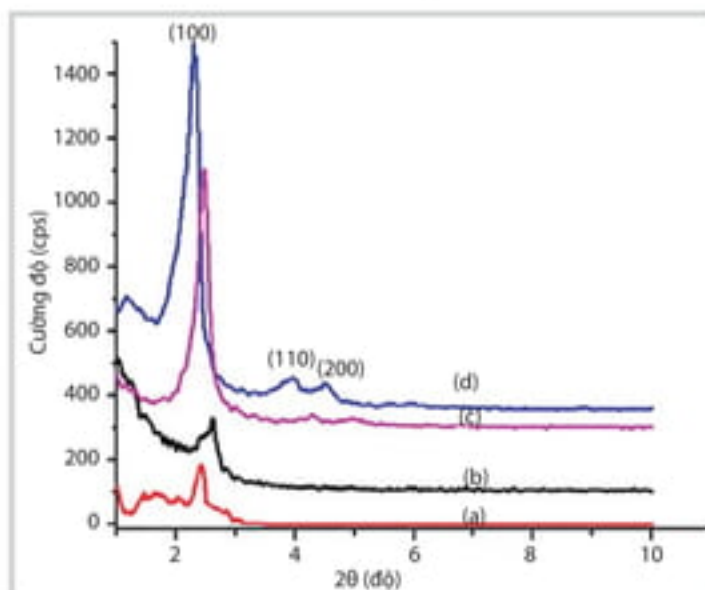
Kết quả nhiễu xạ tia X góc nhỏ ($2\theta = 0 - 10^\circ$) cho thấy đều xuất hiện các peak d_{100} ở góc 2θ từ $2,2 - 2,4^\circ$. Đây là các peak đặc trưng cho sự hình thành vật liệu mao quản trung bình MCM-41. Với thời gian ủ trong khoảng 6 và 12 giờ chỉ xuất hiện peak d_{100} ở cường độ tương đối thấp chứng tỏ vật liệu MCM-41 hình thành nhưng có độ trật tự thấp do thời gian kết tinh ngắn chưa đủ để các chuỗi silic kết tinh hoàn toàn lên trên các mixen được tạo thành từ chất định hướng cấu trúc, do đó các ống mao quản chưa kết tinh trật tự với nhau. Với thời gian ủ 36 giờ có sự xuất hiện của peak d_{110} ($2\theta = 4,2^\circ$) và d_{200} ($2\theta = 5,1^\circ$). Tuy nhiên, 2 peak này có cường độ nhỏ và không rõ ràng, điều này cho thấy kéo dài thời gian kết tinh thủy nhiệt các chuỗi silic đã bám hoàn toàn lên trên các mixen của chất định hướng cấu trúc và sự kết bám này tiếp tục xảy ra trong môi trường đẳng nhiệt và tăng áp làm cản trở sự kết tinh của các ống vi mao quản. Các peak rõ ràng được nhận thấy đối với mẫu kết tinh trong 24 giờ (Hình 2a).

Hình 3 là giản đồ nhiễu xạ tia X của các mẫu MCM-41 được hình thành với các nhiệt độ nung khác nhau: 550°C , 600°C và 650°C với thời gian kết tinh sử dụng trong 24 giờ.

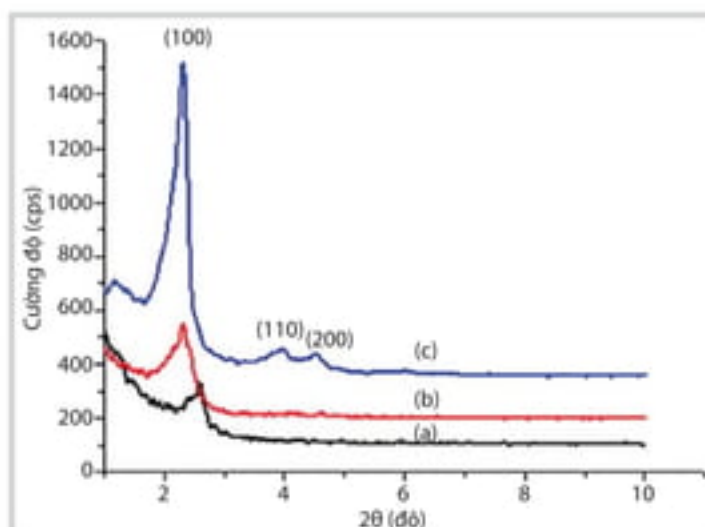
Kết quả XRD (Hình 3) cho thấy cả 3 mẫu vật liệu đều xuất hiện peak (d_{100}) đặc trưng cho vật liệu mao quản



Hình 1. Giản đồ nhiễu xạ tia X góc lớn: (a) Bentonite thô ban đầu; (b) Bentonite sau khi nung với NaOH



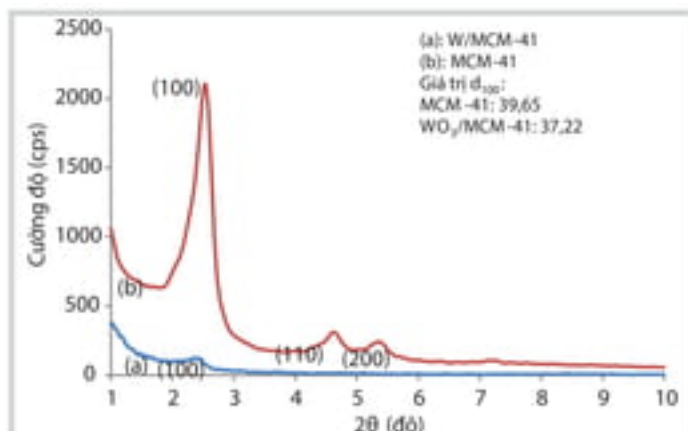
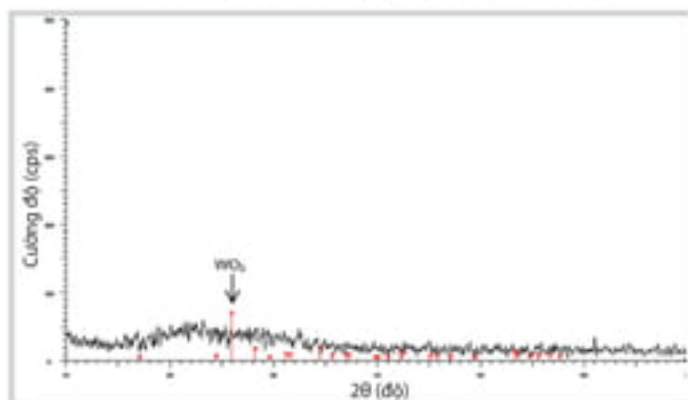
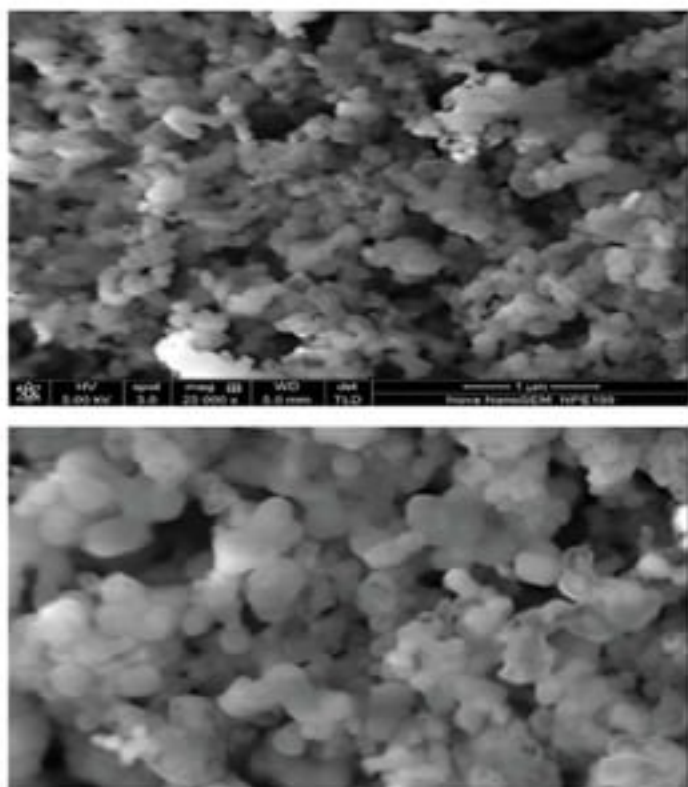
Hình 2. Giản đồ XRD của MCM-41 với các thời gian giả hóa khác nhau: (a) 6 giờ; (b) 12 giờ; (c) 36 giờ; (d) 24 giờ



Hình 3. Giản đồ X-ray của các mẫu MCM-41 với các nhiệt độ nung khác nhau: (a) 550°C ; (b) 650°C và (c) 600°C

Bảng 1. Khoảng cách giữa các thông số mạng

Mẫu	d_{100} (Å)	d_{110} (Å)	d_{200} (Å)	a_0 (Å)	cps
MCM-41	39,65	22,63	19,70	45,79	2105
WO ₃ /MCM-41	37,22	22,22	-	43,7	783


 Hình 4. Giản đồ XRD góc hẹp của: (a) WO₃/MCM-41; (b) MCM-41

 Hình 5. Giản đồ XRD góc rộng của mẫu tấm WO₃/MCM-41

 Hình 6. Kết quả đo SEM của WO₃/MCM-41

trung bình. So với mẫu có nhiệt độ nung ở 550°C, thì mẫu MCM-600 và MCM-650 tương ứng với nhiệt độ nung 600 và 650°C cho thấy có sự xuất hiện của 3 peak đặc trưng d_{100} , d_{110} và d_{200} , trong đó peak d_{100} đặc trưng cho vật liệu mao quản trung bình có cường độ cao, hình dạng cân đối, đỉnh peak nhọn. Tuy nhiên, ở mẫu MCM-600 có peak (110) và (200) đặc trưng cho mức độ trật tự thì có đỉnh rõ và nhọn hơn so với mẫu MCM-650.

3.2. Đặc trưng cấu trúc của vật liệu xúc tác WO₃/MCM-41

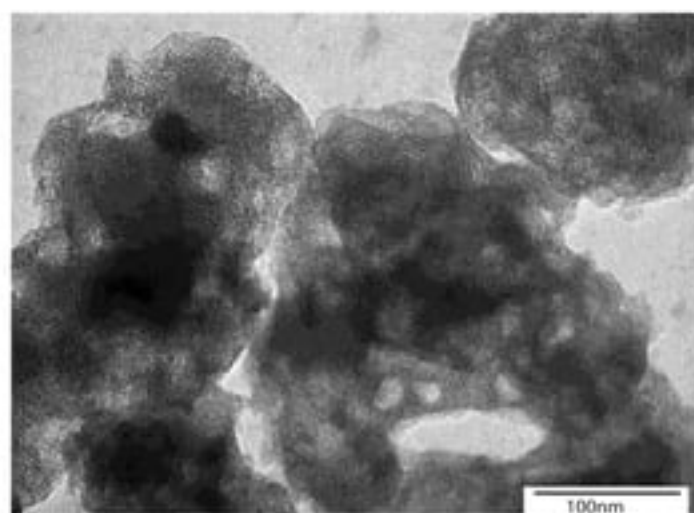
Giản đồ XRD góc nhỏ (Hình 4) của mẫu MCM-41 và mẫu tấm WO₃/MCM-41 cho thấy trên mẫu WO₃/MCM-41 có cường độ của peak (100) giảm rất mạnh, 2 peak (110) và (200) biến mất hoàn toàn. Điều đó có thể cho rằng các cụm oxide WO₃ hình thành sau quá trình tẩm và nung đã che phủ các lỗ xốp của chất mang MCM-41. Ngoài ra, thông số tế bào mạng của mẫu tấm cũng giảm đi so với mẫu MCM-41, giá trị a_0 của mẫu tấm là 42,98Å, nhỏ hơn so với mẫu MCM-41 là 45,79Å. Thông số tế bào mạng của mẫu tấm giảm đi. Kết quả các thông số mạng từ XRD được thể hiện trong Bảng 1, có thể do các cụm oxide WO₃ nằm trong mao quản của chất mang và ở phương pháp tổng hợp mẫu tấm có thêm một giai đoạn nung thứ 2 tại nhiệt độ cao khiến cho thành mao quản của chất mang bị co lại.

Với giản đồ XRD góc rộng của mẫu tấm W lên chất mang MCM-41 (Hình 5) có thể thấy rất rõ các peak đặc trưng cho các tinh thể WO₃ đơn tà phủ trên bề mặt chất mang.

Ảnh SEM của mẫu WO₃/MCM-41 (Hình 6) cho thấy các hạt nhỏ sắp xếp lộn xộn, không ổn định, co cụm, kết dính với nhau bao bọc xung quanh các cụm tinh thể oxide WO₃ dạng đơn tà có kích thước khá lớn. Như vậy ảnh SEM của mẫu phù hợp với kết quả được chỉ ra trong phổ XRD góc nhỏ.

Ảnh TEM của mẫu WO₃/MCM-41 (Hình 7) cho thấy mẫu MCM-41 sau khi được tẩm muối ammonium paratungstate hydrate và nung lại lần thứ 2 vẫn giữ được cấu trúc mao quản trung bình, thể hiện ở hình ảnh của các ống mao quản song song với nhau xuất hiện trên những vùng sáng của ảnh. Những vùng tối che phủ trên mẫu là do sự cản trở của lớp WO₃ phủ lên trên vật liệu.

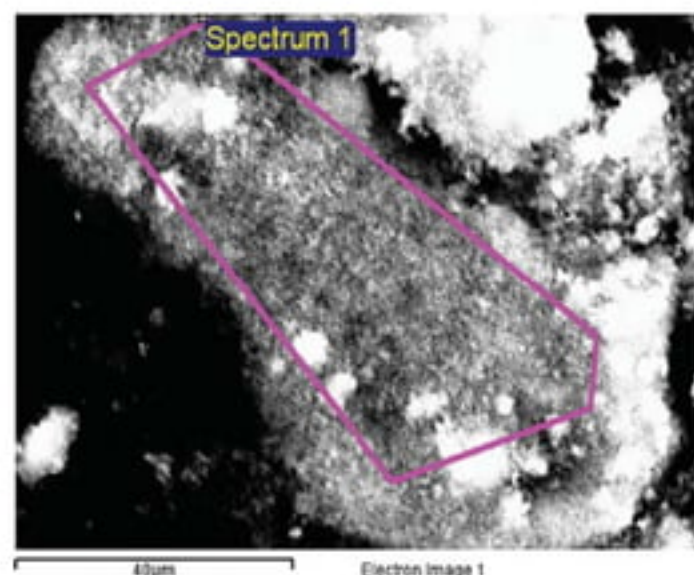
Phổ EDX được ghi nhận tại 4 điểm khác nhau trên mẫu vật liệu WO₃/MCM-41 (Hình 8). Kết quả cho thấy tại 4 điểm, hàm lượng W phân tán trên chất mang với 4,59% nguyên tử, chứng tỏ W đã phân tán lên vật liệu MCM-41 và chuyển thành wolfram oxide trong quá trình nung.



Hình 7. Ảnh TEM của vật liệu xúc tác

Bảng 2. Thành phần nguyên tố trung bình của mẫu WO₃/MCM-41

Nguyên tố	Tỷ lệ khối lượng (%)	Tỷ lệ nguyên tử (%)
O	47,05	76,42
Al	1,15	1,11
Si	19,33	17,89
W	32,47	4,59

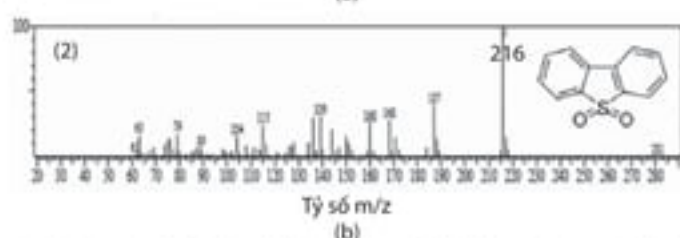
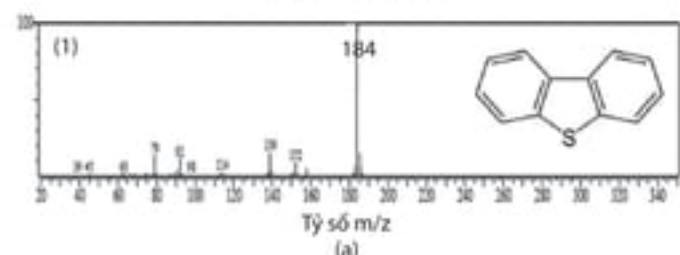
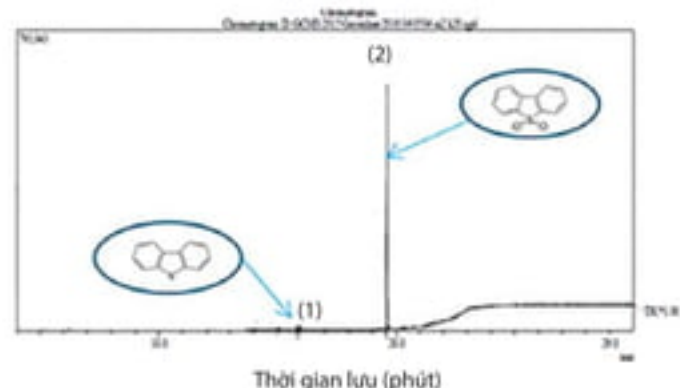
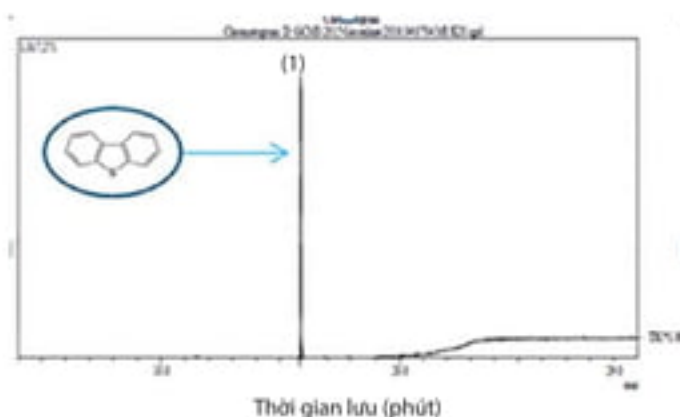
Hình 8. Phổ EDX của vật liệu xúc tác WO₃/MCM-41

Có thể nhận thấy sự xuất hiện peak của nguyên tố carbon trên phổ do quá trình bọc mẫu trong phép đo EDX.

3.3. Đánh giá hoạt tính xúc tác trong phản ứng tách loại lưu huỳnh trong nhiên liệu

3.3.1. Phản ứng oxy hóa khử DBT trong mẫu nhiên liệu mô hình

Để đánh giá khả năng oxy hóa tách loại các hợp chất dị vòng thơm chứa lưu huỳnh trên vật liệu xúc tác tổng hợp, xúc tác WO₃/MCM-41 được tiến hành khảo sát khả



Hình 9. Kết quả phân tích GC-MS. (a): Mẫu DBT trước xử lý; (b): Mẫu DBT sau khi xử lý bằng xúc tác (1) Sắc ký đồ GC-MS của DBT; (2) Sắc ký đồ GC-MS của DBT-O₂

năng oxy hóa DBT trong mẫu nhiên liệu "mô hình" với sự có mặt của tác nhân oxy hóa H₂O₂. Sau khi tiến hành phản ứng, mẫu được ly tâm tách loại xúc tác và phân tích sản phẩm trên thiết bị GC-MS để xác định sự có mặt của các hợp chất sulfone và sulfoxide. Kết quả phân tích được thể hiện trong Hình 9.

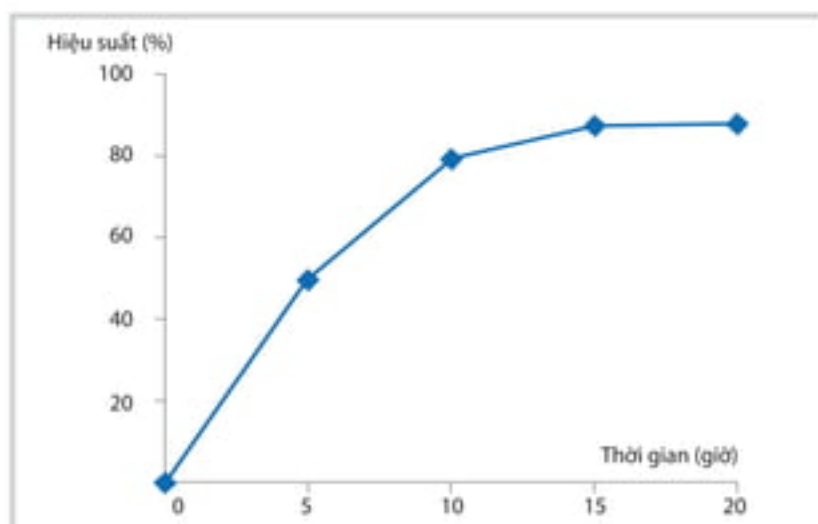
Kết quả oxy hóa khử lưu huỳnh trên xúc tác WO₃/MCM-41 cho thấy chỉ tồn tại 1 peak đặc trưng cho DBT sulfone tại thời điểm 29,5 phút (Hình 9b) và DBT còn lại sau phản ứng không đáng kể tại thời gian lưu 26 phút. Điều này cho thấy DBT đã bị oxy hóa và gần như chuyển hóa thành sản phẩm DBT-O₂. Với hiệu suất chuyển hóa thu được là 98,78% theo khối lượng.

Bảng 3. Kết quả hàm lượng lưu huỳnh tổng của các mẫu dầu DO khảo sát theo hàm lượng tác nhân oxy hóa khác nhau

Mẫu	$V_{H_2O_2}$ (ml)	Hàm lượng lưu huỳnh (mg/l)	Hiệu suất (%)
DO ban đầu	0,0	500	0,0
Mẫu 1	3,0	125	75,0
Mẫu 2	3,5	103	79,4
Mẫu 3	4,0	99	80,2

Bảng 4. Kết quả hàm lượng lưu huỳnh tổng của các mẫu dầu DO khảo sát theo thời gian phản ứng

Mẫu	Ký hiệu	Thời gian (giờ)	Hàm lượng lưu huỳnh (mg/l)	Hiệu suất (%)
Mẫu 0	DO ban đầu	0	500	0
Mẫu 4	DO 5	5	252	49,6
Mẫu 5	DO 10	10	103	79,4
Mẫu 6	DO 15	15	63	87,4
Mẫu 7	DO 20	20	59	88,2



Hình 10. Ảnh hưởng của thời gian tới hiệu suất phản ứng tách loại lưu huỳnh trong DO thương phẩm

3.3.2 Phản ứng tách loại lưu huỳnh đối với mẫu diesel thương phẩm

Sau khi tiến hành oxy hóa DBT trên mẫu xúc tác tổng hợp, mẫu diesel thương phẩm chứa 0,05% lưu huỳnh (500ppmw) được tiến hành tách loại các hợp chất chứa lưu huỳnh sử dụng xúc tác WO_3 /MCM-41 và khảo sát với các lượng tác nhân oxy hóa H_2O_2 khác nhau.

Mẫu DO sau phản ứng sẽ được hấp phụ lại qua cột hấp phụ chứa silicagel để loại các sản phẩm oxy hóa sulfone, sulfoxide và xác định hàm lượng lưu huỳnh tổng theo tiêu chuẩn ASTM D 1266. Kết quả được thể hiện trong Bảng 3.

Khi tăng thể tích H_2O_2 từ 3ml lên 3,5ml thì hàm lượng lưu huỳnh còn lại trong mẫu giảm đáng kể từ 125mg/l xuống 103mg/l, tuy nhiên khi tăng tiếp hàm lượng H_2O_2 lên 4ml thì hàm lượng lưu huỳnh giảm không đáng kể từ 103mg/l xuống 99mg/l và hiệu suất thay đổi không đáng kể.

Từ kết quả khảo sát ảnh hưởng của thời gian đến hiệu suất phản ứng (Bảng 4) cho thấy, với thời gian tối ưu để thực hiện phản ứng là

20 giờ khi đó hiệu suất đạt được 88,2%. Hình 10 cho thấy hiệu suất phản ứng tăng nhanh khi tăng thời gian từ 5 lên đến 10 giờ. Tuy nhiên khi tiếp tục tăng thời gian thì hiệu suất phản ứng tăng chậm và có xu hướng không tăng. Sau 20 giờ phản ứng, hàm lượng lưu huỳnh trong DO chỉ còn $59mgL^{-1}$. Với kết quả này bước đầu đáp ứng được hàm lượng lưu huỳnh trong DO theo tiêu chuẩn EURO 4.

4. Kết luận

Chất mang vật liệu mao quản trung bình MCM-41 đã được tổng hợp thành công từ bentonite Việt Nam. Xúc tác wolfram trioxide mang trên MCM-41 đã được tổng hợp và sử dụng cho quá trình oxy hóa khử lưu huỳnh (ODS) trong mẫu nhiên liệu "mô hình" và mẫu diesel (DO) thương phẩm. Pha hoạt tính WO_3 được phân tán trên chất mang MCM-41 với kết quả phân tích XRD, SEM, TEM và EDX cho thấy pha hoạt tính WO_3 được phân tán trên bề mặt chất mang và khi phân tán cấu trúc lục lăng vẫn được duy trì.

Bước đầu khảo sát sơ bộ khả năng oxy hóa khử dibenzothiophene cho hiệu suất oxy hóa tạo thành sulfoxide (DBT- O_2) đạt 98,78%. Quá trình oxy hóa tách loại các hợp chất lưu huỳnh trong diesel thương phẩm cho hiệu suất 88,2% phản ứng thực hiện trong 20 giờ ở nhiệt độ $70^\circ C$ với tác nhân oxy hóa H_2O_2 .

Tài liệu tham khảo

1. P.Selvam, S.E.Dapurkar. *The effect of vanadium sources on the synthesis and catalytic activity of VMCM-41*. Journal of Catalysis. 2005; 229(1): p. 64 - 71.
2. K.S.Hui, C.Y.Chao. *Synthesis of MCM-41 from coal fly ash by a green approach: Influence of synthesis pH*. Journal of Hazardous Materials. 2006; 137(2): p. 1135 - 1148.
3. M.Jaroniec, J.Choma, M.Kruk. *On the applicability of the Horvath-Kawazoe method for pore size analysis of MCM-41 and related mesopore material*. Studies in Surface Science and Catalysis. 2000; 128: p. 225 - 334.
4. Y.W.Chen, H.Y.Lin. *Characteristics of Ti-MCM-41 and its catalytic properties in oxidation*

of benzene. *Journal of Porous Material*. 2002; 9(3): p. 175 - 184.

5. Hai Yan Wu, Xiao Li Zhang, Chun Yan Yang, Xi Chen, Xiu Cheng Zheng. *Alkali-hydrothermal synthesis and characterization of W-MCM-41 mesoporous materials with various Si/W molar ratios*. *Applied Surface Science*. 2013; 270: p. 590 - 595.

6. Ming Zhang, Wenshuai Zhu, Huaming Li, Suhang Xun, Wenjing Ding, Jianjun Liu, Zhen Zhao, Qian Wang. *One-pot synthesis, characterization and desulfurization of functional mesoporous W-MCM-41 from POM-based ionic liquids*. *Chemical Engineering Journal*. 2014; 243: p. 386 - 393.

7. Tewfik Ali-dahmane, Mehdi Adjdir, Rachida Hamacha, Frédéric Villieras, Abdelkader Bengueddach, Peter G.Weidler. *The synthesis of MCM-41 nanomaterial from Algerian Bentonite: The effect of the mineral phase contents of clay on the structure properties of MCM-41*. *Comptes Rendus Chimie*. 2014; 17(1): p. 1 - 6.

8. Qingqing Gu, Wenshuai Zhu, Suhang Xun, Yonghui Chang, Jun Xiong, Ming Zhang, Wei Jiang, Fengxia Zhu, Huaming Li. *Preparation of highly dispersed tungsten species within mesoporous silica by ionic liquid and their enhanced catalytic activity for oxidative desulfurization*. *Fuel*. 2014; 117(A): p. 667 - 673.

9. Tazul Islam Bhuiyan, Palani Arudra, Muhammad Naseem Akhtar, Abdullah M.Aitani, Raed H.Abudawoud, Mohammed A.Al-Yami, Sulaiman S.Al-Khattaf. *Metathesis of 2-butene to propylene over W-mesoporous molecular sieves: A comparative study between tungsten containing MCM-41 and SBA-15*. *Applied Catalysis A: General*. 2013; 467: p. 224 - 234.

10. Hao Chen, Wei Lin Dai, Jing Fa Deng, Kangnian Fan. *Novel heterogeneous W-doped MCM-41 catalyst for high selective oxidation of cyclopentene to glutaraldehyde by aqueous H_2O_2* . *Catalyst Letters*. 2002; 81(1): p. 131 - 136.

11. K.J.Edler, J.W.White. *Further improvements in the long-range order of MCM-41 materials*. *Chemistry of Materials*. 1997; 9(5): p. 1226 - 1233.

12. Huaming Yang, Yuehua Deng, Chunfang Du, Shengming Jin. *Novel synthesis of ordered mesoporous materials Al-MCM-41 from bentonite*. *Applied Clay Science*. 2010; 47(3 - 4): p. 351 - 355.

13. Phạm Xuân Núi, Trần Đình Linh, Nguyễn Hải Hà, Mai Xuân Thắng, Nguyễn Thị Giang, Trần Thị Văn Thi. *Tổng hợp và đặc trưng xúc tác nano $AgInS_3$ sử dụng làm chất xúc tác quang cho quá trình khử lưu huỳnh trong diesel*. *Tạp chí Xúc tác và Hấp phụ*. 2015; 4(3): trang 46 - 54.

Preparation of MCM-41 supported WO_3 catalyst and its performance in oxidative desulfurisation

Phạm Xuân Núi¹, Nguyễn Quang Man², Phạm Tuan Đạt¹
Nguyễn Văn Thoai¹, Phạm Tiến Dũng¹, Trần Thị Văn Thi²

¹Hanoi University of Mining and Geology

²Hue College of Sciences, Hue University

³Vietnam Maritime University

Email: phamxuannui@gmail.com

Summary

The mesoporous material MCM-41 has been successfully synthesised by hydrothermal method using silica sources extracted from Vietnamese bentonite and cetyltrimethyl ammonium bromide (CTAB) as template. WO_3 catalyst dispersed on support of MCM-41 by impregnation method with ammonium paratungstate hydrate. The catalytic materials were characterised by X-ray diffraction (XRD), energy dispersive X-ray spectroscopy (EDX), scanning electron microscopy (SEM) and transmission electron microscopy (TEM). The catalytic activity was investigated by oxidative desulfurisation reaction on model fuel oil containing dibenzothiophene (DBT), and commercial diesel. The results showed that with WO_3 /MCM-41 catalyst, the oxidation of DBT to sulfoxide (DBT- O_2) achieved 98.78% and the removal of commercial diesel 88.2%.

Key words: Benzothiophene, oxidative desulfurisation, WO_3 /MCM-41, bentonite.

ĐÁNH GIÁ VÀ ĐỀ XUẤT PHƯƠNG ÁN CÔNG NGHỆ LOẠI BỎ H_2S TRONG KHÍ TỪ MỎ CÁ VOI XANH

Võ Thị Thương, Trần Vinh Lộc, Lê Dương Hải, Trần Nam Thanh
Nguyễn Anh Tuấn, Lê Mai Phương, Huỳnh Minh Thuận
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: thuongvt.pvpro@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Mỏ khí Cá Voi Xanh dự kiến sẽ được đưa vào khai thác từ năm 2023, mở ra triển vọng mới cho ngành công nghiệp khí Việt Nam. Tuy nhiên, hàm lượng H_2S trong khí Cá Voi Xanh cao (2.500ppmv), do đó cần có phương án loại bỏ H_2S để tránh ảnh hưởng đến các hoạt động vận chuyển và chế biến khí. Công nghệ loại bỏ H_2S khỏi khí thiên nhiên thường được sử dụng gồm hấp thụ, hấp phụ và màng. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã so sánh, đánh giá các công nghệ theo 2 hướng loại bỏ chọn lọc H_2S và loại bỏ đồng thời H_2S và CO_2 nhằm đáp ứng các mục đích sử dụng khác nhau của khí sản phẩm. Kết quả đánh giá về mặt kỹ thuật cho thấy phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi (vật lý và amine) hoàn toàn thỏa mãn bộ tiêu chí về mặt kỹ thuật: H_2S được loại bỏ chọn lọc xuống 30ppmv. Ngoài ra, nếu bổ sung cụm loại bỏ CO_2 có thể loại bỏ CO_2 về 8% thể tích trong khí sản phẩm. Kết quả đánh giá về mặt kinh tế cho thấy phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi vật lý có hiệu quả hơn với tổng mức đầu tư thấp hơn khoảng 14% so với phương án sử dụng dung môi amine trong cả 2 trường hợp loại bỏ chọn lọc H_2S và loại bỏ đồng thời H_2S và CO_2 .

Từ khóa: Mỏ Cá Voi Xanh, công nghệ loại bỏ H_2S , nhiên liệu cho nhà máy điện, nguyên liệu cho nhà máy hóa dầu.

1. Mở đầu

Hàm lượng H_2S trong khí thiên nhiên từ mỏ Cá Voi Xanh khoảng 2.500ppmv, cao hơn nhiều so với nguồn khí được khai thác từ các mỏ dầu khí khác trong nước (mỏ Sư Tử Vàng/Sư Tử Trắng - 11,7ppmv, mỏ Tê Giác Trắng/Hải Sư Trắng/Hải Sư Đen - 0,4ppmv, mỏ Rạng Đông/Phương Đông - 7,3ppmv, mỏ Bạch Hổ/Rồng - 18,7ppmv, mỏ Cá Ngừ Vàng - 9ppmv, mỏ Đại Hùng tại điểm đầu vào đường ống Nam Côn Sơn 2 - 4ppmv, mỏ Thiên Ưng gần như không chứa khí H_2S ...) [1]. H_2S có thể gây ăn mòn đường ống, turbine khí trong ngành công nghiệp điện khí, đầu độc xúc tác trong ngành công nghiệp hóa dầu và ảnh hưởng đến màu sắc và chất lượng sản phẩm trong các ngành sản xuất gốm sứ, gạch men, nhựa... [2 - 5]. Do đó, khí thiên nhiên từ mỏ Cá Voi Xanh cần được xử lý để loại bỏ H_2S nhằm đáp ứng mục đích sử dụng của khí thương phẩm (30ppmv theo đề nghị của ExxonMobil).

Quá trình loại bỏ các hợp chất lưu huỳnh (chủ yếu là H_2S) trong khí có thể được phân loại thành các quá trình hấp thụ (hóa học, vật lý và kết hợp), hấp phụ trên bề mặt chất rắn và công nghệ màng. Các công nghệ xử lý H_2S và một số nhà bản quyền công nghệ được thể hiện trong Hình 1.

- Phương pháp hấp thụ

Phương pháp hấp thụ được sử dụng phổ biến để khử thô khí. Quá trình này thường được thực hiện với 2 pha

khí - lỏng. Độ lựa chọn của dung môi hấp thụ đối với các khí acid phụ thuộc vào ái lực hóa học hoặc ái lực vật lý. Có 3 nhóm hấp thụ chính như sau:

+ Hấp thụ bằng dung môi vật lý: Trong quá trình hấp thụ, các cấu tử cần tách hòa tan trong dung môi vật lý. Phương pháp này thường được sử dụng khi khí acid có áp suất riêng phần cao và không chứa nhiều hydrocarbon nặng. Dung môi vật lý thường là các dung môi hữu cơ như propylene carbonate, dimethyl tert polyethylene glycol, N-methyl pyrrolidone [6, 7];

+ Hấp thụ bằng dung môi hóa học: Trong quá trình hấp thụ xảy ra phản ứng hóa học giữa dung môi và các cấu tử cần tách. Dung môi hóa học gần như không phản ứng với hydrocarbon và cho phép loại bỏ khí acid triệt để hơn so với dung môi vật lý. Tuy nhiên, chi phí cho quá trình tái sinh dung môi cũng ở mức cao. Các dung môi hóa học thường được sử dụng là dung môi amine (MEA, DEA, DIPA, MDEA...) [8 - 11], dung môi carbonate (dung dịch kali carbonate...), dung môi có tính oxy hóa khử (dung dịch fertilizers...) [12], nhóm dung môi không tái sinh và hấp thụ scavenger.

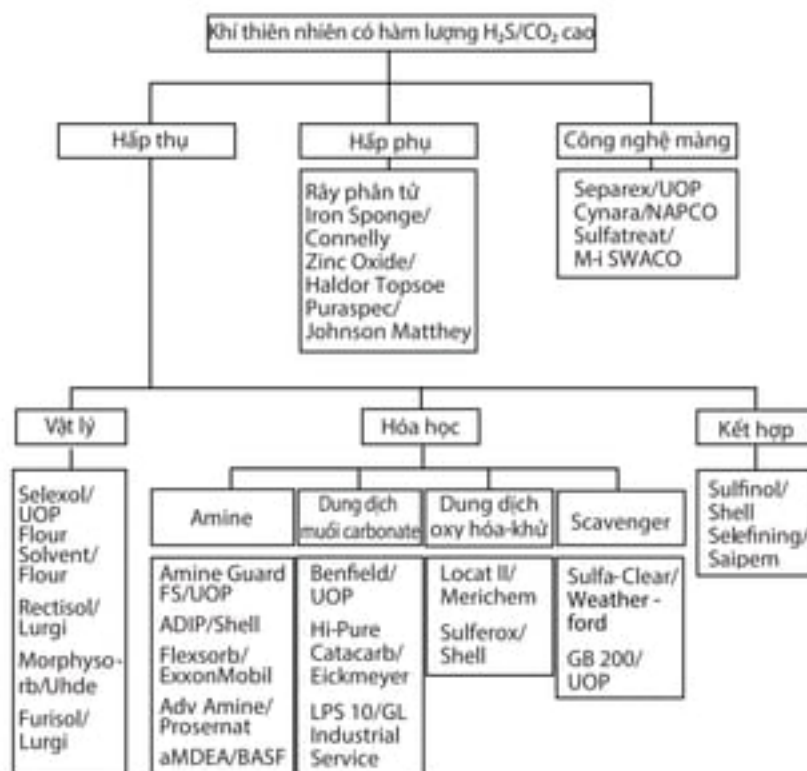
+ Hấp thụ bằng dung môi kết hợp: Dung môi kết hợp (vật lý và hóa học) thường là dung môi bản quyền của Sulfinol (Shell), Amisol (Lurgi), Selefining (Snamprogetti) [13].

- Phương pháp hấp phụ trên chất rắn

Quá trình hấp phụ được sử dụng phổ biến để khử tinh và cho hiệu quả cao. Quá trình này thường được sử dụng với 2 pha khí - rắn. Nguyên tắc hoạt động là sử dụng một pha rắn có bề mặt riêng lớn để giữ lại một cách chọn lọc trên bề mặt các cấu tử cần tách. Các chất hấp phụ thường sử dụng là zeolite và các oxide kim loại (oxide kẽm, oxide sắt, kiềm rắn...).

- Phương pháp màng

Phương pháp màng thường được áp dụng để khử thô khí acid [14, 15]. Dựa trên sự chênh lệch áp suất, nồng độ dung dịch hoặc các tác nhân khác (như điện thế, nhiệt độ...) mà các cấu tử cần tách có thể thẩm thấu qua màng lọc hoặc không. Để quá trình tách đạt hiệu quả, màng lọc phải thẩm thấu thật tốt đối với các tạp chất cần loại bỏ.



Nguồn: PVPro

Hình 1. Các công nghệ xử lý H_2S và các nhà sản xuất tương ứng

Bài báo phân tích một số công nghệ loại bỏ H_2S , từ đó đề xuất phương án hiệu quả để loại bỏ H_2S trong khí khai thác từ mỏ Cá Voi Xanh.

2. Đánh giá khả năng loại bỏ H_2S về mặt kỹ thuật của các công nghệ

2.1. Phương pháp thực hiện

Trên cơ sở thông tin về mỏ khí Cá Voi Xanh và các công nghệ của nhà sản xuất, nhóm tác giả nghiên cứu các phương án loại bỏ chọn lọc H_2S cũng như loại bỏ đồng thời H_2S và CO_2 để chọn công nghệ phù hợp về mặt kỹ thuật cho từng phương án. Tiếp theo, các phương án đạt về mặt kỹ thuật sẽ được xem xét đánh giá thông qua các chỉ tiêu kinh tế sơ bộ (tổng vốn đầu tư và mô hình kinh tế được lập để tính toán, so sánh hiệu quả tài chính) nhằm lựa chọn công nghệ phù hợp để loại bỏ H_2S ra khỏi khí từ mỏ Cá Voi Xanh.

2.2. Đánh giá và so sánh các phương án

Công nghệ loại bỏ H_2S được đánh giá dựa trên các tiêu chí kỹ thuật sau:

- Lưu lượng khí nguyên liệu (tối thiểu 7 tỷ m^3 /năm);
- Tính chất khí đầu vào (2.500ppmv H_2S , 30% thể tích khí acid);
- Tính chất khí đầu ra ($H_2S < 30$ ppmv);
- Nhà cung cấp công nghệ phải có kinh nghiệm trong lĩnh vực xử lý khí có tính chất tương tự khí Cá Voi Xanh.

Ngoài các tiêu chí kỹ thuật trên, các yếu tố khác ảnh hưởng đến việc lựa chọn công nghệ

Bảng 1. Đánh giá khả năng loại bỏ H_2S về mặt kỹ thuật

Công nghệ	Tiêu chuẩn nguyên liệu			Tiêu chuẩn sản phẩm	Tính thương mại hóa và khẳng định từ nhà sản xuất
	Lưu lượng	Hàm lượng H_2S	Hàm lượng CO_2	Hàm lượng H_2S	
Hấp thụ vật lý	Đ	Đ	Đ	Đ	Đ
Hấp thụ hóa học					
Amine	Đ	Đ	Đ	Đ	Đ
Dung dịch oxy hóa khử	K	K	Đ	Đ	K
Dung dịch carbonate	Đ	Đ	Đ	K	K
Scavenger	K	K	Đ	Đ	-
Hấp phụ	K	K	Đ	Đ	K
Màng	Đ	Đ	Đ	K	X

Ghi chú: Đ: Thỏa mãn tiêu chí; K: Không thỏa mãn tiêu chí; X: Xem xét

nhu: hàm lượng hydrocarbon thất thoát, chi phí hoạt động (điện, hơi nước, hóa phẩm)... sẽ được đánh giá cụ thể trong khi đánh giá hiệu quả kinh tế. Kết quả đánh giá về mặt kỹ thuật được thể hiện trong Bảng 2.

Một số nhận xét và phản hồi từ các nhà bản quyền công nghệ như sau:

- Với công nghệ hấp thụ vật lý, nhà bản quyền Lurgi đã xác nhận công nghệ Rectisol và Purisol được sử dụng để xử lý khí tổng hợp trong các ứng dụng khí hóa than, không thích hợp để xử lý khí thiên nhiên có lưu lượng lớn như khí từ mỏ Cá Voi Xanh. Nhà bản quyền Fluor cũng nhận định công nghệ Fluor Solvent không thể loại bỏ chọn lọc H_2S , do đó công nghệ này không thích hợp để xử lý khí H_2S trong dòng khí có nồng độ CO_2 cao. Hiện tại, bằng phương pháp hấp thụ vật lý, chỉ có nhà bản quyền UOP đưa ra công nghệ Selexol và Uhde đưa ra công nghệ Morphysorb có khả năng xử lý dòng khí từ mỏ Cá Voi Xanh thỏa mãn yêu cầu.

- Với công nghệ hấp thụ hóa học, chỉ có phương án sử dụng dung môi amine là thỏa mãn các tiêu chí bắt buộc. Hiện nay, có 3 nhà bản quyền UOP, BASF, Uhde xác nhận là cung cấp được công nghệ xử lý khí acid bằng amine cho dòng khí từ mỏ Cá Voi Xanh cho cả 2 trường hợp loại bỏ chọn lọc H_2S và loại bỏ đồng thời H_2S và CO_2 .

- Công nghệ loại bỏ khí acid bằng dung môi có tính oxy hóa khử (Locat, Sulferox...) chỉ xử lý được các dòng nguyên liệu có hàm lượng H_2S thấp, từ vài ppmv đến 1.000ppmv và năng suất xử lý khí acid của các phân xưởng rất thấp (khoảng 1 triệu ft^3 chuẩn/ngày) nên không phù hợp cho dự án loại bỏ H_2S trong khí từ mỏ Cá Voi Xanh. Theo phản hồi trực tiếp từ Merichem, công nghệ Locat không phù hợp để xử lý khí từ mỏ Cá Voi Xanh do lưu lượng khí đầu vào quá lớn. Mặt khác, các công nghệ chuyển hóa trực tiếp H_2S thành lưu huỳnh nguyên tố thường được sử dụng trong lĩnh vực thu hồi lưu huỳnh hơn là xử lý khí thiên nhiên.

- Phương pháp hấp thụ bằng dung môi carbonate chủ yếu được ứng dụng trong lĩnh vực xử lý CO_2 , dùng để loại bỏ CO_2 đến hàm lượng nhỏ hơn 500ppmv và loại bỏ kèm theo một lượng lớn H_2S . Công nghệ này không thể loại bỏ chọn lọc H_2S , do đó không phù hợp với dòng khí có tỷ lệ $H_2S:CO_2$ rất thấp như khí từ mỏ Cá Voi Xanh. UOP xác nhận công nghệ Benfield (sử dụng dung môi K_2CO_3) chỉ được ứng dụng trong lĩnh vực xử lý CO_2 và loại bỏ thô H_2S , công nghệ này hoàn toàn không phù hợp cho lĩnh vực loại bỏ tinh H_2S .

- Phương pháp scavenger chỉ có hiệu quả với các nguồn khí có lưu lượng nhỏ hoặc hàm lượng khí chua thấp, hoàn toàn không phù hợp với việc xử lý nguồn khí có lưu lượng lớn và hàm lượng H_2S cao như khí từ mỏ Cá Voi Xanh.

- Tương tự công nghệ xử lý khí bằng dung môi oxy hóa khử, công nghệ hấp phụ không thỏa mãn tiêu chí về khả năng xử lý hàm lượng H_2S trong dòng nguyên liệu đầu vào. Thông thường, công nghệ hấp phụ chỉ xử lý được khí chứa 300 - 500ppmv H_2S , lưu lượng dòng khí cần xử lý dao động trong khoảng 3 triệu ft^3 chuẩn/ngày. Thông tin nhận được từ nhà bản quyền Haldor Topsoe khẳng định công nghệ hấp phụ bằng ZnO chỉ được sử dụng để loại bỏ H_2S với hàm lượng nhỏ. Đối với nguồn khí từ mỏ Cá Voi Xanh, Haldor Topsoe nhận định việc sử dụng công nghệ này sẽ không đem lại hiệu quả do chi phí cho chất hấp phụ quá lớn.

- Phương pháp màng lọc ứng dụng chủ yếu cho mục đích tách thô CO_2 trong dòng khí có áp suất riêng phần của khí acid cao. Màng lọc không thể tách chọn lọc H_2S . Khi tính toán phương pháp màng cho xử lý khí acid cho dòng khí từ mỏ Cá Voi Xanh, UOP đã ước tính khí sau xử lý có hàm lượng H_2S khoảng 800ppmv và CO_2 10% thể tích, không đáp ứng tiêu chí bắt buộc về hàm lượng khí acid trong sản phẩm. Mặt khác, lượng hydrocarbon thất thoát khi sử dụng phương pháp màng khá lớn, ước tính 8 - 15% thể tích đối với màng một giai đoạn và 2% thể tích đối với màng hai giai đoạn. Do đó, công nghệ màng cũng không được xem xét để sử dụng xử lý khí từ mỏ Cá Voi Xanh.

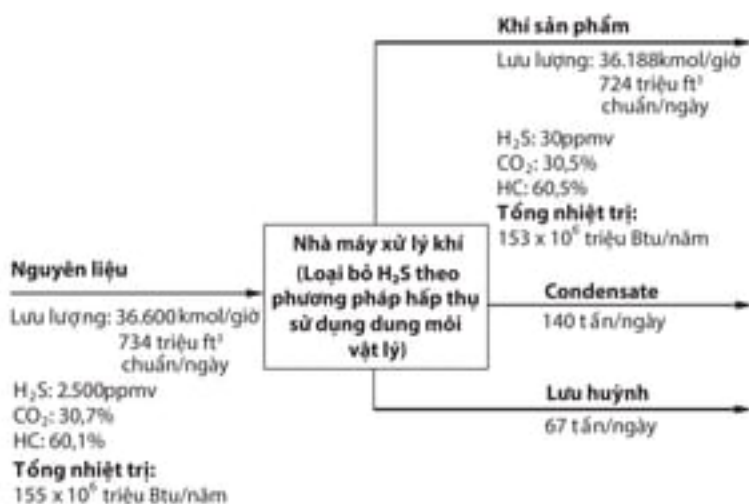
Dựa trên các tiêu chí kỹ thuật ban đầu, kết quả đánh giá cho thấy chỉ có phương án hấp thụ bằng dung môi vật lý (điển hình là công nghệ Selexol) và phương án hấp thụ bằng dung môi amine (điển hình là công nghệ AGFS) thỏa mãn các yêu cầu đặt ra. Riêng phương án màng có thể xem xét khi sử dụng kết hợp với một phương án xử lý khí acid khác (thường là hấp thụ) trong trường hợp loại bỏ đồng thời H_2S và CO_2 .

Các phương án loại bỏ H_2S bằng phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi vật lý và hấp thụ sử dụng dung môi amine cụ thể như sau:

- Phương án loại bỏ chọn lọc H_2S :

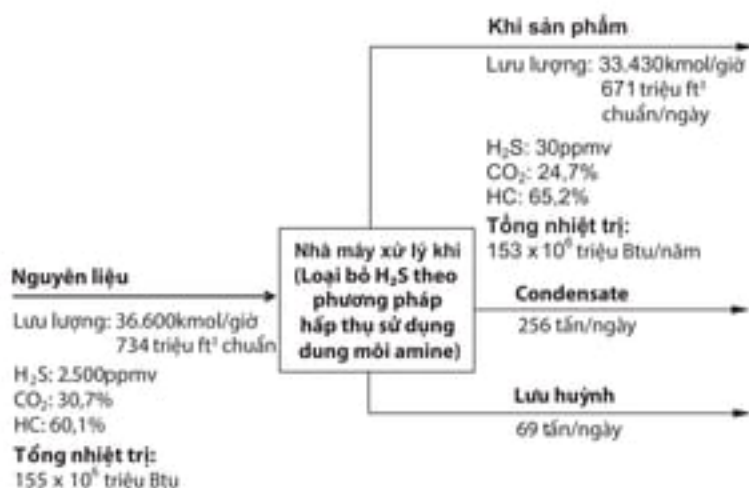
Phương án loại bỏ chọn lọc H_2S áp dụng trong trường hợp khí chủ yếu được sử dụng để sản xuất điện và một số sản phẩm hóa dầu (như methanol...) có khả năng sử dụng khí có hàm lượng CO_2 cao (30 - 40% thể tích).

Hiện nay, các turbine sản xuất điện truyền thống ở nước ta sử dụng nguồn nguyên liệu là khí có nhiệt trị cao ($\text{CH}_4 \geq 90\%$ thể tích), tuy nhiên các nhà sản xuất turbine lớn trên thế giới (GE, Siemens, Mitsubishi và Alstom) xác nhận có thể sử dụng khí nhiệt trị thấp (N_2 và CO_2 lên đến 30 - 50% thể tích) cho mục đích sản xuất điện và đã xây dựng các nhà máy điện thương mại trên thế giới [16]. Các công nghệ mới sản xuất các sản phẩm hóa dầu từ khí có hàm lượng CO_2 cao đã được nghiên cứu áp dụng tuy không phổ biến như công nghệ sản xuất methanol (bản quyền của Haldor Topsoe [17]).



Nguồn: UOP

Hình 2. Sơ đồ khối thu gọn của nhà máy xử lý khí loại bỏ chọn lọc H_2S theo phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi vật lý



Nguồn: UOP

Hình 3. Sơ đồ khối thu gọn của nhà máy xử lý khí loại bỏ chọn lọc H_2S theo phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi amine

Bảng 3. Giới hạn hàm lượng CO_2 và H_2S trong khí đầu vào của Phản ứng ammonia - Nhà máy Dạm Cà Mau [18]

Thành phần khí đầu vào		Đơn vị	Thiết kế
Sulphur	CO_2	%mol	8,00
	H_2S , max	mg/m ³	10
	Mercaptans, max	mg/m ³	11

Hình 2 và 3 thể hiện sơ đồ khối thu gọn của nhà máy xử lý khí loại bỏ chọn lọc H_2S theo phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi vật lý và phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi amine. Sản phẩm thu được của 2 phương án tách gồm khí khô, condensate và lưu huỳnh nguyên tố.

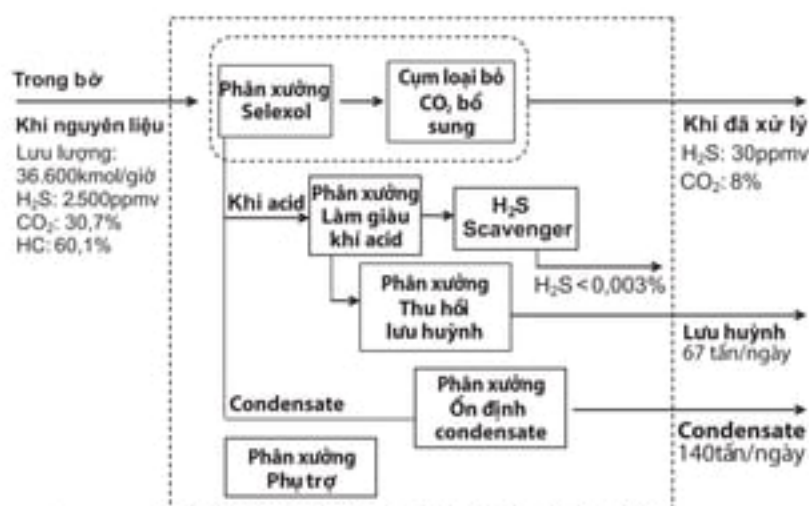
Phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi vật lý và dung môi amine đều đáp ứng được các yêu cầu kỹ thuật. Phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi vật lý có ưu thế hơn do khả năng loại bỏ chọn lọc H_2S cao, hấp thụ đồng thời các hợp chất lưu huỳnh hữu cơ (RSH , COS , CS_2) và hỗ trợ cho việc giảm điểm sương của khí. Ngoài ra, dòng khí acid thu được từ nhà máy xử lý khí có hàm lượng H_2S 68% thể tích cao hơn nhiều so với phương pháp amine 27% thể tích, thuận lợi hơn cho quá trình thu hồi lưu huỳnh ở giai đoạn tiếp theo. Tuy nhiên, phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi vật lý có nhược điểm là hàm lượng hydrocarbon thất thoát 0,36% thể tích lớn hơn so với phương án hấp thụ sử dụng dung môi amine 0,16% thể tích.

- Phương án loại bỏ đồng thời H_2S và CO_2

Phương án loại bỏ đồng thời H_2S và CO_2 được xem xét áp dụng trong trường hợp sử dụng khí Cá Voi Xanh để sản xuất điện, làm nhiên liệu đốt cho các hộ công nghiệp và nguyên liệu sản xuất sản phẩm hóa dầu như urea theo công nghệ truyền thống hiện đang áp dụng cho nguồn khí giàu CO_2 tại Việt Nam như khí PM3 (Bảng 3). Dòng khí từ mỏ PM3 có hàm lượng CO_2 dao động từ 16 - 66% thể tích cũng được xử lý ngoài giàn nhằm giảm hàm lượng CO_2 xuống khoảng 8% thể tích trong khí thương phẩm [14].

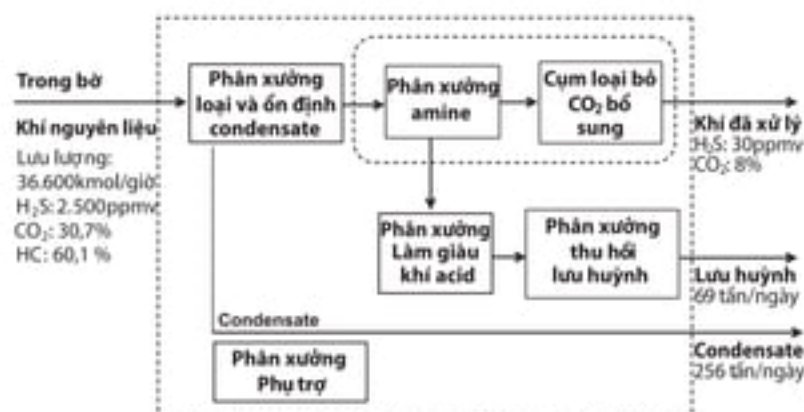
Phương án loại bỏ đồng thời H_2S và CO_2 bằng phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi vật lý và dung môi amine được mô tả lần lượt trong Hình 5 và 6. Theo xác nhận từ nhà bản quyền [19], 2 loại dung môi này đều có thể đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật, cho phép loại bỏ H_2S xuống 30 ppmv. So với phương án loại bỏ chọn lọc H_2S , phương án loại bỏ đồng thời được bổ sung một cụm loại bỏ CO_2 , đảm bảo loại bỏ CO_2 xuống 8% thể tích trong khí sản phẩm.

Hình 4 mô tả phương án loại bỏ H_2S và CO_2 bằng phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi vật lý. Trong giai đoạn đầu tiên, chỉ có phần lớn H_2S được hấp thụ, hàm lượng khí H_2S trong dòng khí sản phẩm giảm xuống < 30 ppmv trong khi hàm lượng CO_2 gần như không đổi (30,7 xuống 30,4% thể tích). Phần lớn CO_2



Nguồn: UOP

Hình 4. Sơ đồ khối thu gom của nhà máy xử lý khí loại bỏ đồng thời H₂S và CO₂ theo phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi vật lý



Nguồn: UOP

Hình 5. Sơ đồ khối thu gom của nhà máy xử lý khí loại bỏ đồng thời H₂S và CO₂ theo phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi amine

được loại bỏ ra ở giai đoạn thứ 2 (< 8%), đáp ứng được yêu cầu kỹ thuật của khí thương phẩm. Dòng khí chua sau khi ra khỏi thiết bị hấp thụ đầu tiên được đưa qua phản xươg làm giàu khí acid để làm tăng nồng độ H₂S trong khí, sau đó đi vào phản xươg thu hồi lưu huỳnh.

Hình 5 mô tả phương án loại bỏ H₂S và CO₂ bằng phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi amine. Dòng khí nguyên liệu sau khi đi qua phản xươg hấp thụ thứ nhất, phần lớn khí H₂S được loại bỏ (< 30ppmv), khí CO₂ được loại bỏ một phần (từ 30,7 xuống 24,5% thể tích). Dòng khí này tiếp tục đi qua cụm hấp thụ amine bổ sung, cho phép loại bỏ phần lớn CO₂, thu được dòng khí thương phẩm (< 30ppmv H₂S và 8% thể tích CO₂). Dòng khí chua sau khi ra khỏi thiết bị hấp thụ đầu tiên được đưa qua phản xươg làm giàu khí acid để làm tăng nồng độ H₂S trong khí, sau đó đi vào phản xươg thu hồi lưu huỳnh.

2.3. Đánh giá hiệu quả kinh tế của các phương án công nghệ loại bỏ H₂S

Tổng vốn đầu tư được xác định dựa theo số liệu của các nhà bản quyền công nghệ, có xét đến một số chi phí khác theo kinh nghiệm

của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI). Tổng mức đầu tư của phương án hấp thụ sử dụng dung môi vật lý ước tính thấp hơn khoảng 14% so với phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi amine cho cả 2 trường hợp loại bỏ chọn lọc H₂S và loại bỏ đồng thời H₂S và CO₂.

Tổng chi phí loại bỏ H₂S được tính toán dựa trên các thông tin từ nhà bản quyền, với thời gian hoạt động của nhà máy xử lý khí là 347 ngày/năm, nhà máy hoạt động 100% công suất kể từ năm đầu tiên, giá khí giả định là 10 USD/triệu Btu.

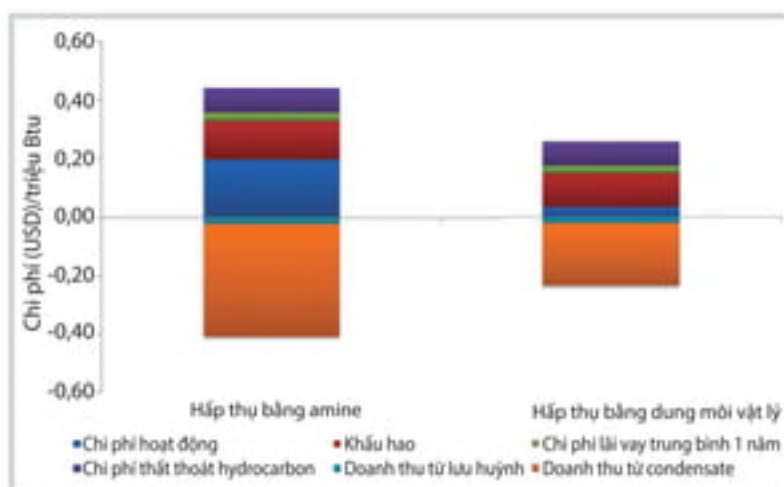
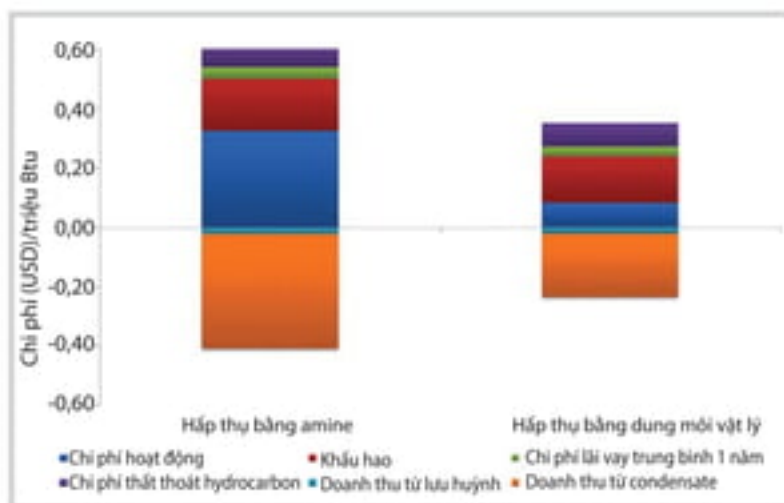
Hình 6 và 7 mô tả sự so sánh tương đối chi phí loại bỏ chọn lọc H₂S và loại bỏ đồng thời H₂S và CO₂ cho 2 phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi vật lý và hấp thụ sử dụng dung môi amine.

Kết quả tính toán so sánh cho thấy, tổng chi phí loại bỏ chọn lọc H₂S và loại bỏ đồng thời H₂S và CO₂ bằng phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi vật lý thấp hơn so với sử dụng dung môi amine. Do đó, phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi vật lý phù hợp cho phương án loại bỏ đồng thời H₂S và CO₂ ra khỏi khí từ mỏ Cá Voi Xanh.

Trong trường hợp sử dụng dung môi vật lý, tổng chi phí loại bỏ đồng thời H₂S và CO₂ ước tính cao gấp 5 lần so với phương án loại bỏ chọn lọc H₂S. Do đó, đối với các nguồn tiêu thụ có khả năng sử dụng khí có hàm lượng CO₂ cao (sản xuất điện và một số sản phẩm như CH₃OH, NH₃,...) nên áp dụng phương pháp loại bỏ chọn lọc H₂S. Trong trường hợp khí thương phẩm được sử dụng cho các mục đích sản xuất hóa dầu hoặc để cung cấp cho các hộ tiêu thụ có yêu cầu hàm lượng CO₂ thấp, cần loại bỏ đồng thời H₂S và CO₂.

2.4. Đánh giá địa điểm xây dựng nhà máy xử lý khí

Việc lựa chọn địa điểm xử lý khí có ảnh hưởng trực tiếp đến công nghệ xử lý và tính kinh tế của dự án. Quá trình xử lý khí ngoài giàn khai thác có nhược điểm khó khăn trong quá trình lắp đặt, vận hành và mở rộng hệ thống, chi phí lắp đặt cao. Qua tham khảo ý kiến của các nhà bản quyền (như UOP, Uhde, BASF), với lưu lượng

Hình 6. So sánh tương đối chi phí loại bỏ chọn lọc H_2S Hình 7. So sánh tương đối chi phí loại bỏ đồng thời H_2S và CO_2

khí lớn và hàm lượng H_2S cao, thì phương án hấp thụ sử dụng dung môi ngoài giàn khó thực hiện do yêu cầu về diện tích lắp đặt, hóa phẩm xử lý, an toàn vận hành nhà máy cũng như vấn đề thu hồi lưu huỳnh... Trong khi đó, công nghệ màng thường sử dụng để xử lý khí acid giàu CO_2 ngoài giàn, tuy nhiên, công nghệ này có lượng hydrocarbon mất mát lớn. Theo nghiên cứu của UOP khi áp dụng công nghệ màng để xử lý khí Cá Voi Xanh, dòng khí sản phẩm chứa khoảng 10% thể tích CO_2 và 800ppmv H_2S , không đáp ứng được tiêu chí bắt buộc là hàm lượng H_2S trong sản phẩm ≤ 30 ppmv. Ngoài ra, lượng khí acid thoát ra ước tính chứa 60 tấn lưu huỳnh/giờ, với diện tích nhỏ ở ngoài khơi, lượng khí này sẽ không được xử lý mà đem đốt trực tiếp sẽ không đáp ứng tiêu chuẩn về an toàn môi trường đối với khí thải. Mặt khác, chi phí đầu tư đường ống vận chuyển khí sau khi xử lý từ ngoài giàn vào bờ chỉ giảm 19 triệu USD do chất lượng khí được vận chuyển tốt hơn so với trường hợp không xử lý khí ngoài giàn. Đây là một khoản chi phí tương đối nhỏ so với tổng vốn đầu tư của hệ thống đường ống. Do đó, phương án xây dựng nhà máy xử lý khí H_2S từ mỏ khí Cá Voi Xanh trên bờ sẽ hiệu quả hơn so với phương án xây dựng ngoài khơi.

3. Kết luận

Kết quả nghiên cứu cho thấy việc lắp đặt nhà máy xử lý H_2S trên bờ có tính khả thi cao và đem lại hiệu quả hơn so với trường hợp lắp đặt ngoài khơi. Trong các phương án loại bỏ H_2S ra khỏi khí Cá Voi Xanh, phương án hấp thụ đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật: H_2S có thể được loại bỏ chọn lọc xuống 30ppmv; CO_2 có thể được loại bỏ xuống 8% thể tích hoặc không cần loại bỏ tùy theo yêu cầu sử dụng của khách hàng cuối. Kết quả đánh giá chi tiết về hiệu quả kinh tế cho thấy tổng mức đầu tư của phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi vật lý ước tính thấp hơn khoảng 14% so với phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi amine cho cả hai phương án loại bỏ chọn lọc H_2S và loại bỏ đồng thời H_2S và CO_2 . Do đó, phương pháp hấp thụ sử dụng dung môi vật lý là phù hợp nhất cho phương án loại bỏ H_2S ra khỏi khí mỏ Cá Voi Xanh. Ngoài ra, tùy theo mục đích sử dụng của nguồn khí sau xử lý mà xem xét lựa chọn phương án xử lý thích hợp. Trong trường hợp sử dụng cho turbine khí nhiệt trị thấp và cho một số sản phẩm hóa dầu như CH_3OH ... có thể lựa chọn phương án loại bỏ chọn lọc H_2S . Nếu khí được sử dụng để bán cho các nhà máy điện sử dụng công nghệ truyền thống, các hộ công nghiệp hay nhà máy sản xuất urea có thể sử dụng phương án loại bỏ đồng thời H_2S và CO_2 .

Tài liệu tham khảo

1. Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV Gas). *Tách ethane tại Nhà máy Xử lý khí Dinh Cố từ hỗn hợp nguồn khí bể Cửu Long và bể Nam Côn Sơn - Thành phần và sản lượng khí phục vụ công tác thiết kế*. 2013.
2. Pradyot Patnaik. *Handbook of inorganic chemicals*. 2001.
3. OSHA. *Occupational safety and health administration: Fact sheet - hydrogen sulfide (H_2S)*. 10/2005.
4. Bộ Y tế. *Quyết định về ban hành 21 tiêu chuẩn vệ sinh lao động, 05 nguyên tắc và 07 thông số vệ sinh lao động*. Số 3733/2002/QĐ-BYT. 2002.
5. Bộ Tài nguyên và Môi trường. *Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia về một số chất độc hại trong không khí xung quanh*. QCVN 06:2009/BTNMT. 2009.

6. Marco Bergel, Ignacio Tierno. *Sweetening technologies - A look at the whole picture*. 2004.
7. UOP. *UOP Selexol™ technology for acid gas remove*. 2009.
8. Gulf Professional Publishing. *Gas processing handbook*. 2012.
9. Maurice Stewart, Ken E. Arnold. *Gas sweetening and processing field manual*. Elsevier. 2011.
10. BASF. *Blue Whale Project: Selective H₂S removal unit*. PVPro, Vietnam. 2014.
11. Uhde. *Technical information, H₂S removal plant Blue Whale gas field*. PVPro, Vietnam. 2014.
12. Gary J. Nagl. *The state of liquid redox*. Gas Technology Products. 2004.
13. Arthur L. Kohl, Richard B. Nielsen. *Gas Purification*. Elsevier. 1997.
14. UOP. *Development of natural gas fields with high CO₂ in Vietnam*. 2009.
15. US Department of Energy/National Renewable Energy Laboratory (NREL). *Acid gas removal technology survey and screening thermochemical ethanol synthesis*. 2009.
16. Roointon Pavri, Gerald D. Moore. *Gas turbine emissions and control*. GE Power Systems. 2009.
17. Hador Topsoe. *Blue Whale CO₂-rich NG utilization 3000 MTPD MeOH, 1-step reforming*. PVPro, Vietnam. 2014.
18. Wuhan Engineering Co., LTD. *Ca Mau Fertilizer Plant - Ammonia Unit, Design Basis of Ammonia Unit*.
19. UOP. *13114 Blue Whale project*. PVPro, Vietnam. 2014.

Evaluating and proposing technology for removal of H₂S from Ca Voi Xanh gas

Vo Thi Thuong, Tran Vinh Loc, Le Duong Hai, Tran Nam Thanh
 Nguyen Anh Tuan, Le Mai Phuong, Huynh Minh Thuan
 Vietnam Petroleum Institute
 Email: thuongvt.pvpro@vpi.pvn.vn

Summary

Ca Voi Xanh gas field is expected to be put into production in 2023, opening new prospects for Vietnam's gas industry. However, H₂S content in Ca Voi Xanh gas is quite high (approximately 2,500ppmv), thus it should be removed to avoid adverse effects on gas transporting and processing afterward. The absorption, adsorption and membrane technologies are normally used for removing H₂S from natural gas. In this study, the authors compared and evaluated these technologies in 2 directions: removing H₂S selectively or CO₂ and H₂S simultaneously to meet the different requirements of treated gas. The result showed that solvent absorption technology can fully meet the technical requirements: H₂S can be selectively removed down to 30ppmv and furthermore CO₂ can be removed to 8%vol in treated gas if an additional separator is invested. In addition, the authors found that physical solvent technology is more effective than the amine solvent one, with a total investment being 14% lower than in both cases of selective separation of H₂S or simultaneous separation of H₂S and CO₂.

Key words: *Ca Voi Xanh gas field, H₂S removal technology, fuel gas for power plants, raw material for petrochemical plants.*

CÔNG TY DẦU KHÍ QUỐC GIA TRONG MỐI QUAN HỆ VỚI NHÀ NƯỚC

ThS. Nguyễn Thị Lan Anh, ThS. Ngô Thị Mai Hạnh
ThS. Đặng Thị Thủy Dung, CN. Nguyễn Linh Chi
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: anhntl@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Mỗi công ty dầu khí quốc gia (National Oil Company - NOC) được thành lập với sứ mệnh riêng và gắn với yêu cầu của từng đất nước, do đó mỗi NOC có vị thế và trách nhiệm khác nhau. Bài báo giới thiệu thực tiễn hoạt động sản xuất kinh doanh của một số công ty dầu khí quốc gia (gồm CNOOC, Petronas, Gazprom, CNPC), phân tích mối quan hệ giữa NOC với nhà nước, từ đó rút ra một số bài học đối với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Từ khóa: Công ty dầu khí quốc gia, CNOOC, Petronas, Gazprom, CNPC, Petrovietnam.

1. Giới thiệu

Trong những năm gần đây, các công ty dầu khí quốc gia (NOC) không chỉ phát triển ở trong nước mà còn vươn ra cạnh tranh với các công ty dầu khí quốc tế (IOC). NOC của mỗi quốc gia có đặc thù riêng, có vai trò và trách nhiệm khác nhau, ảnh hưởng trực tiếp đến hoạt động sản xuất kinh doanh của các NOC. Khi nghiên cứu về chiến lược các NOC, Tổ chức Tư vấn IHS Markit (IHS) đã đưa ra 5 loại hình NOC theo mức độ tự chủ kinh doanh và 5 loại hình nhà nước theo mức độ phụ thuộc vào dầu khí [1]. Nghiên cứu "Tổng hợp và cập nhật kết quả sản xuất kinh doanh của một số công ty dầu khí nước ngoài và so sánh với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam" của Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí (EMC) - Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã chỉ ra vai trò của NOC trong ngành dầu khí quốc gia tùy thuộc vào số lượng NOC tại quốc gia đó.

Bài báo giới thiệu hoạt động sản xuất kinh doanh của một số NOC tại các quốc gia gần Việt Nam trong mối quan hệ với nhà nước, từ đó rút ra một số bài học kinh nghiệm cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

2. Mối quan hệ giữa công ty dầu khí quốc gia với loại hình nhà nước

2.1. Phân loại NOC [1]

Các NOC được thành lập và quản lý theo mục tiêu của chính phủ, vì vậy NOC của mỗi nước có mức độ tự chủ khác nhau, điều này ảnh hưởng đến việc lựa chọn lĩnh vực kinh doanh cũng như đặc thù hoạt động sản xuất kinh doanh của từng NOC. IHS đã phân loại các NOC thành 5 nhóm với mức độ tự chủ kinh doanh tăng dần từ 1 đến 5 như sau:

Nhóm 1 - Tổ chức không chính thống (Façade/Mailbox): Các NOC gần như không có năng lực hoạt động sản xuất kinh doanh mà chỉ mang danh đại diện cho chính phủ

trong lĩnh vực dầu khí hoặc tạo công ăn việc làm cho người dân.

Nhóm 2 - Tổ chức hành chính do chính phủ kiểm soát tập trung (Statist Bureaucracy): Các NOC có thể đóng góp doanh thu từ hoạt động dầu khí cho ngân sách nhà nước và nhóm những người có quyền lực nhất trong quốc gia, nhưng NOC không có khả năng đóng góp nhiều hơn để hỗ trợ phát triển kinh tế đất nước.

Nhóm 3 - Tổ chức hành chính được định hướng phát triển (Development Bureaucracy): Các NOC không chỉ đóng góp doanh thu mà còn có khả năng thực hiện các trách nhiệm xã hội do chính phủ yêu cầu theo từng giai đoạn phát triển kinh tế đất nước. Ngoài ra, các NOC còn có thể nhận nhiệm vụ dẫn dắt quá trình công nghiệp hóa thông qua vai trò lãnh đạo và trực tiếp tham gia vào nhiều loại dự án khác nhau.

Nhóm 4 - Tổ chức đại chúng (Public Entrepreneur): Các NOC có thể đáp ứng những yêu cầu của chính phủ và được trao nhiều quyền tự quyết hơn so với nhóm 3 để tập trung phát triển hoạt động kinh doanh ở nước ngoài. Kinh tế đất nước có thể tăng trưởng nhờ nguồn thu từ các lĩnh vực khác, chính phủ vẫn nắm quyền kiểm soát định hướng chiến lược của các NOC, nhưng các công ty này vẫn có thể theo đuổi mục tiêu thương mại riêng của mình trên thị trường trong nước và toàn cầu.

Nhóm 5 - Tổ chức tư nhân/cạnh tranh (Privatized/Competitive): Các NOC được tư nhân hóa do các mục tiêu kinh tế của quốc gia đòi hỏi năng lực cạnh tranh và hiệu quả cao hơn.

2.2. Phân loại nhà nước [1]

Theo khái niệm và phân loại của IHS, các nhà nước được phân loại thành 5 nhóm theo mức độ phụ thuộc vào dầu khí giảm dần từ 1 - 5.

Ngày nhận bài: 4/8/2015. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 7/8/2015 - 11/11/2016. Ngày bài báo được duyệt đăng: 24/11/2016.

Nhóm 1 - Nhà nước trên danh nghĩa (Quasi-States) là nhóm quốc gia chưa được toàn vẹn lãnh thổ và chính phủ chỉ có quyền kiểm soát hạn chế trên một phần lãnh thổ. Doanh thu từ dầu khí thuộc độc quyền của một nhóm tầng lớp rất nhỏ hoặc được phân chia nhỏ hơn cho các phe phái quyền lực khác nhau. Chính phủ bị hạn chế năng lực tiếp cận với nguồn doanh thu này để phục vụ điều hành đất nước.

Nhóm 2 - Nhà nước khai thác (Extraction States) là nhóm quốc gia được điều hành bởi một nhóm tầng lớp cầm quyền liên kết chặt chẽ với nhau, nhóm này nắm độc quyền đối với hoạt động khai thác và các khoản doanh thu từ dầu khí. Chính phủ có năng lực điều hành lớn hơn nhóm 1 nhưng vẫn không đủ khả năng để thực hiện những kế hoạch phát triển đất nước dài hạn.

Nhóm 3 - Nhà nước phân phối (Allocation States) là nhóm quốc gia có nguồn thu lợi từ dầu khí lớn hơn nhóm 2, nguồn thu này được chính phủ sử dụng làm nguồn vốn đầu tư để mở rộng mảng dịch vụ công và các khoản trợ cấp quốc gia. Nhận thấy rõ những hạn chế về lợi ích lâu dài với mô hình nhà nước khai thác, chính phủ các quốc gia thuộc nhóm này luôn cố gắng sử dụng nguồn lực lớn hơn để ưu tiên thực hiện các chính sách phát triển đất nước. Nhờ đó, các quốc gia thuộc nhóm 3 cũng có sức ảnh hưởng trong khu vực và chính trị lớn hơn so với các nước thuộc nhóm 2.

Nhóm 4 - Nhà nước đang công nghiệp hóa (Industrializing States) là nhóm quốc gia đã đạt được thành công trong việc làm chủ khả năng tạo ra các khu công nghiệp cạnh tranh toàn cầu. Các quốc gia này có tối thiểu một khu vực 2 (chế tạo) hoặc khu vực 3 (dịch vụ) trong nền kinh tế của mình, và có khả năng đánh thuế cho nền kinh tế đang phát triển hơn từ đó giúp cho chính phủ có một cơ sở tính thuế đa dạng.

Nhóm 5 - Nhà nước đã toàn cầu hóa (Globalized States) là nhóm quốc gia đã phát triển sau một giai đoạn dài công nghiệp hóa, đã thiết lập một hệ thống cơ sở chặt chẽ các tổ chức chính phủ, khu vực kinh tế tư nhân cạnh tranh và giá cả thị trường theo định hướng. Tuy nhiên, các quốc gia này vẫn phải đối mặt với các vấn đề của hậu công nghiệp hóa và bất ổn kinh tế trong tương lai.

2.3. Mối quan hệ giữa NOC với nhà nước

NOC được thành lập theo các mục đích khác nhau của chính phủ, có vị thế và trách nhiệm khác nhau đối với đất nước, điều đó tác động tới việc lựa chọn hoặc được chính phủ phân công thực hiện sản xuất kinh doanh của các công ty đó.

Nghiên cứu NOC của IHS và nghiên cứu EMC/VPI [1, 2] cho thấy hoạt động sản xuất kinh doanh của các NOC chịu ảnh hưởng bởi việc quốc gia có một hay nhiều NOC và loại hình NOC trong mối quan hệ với loại hình nhà nước.

NOC duy nhất tại một quốc gia thường có vai trò trong mọi hoạt động thuộc chuỗi giá trị dầu khí trong nước. Tại các nước có nhiều NOC, mỗi NOC được phân công hoạt động một hoặc một số lĩnh vực trong chuỗi giá trị dầu khí, đồng thời được hưởng đặc quyền riêng theo phân công của chính phủ [2]. Do vậy, hoạt động sản xuất kinh doanh của các NOC phụ thuộc vào số lượng NOC tại mỗi quốc gia.

Từ cách phân loại của IHS thành 5 nhóm NOC và 5 nhóm nhà nước, EMC/VPI đã phân nhóm các NOC theo mối quan hệ giữa các công ty dầu khí quốc gia với nhà nước (Hình 1). Trục hoành thể hiện loại hình quốc gia, các quốc gia có số càng cao (từ 1 - 5) thì càng ít phụ thuộc vào dầu khí. Trục tung thể hiện loại hình nhóm công ty

Bảng 1. Các NOC và vai trò trong chuỗi giá trị dầu khí quốc gia

Quốc gia	NOC		Vai trò của NOC trong chuỗi giá trị dầu khí và ghi chú
	Số lượng	Tên tắt	
Việt Nam	1	Petrovietnam	Toàn bộ chuỗi giá trị dầu khí
Malaysia	1	Petronas	Toàn bộ chuỗi giá trị dầu khí
Trung Quốc	7	CNOOC	Thăm dò khai thác dầu khí ngoài khơi
		CNPC	Tim kiếm thăm dò khai thác, xây dựng, vận hành đường ống và quản lý khu vực phía Bắc trong nước
		Sinopec	Chế biến dầu khí
			4 NOC khác với quy mô nhỏ hơn: Sinochem, Zhenhua Oil, Yanchang, CITIC Resource
Nga	4	Gazprom	Chuyên về đường ống dẫn khí và khí
			Ngoài ra, Nga có 3 NOC khác: Rosneft (chuyên về tìm kiếm thăm dò dầu khí), Transneft (chuyên về hệ thống đường ống), Bashneft (chuyên về lọc dầu)

Nguồn: EMC/VPI

Các tổ chức đã tự nhân hóa hoặc cạnh tranh cao	5					
Các tổ chức đại chúng	4			Nhóm B Gazprom	Nhóm A CNOOC, Petronas	
Quan liêu hành chính phát triển	3			Nhóm D PVN	Nhóm C CNPC	
Quan liêu hành chính thống kê	2					
Không chính thống	1					
		1	2	3	4	5
		Giá nhà nước	Nhà nước do một/vài nhóm chi phối	Nhà nước có sự phân phối	Nước đang công nghiệp hóa	Quốc gia đã toàn cầu hóa

Nguồn: IHS, EMC/VP

Hình 1. Mối quan hệ giữa các nhóm NOC với Chính phủ

dầu khí quốc gia, các nhóm công ty có số càng thấp (từ 5 đến 1) thì càng có trách nhiệm nặng nề hơn với đất nước và ít được tự chủ trong hoạt động sản xuất kinh doanh. Các nhóm công ty có số càng cao thì mức độ tự chủ kinh doanh càng cao. Bài báo giới thiệu các NOC thuộc nhóm A, B, C và D, là các doanh nghiệp có mức tự chủ bằng hoặc cao hơn Petrovietnam.

Nhóm A (Tổ chức đại chúng - Nhà nước đang công nghiệp hóa): NOC được các công ty nước ngoài mang lại cơ hội kinh doanh ở nước ngoài, công nghệ, chuyên môn, kỹ thuật và tiêu chuẩn an toàn - sức khỏe - môi trường (HSE). NOC được nhà nước trao nhiều quyền tự chủ trong chiến lược và hoạt động phát triển của công ty, đồng thời các NOC cũng có đủ năng lực để vừa đảm bảo các trách nhiệm về an ninh năng lượng và trách nhiệm xã hội với quốc gia, vừa thực hiện các chiến lược kinh doanh vì mục tiêu lợi nhuận của mình trong nước và quốc tế.

Nhóm B (Tổ chức đại chúng - Nhà nước phân phối): NOC hoàn toàn có khả năng đáp ứng được tất cả các yêu cầu của chính phủ, nhưng lại không được trao quyền tự quyết cao như các NOC trong nhóm A, mà vẫn bị chính phủ kiểm soát chặt chẽ trong chiến lược đầu tư và định hướng phát triển ra thị trường quốc tế.

Nhóm C (Tổ chức hành chính được định hướng phát triển - Nhà nước đang công nghiệp hóa): Mặc dù được chính phủ trao nhiều quyền tự chủ hơn khi lựa chọn danh mục đầu tư ra nước ngoài, nhưng NOC chưa hoàn thiện năng lực công nghệ kỹ thuật cao để có thể độc lập quyết định lựa chọn danh mục đầu tư quốc tế. Thay vào đó, các dự án đầu tư khai thác phần lớn vẫn nằm tập trung trong thị trường nội địa, NOC tích cực hợp tác với các công ty dầu khí độc lập nhằm thu hút vốn đầu tư và tăng cơ hội phát triển kỹ thuật cho ngành công nghiệp dầu khí trong nước.

Nhóm D (Tổ chức hành chính được định hướng phát triển - Nhà nước phân phối): NOC được các công ty nước ngoài cung cấp cơ hội phát triển kinh tế, nguồn nhân lực, các ngành công nghiệp địa phương, nâng cao cơ sở vật chất,

doanh thu cho nhà nước. Nhà nước vẫn có sự phụ thuộc tương đối lớn vào doanh thu từ chuỗi giá trị hoạt động dầu khí, do đó kiểm soát chặt chẽ chiến lược phát triển, đầu tư của các NOC. Để tạo điều kiện giúp NOC hoàn thiện, phát triển hơn trong công nghệ kỹ thuật, chính phủ tích cực thu hút đầu tư từ các công ty dầu khí nước ngoài, hợp tác xây dựng cơ sở vật chất cho ngành công nghiệp dầu khí nội địa.

3. Hoạt động sản xuất kinh doanh của một số NOC

CNOOC thuộc nhóm A, là 1 trong 3 công ty dầu khí quốc gia lớn nhất Trung Quốc, có quyền tự chủ cao nhất so với các NOC khác của Trung Quốc về hoạt động và chiến lược kinh doanh. CNOOC được nhà nước phân công quản lý và thực hiện tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí ngoài khơi và có vai trò quan trọng trong an ninh năng lượng quốc gia. Trong những năm gần đây, CNOOC đã mở rộng sang lĩnh vực chế biến dầu khí và dịch vụ kỹ thuật để tối ưu hóa lợi nhuận từ chuỗi giá trị dầu khí. Trong giai đoạn 2009 - 2014, trên 70% lợi nhuận sau thuế của CNOOC là từ lĩnh vực thăm dò khai thác. Tuy giá dầu giảm nhưng lợi nhuận từ lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí của CNOOC trong năm 2015 vẫn chiếm tỷ trọng lớn nhất với 2,534 tỷ USD (chiếm gần 38% lợi nhuận sau thuế hợp nhất) (Bảng 2) [2, 3].

Là nhà điều hành ngoài khơi độc quyền của Trung Quốc, CNOOC có đặc quyền khai thác đến 51% trong các phát hiện dầu khí ngoài khơi thành công của các công ty dầu khí nước ngoài tại Trung Quốc. Được Chính phủ khuyến khích đầu tư ra nước ngoài, CNOOC có chiến lược đầu tư mạnh ra nước ngoài. Ưu tiên hàng đầu của CNOOC là tăng trưởng khai thác trung hạn (6 - 10% CAGR) và tăng sản lượng 6 - 10%/năm đến năm 2015, CNOOC tập trung phát triển ngoài khơi Trung Quốc (đặc biệt là khai thác ở vùng nước sâu) và mua lại các tài sản thăm dò khai thác ở nước ngoài [1 - 3]. Từ năm 2016, CNOOC sẽ tập trung vào khu vực biên giới nước sâu ở biển Đông, các hoạt động dầu khí phi truyền thống cả trong nước và quốc tế để hỗ trợ tăng trưởng dài hạn.

Bên cạnh đó, CNOOC chú trọng nâng cao năng lực cạnh tranh và học hỏi kinh nghiệm quản lý cũng như công nghệ kỹ thuật của nước ngoài. CNOOC hợp tác với 49 đối tác trong các lô riêng lẻ và 95 đối tác khác trong nhiều lô khác nhau. Theo phân tích của IHS, Total và Tullow là các đối tác chiến lược của CNOOC dựa trên mức độ quan trọng và bản chất hợp tác nhiều mặt trong dự án đầu tư dầu đá móng Uganda (Uganda rift basin). Total tham gia hợp tác với CNOOC trong 64 lô và là một trong những đối tác tích cực nhất của CNOOC (chỉ đứng sau BP với 96 lô

và Shell với 90 lô). Bên cạnh đó, để tăng cường năng lực dịch vụ kỹ thuật phục vụ cho thăm dò khai thác dầu khí, CNOOC thiết lập quan hệ hợp tác với các nhà điều hành nước ngoài (như Husky) và tăng cường sức mạnh của các công ty dịch vụ COSL và COOEC [2].

CNOOC có xu hướng tham gia mua cổ phần nhỏ, hợp tác với vai trò không phải là nhà điều hành với các NOC, các công ty dầu khí lớn và các công ty dầu khí độc lập quy mô lớn (large independent) [1]. Xu hướng này rất khác so với trước đây là CNOOC mua cổ phần chi phối, tham gia đầu tư với vai trò nhà điều hành với các công ty nhỏ, các công ty trong nước. CNOOC có thể phát triển quan hệ hợp tác với các công ty lớn để nâng cao trình độ chuyên môn và kinh nghiệm trong khai thác phát triển các nguồn tài nguyên dầu khí vùng nước sâu.

Petronas thuộc nhóm A, công ty không chỉ có vai trò là nhà điều hành thăm dò khai thác mà còn được chính phủ giao trách nhiệm quản lý hiệu quả nguồn dầu khí tại Malaysia, tăng giá trị tài sản quốc gia, đảm bảo phát triển bền vững và đóng vai trò quan trọng trong việc điều chỉnh và hoạch định chính sách thượng nguồn dầu khí của Malaysia. Do chính phủ có nguồn thu từ các lĩnh vực khác, Petronas có thể theo đuổi mục tiêu thương mại trong nước và toàn cầu.

Petronas là công ty dầu khí quốc gia duy nhất của Malaysia, do đó tham gia vào các lĩnh vực thuộc chuỗi giá trị dầu khí. Thăm dò khai thác là lĩnh vực cốt lõi và được Petronas đầu tư trung bình 70% tổng giá trị đầu tư hàng năm trong giai đoạn 2009 - 2015 [2, 4]. Lợi nhuận sau thuế của Petronas trong giai đoạn 2011 - 2014 chủ yếu là từ lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí, chiếm 50 - 70% lợi nhuận sau thuế hợp nhất. Do giá dầu giảm trong năm 2015, lợi nhuận sau thuế từ lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí của Petronas bị sụt giảm còn 460 triệu USD, chiếm khoảng 7,7% lợi nhuận sau thuế hợp nhất. Bên cạnh đó, Petronas cũng đầu tư vào lĩnh vực chế biến dầu khí và khí - điện.

Bên cạnh thị trường nội địa, Petronas tích cực đầu tư ra nước ngoài trong lĩnh vực thượng nguồn nhằm nâng cao sản lượng dầu khí, phát triển hợp tác và đổi mới công nghệ. Các hoạt động hợp tác hỗ trợ Petronas trong việc phát triển công nghệ nâng cao thu hồi dầu (EOR), nhằm duy trì sản lượng và phát triển các danh mục đầu tư quốc tế (trong đó có dầu khí phi truyền thống). Năm 2015, trữ lượng dầu khí tại nước ngoài của Petronas chiếm 59% tổng trữ lượng [2, 4]. Trong lĩnh vực chế biến dầu khí, Petronas đang triển khai tìm kiếm cơ hội mở rộng kinh

doanh bán lẻ và marketing xăng dầu ở khu vực châu Phi và Đông Nam Á, với bước đầu là xây dựng kế hoạch liên doanh với Engen và AKR - doanh nghiệp duy nhất không thuộc sở hữu nhà nước của Indonesia có giấy phép bán các loại nhiên liệu được trợ giá tại Indonesia.

Bên cạnh việc hỗ trợ các mục tiêu kinh tế của chính phủ, Petronas tạo thêm áp lực với chính phủ trong việc cải cách định hướng thị trường trong nước [1, 2] để có các sáng kiến và đổi mới trong lĩnh vực năng lượng Malaysia. Điều này cho thấy Petronas không chỉ có vai trò là nhà điều hành mà còn có vai trò thiết lập các quy định pháp lý và cơ chế chính sách cho ngành dầu khí của Malaysia. Là công ty dầu khí quốc gia duy nhất của Malaysia, Petronas vẫn phải có nghĩa vụ thực hiện trách nhiệm đối với đất nước do chính phủ yêu cầu. Song song với việc đảm bảo cung cấp khí để đáp ứng nhu cầu trong nước theo nhiệm vụ an ninh năng lượng quốc gia, Petronas phải cố gắng duy trì sản lượng xuất khẩu để mang lại nguồn thu cho đất nước.

Gazprom thuộc nhóm B, là 1 trong 4 công ty dầu khí quốc gia lớn nhất của Liên bang Nga, được nhà nước trao quyền sở hữu các hệ thống đường ống dẫn khí quốc gia, mảng công nghiệp khí đã trở thành lĩnh vực kinh doanh chính của Gazprom ngay từ khi mới được thành lập. Lĩnh vực khí mang lại lợi nhuận lớn nhất cho Gazprom, trung bình 73% lợi nhuận trước thuế và lãi vay (EBITDA) trong giai đoạn 2009 - 2015. Bên cạnh đó, Gazprom phát triển một số lĩnh vực khác nhằm hỗ trợ cho lĩnh vực khí như thăm dò khai thác và công nghiệp điện (cung cấp đầu vào và đầu ra cho khí).

Mặc dù hoàn toàn có đủ nguồn lực tài chính và kỹ thuật để đưa ra các quyết định độc lập trong đầu tư, Gazprom vẫn phải thực hiện các hoạt động đầu tư ra nước ngoài theo yêu cầu của chính phủ, ví dụ như mua 51% cổ phần của NIS Naftagas (Công ty Dầu khí Quốc gia Serbia) hay chuyển hướng xây dựng đường ống dẫn khí "Dòng chảy phương Nam" từ châu Âu sang Thổ Nhĩ Kỳ... Châu Âu là thị trường đem lại nhiều lợi nhuận nhất cho Gazprom (chiếm 67% doanh thu xuất khẩu khí) [1, 2, 5]. Quyết định của Chính phủ Nga đã ngay lập tức ảnh hưởng tới mối quan hệ giữa Liên bang Nga và các nước EU, đến nay, sau một số sự kiện chính trị khác, đường ống dự kiến được đổi thành "Bulgarian Stream" [9, 10] nhằm vận chuyển khí qua Bulgari vào Hy Lạp và Italia, tuy nhiên, dự án này chưa chắc chắn vì phụ thuộc nhiều vào nguồn tài chính của Gazprom và lệnh trừng phạt của các nước phương Tây đối với Nga.

Giống như các NOC khác, Gazprom được hưởng những đặc quyền nhất định từ nhà nước. Nhờ được ưu

tiên phát triển các mỏ dầu khí lớn mang tính chiến lược ở ngoài khơi, đặc quyền xuất khẩu khí (tuy có chia sẻ thị phần với Rosneft, một NOC khác của Nga) và đường ống dẫn khí quốc gia, Gazprom luôn đạt được doanh thu xuất khẩu lớn tạo điều kiện duy trì chi phí đầu tư của công ty ở mức cao. Gazprom có trách nhiệm thực hiện các yêu cầu của chính phủ, phục vụ lợi ích quốc gia. Đối với thị trường trong nước, Gazprom phải bán LNG ở mức giá thấp do chính phủ quy định; thậm chí, chính phủ sẽ đánh thuế vào doanh thu của Gazprom đối với bất kỳ khoản tăng giá nào nhằm tăng nguồn thu cho ngân sách [1, 2]; phải chịu gánh nặng về thuế dầu khí cao hơn so với các công ty tư nhân do chính phủ muốn bổ sung nguồn thu từ lĩnh vực dầu khí, hoặc phải thực hiện đầu tư các dự án theo yêu cầu của chính phủ và lợi ích chính trị của nhà nước. Vì thế, để giảm bớt những ảnh hưởng từ quy định giá khí của chính phủ lên doanh thu và lợi nhuận của công ty, Gazprom tìm cách nâng cao lợi nhuận bằng cách tham gia các lĩnh vực khác ngoài khí, như thăm dò khai thác và chế biến dầu khí.

CNPC thuộc nhóm C, là công ty dầu khí quốc gia lớn nhất của Trung Quốc, chuyên về khâu tìm kiếm thăm dò khai thác, xây dựng, vận hành đường ống và quản lý khu vực phía Bắc Trung Quốc. Từ năm 1998, sau khi được chính phủ tái cơ cấu, CNPC trở thành tập đoàn dầu khí tích hợp (integrated group) thực hiện đầy đủ các hoạt động dầu khí từ thăm dò khai thác đến chế biến dầu khí, dịch vụ kỹ thuật. Ngoài hoạt động cốt lõi là thăm dò khai thác dầu khí, CNPC đầu tư phát triển 3 lĩnh vực là chế biến dầu khí, công nghiệp khí và dịch vụ kỹ thuật.

CNPC không chỉ đóng góp doanh thu mà còn có khả năng thực hiện các trách nhiệm mà chính phủ yêu cầu tại giai đoạn phát triển kinh tế [2]:

- Đảm bảo an ninh năng lượng và đa dạng hóa nguồn năng lượng: xây dựng hạ tầng năng lượng trong nước, tối đa hóa sản lượng dầu khí và mua các tài sản năng lượng ở nước ngoài.
- Các nghĩa vụ xã hội: CNPC thuê 1,6 triệu lao động, trong đó phần lớn lao động thuộc lĩnh vực dịch vụ và hoạt động sản xuất kinh doanh trung nguồn (đường ống).
- Trợ giá: CNPC có thể phải chịu lỗ do nhà nước kiểm soát giá cả sản phẩm dầu và LNG.

CNPC có 2 công ty con đã niêm yết trên thị trường chứng khoán nước ngoài là PetroChina và CNODC. PetroChina nắm giữ các tài sản thăm dò khai thác và chế biến dầu khí của CNPC ở trong nước. Trong khi đó, CNODC quản lý và điều hành các tài sản ở nước ngoài của CNPC.

CNPC theo đuổi chiến lược thiết lập các quan hệ đối tác với công ty nước ngoài theo 2 hướng: mở rộng nguồn lực tại thị trường quốc tế và phát triển năng lực công nghệ kỹ thuật trong hoạt động khai thác các nguồn tài nguyên phi truyền thống ở trong nước. Royal Dutch Shell là một trong những đối tác chiến lược của CNPC. Shell đem lại cho CNPC cơ hội mở rộng danh mục đầu tư tài sản trên thị trường quốc tế. CNPC hỗ trợ, tạo điều kiện hợp tác để Shell có thể tiếp cận hoạt động khai thác nguồn tài nguyên phi truyền thống tại Trung Quốc, nhờ đó, CNPC có cơ hội nhận được chuyển giao công nghệ từ Shell. Với những nỗ lực cố gắng đầu tư ra thị trường quốc tế, sản lượng dầu khí khai thác tại nước ngoài của CNPC năm 2015 đã đạt 22% [1, 2].

CNPC có nghĩa vụ thực hiện trách nhiệm xã hội về trợ giá dầu khí trong thị trường nội địa và chịu gánh nặng tạo công ăn việc làm cho người lao động trong nước. Vì vậy, CNPC phải tìm mọi hướng phát triển tối đa lợi nhuận từ các mảng hoạt động sản xuất kinh doanh của mình. Điển hình là CNPC đã tận dụng lợi thế được chính phủ giao quản lý 90% đường ống và kho chứa khí thiên nhiên quốc gia, CNPC luôn nỗ lực trở thành công ty có liên kết các khâu thuộc lĩnh vực công nghiệp khí mạnh nhất trong số các NOC của Trung Quốc, để có thể khai thác toàn bộ chuỗi giá trị khí từ đó tối đa hóa lợi nhuận từ lĩnh vực này. Ngoài ra, CNPC đang dần mở rộng hoạt động của lĩnh vực chế biến dầu khí và dịch vụ kỹ thuật dầu khí nhằm tối ưu hóa chuỗi giá trị dầu khí.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thuộc nhóm D, là NOC duy nhất của Việt Nam. Quan điểm của Chính phủ trong Chiến lược phát triển đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035 [11] là xây dựng, phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam gắn liền với chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam và chiến lược phát triển kinh tế - xã hội của đất nước, đảm bảo đồng bộ, hiệu quả và bền vững, có khả năng cạnh tranh, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng cho phát triển đất nước, tham gia tích cực bảo vệ chủ quyền quốc gia, đóng góp hiệu quả cho công tác an sinh xã hội. Tập đoàn thực hiện trách nhiệm với Nhà nước về an ninh năng lượng (dầu, khí, điện), an sinh xã hội, giúp Nhà nước tháo gỡ khó khăn về kinh tế, phát triển kinh tế - xã hội vùng sâu vùng xa.

Trong điều hành và quản lý các đơn vị trực thuộc, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phải báo cáo Bộ chủ quản (là Bộ Công Thương) mọi thay đổi liên quan đến tỷ lệ sở hữu và vốn đầu tư tại doanh nghiệp trực thuộc. Nhà nước quản lý và giám sát Tập đoàn Dầu khí Việt Nam rất chặt chẽ thông qua bổ nhiệm các chức danh lãnh đạo cao nhất, các quy chế, chiến lược và quy định về giám sát hoạt động, cụ thể

Bảng 2. Doanh thu hợp nhất và lợi nhuận gộp đoạn 2009 - 2015 của các NCC

Đơn vị tính: Triệu USD

Năm		Doanh thu						Lợi nhuận									
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015		
CNOOC																	
Thăm dò, khai thác		5.115	8.372	21.652	23.366	28.477	29.150	18.325	3.629	Lợi nhuận sau thuế				9.363	8.413	9.170	2.534
Chế biến dầu khí		7.704	16.581	50.521	53.408	58.643	59.689	43.174	229	Không có số liệu				1.304	1.712	1.380	1.963
Dịch vụ kỹ thuật		2.419	2.127	4.223	5.841	8.146	9.518	7.149	372	chia theo lĩnh vực				948	1.376	1.819	1.244
Khác		169	191	384	834	681	793	833	91					237	202	529	981
Cộng		15.407	27.271	76.779	83.449	95.947	99.151	69.480	4.320					11.852	11.704	12.898	6.723
PETRONAS																	
Thăm dò, khai thác			10.234	12.747	16.080	16.284				14.804	9.574	11.344					
Khí			13.433	17.506	25.949	28.552	47.242	34.854			4.126	5.382	5.323	9.257	460		
Điện																	
Chế biến dầu khí			34.321	36.480	48.639	47.126	42.985	31.849			1.921	1.989	1.758	1.642	2.547		
Dịch vụ kỹ thuật			2.162														
Khác			2.389	3.455	4.697	4.390	4.108	4.096			(220)	1.432	1.641	1.672	2.089		
Điều chỉnh hợp nhất												417		1.041	868		
Cộng			62.539	70.187	95.364	96.351	94.094	70.798			20.631	18.795	20.066	13.611	5.963		
GAZPROM																	
Thăm dò, khai thác		6.283	6.634	7.542	11.821	8.620	4.044	4.936	3.751	4.003	4.603	6.211	5.252	2.177	1.797		
Chế biến dầu khí		17.866	23.233	30.265	39.130	41.199	28.683	27.556	1.619	2.782	3.820	2.642	4.575	4.369	2.483		
Khí		67.102	74.488	90.882	94.484	91.658	55.658	63.875	18.430	24.785	36.124	23.721	29.827	13.768	10.430		
Điện		6.576	9.680	10.856	11.186	11.473	7.563	7.523	473	942	1.694	1.078	1.196	(261)	664		
Khác		4.856	5.733	6.970	7.608	7.099	3.713	5.091	(402)	(161)	(515)	35	368	(333)	(75)		
Loại trừ nội bộ		(7.591)	(1.908)	(2.284)	-	-		-									
Cộng		95.092	117.859	144.233	164.229	160.049	99.661	108.981	23.872	32.350	45.726	33.687	41.217	19.721	15.299		
PETROVIETNAM																	
Thăm dò, khai thác		2.085	1.794	2.414	3.038	2.857	3.044	1.704		1.093	1.415	1.569	1.795	1.228	365		
Chế biến dầu khí		1.018	3.222	5.601	6.863	8.033	6.759	4.999		286	244	390	628	278	674		
Khí			2.395	3.162	3.697	3.894	4.216	3.218		375	574	851	962	1.102	720		
Điện		400	704	879	1.059	1.111	1.198	1.168		56	61	108	128	223	179		
Dịch vụ kỹ thuật		613	1.556	2.133	2.052	2.301	3.085	2.384		145	152	192	243	277	232		
Khác		2.385	6.117	6.719	6.780	6.418	4.833	3.972		355	431	277	430	287	374		
Điều chỉnh hợp nhất			(4.605)	(5.445)	(6.209)	(6.059)	(5.659)	(4.331)		(19)	(89)	(8)	(14)	12	39		
Cộng		6.501	11.182	15.465	17.280	18.555	17.475	13.114		2.289	2.788	3.379	4.172	3.408	2.582		

Ghi chú: Từ năm 2014, trong Báo cáo tài chính hợp nhất của Petrovietnam có một số thay đổi so với năm 2013 như sau:

- Gộp lĩnh vực khí - điện vào thăm dò khai thác (thi lĩnh doanh thu, lợi nhuận)
- Sử dụng số lợi nhuận sau thuế (Profit after tax - PAT) thay vì NOPAT (Net operating profit after tax)

Nguồn: Báo cáo tài chính hợp nhất của các công ty và nghiên cứu của EMC/VPPI

là: (i) Quyết định cơ cấu tổ chức quản lý; bổ nhiệm, bổ nhiệm lại, miễn nhiệm, từ chức, khen thưởng, kỷ luật các chức danh quản lý quan trọng; (ii) Quyết định chiến lược, kế hoạch sản xuất kinh doanh và kế hoạch đầu tư phát triển; (iii) Phê duyệt chủ trương đầu tư, mua, bán tài sản và hợp đồng vay, cho vay theo thẩm quyền; (iv) Quy định chế độ tài chính, phân phối lợi nhuận, trích lập và sử dụng các quỹ; phê duyệt báo cáo tài chính hàng năm; (v) Quy định chế độ tuyển dụng, tiền lương, tiền thưởng; quyết định mức lương đối với Chủ tịch và thành viên Hội đồng thành viên, Kiểm soát viên, Tổng giám đốc.

Tại Quy chế quản lý tài chính do Chính phủ ban hành từ năm 2007 đến nay, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam luôn được Chính phủ quy định "Trường hợp Công ty mẹ được Nhà nước giao nhiệm vụ đặc biệt thì phải tập trung vốn và các nguồn lực khác để hoàn thành nhiệm vụ được giao" (theo Điều 4 trong Quy chế tài chính của Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam được ban hành theo Nghị định 06/2015/NĐ-CP ngày 13/1/2015 và Nghị định số 142/2007NĐ-CP ngày 5/9/2007).

Theo Chiến lược phát triển được Chính phủ phê duyệt ngày 14/10/2015 [11], Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung phát triển các lĩnh vực kinh doanh chính là: thăm dò khai thác dầu khí, công nghiệp khí, công nghiệp điện, chế biến dầu khí, tồn trữ và phân phối các sản phẩm dầu khí và dịch vụ dầu khí, trong đó lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí là cốt lõi.

Trong giai đoạn 2010 - 2014, lĩnh vực thăm dò khai thác trung bình mang lại 36 - 48% lợi nhuận gộp hàng năm cho Tập đoàn, với 1.228 triệu USD trong lợi nhuận gộp năm 2014 [2, 7] (Bảng 2). Tuy nhiên, từ năm 2015, do giá dầu thế giới xuống thấp, lợi nhuận thu được từ lĩnh vực này cũng bị sụt giảm đáng kể chỉ còn 365 triệu USD trong năm 2015 và 231 triệu USD trong năm 2016.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang triển khai thực hiện 66 hợp đồng dầu khí ở trong nước, với số vốn thu hút đầu tư nước ngoài vào Việt Nam đạt gần 15 tỷ USD. Hơn 83% hợp đồng dầu khí được ký kết với các công ty dầu khí nước ngoài, mang lại nhiều cơ hội phát triển kinh tế, nguồn nhân lực và phát triển cơ sở hạ tầng, doanh thu cho ngành công nghiệp dầu khí của Việt Nam. Tập đoàn đang khai thác 32 mỏ dầu khí ở trong nước và 9 mỏ ở nước ngoài (5 mỏ tại Liên bang Nga, 3 mỏ tại Malaysia, 1 mỏ ở Algeria), với tổng sản lượng dầu khí đến cuối tháng 10/2016 đạt gần 490 triệu tấn dầu quy đổi (367 triệu tấn dầu và gần 122 tỷ m³ khí), doanh thu từ bán dầu đạt trên 148 tỷ USD, nộp ngân sách Nhà nước từ xuất khẩu dầu đạt trên 70 tỷ

USD. Ngoài lĩnh vực cốt lõi là thăm dò khai thác dầu khí, Tập đoàn đang tích cực thu hút vốn đầu tư nước ngoài để phát triển nhanh công nghệ kỹ thuật, hiện đại hóa công nghiệp chế biến dầu khí, đang triển khai xây dựng một số dự án trọng điểm như: Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Tổ hợp Hóa dầu miền Nam...

Hệ thống cơ sở vật chất kỹ thuật của ngành công nghiệp khí được vận hành an toàn và hiệu quả, mỗi năm đang cung cấp 9 - 11 tỷ m³ khí khô, 500 - 600 triệu m³ LPG cho phát triển công nghiệp và tiêu thụ dân sinh trong nước. Các nhà máy điện (Cà Mau 1 & 2, Nhơn Trạch 1 & 2, Vũng Áng 1, Hòa Na, Đăkđrinh) có tổng công suất lắp đặt trên 4.200MW, đã góp phần tích cực vào việc đảm bảo an ninh năng lượng điện quốc gia. Hiện tại, Tập đoàn đang tích cực thúc đẩy đầu tư các dự án nhiệt điện, phấn đấu đến năm 2020, tổng công suất các nhà máy điện đạt trên 7.800MW và sản lượng điện sản xuất chiếm khoảng 10 - 15% sản lượng điện toàn quốc. Các nhà máy đạm (Phú Mỹ, Cà Mau) đã sản xuất được gần 15 triệu tấn urea đáp ứng 70% nhu cầu phân đạm trong nước.

Ngoài trách nhiệm xây dựng và phát triển chuỗi giá trị dầu khí của Việt Nam, Tập đoàn được Chính phủ giao nhiệm vụ tham gia tháo gỡ các khó khăn về kinh tế, thực hiện một số chính sách về an sinh xã hội, bảo vệ chủ quyền quốc gia, tham mưu Chính phủ về quản lý dầu khí. Chính phủ thực hiện cơ chế, chính sách đặc thù phù hợp với hành lang pháp luật quy định riêng cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhằm tăng quyền chủ động cho Tập đoàn về cơ chế đầu tư ra nước ngoài, về công tác tự tổ chức thực hiện các dịch vụ dầu khí đặc thù. Nhà nước quản lý Tập đoàn Dầu khí Việt Nam theo Luật Dầu khí và các văn bản quy phạm pháp luật khác, tuy nhiên trong quá trình thực hiện còn một số bất cập, vướng mắc đã tác động không nhỏ tới hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn và các đơn vị thành viên.

4. Kết luận

Các quốc gia có nền kinh tế càng ít phụ thuộc vào dầu khí thì mức độ tác động của chính phủ đến các hoạt động sản xuất kinh doanh của các NOC càng giảm. Tại các quốc gia có nền kinh tế phát triển ít phụ thuộc vào dầu khí, chính phủ không tác động trực tiếp vào cách thức vận hành, quyết định đầu tư, hoạt động sản xuất của NOC mà chỉ định hướng, đề ra chiến lược cho NOC, tạo ảnh hưởng gián tiếp để hỗ trợ, thúc đẩy NOC phát triển theo hướng chính phủ mong muốn. Mặc dù các NOC tại mỗi quốc gia khác nhau có chiến lược, mục tiêu và trách nhiệm với quốc

gia khác nhau nhưng có thể rút ra một số bài học từ thực tiễn nghiên cứu như sau:

- Khi biết vị trí trong biểu đồ mối quan hệ với nhà nước, NOC có thể chủ động xây dựng các chiến lược phát triển hoặc các quyết sách phù hợp với hoàn cảnh. NOC thuộc nhóm A (tổ chức đại chúng - Nhà nước công nghiệp hóa) thì phát triển đầu tư ra thị trường quốc tế tìm kiếm cơ hội nhiều hơn so với NOC chưa là tổ chức đại chúng và nhà nước phụ thuộc nhiều hơn vào dầu khí. Mối quan hệ giữa NOC và chính phủ thường khó thay đổi vì mối quan hệ này không chỉ phụ thuộc vào sự phát triển của NOC mà còn phụ thuộc nhiều vào mức độ phát triển của đất nước.

- Các NOC đều tập trung phát triển lĩnh vực kinh doanh cốt lõi, mang lại nhiều lợi nhuận nhất cho doanh nghiệp. Mặc dù đầu tư vào nhiều lĩnh vực trong chuỗi giá trị dầu khí, song mỗi NOC đều có sự ưu tiên hơn cho lĩnh vực kinh doanh cốt lõi về nguồn vốn cũng như chiến lược phát triển, cải tiến khoa học kỹ thuật, nâng cao trình độ so với các lĩnh vực còn lại.

- Các NOC luôn cố gắng cân đối 2 nhiệm vụ đó là vừa phát triển hoạt động kinh doanh, vừa thực hiện đầy đủ trách nhiệm và nghĩa vụ kinh tế - xã hội với nhà nước/ chính phủ với mức độ khác nhau.

Các thông tin và phân tích từ NOC của các nước lân cận đã đưa ra bức tranh thực tiễn về NOC nói chung và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nói riêng trong mối quan hệ với nhà nước. Dù thuộc nhóm nào (A, B, C, D) thì các NOC vẫn quan tâm thực hiện hiệu quả các lĩnh vực kinh doanh chính. Điều này không chỉ phụ thuộc vào bản thân NOC, mà còn phụ thuộc vào các chính sách và quyết định của Nhà nước, Chính phủ trong quá trình quản lý, giám sát hoạt động của NOC.

Để mối quan hệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam - Chính phủ ngày càng mang lại hiệu quả cho doanh nghiệp và đất nước, một số vấn đề tiếp tục được đặt ra như:

việc tham gia tháo gỡ khó khăn về kinh tế đã và sẽ tác động như thế nào đến các hoạt động kinh doanh chính khi Tập đoàn tiếp nhận các công ty khó khăn theo yêu cầu của Chính phủ, khi đầu tư lĩnh vực mới so với kinh nghiệm truyền thống (điện than); các chính sách đặc biệt của Nhà nước đối với Tập đoàn tạo điều kiện và hạn chế như thế nào tới hoạt động của doanh nghiệp trong bối cảnh kinh tế hội nhập và cạnh tranh trên thị trường quốc tế, bao gồm chính sách ưu tiên đối với Tập đoàn và chính sách yêu cầu Tập đoàn hỗ trợ hoạt động kinh tế của đất nước.

Tài liệu tham khảo

1. IHS. *NOC strategies service*. 2014, 2015.
2. Nguyễn Thị Lan Anh và nnk. *Tổng hợp và cập nhật kết quả sản xuất kinh doanh của một số công ty dầu khí nước ngoài và so sánh với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*. Viện Dầu khí Việt Nam, 2015.
3. CNOOC. *Báo cáo tài chính hợp nhất*. 2009 - 2015.
4. Petronas. *Báo cáo tài chính hợp nhất*. 2009 - 2015.
5. Gazprom. *Báo cáo tài chính hợp nhất*. 2009 - 2015.
6. CNPC. *Báo cáo tài chính hợp nhất*. 2009 - 2015.
7. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Báo cáo tài chính hợp nhất*. 2009 - 2015.
8. Wood Mackenzie. *Corporate benchmarking tool*. 2014 - 2015.
9. Kama Mustafayeva. *Gazprom, edison, depa renew South stream vows*. 2016.
10. Gulf Oil and Gas. *South stream gas pipeline*. 2016.
11. Thủ tướng Chính phủ. *Quyết định phê duyệt Chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035*. 14/10/2015.

National oil companies in relationship with the states

Nguyễn Thị Lan Anh, Ngô Thị Mai Hạnh
 Dang Thị Thuy Dung, Nguyễn Linh Chi
 Vietnam Petroleum Institute
 Email: anhtl@vpi.pvn.vn

Summary

National Oil Companies (NOC) were founded with specific missions to serve the various purposes of each nation, each NOC therefore has different position and responsibilities. This paper describes the business activities of some NOCs (including CNOOC, Petronas, Gazprom, and CNPC) and analyses their relationship with the States, based on which makes recommendations for the Vietnam Oil and Gas Group.

Key words: National oil company (NOC), CNOOC, Petronas, Gazprom, CNPC, Petrovietnam.

QUẢN LÝ RỦI RO VÀ ỨNG CỨU KHẨN CẤP TRONG CÁC HOẠT ĐỘNG DẦU KHÍ

Phùng Đình Liễu, Nguyễn Minh Thái, Bùi Thị Lệ Anh
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: lieupd.cpse@vpi.vn

Tóm tắt

Thực hiện các quy định của Chính phủ trong công tác quản lý an toàn trong các hoạt động dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ban hành “Hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí”, để chủ động trong công tác quản lý, kiểm tra, đánh giá việc chấp hành các quy định của Chính phủ tại các đơn vị/nhà thầu dầu khí. Trong tình hình hiện nay, sự phát triển mạnh của ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam đã làm gia tăng các yếu tố rủi ro, đòi hỏi phải có chỉ dẫn kỹ thuật bổ sung; công tác quản lý an toàn, kiểm soát rủi ro ngày càng được chú trọng theo mô hình quản lý an toàn hiện đại. Bài báo giới thiệu kết quả chỉnh sửa, cập nhật và hoàn thiện “Hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí” đảm bảo phù hợp với tình hình thực tiễn, các quy định trong nước và quốc tế.

Từ khóa: Quản lý rủi ro, ứng cứu khẩn cấp, hoạt động dầu khí.

1. Giới thiệu

Quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong hoạt động dầu khí là các yếu tố cốt lõi của hệ thống quản lý an toàn và đã được quy định trong “Quy chế quản lý an toàn trong các hoạt động dầu khí” (ban hành theo Quyết định số 41/1999/QĐ-TTg ngày 08/3/1999 của Thủ tướng Chính phủ) [1] và hiện nay là “Quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí” (ban hành theo Quyết định số 04/2015/QĐ-TTg ngày 20/01/2015) [2]. Hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí (2002) là cơ sở để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) quản lý, kiểm tra, đánh giá việc chấp hành các quy định trên của các đơn vị/nhà thầu dầu khí.

Hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí đã được các đơn vị áp dụng, tích hợp vào hệ thống quản lý an toàn sức khỏe môi trường. Nhìn chung, Hướng dẫn này đã hỗ trợ công tác quản lý an toàn của các đơn vị, là cơ sở quan trọng giúp các đơn vị xây dựng hệ thống quản lý an toàn gồm các quy trình kiểm soát rủi ro và quy trình ứng cứu tình huống khẩn cấp.

Sau gần 15 năm từ khi Hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí được ban hành đến nay, nhiều văn bản pháp luật với các yêu cầu, quy định liên quan đã được ban hành và cập nhật dẫn đến một số nội dung trong bản Hướng dẫn này mất hiệu lực hoặc lỗi thời. Ngoài ra, trong giai đoạn này, ngành công nghiệp dầu khí của Việt Nam phát triển nhanh và mở rộng từ lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò khai thác dầu khí ngoài khơi đến các hoạt động xử lý, chế biến trên bờ. Sự phát triển này đã làm gia tăng các mối nguy và mức độ rủi ro.

Để đảm bảo các nội dung của Hướng dẫn phù hợp

trong điều kiện mới, 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 đề tài: “Rà soát, cập nhật Hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí”. Kết quả rà soát sẽ là cơ sở để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xây dựng, ban hành Hướng dẫn mới, góp phần nâng cao hiệu quả công tác quản lý an toàn, quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong lĩnh vực dầu khí tại Việt Nam.

2. Thiết lập căn cứ rà soát, cập nhật Hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí

2.1. Rà soát các văn bản pháp luật Việt Nam liên quan đến công tác quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp

- Quy định về phạm vi áp dụng: Hoạt động dầu khí gồm: Tìm kiếm, thăm dò, phát triển mỏ, khai thác dầu khí; thu dọn mỏ; tàng trữ, vận chuyển dầu khí; lọc dầu, hóa dầu, chế biến dầu khí kể cả các dịch vụ kỹ thuật phục vụ trực tiếp cho các hoạt động này được tiến hành trên đất liền, vùng biển thuộc chủ quyền nước Cộng hòa Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam (Điều 1 - Quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí [2]).

- Yêu cầu về trình nộp tài liệu: Các đơn vị thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các nhà thầu dầu khí phải gửi báo cáo đánh giá rủi ro và kế hoạch ứng cứu khẩn cấp cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xem xét trước khi trình Bộ Công Thương chấp thuận (Điều 4 - Quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí [2]; Điều 8 - Thông tư 43/2010/TT-BCT [3], Điều 31 - Nghị định 13/2011/NĐ-CP [4]). Nội dung trình nộp tài liệu được quy định theo Điều 4 - Quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí [2] và Thông tư 43/2010/TT-BCT [3].

- Quy định tần suất cập nhật báo cáo đánh giá rủi ro: Báo cáo đánh giá rủi ro phải được cập nhật định kỳ 5 năm/lần hoặc khi có hoàn cảnh, thay đổi lớn về công nghệ vận hành và tổ chức, nhằm tạo cơ sở để đưa ra các quyết định liên quan đến an toàn trong các hoạt động dầu khí (Điều 6 - Quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí [2]). Trong giai đoạn vận hành công trình nếu không có hoàn cảnh thì việc đánh giá định lượng rủi ro được tiến hành định kỳ 5 năm/1 lần (Điều 26 - QCVN 11:2012/BCT) [5]. Báo cáo đánh giá rủi ro phải được cập nhật định kỳ theo quy định đối với từng lĩnh vực cụ thể hoặc định kỳ 3 năm đối với các lĩnh vực chưa có quy định cụ thể (Khoản 3, Điều 5 - Thông tư 43/2010/TT-BCT) [3].

- Các quy định về phương pháp đánh giá rủi ro:

+ Đánh giá rủi ro định tính và định lượng đối với các giai đoạn hoạt động dầu khí, trên cơ sở đó, triển khai các biện pháp nhằm kiểm soát, giảm thiểu các rủi ro và chứng minh các rủi ro nằm trong mức rủi ro chấp nhận được theo QCVN 11:2012/BCT [5] (Điều 6 - Quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí [2]).

+ Đánh giá định lượng rủi ro: Tổ chức, cá nhân tiến hành các hoạt động dầu khí, xăng dầu, hóa chất và nhiệt điện phải thực hiện đánh giá định lượng rủi ro và đưa ra các giải pháp để giảm thiểu các rủi ro đến mức hợp lý có thể thực hiện được (Điều 26 - QCVN 11:2012/BCT) [5].

+ Đánh giá định tính hoặc định lượng: Đánh giá rủi ro thực hiện theo phương pháp định lượng hoặc phương pháp định tính. Trường hợp không có quy định phải đánh giá rủi ro theo phương pháp định lượng thì doanh nghiệp có thể lựa chọn đánh giá rủi ro theo phương pháp định tính (Điều 5 - Thông tư 43/2010/TT-BCT) [3].

- Quy định về mức tiêu chuẩn rủi ro được chấp nhận: Đối với đường ống dẫn khí trên đất liền: Điều 5, Quyết định 46/2004/QĐ-TTg [6] và Điều 19 - QCVN 11:2012/BCT [5]. Đối với các hoạt động dầu khí, xăng dầu, hóa chất và nhiệt điện trong phạm vi lãnh thổ, vùng đặc quyền kinh tế và thềm lục địa của Việt Nam (từ Điều 16 đến Điều 24 - QCVN 11:2012/BCT) [5].

- Lựa chọn và triển khai các biện pháp giảm thiểu rủi ro thích hợp: Lựa chọn các biện pháp kỹ thuật tăng cường an toàn đối với công trình dầu khí trên đất liền: Điều 23, 24 - Nghị định 13/2011/NĐ-CP [4]. Lựa chọn các biện pháp giảm thiểu rủi ro đối với đường ống dẫn khí trên đất liền: Khoản 3, Điều 5 - Quyết định 46/2004/QĐ-TTg [6]. Các biện pháp kỹ thuật an toàn tăng cường đối với cơ sở tồn chứa LPG: Điều 11 - Thông tư 41/2011/TT-BCT [7].

- Quy định đối với tần suất luyện tập và diễn tập xử lý các trường hợp khẩn cấp:

+ Công trình khai thác dầu khí: Ít nhất 12 tháng một lần, người điều hành phải tổ chức diễn tập cho những người làm việc trên công trình về ứng cứu khẩn cấp và ứng phó sự cố tràn dầu căn cứ quy định tại Khoản 2, Điều 60 - Quy chế khai thác dầu khí (ban hành theo Quyết định 84/2010/QĐ-TTg ngày 15/12/2010) [8].

+ Các cơ sở tồn chứa khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG), trạm nạp LPG vào chai, trạm nạp LPG vào ô tô, trạm cấp LPG: "Hàng năm, các cơ sở phải lập kế hoạch thực hiện diễn tập các phương án trong kế hoạch ứng cứu khẩn cấp đã được phê duyệt" căn cứ quy định tại Khoản 3, Điều 3 - Thông tư 41/2011/TT-BCT ngày 16/12/2011 [7].

+ Các cơ quan, đơn vị cá nhân có hoạt động về khai thác, vận chuyển, chuyển tải, sử dụng dầu và các sản phẩm dầu gây ra hoặc có nguy cơ gây ra sự cố tràn dầu: "Định kỳ tối thiểu 6 tháng một lần phải triển khai thực hành huấn luyện ứng phó sự cố tràn dầu tại hiện trường" căn cứ quy định tại Khoản 2, Điều 45 - Quyết định số 02/2013/QĐ-TTg ngày 14/1/2013 [9].

- Quy định về công tác xử lý vi phạm hành chính trong lĩnh vực dầu khí: Hình thức xử phạt, mức phạt và biện pháp khắc phục hậu quả áp dụng đối với hành vi vi phạm hành chính; thẩm quyền lập biên bản vi phạm hành chính và thẩm quyền xử phạt vi phạm hành chính đối với các hành vi vi phạm hành chính trong lĩnh vực dầu khí, kinh doanh xăng dầu và khí dầu mỏ hóa lỏng tham chiếu theo Nghị định 97/2013/NĐ-CP ngày 27/8/2013 của Chính phủ về Quy định xử phạt vi phạm hành chính trong lĩnh vực dầu khí, kinh doanh xăng dầu và khí dầu mỏ hóa lỏng [10].

2.2. Rà soát các quy định, hướng dẫn quốc tế về quản lý an toàn trong các hoạt động dầu khí

Kết quả xem xét các quy định liên quan của một số quốc gia như Vương quốc Anh, Na Uy, Úc, Đan Mạch, Canada - Nova Scotia cho thấy một hệ thống quy định quản lý vấn đề an toàn, sức khỏe và môi trường được xem là hiệu quả khi:

- Xem xét đánh giá vận hành một thể chế cấp phép trong đó các văn bản phải được đệ trình và phê duyệt bởi các cơ quan ban hành quy định trước khi tiến hành thiết kế hay hoạt động;

- Sử dụng khái niệm ALARP: Các giá trị rủi ro cá nhân để sử dụng trong việc đánh giá ALARP cũng được xem là giải pháp hiệu quả. Tuy nhiên, các giá trị thực tế được sử dụng có thể biến động tùy theo các nhà điều hành và từng tình huống cụ thể;

- Có Hồ sơ An toàn - Safety Case hoặc văn bản tương

Bảng 1. Kết quả khảo sát, làm việc với các đơn vị

Khía cạnh đánh giá	Nội dung cần xem xét, rà soát cập nhật
Nội dung tổng quát	Cập nhật các yêu cầu pháp luật có liên quan vào Hướng dẫn để đảm bảo sự tuân thủ đầy đủ và phù hợp. Xem xét cụm thuật ngữ sử dụng kết hợp "quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp" vì ứng cứu khẩn cấp là hoạt động nằm trong quá trình quản lý rủi ro. Trình bày rõ các định nghĩa, thuật ngữ được sử dụng trong Hướng dẫn. Bám sát theo yêu cầu của các văn bản pháp luật. Làm rõ các khái niệm được đề xuất sử dụng trong Hướng dẫn. Mức độ chi tiết của Hướng dẫn đúng ở tính chất đặc trưng của các đơn vị trên bờ và ngoài khơi. Nên xem xét điều chỉnh các yêu cầu theo hướng nâng cao năng lực công tác quản lý an toàn cho các đơn vị, đặc biệt đối với các đơn vị còn hạn chế về quản lý theo hệ thống để góp phần cải thiện mặt bằng chung về nhận thức và năng lực quản lý an toàn. Xem xét lại các định nghĩa và làm rõ đối tượng, phạm vi áp dụng cho phù hợp với phạm vi, đối tượng điều chỉnh theo mục đích nghiên cứu Mục 1.2. Đối tượng và phạm vi áp dụng: Bổ sung vận hành, bảo dưỡng nhà máy điện.
Cấu trúc	Về cấu trúc và các thành phần khung cơ bản của Hướng dẫn: Cần đưa ra mô hình quản lý chung, trên cơ sở đó triển khai các thành phần khung về quản lý rủi ro cũng như công tác ứng cứu khẩn cấp. Nên xây dựng Hướng dẫn theo dạng quy trình (có bảng tóm lược thông tin thay đổi). Trình bày các nội dung chuyên biệt cho các hoạt động trên bờ và ngoài khơi. Nên xem xét điều chỉnh cấu trúc Hướng dẫn theo hướng đưa ra các nội dung quy định chung và chi tiết chỉ ra tại các Phụ lục có liên quan. Xác định rõ và phân tách các nội dung quy định chi tiết liên quan cho từng nhóm lĩnh vực đặc thù để thuận tiện cho việc tham khảo áp dụng. Nên xem xét quy định thêm các nội dung cơ bản cần có đối với những biểu mẫu liên quan khi triển khai các quy trình quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp.
Quản lý rủi ro	Đưa vào mô hình chung về quản lý rủi ro để thống nhất áp dụng cho các hoạt động của các đơn vị. Giới thiệu những nguồn thông tin tham khảo về hướng dẫn phân tích và đánh giá rủi ro mang tính hệ thống, làm cơ sở cho việc xác định các yếu tố an toàn chủ đạo. Cụ thể hóa hướng dẫn xây dựng thang mức đánh giá tần suất và hậu quả cho các mối nguy nhận diện và kết hợp đưa vào ma trận rủi ro thống nhất áp dụng cho các đơn vị. Một số điều khoản đưa ra những yêu cầu cần thực hiện cho việc phân tích, đánh giá rủi ro, tuy nhiên chưa đề cập cụ thể cách phân loại từng hạng mục, gây khó khăn và không thống nhất trong việc áp dụng. Ví dụ Mục 2.8 yêu cầu về cập nhật báo cáo đánh giá rủi ro khi có các thay đổi nhưng chưa làm rõ hoặc có định nghĩa cụ thể cho từng loại và cấp độ thay đổi để giúp đơn vị xác định chính xác hành động cần đáp ứng tương quan theo yêu cầu của Hướng dẫn. Tổng hợp theo các mối nguy chung cho các loại hình công trình trên bờ và ngoài khơi. Thống nhất phương thức đánh giá rủi ro định tính. Mục 2.1. Mục tiêu an toàn: Bổ sung nhận diện các mối nguy tiềm tàng có khả năng ảnh hưởng đến con người và tài sản từ các hoạt động của công trình. Đề xuất các biện pháp giảm thiểu rủi ro theo nguyên lý thấp hợp lý phù hợp với thực tế. Mục 2.2. Tiêu chuẩn rủi ro chấp nhận: Tiêu chuẩn rủi ro chấp nhận là mức độ rủi ro cao nhất cho phép đối với con người. Tiêu chuẩn rủi ro được xác định dựa trên nhiều yếu tố khác nhau như nền văn hóa, nhận thức của cộng đồng, điều kiện kinh tế xã hội... Mục 2.3. Xác định nguy hiểm: Nguy hiểm là bất kỳ cái gì có thể gây ra nguy hại cho con người, môi trường, kinh tế và xã hội. Khi các nguy hiểm không kiểm soát được sẽ xảy ra các sự cố và tai nạn. Những mối nguy hiểm chính gây ra tai nạn gồm: - Cháy nổ hoặc rò rỉ các vật chất độc hại gây chết người hoặc gây thương tật nghiêm trọng đối với con người làm việc trong công trình hoặc trong các hoạt động liên quan; - Bất kỳ biến cố nào gây hư hại lớn cho kết cấu công trình hay gây mất ổn định cho công trình; - Bất kỳ biến cố nào phát sinh từ hoạt động hàng ngày gây ra chết người hay thương vong nghiêm trọng cho 2 người trở lên khi đang làm việc trực tiếp trong công trình hay trong các hoạt động có liên quan. Mục 2.4. Biện pháp quản lý rủi ro: - Rủi ro chủ yếu do sự cố công nghệ: Kiến nghị xây dựng hệ thống quản lý an toàn. Thường xuyên kiểm tra, giám sát việc tuân thủ các quy trình làm việc nhằm giảm thiểu các lỗi trong vận hành và bảo dưỡng; - Lập kế hoạch và định kỳ thực hiện kiểm tra/kiểm định cho các máy móc thiết bị, đặc biệt là các thiết bị có yêu cầu nghiêm ngặt về đảm bảo an toàn; - Định kỳ thực hiện thanh kiểm tra an toàn tối thiểu 1 lần/năm. Tất cả các điểm không phù hợp được phát hiện trong các đợt kiểm tra đánh giá phải được lập hồ sơ và khắc phục bởi người có trách nhiệm.

Bảng 1. Kết quả khảo sát, làm việc với các đơn vị (tiếp theo)

Khía cạnh đánh giá	Nội dung cần xem xét, rà soát cập nhật
Ứng cứu khẩn cấp	Xây dựng yêu cầu chuẩn của một báo cáo ứng cứu khẩn cấp.
	Phụ lục 2 - Đối thành "Yêu cầu cơ bản đối với kế hoạch ứng cứu khẩn cấp".
	Làm rõ khái niệm "Mục II. Quản lý ứng cứu khẩn cấp".
	Trình bày "Kế hoạch ứng cứu khẩn cấp" thay thế cho "Quản lý ứng cứu khẩn cấp".
	Mô tả phương thức phối hợp trong các tình huống khẩn cấp, vai trò điều phối của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong tình huống sự cố, có thể xem xét đưa vào mục "Hệ thống chỉ huy và thông tin liên lạc".
	Xem xét quy định rõ hơn về công tác diễn tập ứng cứu khẩn cấp vì thực tế hiện nay rất nhiều đơn vị chưa thực hiện. Đặc biệt là các đợt diễn tập lớn cho các tình huống sự cố cấp 3 (bao gồm việc quy định tần suất cụ thể cho từng tình huống giả định).
	Mục 3.2. Kế hoạch ứng cứu khẩn cấp: Bổ sung phân định trách nhiệm ứng cứu cho các phân loại tình huống khẩn cấp.

duyệt và hệ thống quản lý an toàn trong đó vấn đề sức khỏe nghề nghiệp, an toàn và môi trường được nhấn mạnh;

- Căn cứ trên nội dung đánh giá rủi ro, đặc biệt là đánh giá rủi ro theo vòng đời và môi trường, các nhà điều hành cần xác lập các mức rủi ro mục tiêu cụ thể.

2.3. Khảo sát công tác quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp

Hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí đã được áp dụng tích hợp vào hệ thống quản lý an toàn sức khỏe môi trường và có tác động nhất định đến kết quả thực hiện các mục tiêu, chính sách về an toàn sức khỏe môi trường của đơn vị. Đây là một trong các căn cứ quan trọng giúp các đơn vị xây dựng hệ thống quản lý an toàn gồm các quy trình kiểm soát rủi ro và quy trình ứng cứu tình huống khẩn cấp. Tuy nhiên, thực tế áp dụng Hướng dẫn cũng đã bộc lộ một số điểm chưa phù hợp:

- Hướng dẫn mang tính tổng quát, đề cập đến các vấn đề về phân tích và đánh giá rủi ro nên khó áp dụng vào hoạt động thực tế. Các đơn vị phải tham khảo các hướng dẫn, chỉ dẫn chi tiết hơn để triển khai các hoạt động kiểm soát và quản lý an toàn;

- Cấu trúc Hướng dẫn chưa chặt chẽ;
- Chưa có sự thống nhất về phương thức đánh giá rủi ro;

- Chưa đề cập quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong một số lĩnh vực hoạt động của các đơn vị, ví dụ như cho các nhà máy điện chu trình hỗn hợp chạy bằng nhiên liệu khí, dầu DO.

Kết quả khảo sát tại các đơn vị được trình bày trong Bảng 1.

Căn cứ vào kết quả rà soát yêu cầu, quy định hiện hành trong hệ thống văn bản pháp luật Việt Nam, các quy

định, hướng dẫn quốc tế về quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp và kết quả phân tích, đánh giá việc áp dụng hướng dẫn tại các đơn vị, Hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí được tiến hành soát xét như sau:

- Về mặt cấu trúc, Dự thảo Hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí tập trung vào khía cạnh quản lý, giới hạn mức độ chi tiết, đảm bảo tính thực tiễn. Trên cơ sở đó, Dự thảo Hướng dẫn đã được tái cấu trúc và bổ sung thêm các biểu mẫu, tạo thuận lợi cho các đơn vị trong quá trình triển khai áp dụng.

- Về mặt nội dung, các đề mục chi tiết trong Dự thảo Hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí được cập nhật các đề mục chi tiết theo quy định mới của pháp luật, bổ sung các chỉ dẫn tham khảo liên quan đến công tác quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong hoạt động dầu khí ở trong và ngoài nước.

3. Rà soát, cập nhật Hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí

Những điểm chính được rà soát, cập nhật của Hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí được tóm lược như sau:

3.1. Những quy định chung

- Phạm vi áp dụng: Hướng dẫn này áp dụng đối với các hoạt động dầu khí bao gồm: Tìm kiếm, thăm dò, phát triển mỏ, khai thác dầu khí, thu dọn mỏ, tăng trữ, vận chuyển dầu khí, lọc dầu, hóa dầu, chế biến dầu khí kể cả các dịch vụ kỹ thuật phục vụ trực tiếp cho các hoạt động này được tiến hành trên đất liền, vùng biển thuộc chủ quyền nước Cộng hòa Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam.

- Đối tượng áp dụng: Hướng dẫn này áp dụng cho các đơn vị thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các nhà thầu dầu khí (Tập đoàn Dầu khí Việt Nam là một bên ký

hợp đồng dầu khí) khi tiến hành các hoạt động dầu khí trên đất liền, vùng biển thuộc chủ quyền nước Cộng hòa Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam.

3.2. Quản lý rủi ro

- Mô hình quản lý rủi ro với các yếu tố chủ đạo và mối tương quan giữa các yếu tố được đề xuất bổ sung căn cứ theo thông tin tham khảo từ Sổ tay hệ thống quản lý An toàn - Sức khỏe - Môi trường của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam [11] và tiêu chuẩn về quản lý rủi ro AS/NZS ISO 31000:2009 [12].

- Phương pháp đánh giá rủi ro được bổ sung nhằm cung cấp thông tin theo mô hình quản lý thiết lập tại Mục 2.1 - Mô hình quản lý rủi ro của Dự thảo Hướng dẫn: "Theo quy định tại Điều 6 của Quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí, tổ chức, cá nhân cần tiến hành đánh giá rủi ro định tính và định lượng đối với các giai đoạn hoạt động dầu khí, trên cơ sở đó, triển khai các biện pháp nhằm kiểm soát, giảm thiểu các rủi ro và chứng minh các rủi ro nằm trong mức rủi ro chấp nhận được theo QCVN 11:2012/BCT" [5]. Ngoài ra, quy định về việc đánh giá định lượng rủi ro cho các hoạt động dầu khí, xăng dầu, hóa chất cụ thể cũng được bổ sung làm rõ căn cứ theo thông tin tham khảo từ Điều 12, 13 và 14 của QCVN 11:2012/BCT [5].

- Xác định tiêu chuẩn rủi ro chấp nhận được: Đối với một số hoạt động cụ thể, mức tiêu chuẩn rủi ro chấp nhận được sử dụng khi đánh giá định lượng cũng được trình bày.

- Yêu cầu về nhận diện mối nguy được đề xuất bổ sung dựa trên kết quả khảo sát, làm việc với các đơn vị: "Nhận diện mối nguy liên quan đến các phạm vi phân tích đã xác định và xác định nguồn, sự kiện hoặc các tình huống dẫn đến mối nguy đó cũng như phân tích các hậu quả tiềm ẩn; Xây dựng danh mục các mối nguy dựa trên các sự kiện và tình huống có thể dẫn đến các hậu quả không mong muốn trong phạm vi đánh giá rủi ro và ứng cứu khẩn cấp".

- Đề xuất nội dung phân tích và đánh giá rủi ro nhằm diễn giải các nội dung trình bày trong mục Mô hình quản lý rủi ro căn cứ theo các thông tin tham khảo từ tiêu chuẩn NORSOK Standard Z-013 [13] cũng như thực tiễn đánh giá rủi ro tại các đơn vị và kết quả làm việc với các cố vấn, chuyên gia tại các hội thảo: "Đối với các công trình có cùng thiết kế và hoạt động theo cùng nguyên tắc trong cùng điều kiện môi trường, nếu đơn vị quản lý công trình có thể chứng minh những yếu tố riêng biệt của công trình (hệ thống quản lý, tuổi thọ công trình, khả năng bị tác động

từ các công trình kế cận...) không làm thay đổi mức độ rủi ro thì việc đánh giá rủi ro có thể thực hiện cho 1 công trình đại diện; Đối với các nhà máy, cụm công nghiệp kế cận, việc đánh giá rủi ro cần xem xét tác động qua lại của các công trình/cụm công trình này trước khi xác định mức độ rủi ro tổng hợp".

- Nội dung kiểm soát rủi ro trình bày nguyên tắc giảm thiểu rủi ro và yêu cầu của các biện pháp giảm thiểu. Nội dung giám sát và rà soát cập nhật rủi ro được đề xuất bổ sung nhằm diễn giải các nội dung trình bày trong mục Mô hình quản lý rủi ro căn cứ theo thông tin tham khảo từ Sổ tay hệ thống quản lý An toàn - Sức khỏe - Môi trường của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam [11] và Điều 6 của Quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí [2]: "Giám sát là một phần trong hoạt động kiểm soát nhằm xác định mức độ phù hợp của các kết quả phân tích, đánh giá rủi ro cũng như đánh giá khả năng hoàn thành các mục tiêu. Với mỗi giai đoạn trong quá trình quản lý rủi ro cần xác định rõ vai trò, trách nhiệm và các hành động của tổ chức, cá nhân. Mối tương quan giữa các hoạt động cần phải được kiểm soát để tránh những hậu quả xấu không lường trước. Các yêu cầu về nguồn lực, tiến độ và thời hạn hoàn thành cũng cần xác định rõ, bảo đảm đủ người có năng lực, ngân sách, thiết bị sẵn sàng để triển khai".

- Nội dung thông tin và tham vấn được đề xuất bổ sung nhằm diễn giải các nội dung trình bày trong mục Mô hình quản lý rủi ro căn cứ theo thông tin tham khảo từ Sổ tay hệ thống quản lý An toàn - Sức khỏe - Môi trường của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam [11], tiêu chuẩn NORSOK Standard Z-013 [13] và thực tiễn quản lý rủi ro tại các đơn vị: "Quy trình ghi chép tất cả các mối nguy và tác động liên quan cần được thiết lập và duy trì, cùng với các phương án, biện pháp giảm thiểu tương ứng và nhận diện các yếu tố và/hoặc quy trình kiểm soát cần thiết; lập hồ sơ các kết quả đánh giá mối nguy, các hành động cụ thể để xuất áp dụng cần được theo dõi mức độ hoàn thành đi kèm với việc kiểm tra nguồn dữ liệu và các giả định sử dụng. Các dữ liệu này được dùng để thiết lập các quy trình/hướng dẫn công việc đối với nhân viên vận hành cũng như thông tin đến cá nhân có liên quan về các mối nguy và biện pháp kiểm soát cần thiết để phòng ngừa, giảm thiểu rủi ro".

- Nội dung kết quả phân tích và đánh giá rủi ro:

- + Nội dung về hình thức thể hiện kết quả đánh giá rủi ro được đề xuất bổ sung diễn giải các nội dung trình bày trong mục Mô hình quản lý rủi ro căn cứ theo thông tin tham khảo từ tiêu chuẩn NORSOK Standard Z-013 [13], các hướng dẫn kỹ thuật đánh giá rủi ro của DNV cũng như thực tiễn đánh giá rủi ro tại các đơn vị: "Đánh giá rủi ro định tính: Kết quả đánh giá rủi ro thường được trình bày dạng bảng,

trong đó liệt kê tất cả các mối nguy nhận diện được, các biện pháp kiểm soát rủi ro đã có, phân loại mức độ rủi ro cho từng mối nguy và kiến nghị các biện pháp giảm thiểu rủi ro tương ứng. Mức độ rủi ro thường được xác định từ ma trận rủi ro. Bảng đăng ký mối nguy là một trong những hình thức thể hiện kết quả của đánh giá rủi ro định tính; Đánh giá rủi ro định lượng; Kết quả đánh giá thể hiện qua rủi ro cá nhân và rủi ro theo nhóm (rủi ro xã hội)".

+ Việc sử dụng kết quả phân tích và đánh giá rủi ro được rà soát căn cứ theo mục Sử dụng kết quả phân tích rủi ro và ứng cứu khẩn cấp của bản Hướng dẫn ban hành năm 2002 và thông tin tham khảo từ tiêu chuẩn NORSOK Standard Z-013 [13].

3.3. Quản lý công tác ứng cứu khẩn cấp

- Thiết lập và duy trì hệ thống ứng cứu khẩn cấp
- Kiểm soát hệ thống ứng cứu khẩn cấp
- Hoàn thiện hệ thống ứng cứu khẩn cấp
- Kế hoạch ứng cứu khẩn cấp
- Chỉ đạo, chỉ huy và thông tin liên lạc
- Đào tạo ứng cứu khẩn cấp
- Nơi trú ẩn tạm thời
- Sơ tán và thiết bị thoát hiểm
- Cứu nạn và di tản an toàn
- Hệ thống an toàn và hệ thống dừng khẩn cấp
- Khôi phục hoạt động sau sự cố, tai nạn

Ngoài việc cập nhật các nội dung của Hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí, nhóm tác giả bổ sung các thông tin liên quan đến tiêu chuẩn rủi ro chấp nhận được, các chỉ dẫn, phân tích đánh giá rủi ro trong các hoạt động dầu khí và các biểu mẫu liên quan gồm:

- Tiêu chuẩn rủi ro chấp nhận: Trình bày chi tiết tiêu chuẩn chấp nhận cho phân tích rủi ro, các khía cạnh liên quan đến việc lựa chọn giới hạn trên của tiêu chuẩn rủi ro và tiêu chuẩn rủi ro chấp nhận được trong các giai đoạn dự án.

- Phân tích và đánh giá rủi ro trong các hoạt động dầu khí: Việc phân tích và đánh giá rủi ro trong các hoạt động dầu khí được trình bày chi tiết qua các nội dung phân tích, đánh giá rủi ro trong quản lý an toàn, các yêu cầu cơ bản của một báo cáo phân tích/đánh giá rủi ro và phân tích nguyên nhân và hậu quả của các sự cố trong các hoạt động dầu khí.

- Các biểu mẫu cần thiết của công tác quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp gồm: Bảng đăng ký mối nguy, Bảng đăng ký tuân thủ pháp luật, Báo cáo nội bộ trong tình huống khẩn cấp, Báo cáo tình huống khẩn cấp và Báo cáo xử lý tình huống khẩn cấp cho Tập đoàn.

4. Kết luận

Thông qua việc rà soát, cập nhật các quy định pháp luật Việt Nam và quốc tế liên quan đến công tác quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí, nhóm tác giả đã xác định các nội dung cơ bản của Hướng dẫn cần được điều chỉnh gồm: Phạm vi áp dụng, công tác trình nộp tài liệu, tần suất cập nhật báo cáo, phương pháp đánh giá rủi ro, mức tiêu chuẩn chấp nhận được, biện pháp giảm thiểu rủi ro, tần suất luyện tập và diễn tập. Ngoài ra, các giải pháp quản lý an toàn, kiểm soát rủi ro hiệu quả như: việc vận hành theo thể chế cấp phép, sử dụng khái niệm ALARP trong đánh giá rủi ro, việc xác lập mức rủi ro cụ thể và hồ sơ an toàn hoặc các tài liệu tương đương cũng được nhóm tác giả ghi nhận để cập nhật vào Dự thảo Hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí.

Kết quả khảo sát việc áp dụng Hướng dẫn trong thực tiễn tại một số đơn vị hoạt động trong 5 lĩnh vực cốt lõi của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho thấy một số điểm hạn chế hoặc không còn phù hợp, cần được xem xét điều chỉnh gồm: Tăng tính thực tiễn của Hướng dẫn; bám sát vào trình độ kỹ thuật sản xuất và năng lực quản lý an toàn của các đơn vị; giới hạn mức độ chi tiết của Hướng dẫn để đảm bảo tính bao quát, tập trung vào khía cạnh quản lý; bổ sung các biểu mẫu nhằm tạo thuận lợi cho các đơn vị trong quá trình triển khai áp dụng, bảo đảm tính thống nhất của các báo cáo và hỗ trợ công tác quản lý của Tập đoàn.

Từ kết quả trên, Dự thảo Hướng dẫn đã được rà soát, cập nhật và đáp ứng các yêu cầu: tuân thủ các quy định của pháp luật; phù hợp với hiện trạng phát triển của ngành công nghiệp dầu khí và trình độ, năng lực quản lý an toàn của các đơn vị... Hướng dẫn mới cung cấp các giải pháp kỹ thuật bổ sung cho công tác quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp tại các đơn vị và là cơ sở để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thực hiện công tác kiểm tra, đánh giá việc thực thi các yêu cầu của Quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí của Chính phủ.

Tài liệu tham khảo

1. Thủ tướng Chính phủ. *Ban hành Quy chế quản lý an toàn trong các hoạt động dầu khí*. Quyết định số 41/1999/QĐ-TTg. 8/3/1999.

2. Thủ tướng Chính phủ. Ban hành Quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí. Quyết định số 04/2015/QĐ-TTg. 20/1/2015.
3. Bộ Công Thương. Quy định công tác quản lý an toàn trong ngành Công Thương. Thông tư số 43/2010/TT-BCT. 29/12/2010.
4. Thủ tướng Chính phủ. Nghị định về an toàn công trình dầu khí trên đất liền. Nghị định số 13/2011/NĐ-CP. 11/2/2011.
5. Bộ Công Thương. Ban hành Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về mức rủi ro chấp nhận được trong đánh giá định lượng rủi ro cho các hoạt động dầu khí, xăng dầu, hóa chất và nhiệt điện. Thông tư số 50/2012/TT-BCT. 28/12/2012.
6. Thủ tướng Chính phủ. Ban hành quy chế bảo đảm an toàn hệ thống đường ống vận chuyển khí trên đất liền. Quyết định số 46/2004/QĐ-TTg. 26/3/2004.
7. Bộ Công Thương. Quy định về quản lý an toàn trong lĩnh vực khí dầu mỏ hóa lỏng. Thông tư số 41/2011/TT-BCT. 16/12/2011.
8. Thủ tướng Chính phủ. Quyết định về việc ban hành Quy chế khai thác dầu khí. Quyết định số 84/2010/QĐ-TTg. 15/12/2010.
9. Thủ tướng Chính phủ. Quyết định về việc ban hành Quy chế hoạt động ứng phó sự cố tràn dầu. Quyết định số 02/2013/QĐ-TTg. 14/1/2013.
10. Thủ tướng Chính phủ. Quy định xử phạt vi phạm hành chính trong lĩnh vực dầu khí, kinh doanh xăng dầu và khí dầu mỏ hóa lỏng. Nghị định số 97/2013/NĐ-CP. 27/8/2013.
11. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Sổ tay hệ thống quản lý Sức khỏe - An toàn - Môi trường. 2004.
12. ISO. Risk management - Principles and guidelines. ISO 31000:2009. 2009.
13. Norsok Standard Z-013. Risk and emergency preparedness assessment (3rd edition). 2010.
14. Nguyễn Thanh Thái và nnk. Nghiên cứu xây dựng dự thảo tiêu chuẩn rủi ro chấp nhận được phục vụ cho việc đánh giá định lượng rủi ro các công trình dầu khí ở Việt Nam. Viện Dầu khí Việt Nam. 2010.
15. Quốc hội. Sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Dầu khí. Luật số 10/2008/QH12. 3/6/2008.
16. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp. 2002.
17. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Kế hoạch ứng cứu khẩn cấp. 2014.
18. Quốc hội. Luật Dầu khí. 1993.
19. Quốc hội. Luật sửa đổi bổ sung một số điều của Luật Dầu khí. Luật số 19/2000/QH10. 9/6/2000.
20. Võ Văn Hạnh và nnk. Rà soát cập nhật Quy chế quản lý an toàn trong các hoạt động dầu khí. Viện Dầu khí Việt Nam. 2013.
21. Elsevier. Process safety management. 2005.
22. GL Noble Denton. Review and comparison of petroleum safety regulatory regimes for the commission for energy regulation. 2010.
23. Health and Safety Executive (HSE). Fire, explosion and risk assessment topic guidance. 2003; 1.
24. Health and Safety Executive (HSE). Guidance on risk assessment for offshore installations. 2006.
25. International Association of Drilling Contract (IADC). Appendix 1 to health, safety and environment case guidelines. 2014; 3.5.

Risk management and emergency response in petroleum activities

Phung Dinh Lieu, Nguyen Minh Thai, Bui Thi Le Anh
Vietnam Petroleum Institute
Email: lieupd.cpse@vpi.pvn.vn

Summary

In implementing the Government's regulation on safety management in petroleum activities, Petrovietnam has promulgated the Guidelines on risk management and emergency response in petroleum activities to facilitate the management, inspection, and evaluation of the compliance with the Government's regulation by Petrovietnam subsidiaries and oil and gas contractors. The strong development of the oil and gas industry in Vietnam in recent years has led to an increase of hazards and relating risk factors, thus requiring the Guidelines to be updated with additional technical guidance. Safety management and risk control based on modern safety management model are receiving increased emphasis. The paper presents the results of revising, updating and improving the Guidelines on risk management and emergency response in petroleum activities in line with the current situation as well as with the Vietnamese and international regulations.

Key words: Risk management, emergency response, petroleum activities.

PHƯƠNG PHÁP TỪ TRƯỜNG VÀ TRỌNG LỰC TRONG CÔNG TÁC TÌM KIẾM THĂM DÒ DẦU

Phương pháp từ trường và trọng lực đóng vai trò quan trọng trong công tác tìm kiếm, thăm dò dầu. Kết quả của phương pháp này sẽ bổ sung cho phương pháp địa chấn và có rất nhiều ưu điểm, ngoại trừ độ phân giải tương đối thấp.

Các phương pháp địa vật lý ghi lại sự thay đổi tự nhiên của trọng lực và từ trường trái đất một cách thụ động trên phạm vi một khu vực và liên kết sự biến thiên này với các đặc điểm địa chất trong lòng đất. Khi thiếu một nguồn kiểm soát được, các khảo sát thường không chính xác về môi trường.

Với chi phí tương đối thấp, có thể thực hiện các khảo sát mô tiềm năng từ trên không tại các khu vực có diện tích rộng lớn. Không chỉ cho phép khảo sát nhanh, các khảo sát trọng lực hiện nay còn có thể được thu nhận từ các máy bay chuyên dụng với mức độ tin cậy cao.

Tại Canada, tài liệu trọng lực và từ trường khu vực dưới dạng số được các cơ quan nhà nước cung cấp miễn phí. Các khảo sát chi tiết hơn sẽ do các công ty thăm dò thực hiện.

Do chương trình đào tạo đại học chủ yếu tập trung vào phương pháp địa chấn, coi đó như là phương pháp địa vật lý duy nhất trong công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí nên các phương pháp khác đôi khi bị các chuyên gia thăm dò và các nhà quản lý bỏ qua. Việc bỏ qua dữ liệu từ trường và trọng lực có thể gia tăng rủi ro, làm giảm mức độ tin cậy của các dự án thăm dò.

Ý nghĩa của các dị thường

Đặc trưng cho tính chất vật lý của đất đá liên quan đến các dị thường trọng lực là mật độ. Còn đặc tính từ

hóa tổng của đất đá liên quan tới các dị thường từ trường. Do đó, mỗi phương pháp xác định mô tiềm năng sẽ đưa ra các hình ảnh riêng biệt cung cấp thông tin bên dưới lòng đất.

Mật độ là một đại lượng vô hướng. Độ từ hóa là một vector tổng của nhiều loại từ dư và từ cảm ứng không dự đoán trước được. Khác với mật độ, độ từ hóa có thể bị ảnh hưởng bởi sự thay đổi rất nhỏ do sự xuất hiện và phân bố của các khoáng vật đặc trưng có liên quan đến thành phần thạch học.

Một dị thường địa vật lý là sự khác biệt giữa giá trị trường địa vật lý quan sát được (đo được) với giá trị tại cùng vị trí đó với giả thiết trái đất đồng nhất hơn. Sự bất đồng nhất trong tính chất vật lý của đất đá làm xuất hiện các dị thường địa vật lý.

Bằng việc phản ánh sự thay đổi tính chất đất đá theo phương nằm ngang, từ trường và trọng lực là phương pháp phù hợp nhất để xác định sự không liên tục theo dạng bậc thang, ví dụ như các đứt gãy. Ngược lại, phương pháp địa chấn là cách tốt nhất để phát hiện sự thay đổi của đất đá theo chiều thẳng đứng và sự không liên tục theo dạng góc nhỏ như các ranh giới lớp.

Trường trọng lực thường đơn giản, đơn cực và gần như thẳng đứng. Trường địa từ phức tạp hơn với hai hay nhiều cực và thường không theo chiều thẳng đứng. Bên cạnh đó, trường địa từ luôn thay đổi

theo thời gian, đòi hỏi phải cập nhật thường xuyên.

Các trường trọng lực thấp (dị thường âm) xuất hiện khi đất đá dưới sâu có mật độ tương đối thấp, dẫn đến lực hấp dẫn giữa chúng giảm dần. Ngược lại, tại nơi mật độ đất đá tương đối lớn, lực hấp dẫn tăng, một trường trọng lực lớn xuất hiện (dị thường dương).

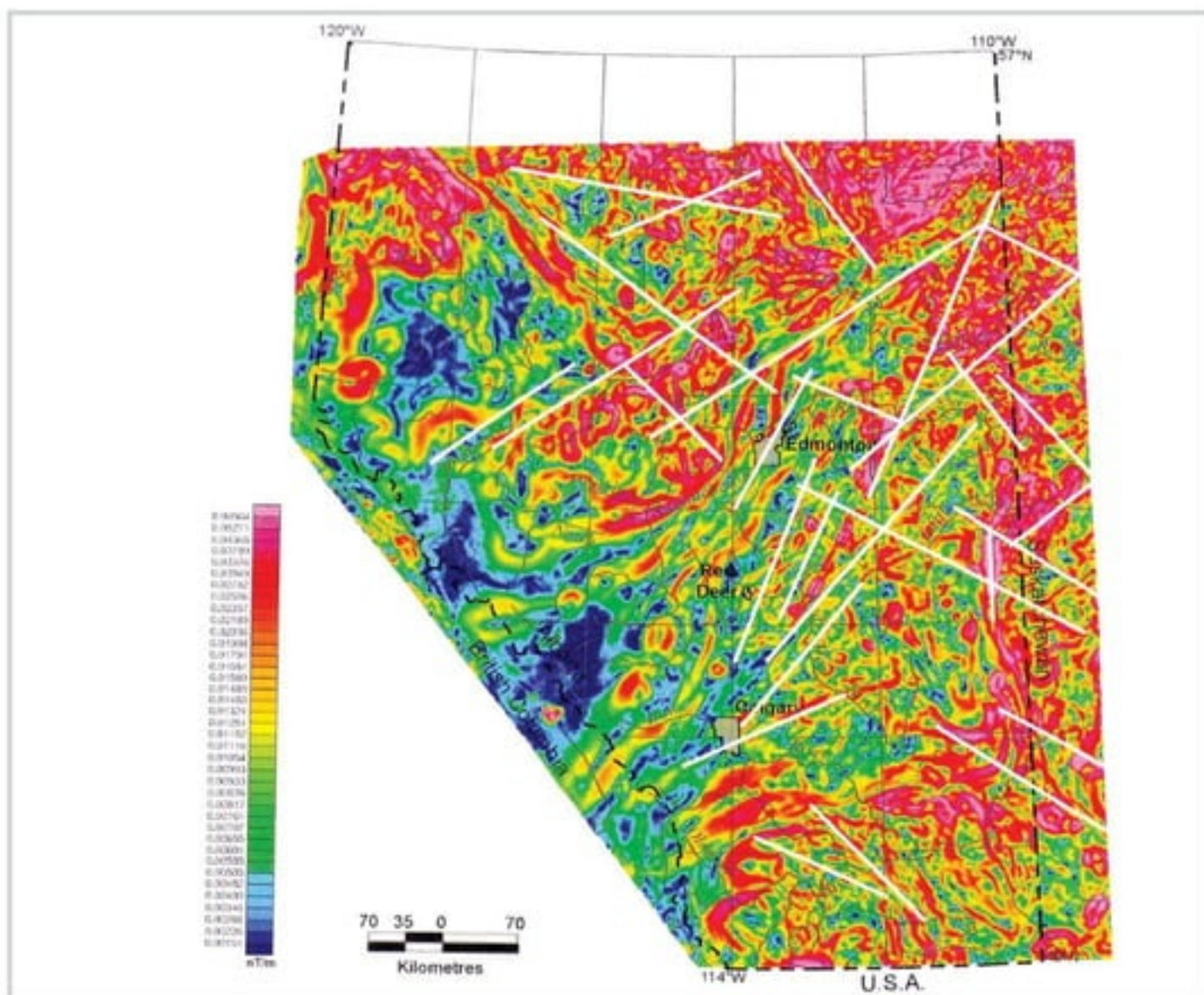
Dị thường từ trường phức tạp hơn vì trường từ và độ từ hóa của đất đá rất phức tạp. Với một trường lưỡng cực không thẳng đứng, nguồn dị thường được tạo ra từ một vật chất đất đá đơn lẻ có thể bị nhầm lẫn liên quan đến sự xuất hiện của một cặp dị thường biểu kiến, một bên thấp một bên cao.

Khảo sát từ trường và trọng lực nên được thiết kế để giải quyết các dị thường đặc trưng xuất hiện từ các đối tượng địa chất cụ thể trong một nghiên cứu riêng biệt.

Nếu khảo sát quá dày sẽ gây lãng phí và thông tin bị trùng lặp rất nhiều. Trong khi khảo sát quá thưa thì không đủ mẫu và không mô tả đầy đủ được các dị thường mong muốn. Do vậy, phải thiết kế một khảo sát vừa đủ với chi phí thấp nhất nhưng giải quyết được tất cả các kỳ vọng về dị thường.

Ứng dụng trong công tác tìm kiếm thăm dò

Tại bể Phanerozoic Alberta và Williston, các dị thường từ và trọng lực lớn liên quan tới các cấu trúc cong (dẻo) và sự thay đổi thành phần đất đá trong móng kết tinh thừa hưởng từ các hoạt động tạo núi trong thời kỳ tiền Cambrian. Có thể thấy ở các cấu trúc cổ biến dạng dẻo ít khi bị tái



Hình 1. Bản đồ từ gradient nằm ngang khu vực trong phần trung tâm và phía Nam Alberta cho thấy các yếu tố dạng đường thẳng đều được làm nổi bật bằng các đường thẳng màu trắng. Nguồn: Lyatsky Geoscience Research & Consulting Ltd.,

hoạt động và ít ảnh hưởng đến bể Phanerozoic kể trên.

Đặc biệt, sự xuất hiện của các đứt gãy và nứt nẻ trong tầng móng muộn giòn, mà biên độ dịch chuyển có thể là một vài mét, đôi khi dưới độ phân giải địa chấn.

Các đứt gãy giòn có ảnh hưởng trực tiếp và gián tiếp theo nhiều đoạn trong trầm tích Phanerozoic. Chúng thường liên quan tới các cấu trúc từ trường và trọng lực khó quan sát, trong đó một số đứt gãy cắt qua dị thường chính trong khu vực. Để xác định mạng lưới đứt gãy, các nhà nghiên cứu đã lập bản đồ từ trường và trọng lực tại khu vực phía Nam và trung tâm bể Alberta.

Các dị thường từ hay trọng lực thể hiện nối tiếp nhau trên bản đồ từ trường trọng lực có thể là một đối gradient, dị thường đứt đoạn nối tiếp nhau hay dị thường thẳng đứng hoặc các dị thường tách biệt mang tính địa phương nằm thẳng hàng. Các dị thường kéo dài có khuynh hướng liên kết với đứt gãy nhiều hơn so với các đoạn dị thường ngắn, đặc biệt khi chúng xuất hiện theo nhóm hay là một phần của dị thường khu vực.

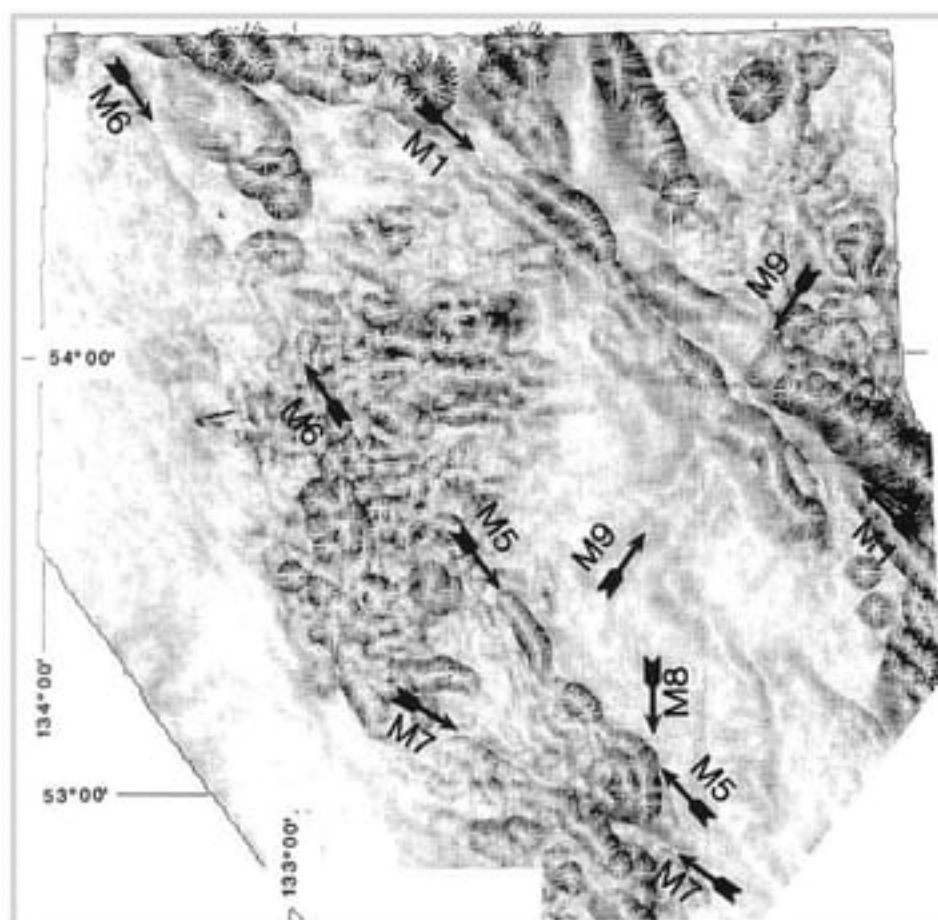
Các phương pháp xử lý tài liệu tốt nhất

Các phương pháp xử lý tài liệu tốt nhất là phải đơn giản và trực quan, sao cho các bản đồ đạo hàm

và dị thường dễ liên kết tới các dị thường thô trong tài liệu gốc.

Tài liệu trọng lực và từ trường có thể được xử lý đặc biệt để làm nổi bật các đặc trưng khó quan sát (Hình 1).

Đặc biệt, các phương pháp xử lý hiệu dụng nhất có xu hướng xử lý các đạo hàm bậc 1, bậc 2 theo phương nằm ngang và thẳng đứng, các dị thường dư bậc 3 kiểm soát khuếch đại tự động, tín hiệu giải tích và bản đồ thay đổi màu theo địa hình. Phương pháp lọc bước sóng có 1 bẫy lớn trong xử lý vì các đường khuyến Gibbs có thể tạo ra các sự kiện giả giống như nối tiếp nhau,



Hình 2. Bản đồ vector gradient từ tính nằm ngang tại khu vực đảo Queen Charlotte và Hecate Strait, British Columbia. Các mũi tên màu đen chỉ ra các cấu trúc từ. Các đường sáng nhỏ chỉ ra gradient từ tính nằm ngang. Độ dài các đường tỷ lệ thuận với cường độ gradient và giúp phát hiện các "núi ngầm". Nguồn: Lyatsky Geoscience Research & Consulting Ltd..

do đó cần phải chú ý khi sử dụng phương pháp này.

Để xác định các đứt gãy, các cấu trúc từ và trọng lực tuyến tính trên bản đồ từ trường và trọng lực nên so sánh với các cấu trúc địa hình tuyến tính và cấu trúc mạng lưới gom nước trong khu vực. Tài liệu địa chấn và các nghiên cứu địa chất cũng có thể giúp xác định các đứt gãy còn nghi ngờ có ảnh hưởng lên bất kỳ khoảng bẫy riêng biệt.

Tại các bể địa hào hay địa lũy giống như bể Queen Charlotte ngoài khơi phía Tây bờ biển British Columbia, bước đầu tiên là nghiên cứu thông tin địa chất từ các khu vực xung quanh trên đất liền và từ các giếng khoan trong bể. Các cấu trúc nâng lên và hạ xuống của vỏ trái đất tại các lò trong và xung

quanh bể được lập từ các bản đồ địa chất, tài liệu địa chấn kết hợp tài liệu trọng lực.

Cụ thể, tài liệu từ trường (Hình 2) ở bể Queen Charlotte đã được sử dụng để xác định rõ hơn mạng lưới các đứt gãy địa phương và khu vực. Do khu vực này có nhiều mạch núi lửa, tín hiệu địa chấn bị cản trở khi xâm nhập sâu vào lòng đất. Tài liệu từ trường trên bờ và ngoài khơi đã trở thành công cụ để xác định các đá núi lửa phun trào và xâm nhập, yếu tố quan trọng để nắm bắt được mô hình trường thành của vật chất hữu cơ.

Công tác đào tạo về phương pháp từ trường và trọng lực

Các khóa học về phương pháp từ trường và trọng lực quá tập trung vào lý thuyết với các công thức toán học

nâng cao, các thông số vật lý của các mô tiềm năng, chi phí ứng dụng vào công tác tìm kiếm thăm dò, thiết kế khảo sát và phương pháp minh giải địa chất...

Sách tham khảo về từ trường và trọng lực chủ yếu đi sâu về mặt toán học, trong khi đó rất ít khi đề cập đến mối quan hệ giữa dị thường và sự biến đổi trong thành phần đất đá - chìa khóa trong công tác minh giải địa chất.

Một sai lầm là các phương pháp nghịch đảo số các dữ liệu của các mô tiềm năng đôi khi được dùng như một cách minh giải. Trong chuyên môn gọi là phương pháp giải bài toán nghịch, lấy dữ liệu địa chất để suy ra dữ liệu địa vật lý rồi so sánh với kết quả đo đạc thực tế trên hiện trường để minh giải tài liệu địa vật lý. Các thuật toán chỉ mang tính trừu tượng. Công tác minh giải là việc giải thích thông tin địa chất sử dụng tài liệu địa vật lý.

Trong khi các nhà địa chất, địa chấn và các chuyên gia mô chuyên sâu về một lĩnh vực và không hiểu sâu về phương pháp này, thì việc trao đổi trở nên khó khăn hơn và thường bỏ qua các thông tin về từ trường và trọng lực. Ngược lại minh giải định lượng càng sâu (thể hiện kết quả minh giải bằng số) càng giúp hiểu rõ thông tin địa chất về khu vực nghiên cứu.

Các chuyên gia trong lĩnh vực từ trường và trọng lực cần đưa ra các nguyên lý cơ bản với càng ít công thức toán học, càng nhiều nghiên cứu về địa chất càng tốt. Chỉ khi rào cản về học thuật được dỡ bỏ, các nhà quản lý trong lĩnh vực thăm dò dầu khí có thể thấy rõ hơn các giá trị thực tiễn của phương pháp từ trường và trọng lực.

Nguyễn Anh Tuấn (theo E&P, 10/2016)

TIN TRONG NGÀNH

Bộ Công Thương - Bộ Khoa học và Công nghệ: Ký chương trình phối hợp hoạt động khoa học và công nghệ



Lễ ký kết Chương trình phối hợp hoạt động về khoa học và công nghệ giữa Bộ Công Thương - Bộ Khoa học và Công nghệ. Ảnh: MOIT

Ngày 9/2/2017, tại Hà Nội, Bộ trưởng Bộ Công Thương Trần Tuấn Anh và Bộ trưởng Bộ Khoa học và Công nghệ Chu Ngọc Anh đã ký "Chương trình phối hợp hoạt động khoa học và công nghệ giai đoạn 2017 - 2020".

Theo đó, Chương trình tập trung vào xây dựng và thực hiện hiệu quả các Chương trình khoa học và công nghệ quốc gia, các nhiệm vụ khoa học và công nghệ cấp quốc gia trong lĩnh vực Công Thương; các nhiệm vụ khoa học và công nghệ trọng tâm cấp Bộ Công Thương giai đoạn 2017 - 2020. Lựa chọn xây dựng và phát triển từ 3 - 5 tổ chức khoa học và công nghệ trực thuộc Bộ Công Thương thành tổ chức khoa học và công nghệ mạnh, đủ khả năng giải quyết những vấn đề quan trọng của quốc gia thuộc ngành Công Thương. Tăng cường phối hợp xây dựng, triển khai các chương trình, đề án trong lĩnh vực tiêu chuẩn đo lường chất lượng, ứng dụng bức xạ và đồng vị phóng xạ, an toàn bức xạ trong công nghiệp; xây dựng, thực hiện các hàng rào kỹ thuật trong thương mại phù hợp với các điều ước quốc tế mà Việt Nam đã tham gia; xây dựng tiêu chuẩn quốc gia, quy chuẩn kỹ thuật quốc

gia phục vụ quản lý chất lượng sản phẩm hàng hóa ngành Công Thương. Tăng cường phối hợp trong hoạt động hợp tác quốc tế về khoa học và công nghệ trong lĩnh vực Công Thương, đặc biệt trong nghiên cứu, phát triển và chuyển giao công nghệ cao, công nghệ sinh học trong chế biến, công nghiệp hỗ trợ, công nghiệp cơ khí chế tạo, khai thác chế biến dầu khí, chế biến sâu khoáng sản, tiết kiệm và phát triển năng lượng mới, phát triển ngành công nghiệp môi trường...

Trong giai đoạn 2016 - 2020, ngành Công Thương đặt ra mục tiêu đạt tốc độ tăng trưởng sản xuất công nghiệp trung bình 13%/năm, tăng trưởng giá trị sản xuất công nghiệp trung bình 13%/năm, tỷ trọng công nghiệp và xây dựng chiếm 42 - 43% trong GDP cả nước; tăng trưởng xuất khẩu trung bình 11%/năm.

Vai trò của khoa học và công nghệ tiếp tục được khẳng định trong hoạt động tái cơ cấu ngành Công Thương. Trong đó, phát triển khoa học và công nghệ được xác định là 1 trong 6 nhóm giải pháp quan trọng để thúc đẩy tái cơ cấu ngành Công Thương, gắn với chuyển đổi mô hình tăng trưởng bền vững. Để khoa học và công nghệ trở thành động lực thúc đẩy thực hiện tái cơ cấu ngành Công Thương cần đổi mới về căn bản hoạt động khoa học và công nghệ và triển khai các giải pháp mang tính toàn diện.

Xuất phát từ quan điểm và định hướng trên, Bộ Khoa học và Công nghệ và Bộ Công Thương đã ký kết Chương trình phối hợp hoạt động về khoa học và công nghệ giai đoạn 2017 - 2020. Đây là điểm nhấn ghi nhận sự phối hợp hiệu quả giữa 2 Bộ, đồng thời là cam kết mạnh mẽ của ngành Công Thương về việc đẩy mạnh hoạt động khoa học và công nghệ trong thời gian tới.

Ngọc Phương

Đại sứ Việt Nam tại Algeria thăm cán bộ, kỹ sư làm việc tại mỏ Bir Seba

Ngày 26/1/2017, Đại sứ Việt Nam tại Algeria Phạm Quốc Trụ và đoàn công tác đã đi thăm cán bộ, kỹ sư đang làm việc tại Dự án thăm dò khai thác dầu khí Lô 433a & 416b, Algeria.

Dự án này có sự tham gia của Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP - 40%), PTTEP Algeria (35%), Sonatrach (25%), do Công ty Liên doanh Điều hành chung Groupement Bir Seba (GBRS) điều hành trong giai đoạn phát triển khai thác. Các bên tham gia dự án đã tích cực triển khai dự án, có 2 phát hiện dầu khí thương mại (Bir Seba và MOM), đưa vào khai thác dòng dầu đầu

tiên tại mỏ Bir Seba vào 10 giờ 45 phút ngày 12/8/2015. Dự án này đang duy trì sản lượng khai thác ổn định ở công suất thiết kế. Trong thời gian tới, Liên doanh GBRS sẽ tiếp tục triển khai dự án giai đoạn 2, phần đầu nâng sản lượng khai thác của toàn lô lên 40.000 thùng/ngày vào đầu năm 2020.

Đại sứ Việt Nam tại Algeria Phạm Quốc Trụ mong muốn các bên tham gia dự án tăng cường hợp tác để đảm bảo khai thác an toàn, hiệu quả, góp phần giữ gìn và vun đắp tình hữu nghị truyền thống Việt Nam - Algeria.

Mạnh Hòa

Dự án Sư Tử Trắng - giai đoạn 1 tiết giảm trên 70 triệu USD



Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng và các đại biểu thực hiện nghi thức đón dòng khí đầu tiên Dự án Sư Tử Trắng - giai đoạn 1. Ảnh: PVN

Ngày 20/1/2017, tại Tp. Hồ Chí Minh, Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC) đã tổ chức Lễ đón dòng khí đầu tiên Dự án Sư Tử Trắng - giai đoạn 1 và ghi nhận mốc khai thác 300 triệu thùng dầu.

Theo Tổng giám đốc Cuu Long JOC Nguyễn Văn Quế, mỏ Sư Tử Trắng cho dòng khí đầu tiên vào ngày 3/11/2016. Cuu Long JOC đã

chính thức đưa Dự án Sư Tử Trắng - giai đoạn 1 vào hoạt động vào 17 giờ 30 phút ngày 18/1/2017. Dự án được triển khai đúng tiến độ, với tổng chi phí ước tính trên 380 triệu USD, tiết giảm trên 70 triệu USD so với ngân sách đã được phê duyệt. Việc đưa dự án Sư Tử Trắng vào khai thác đúng tiến độ với sản lượng đạt 2,77 triệu m³ khí và 9.000 thùng condensate/ngày đã nâng sản lượng khai thác

của Lô 15-1 lên 70 nghìn thùng dầu quy đổi/ngày. Thành công này tạo đà cho việc phát triển Dự án Sư Tử Trắng - giai đoạn 2 với công suất khai thác lớn hơn trong thời gian tới.

Trước đó, Cuu Long JOC đã cán mốc sản lượng 300 triệu thùng dầu quy đổi được khai thác tại cụm mỏ Sư Tử vào ngày 1/6/2016 và trở thành nhà thầu dầu khí thứ 2 tại Việt Nam đạt mốc sản lượng này.

Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng tin tưởng tiếp nối thành tích đã đạt được, Cuu Long JOC sẽ tiếp tục phát triển, vượt qua các khó khăn thách thức, làm tốt nhiệm vụ vận hành khai thác và quản lý mỏ, đảm bảo khai thác an toàn, hiệu quả. Phó Thủ tướng yêu cầu Cuu Long JOC tiếp tục bảo đảm an toàn tuyệt đối trong quá trình khai thác mỏ, tiếp tục nghiên cứu, đổi mới công nghệ nhằm tối ưu hóa sản xuất...

Mạnh Hòa

Bien Dong POC dự kiến khai thác 2 tỷ m³ khí



Hệ số làm việc của các giàn khai thác đạt 99%. Ảnh: PVN

Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Bien Dong POC) cho biết nhiệm vụ trọng tâm trong năm 2017 là đảm bảo khai thác an

toàn, hiệu quả với thời gian vận hành thiết bị đạt trên 96%, kế hoạch sản lượng khai thác là 2 tỷ m³ khí và 402 nghìn tấn condensate. Công ty triển

khai công tác khảo sát các thiết bị và đường ống ngầm định kỳ, phóng thoi làm sạch và kiểm tra tình trạng ăn mòn đường ống 12inch và 20inch; tham gia vào các nghiên cứu tiến khả thi phát triển mỏ Kim Cương Bắc; tiếp tục nghiên cứu và áp dụng các giải pháp để giảm chi phí sản xuất...

Trong năm 2016, Bien Dong POC đã khai thác khoảng 2,1 tỷ m³ khí tiêu chuẩn và 571 nghìn tấn condensate, hệ số làm việc của các giàn khai thác đạt 99%. Đặc biệt, Công ty đã hoàn thành xuất sắc chiến dịch bảo dưỡng định kỳ lần đầu tiên trước kế hoạch 3 ngày, tiết kiệm 1,6 triệu USD; thi công 4 giếng khoan; thực hiện bán mở vỉa bằng phương pháp không dùng giàn khoan và đưa giếng vào khai thác thành công, góp phần nâng cao sản lượng khai thác.

Thu Huyền

PVEP ký Biên bản ghi nhớ với Landmark Software Services

Ngày 9/1/2016, tại Tp. Hồ Chí Minh, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã ký Biên bản ghi nhớ với Landmark Software Services - đơn vị chủ lực của Halliburton, tập đoàn hàng đầu thế giới về dịch vụ và giải pháp trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí. Trong bối cảnh giá dầu duy trì ở mức thấp, việc ứng dụng các giải pháp, công nghệ tiên tiến, quy trình công việc và logic nghiệp vụ để phân tích dữ liệu địa chất, khoan khai thác sẽ giúp PVEP đánh giá tốt hơn hệ thống vỉa chứa, đưa ra quyết định chính xác, giảm chi phí khoan và nâng cao sản lượng, hiệu quả khai thác.

Biên bản ghi nhớ giữa PVEP và Landmark Software Services sẽ tạo điều kiện thuận lợi và chia sẻ tri thức trong việc khai thác công nghệ phân tích tiên tiến là Big data và khoa học dữ liệu, góp phần nâng cao hiệu quả và tối ưu hóa chi phí trong công tác thăm dò khai thác. Đồng thời, cho phép chuyên gia của các bên tiếp cận, xác định và trao đổi để sử dụng và phân tích dữ liệu khoa học hơn, tạo điều kiện thuận lợi, chia sẻ kiến



Lễ ký kết Biên bản ghi nhớ giữa PVEP và Landmark Software Services. Ảnh: PVEP

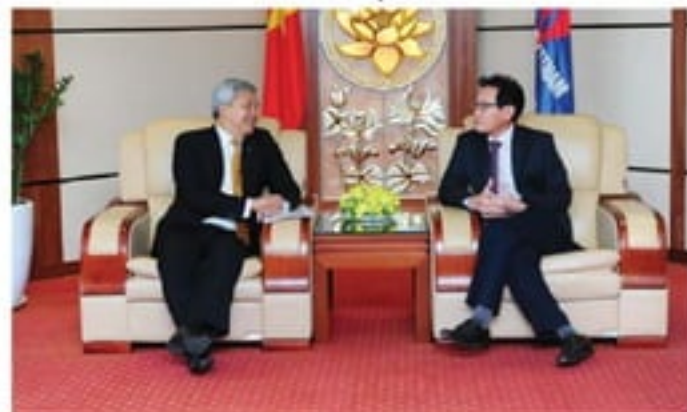
thức về dữ liệu analytics, Big data và công nghệ trí tuệ nhân tạo (AI) trong lĩnh vực năng lượng để đảm bảo tính liên kết, hiệu quả của dữ liệu. Trên cơ sở đó, PVEP và Landmark Software Services sẽ tổ chức hội thảo để xác định vùng trọng điểm có thể tận dụng phân tích dữ liệu, giảm chi phí khoan; chia sẻ kinh nghiệm để tạo ra mô hình dữ liệu nghiệp vụ cho PVEP và xây dựng quy trình cho việc sử dụng các dữ liệu trong thời gian tới.

Halliburton chuyên cung cấp các dịch vụ cho khâu thượng nguồn dầu

khí, gồm dịch vụ địa chất, địa vật lý, minh giải địa chấn; dịch vụ khoan khai thác, mô hình hóa mỏ; thi công, hoàn thiện giếng khoan và tối ưu hoạt động khai thác mỏ. Trong đó, Landmark Software Services đã cung cấp các phần mềm chuyên ngành khoan, địa chất cho các nhà thầu dầu khí tại Việt Nam, gồm có PVEP và các đơn vị thành viên. Hiện nay, Landmark Software Services đang tiếp tục đầu tư phát triển công nghệ hiện đại nhất để ứng dụng cho lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí.

Mạnh Hòa

Petrovietnam tiếp Đại sứ Indonesia tại Việt Nam



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp Đại sứ Indonesia tại Việt Nam. Ảnh: PVN

Ngày 8/2/2016, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn đã tiếp ông Ibnu Hadi, Đại sứ Indonesia tại Việt Nam. Hai bên thảo luận về cơ hội hợp tác trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí

và đặc biệt là khả năng hợp tác phát triển mỏ khí Tuna kết nối với hệ thống đường ống dẫn khí của Việt Nam.

Đại sứ Ibnu Hadi khẳng định sẽ hỗ trợ và phối hợp chặt chẽ với các cơ quan chức năng của Indonesia nhằm thúc đẩy việc triển khai hiệu quả các nội dung trong bản ghi nhớ hợp tác trong lĩnh vực năng lượng và tài nguyên khoáng sản đã ký vào tháng 11/2013. Đồng thời, hy vọng Việt Nam và Indonesia sẽ đạt được các thỏa thuận hợp tác trong lĩnh vực kinh tế trong thời gian tới nhằm các chuyến thăm cấp cao của chính phủ 2 nước.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam mong muốn Đại sứ Ibnu Hadi sẽ tiếp tục hỗ trợ Petrovietnam thúc đẩy quan hệ hợp tác trong lĩnh vực dầu khí với các đối tác Indonesia, đặc biệt là với Pertamina trong thời gian tới.

Hương Giang

Khóa họp lần thứ nhất Ủy ban liên Chính phủ Việt Nam - Azerbaijan

Ngày 16/1/2017, Bộ trưởng Bộ Công Thương Việt Nam Trần Tuấn Anh và Bộ trưởng Bộ Năng lượng Azerbaijan Natiq Aliyev đã chủ trì Khóa họp lần thứ nhất Ủy ban liên Chính phủ Việt Nam - Azerbaijan về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học - kỹ thuật.

Tại phiên họp toàn thể, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Thập đã tham dự, báo cáo kết quả hợp tác trong lĩnh vực năng lượng, dầu khí giữa hai nước nói chung và giữa Petrovietnam - Công ty Dầu Nhà nước Azerbaijan (SOCAR) nói riêng.

Hai bên nhấn mạnh hợp tác trong lĩnh vực dầu khí là ưu tiên mang tính chiến lược lâu dài, cần thúc đẩy các dự án song phương; đồng thời ghi nhận và đánh giá cao kết quả hợp tác giữa Petrovietnam và SOCAR trong thời gian qua. Hai bên ủng hộ, tạo điều kiện cho SOCAR nghiên cứu đầu tư vào các lĩnh vực cơ sở hạ tầng về dầu khí và năng lượng của Việt Nam; nghiên cứu tiếp thị để cung cấp dầu thô, khí tự nhiên và các sản phẩm khác cho thị trường Việt Nam; tiếp tục đẩy mạnh hợp tác nghiên cứu, đào tạo nhân lực... Hai bên khẳng định sẽ tích cực trao đổi để tìm kiếm các cơ hội hợp tác mới trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí tại Việt Nam, Azerbaijan và nước thứ ba.



Khóa họp thứ nhất Ủy ban liên Chính phủ Việt Nam - Azerbaijan. Ảnh: PVN

Cùng ngày, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn đã tiếp và làm việc với lãnh đạo SOCAR. Lãnh đạo hai bên ghi nhận kết quả hợp tác trong thời gian qua và đề cập các hướng hợp tác trong thời gian tới như: Khả năng cung cấp LNG cho thị trường Việt Nam; đề xuất các cơ hội hợp tác mới trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò dầu khí và một số lĩnh vực khác.

Azerbaijan có tiềm năng dầu khí lớn với trữ lượng thu hồi đã được xác minh khoảng 2 tỷ tấn dầu và khoảng 2,55 nghìn tỷ m³ khí, trong khi tiềm năng có thể thu hồi được dự báo khoảng 4 tỷ tấn dầu và 6 nghìn tỷ m³ khí.

Nguyễn Ban

PVEP và VPI hợp tác nghiên cứu phát triển khoa học công nghệ



Lễ ký Thỏa thuận hợp tác nghiên cứu phát triển khoa học công nghệ và dịch vụ dầu khí giữa PVEP và VPI. Ảnh: VPI

Ngày 16/2/2017, tại Tp. Hồ Chí Minh, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã ký Thỏa thuận hợp tác nghiên cứu phát triển khoa học công nghệ và dịch vụ dầu khí.

Trên cơ sở phát huy các thế mạnh của mỗi bên, PVEP và VPI sẽ bổ sung và phối hợp để cùng giải quyết các vấn đề nghiên cứu khoa học, cung cấp dịch vụ khoa học công nghệ, hoạt động sản xuất kinh doanh. Trong đó, PVEP và VPI sẽ hợp tác nghiên cứu giải quyết các vấn đề khoa học

công nghệ trong các lĩnh vực: thăm dò, khai thác dầu khí; kinh tế quản lý; an toàn, sức khỏe, môi trường.

Đồng thời, hai bên tiếp tục hợp tác trong công tác đào tạo, tư vấn quản trị và phát triển nguồn nhân lực. PVEP hỗ trợ VPI để nâng cao chất lượng đào tạo về lĩnh vực khoa học công nghệ dầu khí thông qua việc tạo điều kiện cho các chuyên gia tham gia giảng dạy các khóa đào tạo chuyên sâu do VPI tổ chức trong lĩnh vực thăm dò, khai thác. PVEP tạo điều kiện để VPI cung cấp các chương trình đào tạo và phát triển nguồn nhân lực, cử cán bộ tham dự các khóa đào tạo chuyên sâu và định hướng phát triển chuyên gia, bao gồm cả đào tạo sau đại học, đáp ứng nhu cầu phát triển nguồn nhân lực chất lượng cao phục vụ sản xuất kinh doanh của PVEP. Các bên thường xuyên trao đổi thông tin tiến bộ khoa học kỹ thuật dầu khí thông qua các hội nghị, hội thảo, sinh hoạt khoa học, giao lưu.

Ngoài ra, PVEP và VPI cùng liên danh cung cấp dịch vụ khoa học công nghệ, đặc biệt trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí; PVEP tạo điều kiện để sử dụng dịch vụ khoa học công nghệ của VPI cho các dự án của PVEP ở trong nước và nước ngoài...

Ngọc Linh

PVFCCo cung ứng 360.000 tấn phân bón Phú Mỹ cho vụ Đông Xuân



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo

Ngày 8/2/2017, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) cho biết sẽ cung ứng khoảng 360.000 tấn phân bón Phú Mỹ trong vụ Đông Xuân/mùa khô năm 2017.

Trong tháng 1/2017, Nhà máy Đạm Phú Mỹ đã sản xuất liên tục, ổn định, đạt trên 77.000 tấn. Dự kiến trong Quý

I/2017, sản lượng của Nhà máy Đạm Phú Mỹ đạt khoảng 210.000 tấn. Cộng với 50.000 tấn urea tồn trữ tại hệ thống kho, PVFCCo có khả năng đáp ứng khoảng 260.000 tấn Đạm Phú Mỹ cho vụ Đông Xuân. Ngoài ra, PVFCCo sẽ cung ứng cho thị trường khoảng 100.000 tấn NPK Phú Mỹ, Kali Phú Mỹ, DAP Phú Mỹ.

Để thực hiện kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2017, PVFCCo tập trung thực hiện đồng bộ các giải pháp với mục tiêu an toàn, hiệu quả và tiết kiệm. Trong sản xuất, Tổng công ty tiếp tục áp dụng và kiểm soát chặt chẽ việc thực hiện bộ định mức: tiêu hao nguyên vật liệu, hóa chất, dự phòng vật tư tối thiểu. Công tác bảo dưỡng được chú trọng, nhằm giảm thiểu thời gian dừng máy, thời gian bảo dưỡng định kỳ; bảo dưỡng tiếp cận theo hướng bảo dưỡng dự phòng; chủ động chuẩn bị vật tư, phụ tùng để thực hiện đợt bảo dưỡng tổng thể Nhà máy Đạm Phú Mỹ và đầu nối các hạng mục mở rộng phân xưởng NH_3 , Nhà máy NPK trong cuối năm 2017. Đồng thời, PVFCCo tiếp tục nghiên cứu đa dạng hóa sản phẩm sản xuất trên nền urea, cải tiến công nghệ, đẩy mạnh phong trào sáng kiến, hợp lý hóa sản xuất.

Bùi Hà

DMC tập trung phát triển các dòng sản phẩm mới

Trong năm 2017, Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP (DMC) đặt mục tiêu sản xuất 25.000 tấn sản phẩm, tổng doanh thu đạt 2.660 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 116,3 tỷ đồng. Tổng công ty tiếp tục mở rộng thị trường, xuất khẩu barite; phát triển, hoàn thiện các sản phẩm/dịch vụ mới áp dụng vào thực tế (xi măng OWC, hệ dung dịch protrol); đẩy mạnh hoạt động nghiên cứu khoa học, tăng cường hợp tác với Viện Dầu khí Việt Nam và các đơn vị để phát triển các dòng sản phẩm mới, nghiên cứu ứng dụng các hóa chất thay thế trong hệ dung dịch khoan bản quyền của DMC.

Tổng giám đốc DMC Tôn Anh Thi cho biết, Tổng công ty tập trung thực hiện giải pháp về tổ chức sản xuất, triển khai tìm kiếm các mỏ nguyên liệu mới, đảm bảo nguồn nguyên liệu ổn định phục vụ sản xuất; phát huy tối đa năng lực sản xuất, nghiên cứu các dòng sản phẩm mới mang lại hiệu quả kinh tế cao (CaCO_3 , hóa chất xúc tác dầu khí, CA/EDC/VCM...). Trong lĩnh vực dịch vụ, DMC đảm bảo duy trì 100% thị trường dịch vụ dung dịch khoan trong nước với chất lượng và giá cả cạnh tranh; tiếp tục phát triển thị phần và nâng cao chất lượng cung cấp các dịch vụ công nghiệp: làm sạch, xử



DMC đạt mục tiêu sản xuất 25.000 tấn sản phẩm trong năm 2017. Ảnh: DMC

lý môi trường, chống ăn mòn cho trong và ngoài ngành dầu khí.

Đồng thời, DMC tiếp tục nghiên cứu, ứng dụng thành tựu nghiên cứu về hóa chất thay thế, hệ dung dịch khoan nhằm từng bước thay thế vào các hệ dung dịch đang sử dụng; hoàn thiện nghiên cứu hệ dung dịch khoan gốc dầu (SBM); hợp tác với các đối tác trong nước và nước ngoài nhằm phát huy lợi thế và tiếp thu công nghệ, kỹ thuật của đối tác để thực hiện các dự án trong lĩnh vực xử lý nước và xử lý môi trường...

Hồng Minh

Xí nghiệp Khai thác Dầu khí kỷ niệm 30 năm ngày thành lập



Xí nghiệp Khai thác Dầu khí góp phần quan trọng đảm bảo sản lượng khai thác của Vietsovpetro. Ảnh: VSP

Ngày 19/1/2017, Xí nghiệp Khai thác Dầu khí thuộc Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã kỷ niệm 30 năm ngày thành lập (13/2/1987 - 13/2/2017). Từ một phân xưởng của Cục Khoan biển với 52 người lao

động, sau 30 năm phát triển, đến nay Xí nghiệp Khai thác Dầu khí có 1.823 cán bộ công nhân viên đang quản lý, vận hành 3 tàu chứa dầu, 2 giàn công nghệ trung tâm, 9 giàn cố định, 4 giàn mini, 22 giàn nhẹ, 1 giàn bơm ép nước vào vỉa (thuộc Lô 09-1) và giàn khai thác khí Thiên Ưng (thuộc Lô 04-3), đồng thời tham gia vào quá trình thi công các giếng khoan thuộc mỏ Cá Tầm. Ngoài mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, Xí nghiệp Khai thác Dầu khí đang thực hiện dịch vụ vận hành bảo dưỡng mỏ Cá Ngừ Vàng, mỏ Tê Giác Trắng, mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi, mỏ Hải Sư Trắng và mỏ Hải Sư Đen.

Xí nghiệp Khai thác Dầu khí có đóng góp quan trọng, tạo ra bước đột phá trong việc hoàn thiện công nghệ khai thác mỏ, công nghệ thu gom, vận chuyển, xử lý dầu có hàm lượng paraffin cao, góp phần đảm bảo sản lượng khai thác của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro".

Nguyễn Thanh

Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Đề án tái cơ cấu ngành điện



Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2. Ảnh: PVN

Ngày 7/2/2017, Đề án Tái cơ cấu ngành điện giai đoạn 2016 - 2020, định hướng đến năm 2025 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 168/QĐ-TTg. Theo Quyết định, trong giai đoạn 2016 - 2018 sẽ thực hiện cổ phần hóa các tổng công ty phát điện thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN), Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam (Vinacomin) theo phương án được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Các tổng công ty phát điện tiếp tục trực thuộc các tập đoàn và do các tập đoàn nắm giữ ít nhất 51% cổ phần.

Các tổng công ty phát điện sau khi cổ phần hóa chịu trách nhiệm thực

hiện các dự án đầu tư nguồn điện mới được giao theo Quy hoạch phát triển Điện lực Quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 có xét đến năm 2030 được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Các tổng công ty phát điện xây dựng và thực hiện các đề án nâng cao hiệu quả quản trị doanh nghiệp, đảm bảo khả năng cạnh tranh cao, sản xuất kinh doanh có lãi, tăng dần tỷ lệ vốn tự có cho đầu tư phát triển theo yêu cầu của các tổ chức tài chính trong nước và quốc tế; khuyến khích các nhà máy sử dụng năng lượng tái tạo đáp ứng đủ điều kiện được quyền tham gia trực tiếp thị trường bán buôn điện cạnh tranh thí điểm.

Ngọc Phương

PVCFC XUẤT BẢN TRÊN 3.000 TẤN ĐẠM CÀ MAU



Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: PVCFC

Ngày 2/2/2017, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đã xuất bản trên 3.000 tấn sản phẩm mang thương hiệu "Đạm Cà Mau - Hạt ngọc mùa vàng". Nhiệm vụ trọng tâm của PVCFC trong năm 2017 là tiếp tục vận hành Nhà máy Đạm Cà Mau an toàn, ổn định, hiệu quả, xây dựng các kịch bản công suất tối ưu; cung ứng nguồn phân bón ổn định, chất lượng cao, với sản lượng sản xuất dự kiến đạt khoảng 752.000 tấn.

Đồng thời, Công ty tiếp tục đẩy mạnh công tác nghiên cứu phát triển, đa dạng hóa sản phẩm để gia tăng giá trị và giảm phụ thuộc vào sản phẩm urea; tiếp tục hoàn thiện và đưa vào áp dụng hiệu quả các công cụ và hệ thống quản trị tiên tiến, hiện đại; ERP - giai đoạn 2, tiếp tục triển khai Đề án xây dựng hệ thống kiểm soát nội bộ theo khung COSO-IC và tích hợp quản lý rủi ro doanh nghiệp COSO-ERM...

Bùi Hà

TIN THẾ GIỚI

Honeywell sản xuất thiết bị cầm tay có thể phát hiện 4 loại khí

Ngày 3/2/2017, Honeywell đã ra mắt máy phát hiện khí cầm tay mới mang thương hiệu BW Clip4. Đây là thiết bị lý tưởng để đảm bảo an toàn cho hoạt động dầu khí, có thể phát hiện nhanh các sự cố liên quan đến rò rỉ khí, giám sát đồng thời khí H_2S , CO , O_2 và các loại khí dễ cháy (LEL).

BW Clip4 sử dụng công nghệ hồng ngoại không tán xạ (non-dispersive infrared - NDIR), trước đây chỉ có trên máy phát hiện khí cố định từ Bộ phận Giải pháp Phân tích của Honeywell (Honeywell Analytics). Thiết bị này có mức độ tiêu thụ pin thấp hơn tới 1.000 lần so với cảm biến xúc tác (catalytic bead - pellistor) - công nghệ truyền thống được sử dụng để phát hiện khí dễ cháy trong một thiết bị cầm tay. Màn hình LED hiển thị các chỉ số đo khí (kể cả trong điều kiện không cảnh báo), mật độ khí và sự thay đổi của khí quyển...

Việc sử dụng máy phát hiện khí cầm tay BW Clip4 giúp ngành dầu khí nâng cao hiệu quả quản lý an toàn, giảm đáng kể chi phí sửa chữa, bảo trì cũng như các yêu cầu về cảm biến và linh kiện dự phòng. Ông Ken Schmidt - Phó Chủ tịch/Tổng giám đốc của bộ phận Giải pháp an toàn công nghiệp của Honeywell (Honeywell Industrial



Thiết bị của Honeywell giúp giám sát hiệu quả các sự cố liên quan đến rò rỉ khí. Ảnh: SPS

Safety) cho biết: "Máy hoạt động liên tục trong 2 năm mà không cần phải sạc hay thay thế pin, nhỏ gọn và dễ sử dụng, chức năng có thể phát hiện được nhiều loại khí và mức độ tuân thủ an toàn được nâng cao".

Honeywell Safety and Productivity Solutions (SPS) chuyên cung cấp các sản phẩm, phần mềm và giải pháp được kết nối nhằm nâng cao năng suất, bảo đảm an toàn lao động và hiệu quả làm việc của thiết bị cho các khách hàng trên phạm vi toàn cầu.

Ngọc Phương (theo Honeywell)

Total tăng cường hợp tác năng lượng với Iran



Mỏ khí đốt South Pars. Nguồn: Pteenergy.com

Total đang khởi động kế hoạch phát triển các dự án năng lượng với Iran. Ông Gholamreza Manouchehri, Phó Giám đốc phụ trách cơ khí kỹ thuật và phát triển của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Iran (NIOC) cho biết Total đang thảo luận với Iran về phát triển các

dự án khai thác dầu ở Iran và hợp tác cung cấp một chuỗi các dịch vụ kỹ thuật dầu khí gồm: mở rộng sản xuất thiết bị công nghiệp, dịch vụ ngoài khơi và điều hành khoan...

Theo ông Manouchehri, NIOC đang tìm cách thúc đẩy năng lực khoan của các giàn khoan Iran, cũng như sự hợp tác giữa các doanh nghiệp Iran và các đối tác Pháp nhằm nâng cao chất lượng, tiến độ và dịch vụ các dự án khoan của Iran.

Cuối năm 2016, Total đã ký một thỏa thuận sơ bộ với NIOC về phát triển mỏ khí South Pars giai đoạn 11 tại vịnh Persian, với công suất khai thác 1,8 tỷ ft^3 khí/ngày. Dự án do Total điều hành với tỷ lệ tham gia 50,1%, cùng với các đối tác Petropars - Chi nhánh của NIOC và CNPC.

Total và các đối tác sẽ tiến hành đàm phán để hoàn tất hợp đồng 20 năm phù hợp với các điều kiện kỹ thuật và kinh tế theo các điều khoản của thỏa thuận sơ bộ, cũng như Hợp đồng Dầu khí Iran (IPC) đã được Quốc hội Iran chấp thuận.

Hồng Ngọc (theo Offshore/NIOC)

SABIC mua 50% cổ phần của Shell trong liên doanh SADAF

Saudi Basic Industries Corp (SABIC), nhà sản xuất hóa dầu lớn nhất Trung Đông đã mở màn cho thị trường M&A năm 2017 trong lĩnh vực dầu mỏ bằng một thỏa thuận mua lại 50% cổ phần của Shell trong liên doanh SADAF với mức giá 820 triệu USD.

SADAF là liên doanh hóa dầu giữa SABIC với Shell được thành lập vào năm 1980 và kéo dài tới năm 2020, đang vận hành 6 nhà máy hóa dầu với tổng sản lượng trên 4 triệu tấn/năm. Phó Chủ tịch điều hành lĩnh vực hóa chất của Royal Dutch Shell Graham van't Hoff cho biết việc bán cổ phần tại SADAF sẽ tạo điều kiện để Shell tập trung đầu tư có chọn lọc, phát triển kinh doanh hóa chất trên toàn cầu.

Saudi Arabia đang thực hiện mục tiêu đưa hóa dầu trở thành ngành công nghiệp quan trọng hỗ trợ sự chuyển đổi nền kinh tế của quốc gia này bằng cách tận dụng



SADAF đang vận hành 6 nhà máy hóa dầu với sản lượng trên 4 triệu tấn/năm.
Nguồn: Chemanager-online.com

nguồn nguyên liệu khí tự nhiên giá rẻ trong nước, phát triển công nghệ sản xuất mới để giảm sự phụ thuộc vào xuất khẩu dầu thô.

Hiền Trang (theo Bloomberg)

Ai Cập nhập khẩu 108 lô LNG trong năm 2017



Mỏ Zohr có trữ lượng ước tính khoảng 850 tỷ m³ khí đốt tự nhiên. Nguồn: lngworldnews.com

Ai Cập có kế hoạch nhập khẩu khoảng 108 lô khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) trong năm 2017 trước khi nước này bắt đầu sản xuất tại 2 mỏ khí, với mục tiêu tự cung tự cấp và xuất khẩu LNG vào năm 2019.

Quốc gia Bắc Phi này cho biết sẽ nhập khẩu khoảng 43 - 45 lô LNG từ Oman, Rosneft PJSC (Liên bang Nga) và Engie SA (Pháp). Các lô còn lại sẽ được nhập khẩu theo hình thức đấu thầu, dự kiến sẽ được công bố vào tháng 10/2017. Việc nhập khẩu LNG của Ai Cập có thể giảm khi mỏ North Alexandria và mỏ khí khổng lồ Zohr

được đưa vào khai thác trong năm 2017.

Ai Cập đã xuất khẩu LNG hạn chế từ Nhà máy Idku trong tháng 9/2016 và có kế hoạch để các cơ sở trên bờ biển Địa Trung Hải hoạt động trở lại hết công suất để xuất khẩu LNG vào năm 2020 hoặc 2021. Chủ tịch Tập đoàn Khí tự nhiên Ai Cập Mohamed El Masry cho biết quốc gia này sẽ bắt đầu xuất khẩu khí đốt vào năm 2019. Theo Bộ trưởng Dầu mỏ Tarek El-Molla, Ai Cập có thể sẽ công bố những phát hiện mới trong cuối năm 2017.

Quang Trung (theo Bloomberg)

GeoPark phát hiện dầu tại Lô Llanos 34, Colombia



GeoPark dự kiến khoan 30 - 35 giếng ở Colombia và Mỹ Latinh trong năm 2017.
Nguồn: Intelligenciapetrolera

GeoPark Ltd., (GPRK) cho biết đã phát hiện mỏ dầu Chiricoca mới khi hoàn thành giếng khoan thăm dò Chiricoca 1 và mở rộng mỏ dầu Tigana khi hoàn thành giếng khoan phát triển Tigana Sur 6, Lô Llanos 34 của Colombia.

Giếng Chiricoca 1 được khoan với tổng chiều sâu 11.966ft, kết quả thử vỉa cho thấy cấu tạo Mirador có thể cho sản lượng khoảng 1.000 thùng dầu 34°API/ngày, cấu tạo Guadalupe ở sâu hơn cho thấy có dấu hiệu của dầu nặng. Giếng Tigana Sur 6 được khoan với tổng chiều sâu 11.645ft và kết quả thử vỉa cho thấy có thể cho sản lượng 1.600 thùng dầu 15°API/ngày. GeoPark cho biết đã sẵn sàng đưa 2 giếng này vào khai thác.

Giám đốc điều hành của GeoPark James F. Park cho biết trong năm 2017 có kế hoạch khoan 30 - 35 giếng ở Colombia và Mỹ Latinh (gồm các dự án triển vọng có tiềm năng ở Argentina, Chile và Brazil).

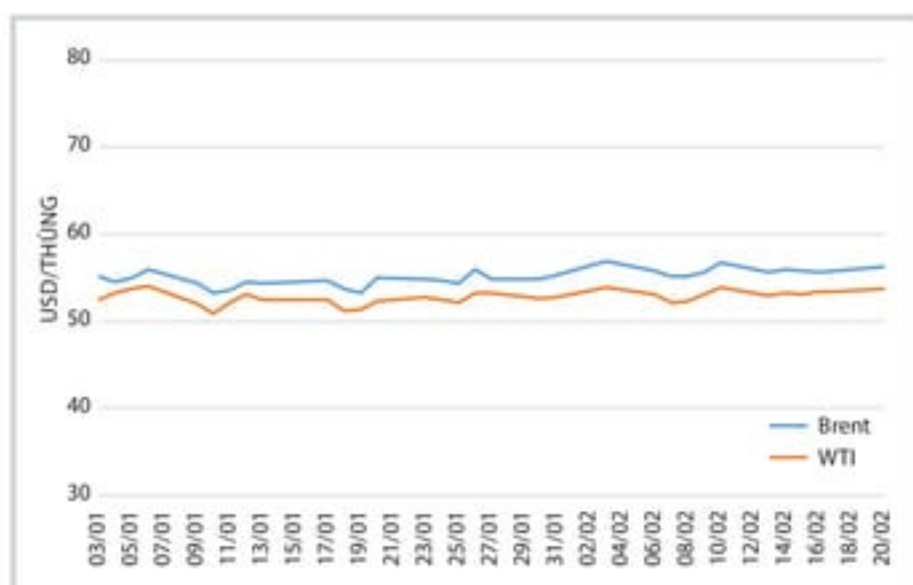
Tạ Anh (theo GeoPark/OGJ)



Thỏa thuận cắt giảm sản lượng của Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ OPEC (cắt giảm khoảng 1,16 triệu thùng/ngày xuống còn 32,5 triệu thùng/ngày trong nửa đầu năm 2017) cùng với Liên bang Nga và các nước ngoài OPEC (cắt giảm khoảng 0,558 triệu thùng/ngày) đã mang lại hy vọng về sự phục hồi của giá dầu. Tuy nhiên, thỏa thuận này chỉ cắt giảm sản lượng khai thác chứ không phải cắt giảm sản lượng xuất khẩu nên một số quốc gia có thể sẽ tiếp tục cung cấp dầu ra thị trường dù giảm sản lượng khai thác. Vì vậy, câu hỏi đặt ra là thỏa thuận cắt giảm sản lượng khai thác này có thể kéo dài bao lâu?

Nếu các nước thực hiện theo đúng cam kết cắt giảm sản lượng khai thác khoảng 1,8 triệu thùng dầu/ngày để cân bằng cán cân cung - cầu thì thị trường dầu mỏ sẽ duy trì ổn định với mức giá 55USD/thùng vào giữa năm 2017. Theo quan điểm của ông Khalid al-Falih, Bộ trưởng Dầu mỏ Saudi Arabia, nếu điều đó trở thành hiện thực, OPEC sẽ không cần phải mở rộng thỏa thuận cắt giảm sản lượng trong kỳ họp của nhóm vào cuối tháng 5/2017. Mặc dù sự tái cân bằng đã bắt đầu một cách chậm rãi từ năm 2016, nhưng có lẽ sẽ phải mất nhiều thời gian hơn là 6 tháng đầu năm 2017 để có được tác động một cách toàn diện.

Có ý kiến cho rằng nhờ tăng trưởng nguồn cung thấp hơn từ các nước ngoài OPEC, cầu đối với dầu



Hình 1. Diễn biến giá dầu thô từ ngày 1/1 - 20/2/2017

OPEC sẽ tăng trong năm 2017, đạt 32,1 triệu thùng/ngày. Tuy nhiên, ngay cả khi OPEC cắt giảm 1,16 triệu thùng/ngày như đã cam kết thì mức sản lượng 32,5 triệu thùng/ngày của OPEC sẽ vượt quá nhu cầu của nhóm.

Hiện nay, một số quốc gia đã bắt đầu thực hiện cam kết. Tuy nhiên, sẽ còn phải chờ một thời gian nữa hoặc tối thiểu là đến cuối tháng 2/2017 để có được số liệu cắt giảm thực tế và tác động của việc cắt giảm. Từ ngày thỏa thuận có hiệu lực (1/1/2017) cho đến nay, giá dầu đã duy trì ổn định ở mức 53 - 55USD/thùng (Hình 1).

Petroleum-Economist (PE) đã đưa ra một số nhận định về thỏa thuận cắt giảm sản lượng của OPEC và ngoài OPEC (Bảng 1). Trong đó,

chỉ có các nước trong Hội đồng Hợp tác vùng Vịnh có thể sẽ cắt giảm sản lượng đúng theo cam kết còn một số các quốc gia khác có thể sẽ không thực hiện theo cam kết, thậm chí có thể sẽ tăng thêm sản lượng.

Mặc dù OPEC đã đạt được thỏa thuận cắt giảm sản lượng vào tháng 11/2016 nhưng vẫn có thành viên chưa chấp nhận mức sản lượng cắt giảm và vẫn còn hoài nghi về cơ hội thành công của thỏa thuận này. Dù đã bắt đầu cắt giảm sản lượng nhưng vẫn có quốc gia hy vọng 2 nước được miễn cắt giảm là Libya và Nigeria không khôi phục lại sản lượng dầu. Mặc dù vậy, các nước vẫn đảm bảo sẽ thực hiện cam kết của mình. Saudi Arabia, với cam kết cắt giảm 0,486 triệu thùng/ngày,

Bảng 1. Các trường hợp cắt giảm sản lượng và đánh giá của Petroleum-Economist

Đơn vị tính: Nghìn thùng/ngày

	Theo thỏa thuận	75% thỏa thuận	Mức PE dự báo	Đánh giá
OPEC				
Algeria	50	37,5	50	Sẽ cắt giảm theo cam kết
Angola	78	58,5	50	Sẽ cắt giảm phần lớn sản lượng đã cam kết
Ecuador	26	19,5	20	Sẽ cắt giảm phần lớn sản lượng đã cam kết
Gabon	9	6,75	0	Chưa rõ
Iran*	90	90	40	Sẽ tăng thêm sản lượng
Iraq	210	157,5	120	Có thể chỉ cắt giảm 1 phần sản lượng đã cam kết
Kuwait	131	98,25	130	Sẽ cắt giảm theo cam kết
Libya	-	-	-	Có thể tăng thêm sản lượng
Nigeria	-	-	-	Có thể tăng thêm sản lượng
Qatar	30	22,5	30	Sẽ cắt giảm theo cam kết
Saudi Arabia	486	364,5	486	Có thể sẽ còn cắt giảm thêm
UAE	139	104,25	139	Sẽ cắt giảm theo cam kết
Venezuela**	95	71,25	120	Có thể sẽ còn cắt giảm thêm
Ngoài OPEC				
Azerbaijan	35	26,25	35	Dự kiến sẽ cắt giảm
Bahrain	10	7,5	10	Sẽ cắt giảm theo cam kết
Brunei	4	3	0	Chưa rõ
Equatorial Guinea	12	9	0	Chưa rõ
Kazakhstan*	20	15	100	Sẽ tăng thêm sản lượng
Malaysia	20	15	15	Cắt giảm phần lớn sản lượng đã cam kết
Mexico**	100	75	110	Dự kiến sẽ cắt giảm
Oman	45	33,75	45	Sẽ cắt giảm theo cam kết
Nga	300	225	100	Có thể chỉ cắt giảm 1 phần sản lượng đã cam kết
Nam Sudan*	8	6	20	Sẽ tăng thêm sản lượng
Sudan	4	3	0	Chưa rõ

Ghi chú: (*) nước sẽ tăng thêm sản lượng, (**) nước sẽ cắt giảm nhiều hơn cam kết. Nguồn: Petroleum-Economist

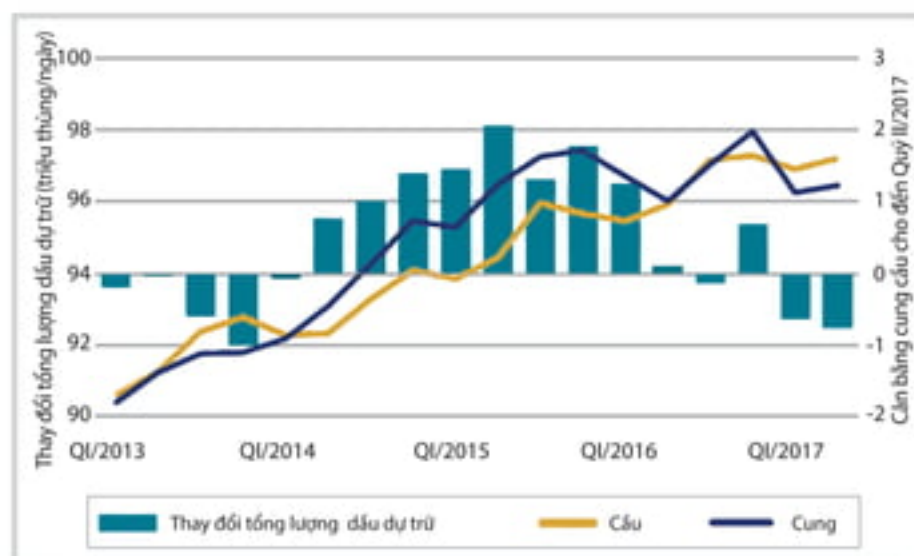
tương đương 40% tổng sản lượng của OPEC, đã bắt đầu giảm sản lượng khoảng 158.000 thùng/ngày từ tháng 12/2016 đạt 10,47 triệu thùng/ngày. Tuy nhiên, vấn đề đặt ra là nếu việc cắt giảm không duy trì được giá dầu ở mức 55 - 60USD/thùng như mong muốn, các nước thành viên OPEC có tiếp tục giữ vững cam kết hay không?

Về phía các nước ngoài OPEC, một số nước đã thực hiện cắt giảm sản lượng. Bộ trưởng Năng lượng Nga Alexander Novak cho biết Liên bang Nga đang cắt giảm sản lượng hơn 100.000 thùng/ngày và trong tháng 4/2017 sẽ thực hiện mục tiêu cắt giảm tối đa sản lượng dầu đúng theo thỏa thuận với OPEC. Mexico đã cắt giảm sản lượng 100.000 thùng/ngày. Azerbaijan và Oman cũng đang thực hiện cắt giảm sản lượng. Các quốc gia khác, như Kazakhstan,

có thể sẽ không thực hiện cắt giảm sản lượng theo cam kết. Sản lượng dầu từ các quốc gia như Nam Sudan (quốc gia đang có kế hoạch tăng sản lượng ròng lớn) sẽ khó có thể xác định chính xác. Tuy nhiên, việc các quốc gia xuất khẩu dầu nhỏ không thực hiện hay phá vỡ thỏa thuận không phải là vấn đề.

Điều thực sự có tác động lớn đối với thị trường dầu mỏ là dầu chặt sít; tốc độ tăng trưởng khối lượng nhập khẩu dầu của Trung Quốc, Ấn Độ và sản lượng xuất khẩu dầu của Mỹ; tác động từ các chính sách của Tổng thống Mỹ Donald Trump, sức mạnh đồng USD và các yếu tố kinh tế vĩ mô khác; sự thay đổi và tốc độ thay đổi trữ lượng dầu thô của thế giới và động thái của Saudi Arabia nếu giá dầu không đạt được như kỳ vọng của quốc gia này.

Saudi Arabia muốn giá dầu duy trì trong khoảng 55 - 60USD/thùng - mức giá vừa đủ để đem lại nguồn thu thêm và ổn định giá, song mức giá này vẫn chưa đủ hấp dẫn để phát triển khai thác dầu chặt sít. Một số nhà kinh tế nhận định rằng mức giá này không thể giải cứu Venezuela khỏi tình trạng hiện nay, hay có thể giải quyết các vấn đề tài chính của một số thành viên khác trong khối OPEC, bao gồm cả Saudi Arabia. Thậm chí, khoảng giá 50 - 60USD/thùng có thể sẽ thúc đẩy việc khai thác dầu chặt sít mạnh hơn. OPEC hy vọng sản lượng dầu của Mỹ trong năm 2017 chỉ tăng khoảng 80.000 thùng/ngày nhưng Saudi Arabia vẫn nghi ngờ khả năng đáp ứng nhu cầu thị trường của dầu đá phiến do Mỹ sẽ phải khai thác ở những vùng khó khăn hơn và chi phí khai thác tăng lên.



Hình 2. Thay đổi tổng lượng dầu dự trữ và cân bằng cung cầu trong trường hợp tuân thủ 100% cam kết theo thỏa thuận. Nguồn: IEA

Trái ngược với đánh giá của OPEC, Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) dự báo tổng sản lượng của Mỹ, bao gồm đá phiến sét, sẽ tăng 320.000 thùng/ngày trong năm 2017. So với trung bình năm 2016, sản lượng dầu chặt sít sẽ tăng 170.000 thùng/ngày. Trong giai đoạn từ cuối năm 2016 đến cuối năm 2017, sản lượng dầu chặt sít được dự báo sẽ tăng khoảng 520.000 thùng/ngày theo IEA hoặc 430.000 thùng/ngày theo Barclays và Permian. Số lượng giàn khoan Mỹ tăng cao hơn do sản lượng khai thác của mỗi giếng có thể lớn hơn rất nhiều so với thời điểm trước khi giá dầu giảm.

IEA dự báo nhu cầu tiêu thụ dầu năm 2017 tăng 1,3 triệu thùng/ngày, tăng nhẹ so với tỷ lệ trung bình hàng năm của thế kỷ này. Trung Quốc dường như chưa có ý định dừng kế hoạch mua dầu dự trữ và thị trường châu Âu được dự báo sẽ cần nhiều nhiên liệu hơn.

Thỏa thuận cắt giảm sản lượng của OPEC có hiệu quả hay không sẽ còn được đánh giá bằng lượng dự trữ dầu toàn cầu: giá không thể ổn định ở mức OPEC mong muốn trừ khi lượng dầu dự trữ giảm đi. IEA cho biết lượng dự trữ dầu của OECD trong tháng 11/2016 ở mức 311 triệu thùng, cao hơn mức trung bình 5 năm. Tháng 11/2016 là tháng giảm lượng dầu dự trữ thứ 4 liên tiếp, nhưng lượng dầu dự trữ giảm vẫn còn rất khiêm tốn so với những tháng bơm dầu trước đó.

Nếu sử dụng số liệu về dự trữ dầu của các nước OECD trong tháng 11/2016 làm cơ sở thì nhu cầu dầu năm 2017 phải vượt cung 0,85 triệu thùng/ngày để đưa lượng dầu dự trữ trở về mức trung bình 5 năm vào cuối năm 2017.

Thành công của thỏa thuận không chỉ phụ thuộc vào việc Nga thực hiện cam kết cắt giảm 300.000 thùng/ngày vào cuối năm 2017 và các quốc gia ngoài OPEC tuân thủ

cam kết, mà còn phụ thuộc nhiều vào việc các thành viên OPEC có tuân thủ đầy đủ cam kết không. Năm 2008, OPEC đã từng đưa ra cam kết thực hiện cắt giảm sản lượng nhưng chỉ sau đó một vài tháng sản lượng cắt giảm chỉ còn khoảng 75% so với sản lượng cam kết.

Thỏa thuận cắt giảm sản lượng của OPEC được quyết định sẽ kéo dài trong nửa đầu năm 2017, khi IEA hạ dự báo nhu cầu xuống đạt trung bình 97,05 triệu thùng/ngày thấp hơn so với mức 97,27 triệu thùng/ngày trong Quý IV/2016. Vì vậy, dù OPEC có cắt giảm sản lượng thì nhu cầu dầu mỏ của thế giới cũng giảm đi khoảng 220.000 thùng/ngày. Các nước OPEC và ngoài OPEC cho biết sản lượng cắt giảm sẽ thấp hơn 1,8 triệu thùng/ngày trong nửa đầu năm 2017, tức là thế giới sẽ thiếu khoảng 1,58 triệu thùng/ngày. Nhưng sản lượng nguồn cung tháng 12/2016 đã vượt nhu cầu 0,5 triệu thùng/ngày nên toàn thế giới sẽ chỉ thiếu khoảng 1,1 triệu thùng/ngày. Tuy nhiên, IEA cũng dự báo tăng trưởng sản lượng cả năm từ các nước ngoài OPEC đạt 385.000 thùng/ngày, tức là trong nửa đầu năm 2017 tăng trưởng đạt khoảng 190.000 thùng/ngày và toàn cầu sẽ chỉ còn thiếu khoảng 0,9 triệu thùng/ngày trong 6 tháng đầu năm 2017.

Lượng dầu dư thừa như trên được giả định trong trường hợp các nước tuân thủ 100% sản lượng cắt giảm đã cam kết. Nhưng nếu lặp lại tình huống như năm 2008 và các nước sẽ chỉ cắt giảm khoảng 75% sản lượng cam kết, tức là chỉ cắt giảm 1,35 triệu thùng/ngày thì toàn cầu sẽ chỉ thiếu hụt khoảng 0,63 triệu thùng/ngày trong nửa đầu năm 2017.

Quang Trung (tổng hợp)

Sử dụng chất lỏng làm kín polymer hóa dưới tác động chênh lệch áp suất để khắc phục sự cố rò rỉ cơ cấu quay truyền tải nước và dầu khai thác trên tàu Thai Binh - VN FPSO

Tàu Thai Binh - VN FPSO được thiết kế và trang bị hệ thống neo tháp (Turret) và hệ thống đầu xoay (Turret Swivels Stack) để vận chuyển dầu, khí, nước ép vỉa, điện và tín hiệu thông tin điều khiển giữa tàu FPSO với hệ thống đường ống ngầm và giàn đầu giếng WHP-A. Tàu được đưa vào hoạt động từ tháng 10/2003 và là kho chứa nổi xử lý và xuất bán dầu duy nhất của Lô 15-1 được vận hành bởi Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC).

Trong năm 2014, đã xảy ra hiện tượng rò rỉ trong cụm đệm làm kín ống xoay cấp nước ép vỉa và cụm đệm làm kín đầu xoay truyền tải nước và dầu khai thác với lưu lượng khoảng 1 lít/ngày (thu được qua test port) và xuất hiện vết dầu loang bám trên thân ống bên trong cụm xoay Turret Swivels. Cuu Long JOC đã tạm thời chuyển đổi dòng dầu và nước khai thác của WHP-A từ đầu xoay nước và dầu khai thác bị rò rỉ sang đầu xoay dự phòng để đảm bảo duy trì khai thác và an toàn cho hệ thống.

Sau khi kiểm tra đánh giá tình trạng rò rỉ, nhà sản xuất One Subsea và Cuu Long JOC đã nghiên cứu và lựa chọn phương án sửa chữa tại chỗ bằng cách tháo rời hệ thống xoay từ trên xuống dưới để thay thế các đệm kín bị hỏng. Tuy nhiên, do hệ thống xoay có kích thước và trọng lượng lớn (cao 14m, nặng 103 tấn, lắp đặt cách mặt biển 20m), điều kiện mặt bằng và thiết bị nâng tại chỗ không cho phép tháo rời và lắp đặt lại hệ thống xoay như đề nghị ban đầu của nhà sản xuất nên Cuu Long JOC đã chuẩn bị phương án tháo toàn bộ hệ thống xoay và đưa về xưởng của

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" ở Vũng Tàu để sửa chữa lớn.

Do chưa thể tiến hành việc sửa chữa lớn như kế hoạch trên, Phòng Điều hành Sản xuất của Cuu Long JOC đã nghiên cứu và đề xuất phương án khắc phục rò rỉ đệm làm kín cố định bằng chất lỏng polymer hóa dưới áp suất (polymerized sealant) - công nghệ độc đáo của hãng Seal-Tite sử dụng chất keo lỏng kích hoạt dưới sự chênh áp tại vị trí rò rỉ và polymer hóa thành chất rắn linh hoạt để bịt kín chỗ bị rò rỉ. Quy trình khắc phục rò rỉ đầu nối quay truyền tải dầu và nước dùng keo lỏng của Seal-Tite như sau:

- Mở áp suất đầu nối quay truyền tải dầu và nước làm việc song song với đầu nối quay dự phòng và duy trì áp suất bên trong ống đứng của đầu nối này ở 8 bar bằng với áp suất làm việc của đường nhận dầu và nước từ WHP-A về tàu Thai Binh - VN FPSO.

- Nén khí nitơ vào cụm đệm kín tĩnh của đầu nối quay truyền tải dầu và nước qua các van lắp trên test port #1 và test port #8. Test port #1: áp suất nén lên đến 8 bar và quan sát được áp suất tụt 1 bar trong 3 phút. Điều này khẳng định đệm kín thứ cấp (đệm dưới) bị rò rỉ ra bên ngoài ống đứng. Kết quả tương tự ở test port #8.

- Xả hết nitơ qua test port và áp suất về 0. Lấy mẫu chất lỏng chảy ra từ đệm kín qua test port để phân tích.

- Lắp bơm khí nén vào test port #1 và bơm keo lỏng để tăng dần áp suất lên 9 bar. Khóa van chặn và theo dõi sự tụt giảm áp suất qua đêm. Xả áp suất và tiếp tục bơm keo lỏng đạt áp suất 9 bar để lấp dần vị trí bị rò rỉ ở đệm kín thứ cấp. Sau khi đã làm kín

thành công đệm kín thứ cấp (áp suất không bị tụt giảm) xả áp suất và bơm keo lỏng lên 10 bar để tạo chênh áp 2 bar so với áp suất làm việc của hệ thống và khóa van chặn tháo bơm, lắp đóng hồ áp suất vào test port để theo dõi rò rỉ qua hiện tượng mất áp suất.

- Lắp lại quá trình bơm keo lỏng như trên vào test port #8.

Sau 3 ngày theo dõi không phát hiện rò rỉ và tụt áp suất trên cả 2 test port #1 và #8, tách đầu nối quay dự phòng và chuyển đầu nối quay truyền tải dầu và nước làm việc.

Sau khi khắc phục sự cố rò rỉ bằng keo lỏng Seal-Tite và sau hơn 1 năm hoạt động không phát hiện rò rỉ trên đầu nối quay truyền tải dầu và nước. Trong quá trình sửa chữa bằng phương pháp này, không phải dừng khai thác nên không ảnh hưởng đến sản lượng khai thác.

Việc áp dụng thành công phương án này đã ngăn ngừa sự cố tràn dầu gây ô nhiễm môi trường; ngăn ngừa sự cố dừng sản xuất và giảm sản lượng khai thác; tiết kiệm được 18,4 triệu USD từ chi phí dừng sửa chữa lớn đồng thời duy trì khai thác khoảng 615.000 thùng dầu (dự kiến số thùng dầu không khai thác được nếu phải dừng để sửa chữa lớn).

Giải pháp đã được công nhận sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và có thể áp dụng để khắc phục rò rỉ của đệm làm kín trong hệ thống quay trên các FPSO, FSO có cấu tạo tương tự như tàu Thai Binh - VN của Cuu Long JOC. Ngoài ra có thể áp dụng để làm kín đầu giếng, thiết bị đường ống ngầm, thiết bị lòng giếng, đầu nối hệ thống thủy lực...

Nguyễn Văn Thắng (giới thiệu)